

**ESTRUCTURACIÓN DE PRÁCTICAS Y SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA EL
LABORATORIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.**

**Carlos Alberto Duarte Forero
Pedro Alejandro Cediél Gómez**

**Bucaramanga
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Facultad de Ingenierías Físico mecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
2006**

**ESTRUCTURACIÓN DE PRÁCTICAS Y SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA EL
LABORATORIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.**

**Carlos Alberto Duarte Forero
Pedro Alejandro Cediel Gómez**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Director: Mpe(C). Jorge Olmedo Ariza C.

Codirector: Dr. Gilberto Carrillo Caicedo

**Bucaramanga
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
2006**

*A Dios, por permitirme llegar
hasta este punto de mi vida*

*A mi madre y mi padre, por su
amor y apoyo incondicional.*

*A mis hermanos, amigos y
demás personas que me
apoyaron en el transcurso de
mi carrera*

C.A.D.F.

A Dios por darme esta gran oportunidad

A la memoria de mi padre, por ser la luz que ha guiado mi camino.

A mi madre, corazón de todo lo que soy y cómplice de este proceso.

A Yineth Paola, por compartir tantos momentos y con quien deseo seguirlos compartiendo

A mi familia, por la confianza depositada.

A mis amigos y personas que colaboraron con el desarrollo de este trabajo.

P.A.C.G.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Mpe (C) Jorge Olmedo Ariza C. y Dr. Gilberto Carrillo C. directores de este proyecto, por sus valiosas contribuciones y por todos sus conocimientos aportados para el buen desarrollo de este trabajo.

Ing. Orlando Ortiz, ISA, por su contribución y aporte de conocimientos durante el desarrollo de este trabajo.

Ing. Rexnik Alfonso Galeano Hernández, Schneider Electric S.A. por su colaboración y participación en este proyecto.

Erasmus Ltda. Por su aporte a la realización del proyecto.

TÍTULO: ESTRUCTURACIÓN DE PRÁCTICAS Y SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA EL LABORATORIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS¹

Autores: Carlos Alberto Duarte Forero
Pedro Alejandro Cediel Gómez**

Palabras claves: Protecciones eléctricas, Práctica de laboratorio, Selección, Distribución en planta.

Descripción

Se desarrollaron once (11) prácticas para el laboratorio de protecciones eléctricas, se seleccionaron los equipos necesarios para el desarrollo de estas prácticas y se diseñó la distribución de la planta física del laboratorio, buscando plantear su implementación para incrementar la calidad de la enseñanza facilitando un mayor entendimiento de contenidos conceptuales, procedimentales y actitudinales de la asignatura de Protecciones Eléctricas. Este trabajo presenta los siguientes capítulos: El capítulo uno presenta los fundamentos teóricos de las protecciones eléctricas y su aplicación a los elementos de un sistema eléctrico. El capítulo dos expone las prácticas a ser desarrolladas en el laboratorio de protecciones eléctricas. En el capítulo tres se realiza la selección de los equipos para el desarrollo de las prácticas propuestas. El capítulo cuatro plantea la distribución de las áreas de trabajo y del equipo.

Como conclusiones y recomendaciones importantes de este trabajo están:

- Las prácticas planteadas contienen las aplicaciones más importantes en el área de protecciones e incluyen el análisis de los elementos principales de una protección eléctrica.
- Se incluye una guía teórica en el libro y en cada práctica para profundizar el tema de cada una, permitiendo al estudiante tener la información teórica necesaria antes y durante la práctica.
- Los elementos que fueron seleccionados para el desarrollo de las prácticas son de fácil manejo y muy completos en sus funciones.
- Se sugiere continuar con el desarrollo del laboratorio con el fin de aprovechar la oportunidad de incrementar la calidad de la enseñanza facilitando un mayor entendimiento de contenidos conceptuales, procedimentales y actitudinales de la asignatura de Protecciones Eléctricas mediante el laboratorio planteado.
- Antes de iniciar las prácticas de laboratorio se recomienda realizar una charla sobre salud ocupacional con el fin de alertar a los estudiantes los riesgos inminentes durante el desarrollo de la práctica.
- Para disminuir riesgos de accidentes, se aconseja mantener un auxiliar de laboratorio que conozca los equipos y conexiones necesarios para el desarrollo de las prácticas.

¹ Trabajo de grado

^{**} Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director Mpe (C) Jorge Olmedo Ariza C.

TITLE: STRUCTURING PRACTICES AND SELECTION OF EQUIPMENT FOR THE LABORATORY OF ELECTRICAL PROTECTION*

Authors: Carlos Alberto Duarte Forero
Pedro Alejandro Cediel Gómez**

Key words: Electric Protection, Laboratory Practice, Selection, Facility layout.

Description

Eleven (11) practices were developed for the laboratory of electric protection, the necessary equipment was selected for the development of these practices and the layout for the facilities of the laboratory was designed, looking for its implementation in order to increase the teaching quality facilitating, in this way, a higher understanding of conceptual, procedural and attitude contents of the Electric Protection course. This document contains the following chapters: First chapter presents a theoretical base of the electric protection and its application to the elements of an electric system. Second chapter exposes the practices to be developed in the electric protection lab. In the third chapter is developed the selection of the equipment for the development of the proposed practices. Fourth chapter exhibits the layout of the workspaces and its respective equipment.

Conclusions and important recommendations of this work are:

1. The outlined practices contain the most important applications in the protection field and include the analysis of the main elements of an electric protection.
2. A theoretical guide is included in the book and in each practice to get deeper into the topic of each one, allowing the student to have the necessary theoretical information before and during the practice.
3. The elements that were selected for the development of the practices are of easy handling and very complete in their functions.
4. It is suggested to continue with the development of the laboratory with the purpose of taking advantage of the opportunity to increase teaching quality facilitating a higher understanding of conceptual, procedural and attitude contents of the Electric Protection course through the before mentioned laboratory.
5. Before beginning the laboratory practices it is recommended to carry out a talk about occupational health with the purpose of alerting the students about the imminent risks during the development of the practice.
6. In order to decrease risks of accidents, it is suggested to maintain a laboratory assistant that knows the equipment and necessary connections for the development of the practices.

*Degree Project

**Physical-mechanical Engineering Faculty. Electrical, Electronic, and Telecommunications School. Director: Master (C) Jorge Olmedo Ariza C.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO TEÓRICO	3
1.1. Transformadores de corriente	7
1.2. Transformadores de potencial	11
1.3. Relés de Protección	12
1.3.1. Relés de sobrecorriente	12
1.3.1.1. Esquema direccional de sobrecorriente	12
1.3.1.2. Esquemas direccionales de sobrecorriente	16
1.3.2. Relés de Distancia	17
1.3.2.1. Impedancia	18
1.3.2.2. MHO	18
1.3.2.3. MHO desplazado	19
1.3.2.4. Reactancia	20
1.3.2.5. Cuadrilateral	20
1.3.2.6. Lenticular	21
1.3.3. Relés diferenciales	21
1.3.4. Fusibles	22
1.3.5. Interruptores termomagnéticos	22
1.4. Protección de transformadores	23
1.4.1. Fallas en los transformadores	24
1.4.1.1. Sobrecargas y cortocircuitos externos	26
1.4.1.2. Fallas en el equipo auxiliar	26
1.4.2. Protección diferencial para los transformadores	27
1.5. Protección de barras	30
1.6. Protección de línea	32
1.7. Protección de motores	36
1.7.1. Características de protección de los motores eléctricos	36
1.7.1.1. Corriente a plena carga	36
1.7.1.2. Corriente de magnetización	36
1.7.1.3. Corriente a rotor bloqueado	37
1.7.1.4. Tiempo de aceleración	37
1.7.1.5. Tiempo de atascamiento	37
1.8. Protección de generadores	38
1.8.1. Protección Diferencial Del Generador	39
2. PRÁCTICAS DE LABORATORIO	41
2.1. Transformadores	41
2.1.1. Práctica de error para transformadores	41
2.1.1.1. Objetivos	41
2.1.1.2. Marco teórico	41
2.1.1.3. Precauciones de seguridad	43
2.1.1.4. Equipo	44

2.1.1.5.	Preguntas antes de la práctica	44
2.1.1.6.	Procedimiento	44
2.1.1.7.	Preguntas para después de la práctica	45
2.1.2.	Prueba de relación de transformación para transformadores	45
2.1.2.1.	Objetivos	45
2.1.2.2.	Marco teórico	46
2.1.2.3.	Equipos	49
2.1.2.4.	Preguntas antes de la práctica	49
2.1.2.5.	Procedimiento	49
2.1.2.6.	Preguntas para después de la práctica	50
2.1.3.	Prueba de excitación para transformadores de protección	50
2.1.3.1.	Objetivos	50
2.1.3.2.	Marco teórico	50
2.1.3.3.	Preguntas antes de la práctica	51
2.1.3.4.	Equipo	51
2.1.3.5.	Procedimiento	51
2.1.3.6.	Preguntas para después de la práctica	52
2.1.4.	Prueba de conexión de Transformadores de Corriente	52
2.1.4.1.	Objetivos	52
2.1.4.2.	Marco Teórico	52
2.1.4.3.	Preguntas antes de la práctica	55
2.1.4.4.	Equipo	55
2.1.4.5.	Procedimiento	55
2.2.	Relés	56
2.2.1.	Relés de Distancia	56
2.2.1.1.	Objetivos	56
2.2.1.2.	Marco teórico	56
2.2.1.3.	Preguntas antes de la práctica:	71
2.2.1.4.	Equipos	71
2.2.1.5.	Procedimiento	71
2.2.1.6.	Preguntas después de la práctica	74
2.2.2.	Relés de Sobrecorriente	74
2.2.2.1.	Objetivos	74
2.2.2.2.	Marco Teórico	75
2.2.2.3.	Preguntas antes de la práctica	81
2.2.2.4.	Equipos	81
2.2.2.5.	Procedimiento	82
2.2.2.6.	Preguntas después de la práctica	82
2.2.3.	Diferencial	82
2.2.3.1.	Protección de Barras con Relés Diferencial	82
2.2.3.2.	Objetivos	82
2.2.3.3.	Marco teórico	82
2.2.3.4.	Preguntas antes de la práctica	83
2.2.3.5.	Equipos	83
2.2.3.6.	Procedimiento	83

2.2.3.7. Preguntas después de la práctica	84
2.3. Neplan	85
2.3.1. Protección de líneas con relés de sobrecorriente en Neplan	85
2.3.1.1. Objetivos	85
2.3.1.2. Marco teórico	85
2.3.1.3. Preguntas antes de la práctica	87
2.3.1.4. Procedimiento	87
2.3.2. Protección de líneas con relés de Distancia en Neplan	92
2.3.2.1. Objetivos	92
2.3.2.2. Marco teórico	92
2.3.2.3. Preguntas antes de la práctica	93
2.3.2.4. Procedimiento:	93
2.3.2.5. Preguntas después de la práctica	96
2.3.3. Introducción al Ecodial (Protección de sistemas eléctricos industriales)	97
2.3.3.1. Objetivos	97
2.3.3.2. Marco Teórico	97
2.3.3.3. Preguntas antes de la práctica	102
2.3.3.4. Procedimiento	102
2.3.3.5. Preguntas después de la práctica	107
2.3.4. Protección de Motores	107
2.3.4.1. Objetivos	107
2.3.4.2. Marco teórico	107
2.3.5. Preguntas antes de la práctica.....	113
2.3.6. Procedimiento	113
2.3.6.1. Preguntas después de la práctica	114
3. SELECCIÓN DE EQUIPOS	116
3.1. Generalidades	116
3.1.1. Selección de equipos	116
3.1.1.1. Transformadores de corriente	116
3.1.1.2. Transformadores protección	116
3.1.1.3. Transformadores de medida	117
3.1.1.4. Relés	117
3.1.1.5. Computadores.....	118
3.1.1.6. Inyector de corriente.....	119
3.1.1.7. Aparatos de medida	119
3.1.1.8. Equipos auxiliares	120
3.1.1.9. Cantidades de elementos.....	120
4. DISEÑO Y DISTRIBUCIÓN EN PLANTA	121
4.1. Objetivos de la distribución.....	121
4.2. Principios básicos de la distribución en planta	122
4.2.1. Principio de espacio cúbico.....	122
4.2.2. Principio de satisfacción y seguridad	122
4.2.3. Principio de flexibilidad	122
4.3. Tipos de distribución en planta.....	123
4.3.1. Distribución por posición fija	123

4.4. Factores que afectan la distribución en planta	123
4.4.1. Factor maquinaria	124
4.4.1.1. Proceso o pruebas	124
4.4.1.2. Aparatos	124
Tipo de maquinaria	125
4.4.1.3. Herramientas y equipo auxiliar	125
Tipo de herramienta y equipos	125
Cantidad de herramienta y equipo necesario	125
4.4.1.4. Requerimientos relativos a los aparatos	126
4.4.2. Factor hombre	126
4.4.2.1. Condiciones de trabajo y seguridad	126
4.4.2.2. Condiciones de trabajo	127
4.4.2.3. Utilización del hombre	127
4.4.2.4. Otras consideraciones	127
4.4.3. Factor de movimiento	127
4.4.3.1. Guía para la distribución de pasillos	128
4.4.3.2. Espacio para el movimiento	129
4.5. Localización y distribución	129
4.5.1. Planeamiento general	129
4.5.1.1. Distribución por áreas	129
4.5.1.2. Detalles de aparatos y equipo auxiliar	130
4.5.1.3. Selección de bancos de trabajo	130
4.6. Almacén	131
4.6.1. Aparatos de medida portables	132
5. CONCLUSIONES	133
6. RECOMENDACIONES	134
BIBLIOGRAFÍA	135

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Circuito equivalente de un transformador de corriente	8
Figura 2 Diagrama fasorial de un transformador de corriente con carga resistiva ...	9
Figura 3 Curva de saturación	10
Figura 4 Conexión de relés de sobrecorriente	12
Figura 5 Curvas de tiempo inverso	13
Figura 6 Coordinación de unidades de sobrecorriente	14
Figura 7 Variación del Dial del relé de sobrecorriente	15
Figura 8 Tensión de secuencia cero	17
Figura 9 Característica de Impedancia	18
Figura 10 Característica MHO	19
Figura 11 Característica MHO desplazado	19
Figura 12 Característica MHO con reactancia	20
Figura 13 Característica cuadrilateral con reactancia	20
Figura 14 Característica lenticular	21
Figura 15 Principio de operación de un relé diferencial	21
Figura 16 Componentes básicos de un interruptor termomagnético.....	23
Figura 17 Conexión diferencial trifásica	28
Figura 18 Relé diferencial tipo "eje balanceado"	29
Figura 19 Diagrama eléctrico operación diferencial	29
Figura 20 Protección de barras con relé diferencial.....	30
Figura 21 Esquema diferencial de barra sencilla	31
Figura 22 Esquema diferencial de barra principal con barra de transferencia	31
Figura 23 Esquema diferencial de interruptor y medio.....	32
Figura 24 Coordinación de zonas	35
Figura 25 Perfil de corrientes de un motor	38
Figura 26 Símbolos de transformadores de corriente	41
Figura 27 Circuito equivalente de un transformador de corriente	42
Figura 28 Prueba de vacío.....	44
Figura 29 Prueba de cortocircuito	45
Figura 30 Prueba de polaridad por impulsos de tensión.....	47
Figura 31 Prueba por puente de polaridad	47
Figura 32 Método de tensión	48
Figura 33 Método de corriente	48
Figura 34 Prueba de excitación	50
Figura 35 CT's en Y - Relés en Y	52
Figura 36 Estrella Incompleta	53
Figura 37 CT's en Delta - Relés en Y.....	53
Figura 38 Dos CT's y un relé	54
Figura 39 Filtro de secuencia cero.....	55
Figura 40 Conexión para pruebas.....	56
Figura 41 Diagramas R-X de relés de distancia.....	57

Figura 42 Editor de características	58
Figura 43 Plano de impedancia	59
Figura 44 Oscilograma de falla	59
Figura 45 Ventana de configuración de objeto	60
Figura 46 Ventana de parámetros del sistema	61
Figura 47 Ventana de características de las zonas	62
Figura 48 Ventana editor de características	63
Figura 49 Características por defecto	64
Figura 50 Ventana configuración inyector de corriente	65
Figura 51 Configuración de salidas del inyector	65
Figura 52 Ventana de salidas análogas	66
Figura 53 Ventana señales de entrada	66
Figura 54 Ventana condiciones de disparo	67
Figura 55 Selección tipo de falla	68
Figura 56 Características de la prueba	68
Figura 57 Características de disparo	69
Figura 58 Secuencia de la prueba	70
Figura 59 Prueba secuencial	70
Figura 60 Vista posterior relé SEL 421	71
Figura 61 Conexión del relé SEL 421	72
Figura 62 Entradas de corriente	73
Figura 63 Entradas de tensión	73
Figura 64 Salida de disparo	73
Figura 65 Alimentación del SEL 421	73
Figura 66 Curvas de sobrecorriente	75
Figura 67 Configuración del objeto	77
Figura 68 Ventana de configuración del relé	77
Figura 69 Configuración de la curva del relé	78
Figura 70 Tipo de curva	79
Figura 71 Configuración del inyector de corriente	80
Figura 72 Salidas del inyector	80
Figura 73 Salidas digitales del relé	81
Figura 74 Principio de operación del relé diferencial	83
Figura 75 Conexión diferencial	84
Figura 76 Selectividad de protecciones	86
Figura 77 Curvas de sobrecorriente con selectividad	86
Figura 78 Sistema a proteger por sobrecorriente	87
Figura 79 Tiempos de operación relé 1 y 2	89
Figura 80 Tiempo de operación Relé 1	90
Figura 81 Sistema aconsejado a montar	90
Figura 82 Característica de sobrecorriente de un relé	91
Figura 83 Zonas de coordinación	93
Figura 84 Sistema a proteger por distancia	93
Figura 85 Características de relés de distancia	95
Figura 86 Sistema aconsejado a montar	96

Figura 87 Sistema 2 aconsejado a montar	96
Figura 88 Límites de selectividad.....	98
Figura 89 Selectividad amperimétrica.....	98
Figura 90 Selectividad cromométrica.....	99
Figura 91 Pantalla principal de ECODIAL.....	100
Figura 92 Características globales del sistema.....	103
Figura 93 Sistema a proteger.....	103
Figura 94 Sistema industrial a proteger	105
Figura 95 Curvas de disparo de relés térmicos.....	111
Figura 96 Sistema a proteger.....	114
Figura 97 Relé GE Multilin IAC51A801A	117
Figura 98 Relé SEL 421.....	118
Figura 99 Relé diferencial Vigirex RMH Merlin Gerin.....	118
Figura 100 Omicron CMC 256	119
Figura 101 Distribución global en planta.....	130
Figura 102 Plano General Laboratorio.....	132

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Causas de fallas en los transformadores	25
Tabla 2 Condiciones anormales de operación en generadores	39
Tabla 3 Valores globales en Ecodial	100
Tabla 4 Equipo representativo del laboratorio	130

INTRODUCCIÓN

La electricidad, en el mundo actual, requiere un alto nivel de confiabilidad para permitir que sus usuarios puedan aprovechar las posibilidades de la energía eléctrica.

Los sistemas de potencia permiten el transporte de la energía desde la producción (generadores) hasta la utilización final. Sin embargo, cualquier equipo de la cadena puede fallar ocasionando sobrecorrientes, sobretensiones y subtensiones perjudiciales para el sistema.

Para disminuir los daños se utilizan sistemas de protección que desconectan la parte fallada, minimizando los impactos negativos en el sistema de potencia. Esto abre un campo en el diseño y aplicación de soluciones que permitan desarrollar sistemas más confiables.

Hoy día, los cursos de protecciones eléctricas deben ofrecer a los estudiantes la posibilidad de adquirir conocimientos y acercarse en buena parte a las características reales de los procesos utilizados en el desarrollo de la ingeniería.

La asignatura protecciones eléctricas que se ofrece actualmente en la Universidad Industrial de Santander (U.I.S.) está organizada en dos partes, una de descripción de equipos de protecciones y la otra de aplicación a los elementos del sistema.

El programa de la asignatura requiere simulaciones y prácticas de laboratorio que permitan comprender con claridad los conceptos. Tanto la simulación como las prácticas de laboratorio son técnicas de enseñanza utilizadas para concretar escenarios de clase que fortalecen los conceptos.

Las técnicas de simulaciones utilizan ejercicios impresos, equipos reales o simulaciones por computador, en los que los estudiantes desempeñan tareas y funciones de un puesto de trabajo, resolviendo problemas y tomando decisiones.

Las prácticas de laboratorios proveen oportunidades para que los estudiantes operen sobre materiales, elementos, equipos, comprueben hipótesis y apliquen métodos. Permiten a los estudiantes explorar sus habilidades y destrezas para enfrentarse a los casos que se presentan en el ámbito laboral y manejar los instrumentos que allí se emplean.

Es importante resaltar que décadas atrás se intentó realizar un laboratorio de protecciones eléctricas, contando con equipos que en la actualidad han sido desplazados por los cambios de tecnología. En la actualidad no existe ni el

espacio ni los instrumentos para la realización de prácticas de protecciones eléctricas.

El presente trabajo tiene como objetivo estructurar las prácticas y seleccionar equipos de laboratorio para fortalecer las bases teóricas y técnicas adquiridas por los estudiantes en el curso de protecciones eléctricas, teniendo en cuenta las tecnologías utilizadas en el mercado.

Con la finalidad de dar una fundamentación amplia y clara sobre el tema, este documento se ha dividido en capítulos organizados así:

El **capítulo uno** presenta la perspectiva global de las protecciones eléctricas mostrando los fundamentos teóricos de las funciones de protección y su aplicación a los principales elementos de un sistema de potencia.

El **capítulo dos** expone las prácticas a ser desarrolladas en el laboratorio de protecciones con características de fácil entendimiento para los estudiantes.

En el **capítulo tres** se realiza la selección de los equipos para el desarrollo de las prácticas propuestas en el capítulo dos.

El **capítulo cuatro** plantea la distribución de las áreas de trabajo y del equipo para asegurar el buen desarrollo de las prácticas de laboratorio.

Por último, los **capítulo cinco y seis** muestran las conclusiones alcanzadas en el desarrollo del trabajo y algunas recomendaciones para la implementación del laboratorio de protecciones.

1. MARCO TEÓRICO

Las razones por las que se aplica una protección a los sistemas de potencia son varias:

- Para minimizar daños al personal.
- Para separar los equipos fallados del resto de los equipos en operación normal, permitiendo al sistema continuar su función.
- Para limitar el daño al equipo fallado.
- Para minimizar la posibilidad de fuego.

Un sistema de protección puede descomponerse en tres funciones a saber²: medición, lógica y acción, éstas pueden ser realizadas por un solo elemento; como en el caso de un fusible, o pueden estar independientes; como en el caso del sistema de protección de las líneas de transmisión.

- **Detectar corrientes y/o tensiones (Medición)**

Esta función corresponde a la detección de corrientes y tensiones necesarias. Para ello se utilizan normalmente, los transformadores de corriente y de tensión que presentan en su lado secundario una replica reducida de las condiciones que se presentan en el lado primario durante las fallas o funcionamiento normal del sistema.

- **Analizar si esos valores son o no perjudiciales al sistema (Lógica)**

La función principal de los relés, es proteger el servicio de energía de interrupciones y prevenir o limitar el daño a los equipos en caso de que ocurra. El relé es un dispositivo automático que opera cuando una cantidad actuante de entrada, alcanza un valor definido. Capta una información, la procesa, y si es crítica envía una orden de acción al interruptor.

- **Desconectar la parte de la fallada en el menor tiempo posible (Acción).**

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos cortando las corrientes normales o de falla cuando se requiera. En todo sistema de potencia los interruptores están encargados de. El ingeniero de protecciones debe determinar cuáles interruptores deben operar para despejar una falla y estructurar los relés que lo comandan.

²CARRILLO CAICEDO, Gilberto. Fundamento de Protecciones. Bucaramanga 1990.p 3.

En el laboratorio de protecciones se centra la atención en los relés de protecciones (lógica) y en los transformadores de protección, por tanto las prácticas se diseñaron para éstos.

Según la CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas), los requisitos técnicos que debe tener un sistema de protección son:

Alta Confiabilidad: Probabilidad de no omitir disparos.

Alta Seguridad: Probabilidad de no tener disparos indeseados.

Selectividad: Desconectar sólo lo fallado, evitando trasladar los efectos de las fallas a otros lugares del STN.

Rapidez: El tiempo de operación debe ser lo suficientemente corto de modo que garantice mantener la estabilidad del sistema.

Las protecciones deben ser preferiblemente de estado sólido de tecnología digital o numérica y deben cumplir la norma IEC 255. Si se seleccionan protecciones basadas en microprocesadores con varias funciones de protección simultánea, éstas deben ser duplicadas para proveer la confiabilidad requerida. En caso de que las funciones de protección posean su propio microprocesador y fuente DC, se definirá si es necesario esta redundancia.

Los relés de disparo deben tener reposición eléctrica local y remota.

Todos los relés deben disponer de contactos suficientes para supervisión local (anunciador), supervisión remota y registro de fallas.

El esquema recomendado para cada circuito de línea de transmisión preferiblemente debe constar de dos protecciones principales con distinto principio de operación y debe ser tal que permita el mantenimiento de uno de los sistemas de protección sin sacar la línea de servicio, conservándose un nivel de protección adecuado. El esquema es el siguiente:

Protección Principal 1: Relé de distancia no conmutado ("full scheme") con unidades independientes fase-fase y fase-tierra, de 3 zonas hacia adelante y 1 zona hacia atrás. Característica de inhibición y disparo para oscilación de potencia ("Power Swing"). Hábil para trabajar con esquemas de teleprotección que utilizan señales permisivas o de bloqueo.

Debe permitir recierres monopolares y tripolares, por lo tanto su lógica de control debe estar habilitada, para disparos monopolares y tripolares. Todas y cada una de las salidas deben tener contactos duplicados para permitir la supervisión remota por el SOE directamente del relé.

Protección Principal 2: Sistema de comparación direccional utilizando un relé direccional instantáneo de falla a tierra, trabajando en esquema de disparo permisivo a través de canal de teleprotección con el extremo remoto, con selección de fase mediante relés de impedancia para permitir disparos y recierres monopolares y tripolares con tiempos de protección primaria. Adicionalmente debe tener una unidad direccional de tierra de tiempo definido o inverso, como respaldo, en caso de problemas en el canal de comunicación. La protección deberá poseer contactos adicionales para supervisión remota con el SOE directamente del relé.

En caso de una línea de doble circuito la protección principal 2, en cada uno de ellos, deberá poseer la lógica inversión de flujo.

Alternativamente la protección principal 2 podrá tener otro principio de operación diferente al de sobrecorriente direccional (ejemplo: superposición, onda viajera, diferencial, hilo piloto, etc.) siempre que las dos protecciones principales incluyan adicionalmente un módulo de sobrecorriente direccional de tierra.

Además tendrá unidades direccionales de sobrecorriente de fases, con características de tiempo definido o inverso, como respaldo para fallas entre fases no detectadas por el relé de distancia.

En los esquemas de protección de líneas existentes equipadas con dos protecciones principales de igual principio de funcionamiento, como distancia - distancia, éstas se complementarán con relés direccionales de falla a tierra.

Relés de sobretensión: Para proteger los equipos de patio contra sobretensiones sostenidas o temporales de gran magnitud. Deberá tener unidad instantánea y temporizada de tiempo definido.

El esquema se debe complementar con:

- Localizador de fallas de lectura directa, el cual puede ser independiente o hacer parte de una de las protecciones principales. La indicación debe ser dada en unidades métricas (Km).
- En caso de líneas cortas el esquema de protección puede constar de esquema de comparación direccional y esquemas diferenciales de hilo piloto.

El esquema de protección de línea anteriormente descrito debe ser complementado en cada subestación con:

- Relés de falla interruptor: Para actuar como respaldo local en caso de falla del interruptor (o interruptores) de línea.
- Relé de Recierre: Debe permitir y controlar los recierres monopolares y tripolares automáticos. En caso de utilizarse en configuración anillo o interruptor y medio se debe disponer de la lógica programable maestro-seguidor.
- Relé de disparo maestro: Para disparos definitivos (bloquea el recierre en caso de fallas aclaradas por las protecciones de respaldo).
- Relés de supervisión circuito de disparo: Para garantizar alarmas en caso de no disponibilidad del circuito o de las bobinas de disparo del interruptor.
- Relé de chequeo de sincronismo: Para supervisar los recierres automáticos y los cierres manuales.
- Equipo de teleprotección para 3 señales como mínimo (dos asociadas a las protecciones 1 y 2 y una para disparos transferidos directos (por sobretensión, falla interruptor, diferencial de barras, etc.).
- Protección de Barras: Serán del tipo de impedancia moderada o porcentual. Deben preverse en este sistema las ampliaciones futuras. El sistema debe dar señalización por fase. Los relés deberán permitir la conexión de CT's de diferente relación de transformación.
- Relés de frecuencia: Son necesarios en puntos estratégicos de la red donde sea necesario implementar deslastres de carga para preservar la estabilidad del sistema. Bajo solicitud del CND, el Transportador dará las instrucciones particulares en los casos donde se requieran.

El tiempo mínimo de supervisión deberá garantizar que la protección opere en forma segura. Si la frecuencia se recupera al menos durante un ciclo antes de terminarse la temporización, el relé debe reponerse automáticamente e iniciar un nuevo ciclo de supervisión.

Adicionalmente debe contar con sistema de medición de rata de cambio de frecuencia cuyo ajuste puede ser independiente o en combinación con los umbrales de frecuencia.

Los rangos de frecuencia están definidos en el Código de Operación.

- Registrador de fallas: Las especificaciones técnicas están consignadas en el Anexo CC.5 "Requisitos Técnicos del Sistema de Registro de Fallas".

- Los relés de recepción / transmisión de disparo transferidos deben ser relés maestros (de bloqueo), con reposición eléctrica.
- Si la subestación tiene una configuración de conexión de interruptores (interruptor y medio, anillo), el Usuario deberá adicionar a las anteriores protecciones, las correspondientes a tramo muerto y zona muerta.

A continuación se presenta una introducción a los principales elementos que pertenecen a un sistema de protección.

1.1. Transformadores de corriente³

Cuando se desea hacer mediciones de corriente cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien, cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que operan a tensiones elevadas es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor, y los instrumentos y operadores. Este aislamiento se logra por medio de los denominados transformadores de corriente cuya función principal es transformar o cambiar el nivel de corriente de un circuito a otro permitiendo la conexión de los instrumentos de medida y protección.

La relación de transformación para el transformador de corriente se establece como:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{I_s}{I_p} = Kn$$

La figura 1 muestra un circuito equivalente y simplificado de un transformador de corriente (CT) y su conexión al "burden" o carga. La impedancia de fuga del primario y la parte reactiva del secundario son omitidas ya que no afectan ningún cálculo.

Para construir el diagrama fasorial de un CT se debe seguir el siguiente procedimiento:

³ IEEE Guide for Field Testing of Relaying Current Transformers. ANSI/IEEE C57.13.1-1981

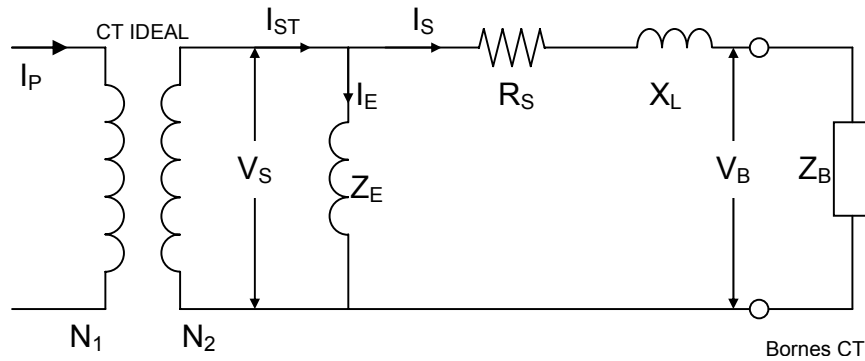


Figura 1 Circuito equivalente de un transformador de corriente

V_S	Tensión de excitación del secundario
V_B	Tensión en bornes del CT
I_P	Corriente del primario
Z_E	Impedancia de excitación
I_{ST}	Corriente total del secundario
R_S	Resistencia del secundario
I_S	Corriente de carga del secundario
X_L	Reactancia del secundario
I_E	Corriente de excitación
N_2-N_1	Relación de transformación
Z_B	Impedancia del "burden"

- Graficar la corriente de carga del lado secundario I_S .
- Dibujar la caída de tensión en el secundario $I_S \times R_S$ y $I_S \times X_S$.
- Sumar V_B a la tensión resultante con el fin de obtener la tensión de excitación del lado secundario V_S .
- Una vez obtenido V_S , dibujar el flujo 90° atrasado con respecto a V_S .
- Dibujar la corriente de excitación I_E , compuesta por la suma de la corriente magnetizante I_M , en fase con el flujo, y la corriente de pérdidas I_{per} , en cuadratura con el mismo.

Analizando la figura 2 se puede decir $I_{ST} = I_S + I_E$, entonces la corriente por el lado primario será:

$$I_P = \frac{N_2}{N_1}(I_S + I_E), \text{ donde } \frac{N_2}{N_1} \text{ es la relación de transformación.}$$

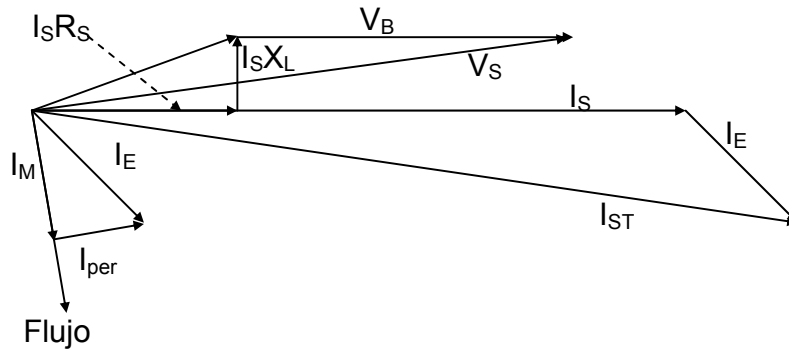


Figura 2 Diagrama fasorial de un transformador de corriente con carga resistiva

El funcionamiento de un CT esta guiado por las curvas de excitación. Estas curvas muestran la relación existente entre la tensión de excitación del secundario (V_S) y la corriente de excitación (I_E) y están atadas a las características magnéticas del material del núcleo del transformador. Una curva típica de excitación para un transformador clase C se muestra en la figura 3. Las curvas se grafican en papel log-log y se encuentra a partir de datos de pruebas. El devanado primario deberá estar abierto para esta prueba⁴.

⁴ Para una mayor información acerca de la construcción de las curvas refiérase al numeral 6.10 y 8.3 del IEEE Std C57.13-1993.

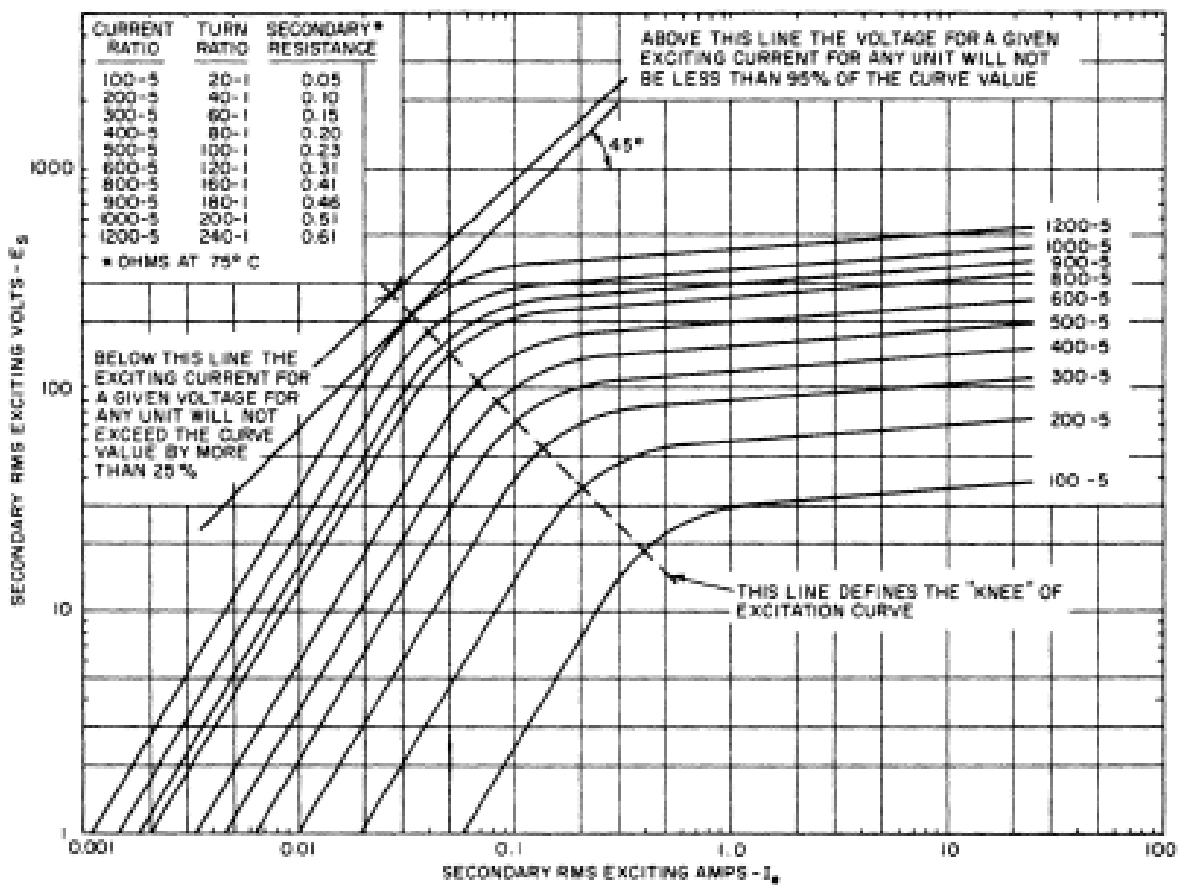


Figura 3 Curva de saturación⁵

En un CT bajo condiciones ideales la corriente del lado secundario es una réplica exacta de la corriente del primario, sin embargo, esta corriente puede verse distorsionada cuando se alcanza la región de saturación debido a factores como:

- El “burden” secundario
- La corriente primario
- Asimetría en la corriente primaria
- Flujo remanente en el hierro

Los “burden” de alta impedancia en el secundario de los CT’s producen una saturación alta en el hierro, y además, errores en la forma de onda del secundario. Este fenómeno es debido a la proporcionalidad que existe entre la densidad de flujo en el hierro y la integral de la tensión del “burden” en el tiempo.

⁵ IEEE Guide for Field Testing for Relaying Current Transformers ANSI/IEEE C57.13.1-1989. Pág.9

Cuando el hierro se satura, una corriente significativa se desvía a través de la rama de magnetización, y la corriente deseada en el secundario se reduce y distorsiona. Es necesario entonces realizar el cálculo del “burden” para que el límite de exactitud del CT no sea excedido.

La impedancia total del “burden” es la suma vectorial de la resistencia del devanado, la resistencia de los conductores de conexión, la impedancia de CT’s auxiliares, y la impedancia de los relés y medidores conectados. La impedancia de los equipos conectados en los secundarios de los CT’s auxiliares deben estar referidas al lado primario, cuando se está calculando el “burden” solo si el CT auxiliar no está saturado.

Como punto de referencia puede realizarse un primer cálculo, es común sumar los “burdens” aritméticamente en vez de vectorialmente. En algunas ocasiones, esta aproximación es muy precisa, particularmente si la resistencia del devanado y los cables de conexión son los más representativos del “burden” secundario.

1.2. Transformadores de potencial

Los transformadores de potencial se emplean para medición y/o protección; su nombre se debe a que la cantidad principal por variar es la tensión, o sea que permite reducir una tensión de un valor un valor que puede ser muy alto a un valor utilizado por los instrumentos de medición o protección (generalmente 120 V).

Al igual que los transformadores de corriente, presentan los errores de magnitud y ángulo, por esta razón no se detalla este tema.

Desde el punto de vista de especificaciones de un transformador de potencial, además de la relación de transformación, se debe indicar la potencia de consumo de los aparatos que va a alimentar y su clase de precisión, de tal forma que como especificaciones importantes a considerar en un transformador de potencial, se tienen los siguientes:

- Relación de transformación $\frac{V_1}{V_2}$
- Potencia a alimentar en VA.
- Clase de precisión.
- Tipo de servicio. (interno o intemperie).
- Número de devanados (Primario, y secundario o secundarios).
- Especificaciones dielectricas

1.3. Relés de Protección

Los relés son los encargados de realizar el procesamiento de las señales de tensión y corriente para concluir cuando éstas son normales o anormales. Esta tarea la pueden realizar de formas diferentes, entre las más utilizadas están:

1.3.1. Relés de sobrecorriente

1.3.1.1. Esquema direccional de sobrecorriente

La protección por sobrecorriente es el sistema más simple y menos costoso de la protección contra fallas que se pueda instalar en equipos de una subestación. Su principio de operación depende solo de la magnitud de corriente.

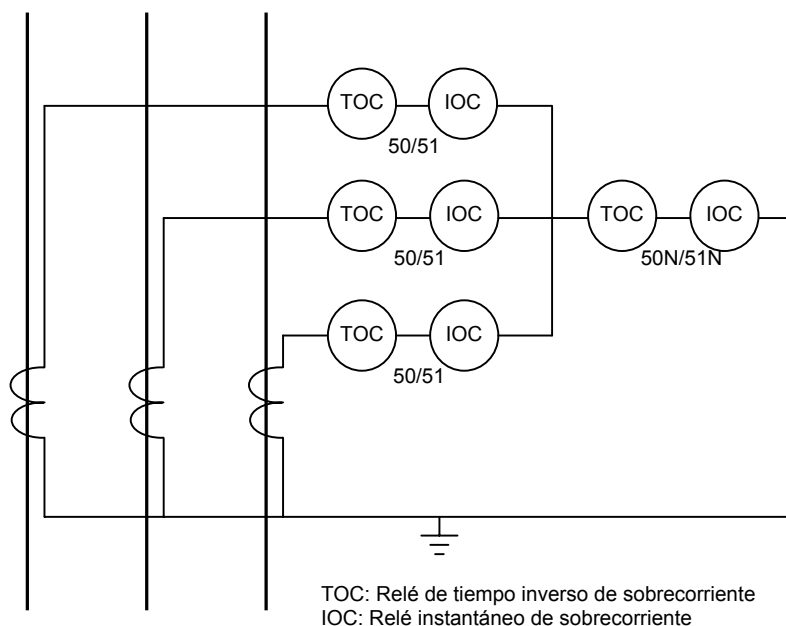


Figura 4 Conexión de relés de sobrecorriente

Las corrientes de fase o corrientes de secuencia pueden ser usadas como cantidades operantes. Los relés de sobrecorriente de fase operan para todos los tipos de fallas, pero requieren definir el “pickup” (corriente de operación) que corresponde con un valor mayor a condiciones normales de operación. Los relés

de secuencia negativa o los de secuencia cero no operan para cargas balanceadas o para fallas trifásicas, pero tienen un valor “pickup” por debajo de la carga. El disparo puede ser instantáneo, retrasado por pocos segundos o retrasado inversamente proporcional al valor de la magnitud de corriente.

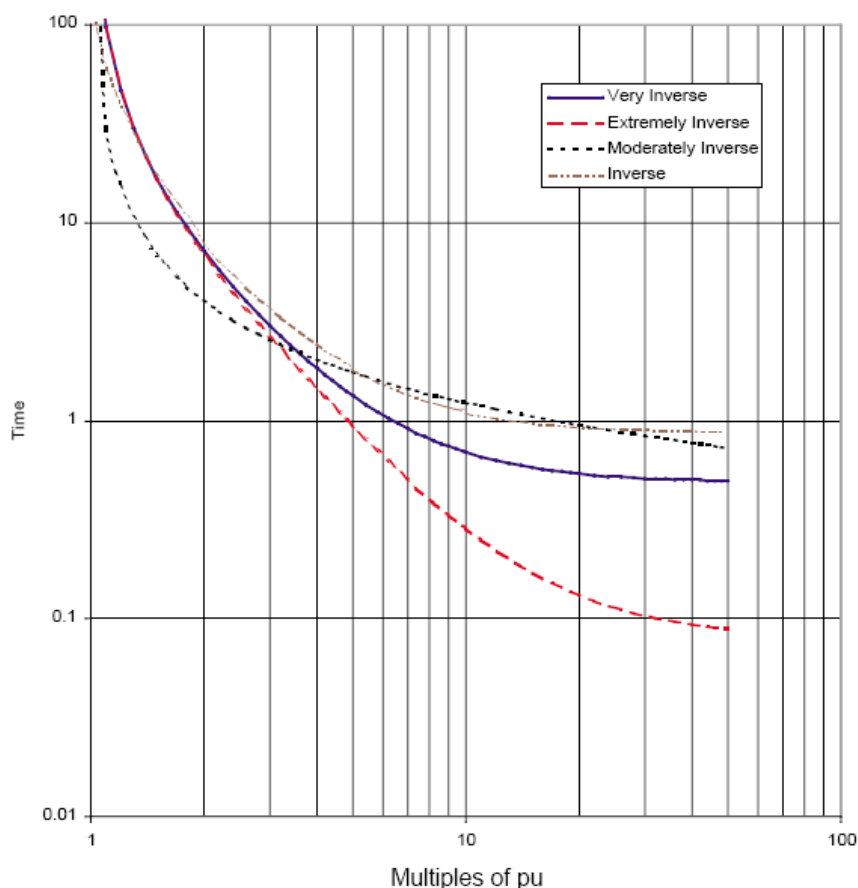


Figura 5 Curvas de tiempo inverso⁶

El disparo instantáneo puede ser usado si el valor de “pickup” de la unidad instantánea puede ser mayor que la corriente que contribuye a la falla afuera del elemento a proteger. Para proteger un equipo o elemento, el retardo del tiempo se hará necesario para la coordinación con los elementos de protección aguas abajo. La figura 6 muestra cómo se realiza la coordinación entre un relé con unidad tiempo y unidad instantánea, con uno aguas arriba con una unidad de tiempo. Para asegurar una coordinación apropiada, el valor del “pickup” de la unidad instantánea debe ser mayor al valor con el que contribuye una falla por fuera de la línea a proteger.

⁶ IEEE Guide for Protective Relay Application to Transmission Lines. IEEE Std C37.113-1999. Pág. 36

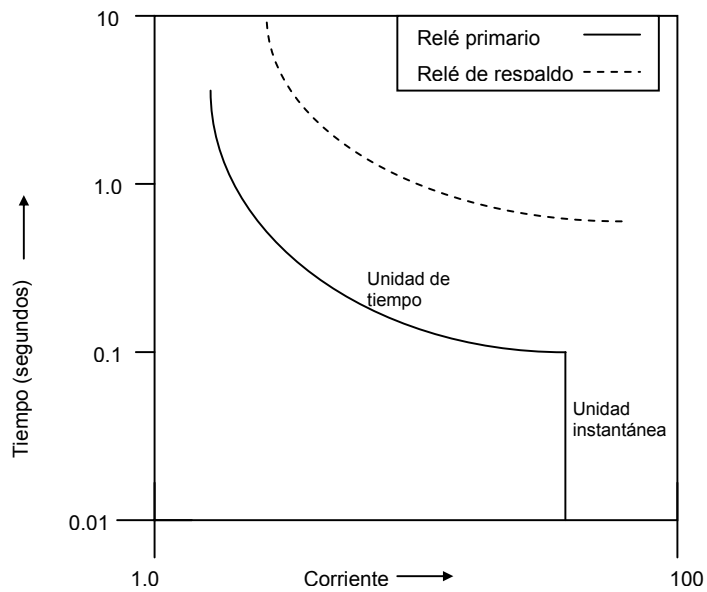


Figura 6 Coordinación de unidades de sobrecorriente

El valor de la unidad de tiempo debe fijarse para evitar el disparo debido a la máxima corriente de carga que fluya a través del elemento en ambos sentidos. La fijación del tiempo (dial) se realiza generalmente para producir una operación que no afecte la coordinación con una protección adyacente. El efecto de variar el ajuste de tiempo se muestra en la figura 7 para un relé de sobrecorriente típico.

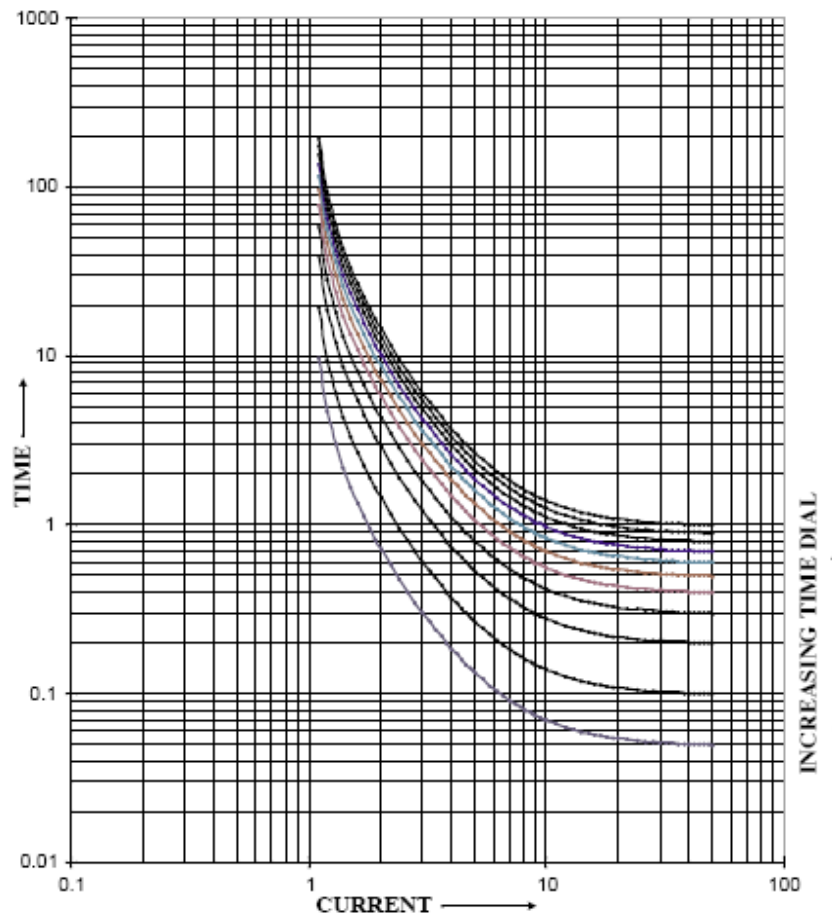


Figura 7 Variación del Dial del relé de sobrecorriente⁷

Los esquemas de protección por sobrecorriente se usan principalmente en distribución y subtransmisión donde la corriente de carga y la corriente de falla van en un solo sentido (esquemas radiales) y en esquemas donde se desea que el costo relativo a la protección sea bajo. La elección de la característica de sobrecorriente se basa en las características de la fuente, las líneas y las cargas. En general, la característica debe emparejar o estar cercana a la de los elementos de protección aguas abajo para lograr una apropiada coordinación en todos los niveles de fallas.

⁷ IEEE Guide for Protective Relay Application to Transmission Lines. IEEE Std C37.113-1999. Pág. 37

1.3.1.2. Esquemas direccionales de sobrecorriente

El esquema básico del relé direccional de sobrecorriente consiste en cuatro unidades de sobrecorriente (una en cada fase y una para corrientes residuales). Se puede complementar el esquema de conexiones con unidades de secuencia negativa. Como con la unidad de sobrecorriente, se pueden agregar unidades instantáneas que puede que sean direccionales o no, que permitan una operación rápida para fallas cercanas. Las corrientes para estos relés será impuesta por el transformador de corriente ubicado en las líneas (uno por cada fase y la suma de los tres para la unidad de corriente residual). Los equipos trifásicos tendrán que sumar internamente las tres corrientes para producir la secuencia negativa y la residual con el fin de no utilizar CT's extras.

Los relés direccionales solo responden a fallas en una dirección. Esto se debe a que al relé se le aplica una cantidad que toma como referencia. Esta cantidad puede ser una tensión, una corriente o ambos. La direccionalidad refuerza la habilidad del relé para determinar si la falla es en su zona de protección y permite aumentar la sensibilidad del relé.

Existen dos métodos para utilizar la unidad direccional de sobrecorriente. En el primer método, el elemento direccional supervisa la salida de la unidad de sobrecorriente. En este método, la unidad de sobrecorriente es libre de operar para cualquier corriente que exceda el "pickup" fijado; en cualquier forma el disparo ocurre solamente si la unidad direccional lo permite. En el otro método, la unidad direccional controla la entrada de la corriente medida al elemento de sobrecorriente, previniendo que este opere a no ser que la unidad direccional lo permita.

En ambos métodos, la supervisión direccional y el control de torque direccional, se puede acoplar con relés electromecánicos, de estado sólido constituidos por microprocesadores.

Los relés direccionales de fase se polarizan con la tensión de fase, mientras los relés direccionales de tierra emplean una variedad de métodos de polarización usando secuencia cero, secuencia negativa, o ambas. La polarización por secuencia negativa es aplicada a menudo cuando el efecto inductivo de la secuencia cero causa la pérdida de la direccionalidad de las unidades de secuencia cero.

La tensión de secuencia cero se obtiene de una delta abierta en el secundario de los transformadores de tensión con el primario en Y (ver figura 8), que entrega la cantidad de $3V_0$. En los relés basados en microprocesadores, la cantidad de $3V_0$ se calcula internamente de la entrada de las tensiones trifásicas. La polarización con corriente de secuencia cero es posible solamente si hay una fuente de corriente a tierra en la subestación (barras).

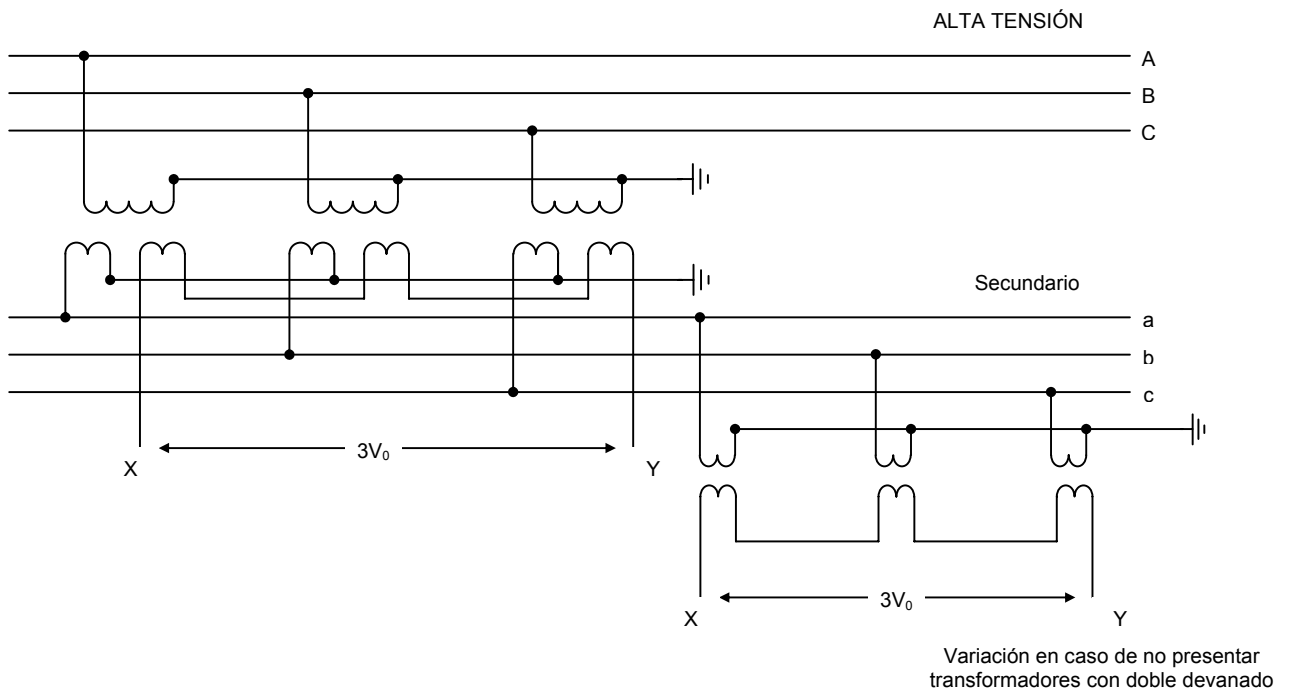


Figura 8 Tensión de secuencia cero

Los esquemas de relés direccionales de sobrecorriente se usan principalmente en fuentes de distribución y subtransmisión cuando la corriente de falla y/o la corriente de carga circulan en cualquiera de las dos direcciones. Los relés direccionales se requieren en el terminal donde se tenga una fuente débil detrás de ella. El "pickup" de la unidad direccional se debe fijar más alto al nivel de corriente de carga en la dirección delantera, pero debe fijarse menor a la corriente normal de carga en sentido inverso. El establecimiento del "pickup" de la unidad instantánea, la característica de corriente y el ajuste del tiempo se realizan de manera semejante a los relés no direccionales, teniendo en cuenta solo la falla vista hacia delante. Los relés de tierra direccionales son usados comúnmente en todos los tipos de líneas de transmisión. Las unidades de sobrecorriente por tiempo son usados como respaldo. Las unidades instantáneas de fallas a tierra direccionales son usadas para disparo directo en caso de fallas a tierra cercanas.

1.3.2. Relés de Distancia

La protección por distancia opera usando tanto el valor de corriente como el de tensión para determinar si la falla se encuentra en la zona de protección del relé. Este tipo de relés está disponible para la protección de todas las fases y tierra. La característica se puede definir usando un diagrama R-X. Existen diferentes

características de relés. La característica se fija de acuerdo a la impedancia de secuencia positiva y cero de la línea de transmisión.

El término “relé de impedancia” es usado cambiándolo por el término “relé de distancia”, aunque es solamente una convención. Actualmente, existen diversas características para relés de distancia, en las que la característica de impedancia es solamente una. Las características básicas de los relés son las siguientes:

1.3.2.1. Impedancia

El relé de impedancia no tiene en cuenta el ángulo entre la tensión y la corriente que se le inyecta. Por esta razón la característica en el diagrama R-X es un círculo cuyo centro se encuentra en el origen del plano. El relé opera cuando la impedancia medida es menor a la establecida. Esta unidad, cuando es usada para disparo, debe estar supervisada por una unidad direccional o por un retraso de tiempo.

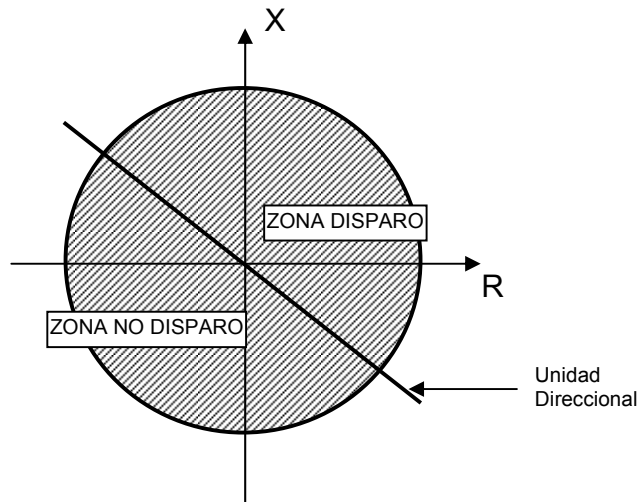


Figura 9 Característica de Impedancia

1.3.2.2. MHO

La característica del relé mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo.

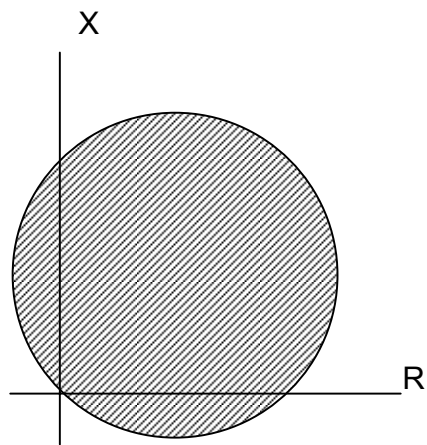


Figura 10 Característica MHO

1.3.2.3. MHO desplazado

La característica de un relé mho desplazado en el plano R-X es un círculo modificado e incluye el origen, lo que permite una mayor protección para fallas cercanas. Esta unidad, cuando es usada para disparo, debe estar supervisada por una unidad direccional o por un retraso de tiempo.

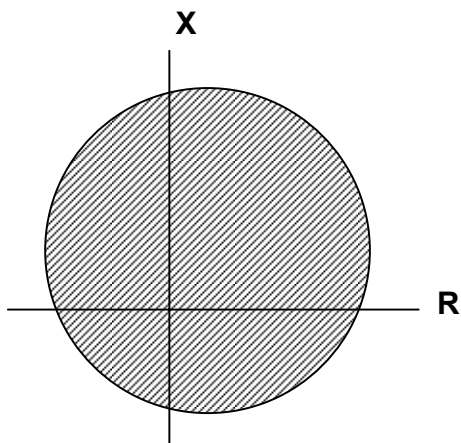


Figura 11 Característica MHO desplazado

1.3.2.4. Reactancia

El relé de reactancia solo mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea infinita paralela al eje R. El relé de reactancia debe ser supervisado por otra función para asegurar la direccionalidad y para prevenir el disparo bajo carga.

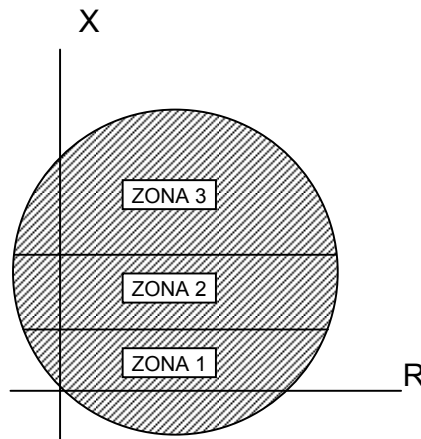


Figura 12 Característica MHO con reactancia

1.3.2.5. Cuadrilateral

La característica cuadrilateral se puede conseguir combinando unidades direccionales y características de reactancia con dos características resistivas de control.

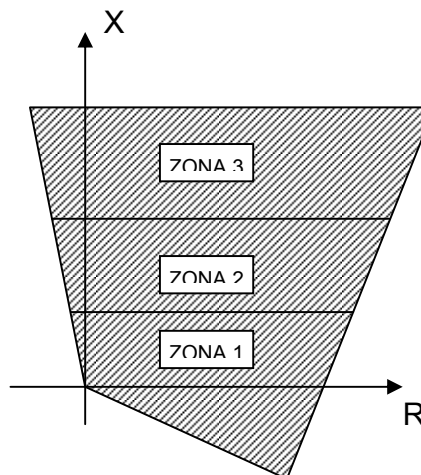


Figura 13 Característica cuadrilateral con reactancia

1.3.2.6. Lenticular

El relé lenticular es similar al relé mho, excepto por su forma de lente con respecto a la circular, lo que permite una sensibilidad menor a la carga. (figura 14)

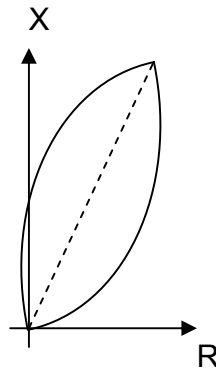


Figura 14 Característica lenticular

1.3.3. Relés diferenciales

El principio de operación del relé diferencial está basado en la diferencia de valores de intensidad de corriente en los extremos de entrada y salida de la zona protegida, de manera tal que esta señal se puede emplear como indicadora y para disparo del interruptor; razón por la que el relé diferencial debe reunir características de una alta selectividad combinada con un tiempo rápido de disparo.

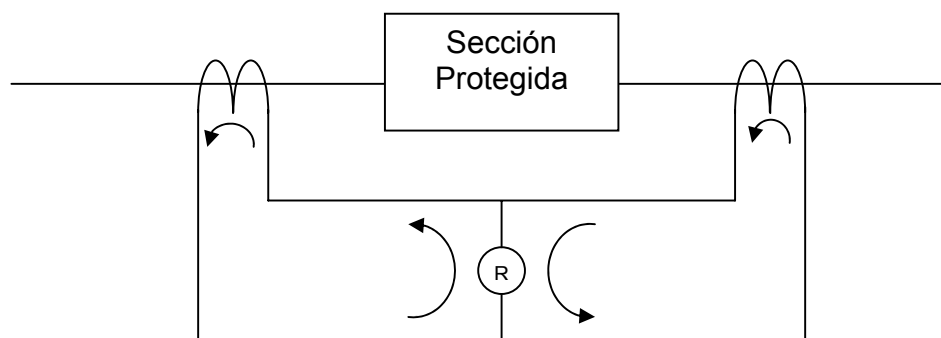


Figura 15 Principio de operación de un relé diferencial

El relé R simplemente compara la magnitud de corriente, dirección de potencia o ángulos relativos de fase de las corrientes en los extremos de la zona protegida. Esta zona puede ser un tramo de un circuito, un arrollamiento de un generador, una parte de las barras colectoras entre otras. En los relés electromagnéticos consiste en dos electromagnetos que desarrollan sus pares en oposición sobre una armadura que contiene los contactos.

Los electromagnetos se excitan con las corrientes de los dos transformadores de corriente, sin embargo una falla dentro de la zona protegida hace que las dos corrientes fluyan en la misma dirección a través del relé R produciendo un par resultante positivo que cierran los contactos del circuito de disparo de los interruptores en los extremos.

1.3.4. Fusibles

Los fusibles contiene las tres funciones de las protecciones en un mismo elemento (censado, lógica y actuación), son elementos de protección que constan de un alambre o cinta formados por una aleación de plomo y estaño con un bajo punto de fusión, que se funde cuando se excede la corriente máxima para la cual fue diseñado interrumpiendo el circuito, pueden mejorarse aplicándole técnicas de enfriamiento o rapidez de fusión, para la mejor protección de los circuitos que existan en la instalación, por lo cual para una misma corriente, atendiendo a la rapidez de fusión, se pueden clasificar en:

- Los fusibles lentos (gT): son los menos utilizados, empleándose para la protección de redes aéreas de distribución generalmente, debido a los cortocircuitos momentáneos que los árboles o el viento pueden hacer entre los conductores.
- Los fusibles rápidos (gF): se emplean para la protección de redes de distribución con cables aislados y para los circuitos de alumbrado generalmente.
- Los fusibles de acompañamiento (aM): son un tipo especial de protección, diseñado para la protección de motores eléctricos, soportan sin fundirse los picos de corriente que estos absorben en el arranque.

1.3.5. Interruptores termomagnéticos

Se emplean para la protección de los circuitos eléctricos, contra cortocircuitos y sobrecargas, en sustitución de los fusibles, ya que tienen la ventaja de que no hay que reponerlos; cuando desconectan una sobrecarga o un cortocircuito, se rearman de nuevo y siguen funcionando.

Según el número de polos, se clasifican éstos en: unipolares, bipolares, tripolares y tetrapolares. Estos últimos se utilizan para redes trifásicas con neutro. Estos

aparatos constan de un disparador magnético, formado por una bobina, que actúa sobre un contacto móvil, cuando la corriente que lo atraviesa alcanza magnitudes muy elevadas respecto a su valor nominal (I_n). Éste es el elemento que protege la instalación contra cortocircuitos, también poseen un dispositivo térmico, formado por una lámina bimetálica, que se dobla al ser calentada por un exceso de corriente. Esta es la protección contra sobrecargas y su velocidad de desconexión es inversamente proporcional a la sobrecarga. Cuando la desconexión se presenta por efecto de una sobrecarga, debe esperarse un tiempo para que enfríe la bilamina y cierre su contacto, dando de nuevo el paso de la corriente a los circuitos protegidos.

Los interruptores termomagnéticos, son muy empleados en instalaciones de Baja Tensión en general y suelen fabricarse para intensidades entre 5 y 125 amperios, de forma modular y calibración fija, sin posibilidad de regulación. Para instalaciones industriales, se llegan a fabricar hasta 1000 A o más, suelen estar provistos de una regulación externa, al menos para el elemento magnético, de protección contra cortocircuitos.

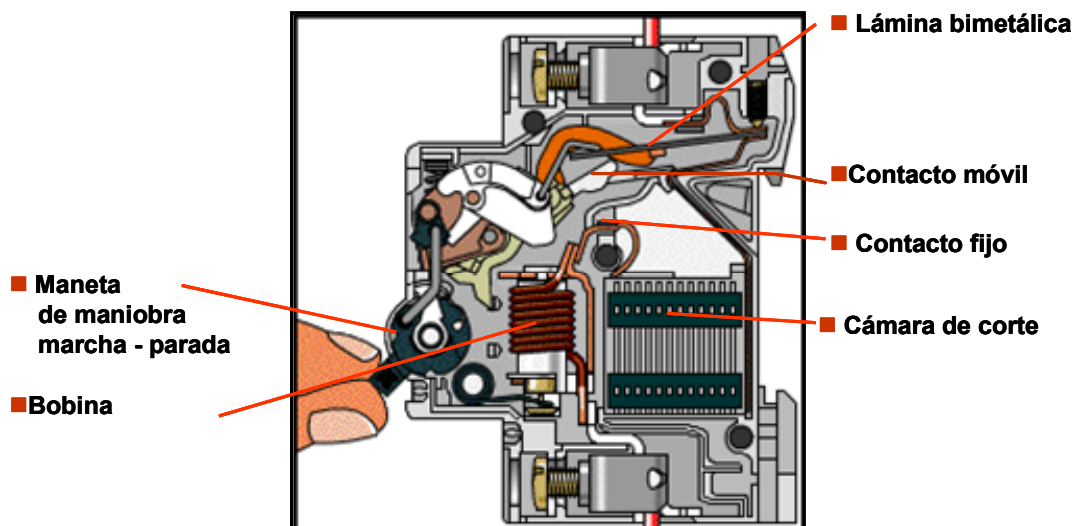


Figura 16 Componentes básicos de un interruptor termomagnético

1.4. Protección de transformadores⁸

Los transformadores de potencia constituyen uno de los elementos más importantes en los sistemas eléctricos de potencia, ya sea en las grandes redes eléctricas o en las instalaciones industriales, formando parte de las subestaciones

⁸ ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores. México 1997, Limusa Noriega Editores. Pág. 199.

eléctricas como elevadores, reductores o de enlace por lo que su continuidad de servicio es muy importante. Esto significa que además de la buena técnica de diseño y construcción de transformadores de potencia, es necesario que se dispongan de elementos de protección contra las fallas internas y externas que lo resguarden.

A diferencia de los generadores, los transformadores de potencia por el simple hecho de ser máquinas estáticas presentan un problema de protección mucho menos elaborado que puede variar dependiendo del tamaño (potencia) del transformador por proteger siendo así como en transformadores de 1000 kVA o menores se pueden emplear protecciones tan simples como el uso de fusibles en alta tensión y la llamada protección Buchholz, o relés temporizados de acción rápida y fusibles.

Para fallas internas del transformador se involucran corrientes de falla que son relativamente pequeñas a la relación de transformador. Esto indica la necesidad de una sensibilidad alta, y una velocidad alta para obtener una buena protección.

No existe un estándar sobre la manera de proteger todos los transformadores. La mayoría de instalaciones requieren un análisis individual para determinar la mejor y mayor relación costo-beneficio. Usualmente, más de un esquema es factible, y las alternativas ofrecen variar el grado de sensibilidad, velocidad y selectividad. El esquema de protección seleccionado debe balancear estos factores con el factor económico en general, manteniendo como mínimos los siguientes costos:

- Costos de reparación de daños.
- Costos de pérdida de producción.
- Efectos adversos en el balance del sistema.
- Propagación del daño a los equipos adyacentes.
- Periodo de no funcionamiento del equipo dañado.

La mejor consideración económica no siempre es la mejor consideración técnica para los equipos de protección. La evaluación de los riesgos involucrados y el costo de la protección deben evitar ir al extremo.

1.4.1. Fallas en los transformadores

Las fallas en los transformadores se pueden agrupar en seis categorías. Cada categoría está detallada en la Tabla 1.

<p>Falla en los devanados</p> <ul style="list-style-type: none"> • Falla en el aislamiento de las vueltas de los devanados • Fuentes como rayos o suicheo. 	<p>Fallas en el tablero de mando</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de conexiones • Cableado (abierto) • Accesos
--	---

<ul style="list-style-type: none"> • Humedad • Fallas externas (producen fallas de aislamiento) • Sobrecalentamiento • Apertura de devanados • Deterioro • Tierras • Fallas fase-fase • Fallas mecánicas 	<ul style="list-style-type: none"> • Humedad • Aislamiento insuficiente • Cortocircuito
<p>Fallas en los cambia-taps</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mecánica • Eléctrica • Contactos • Conductores • Sobrecalentamiento • Cortocircuito • Escape de aceite • Falla externa 	<p>Fallas en el núcleo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Falla en el aislamiento del núcleo • Conexiones a tierra quemadas • Cortos en el laminado • Pérdida de abrazaderas, bombas y bases
<p>Fallas en los bornes</p> <ul style="list-style-type: none"> • Envejecimiento, contaminación y ruptura • Arcos debido a animales • Arcos debido a fuentes • Humedad • Poco aceite 	<p>Fallas varias</p> <ul style="list-style-type: none"> • Falla en el grupo de transformadores de corriente. • Partículas metálicas en el aceite • Daños en la carcasa • Fallas externas • Borneras conectadas a tierra • Tanque soldado pobremente • Falla en sistemas auxiliares • Sobretensiones • Sobrecargas • Fallas desconocidas

Tabla 1 Causas de fallas en los transformadores⁹

Se tratarán las fallas de sobrecarga y cortocircuitos externos, fallas en el equipo auxiliar que forma parte del transformador, y por último las fallas que se presentan en la parte interior del transformador como son devanados y conexiones.

⁹ IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers. IEEE C37.91-1985

1.4.1.1. Sobrecargas y cortocircuitos externos

Los transformadores se pueden encontrar sometidos a sobrecargas durante largos periodos de tiempo estando éstas limitadas por el límite de elevación de temperatura de los devanados y el medio refrigerante que use. Las sobrecargas excesivas en los transformadores producen deterioros en los aislamientos y fallas subsecuentes por lo que es necesario tener indicadores de temperatura con alarma de tal forma que indiquen oportunamente cuando los límites permisibles de temperatura se estén excediendo.

Los cortocircuitos externos en los transformadores solo se encuentran limitados por la impedancia del transformador; de manera que si el valor de la impedancia es pequeño, la corriente de cortocircuito puede resultar excesiva y producir al transformador esfuerzos mecánicos debidos a los esfuerzos magnéticos que originan desplazamientos en las bobinas o fallas en las conexiones.

1.4.1.2. Fallas en el equipo auxiliar

En particular, en los transformadores de potencia de gran capacidad, los elementos considerados como auxiliares del transformador, pueden alcanzar un número considerable y en algunas ocasiones una falla en estos elementos se puede manifestar o traducir en una falla del transformador mismo. Esto significa que es importante prevenir las fallas en estos equipos con el propósito de evitar fallas mayores en el transformador mismo.

Se considera como equipo auxiliar el siguiente:

- Aceite para el transformador
- Colchón de gas
- Bombas de aceite y ventiladores de aire forzado.
- Aislamiento de núcleo y bobinas
- Fallas en la parte interior (Devanados y conexiones)

Las fallas eléctricas en los devanados que pueden causar daño en forma inmediata se clasifican en la siguiente forma:

- Fallas en las espiras adyacentes de un mismo devanado (alta tensión o baja tensión) o bien fallas de fase a fase en la parte exterior o en los devanados mismos, o bien, cortocircuito entre espiras de alta tensión y baja tensión.
- Fallas a tierra o a través de todo el devanado o bien, fallas a tierra en los terminales externos de alta tensión o baja tensión.

Estas fallas se detectan por un desbalance en las corrientes o tensiones y su inicio tiene diferentes orígenes; por ejemplo, una falla entre espiras se puede originar con un punto de contacto resultante de las fuerzas mecánicas o del deterioro del aislamiento debido a sobrecargas excesivas, pérdida de alguna conexión o bien, ruptura dieléctrica del aislamiento del transformador debido a algún impulso de tensión.

Las fallas a tierra a través de grandes porciones del devanado pueden originar de corrientes de falla a tierra considerables y por consiguiente producir grandes cantidades de gas debidas a la descomposición del aceite, por lo que no es difícil detectar estas fallas; sin embargo se requiere eliminarlas rápidamente con el objeto de evitar daños.

1.4.2. Protección diferencial para los transformadores

La protección diferencial es el tipo de protección más importante empleado para la protección de transformadores contra fallas internas de fase a fase y de fase a tierra. Por lo general se aplica a transformadores con potencias del orden de 5MVA o mayores.

Para la protección de los transformadores es importante tener en cuenta que debido a que los transformadores de potencia se encuentran en delta – estrella, existe un desfase de 30° en sus corrientes por lo que es necesario compensar este desplazamiento con la conexión de los transformadores de corriente de manera que los CT's que se conecten en el lado de la delta del transformador protegido se deben conectar en estrella y los CT's que se conectan en el lado de la estrella del transformador protegido se deben conectar en delta como se muestra en la figura 17.

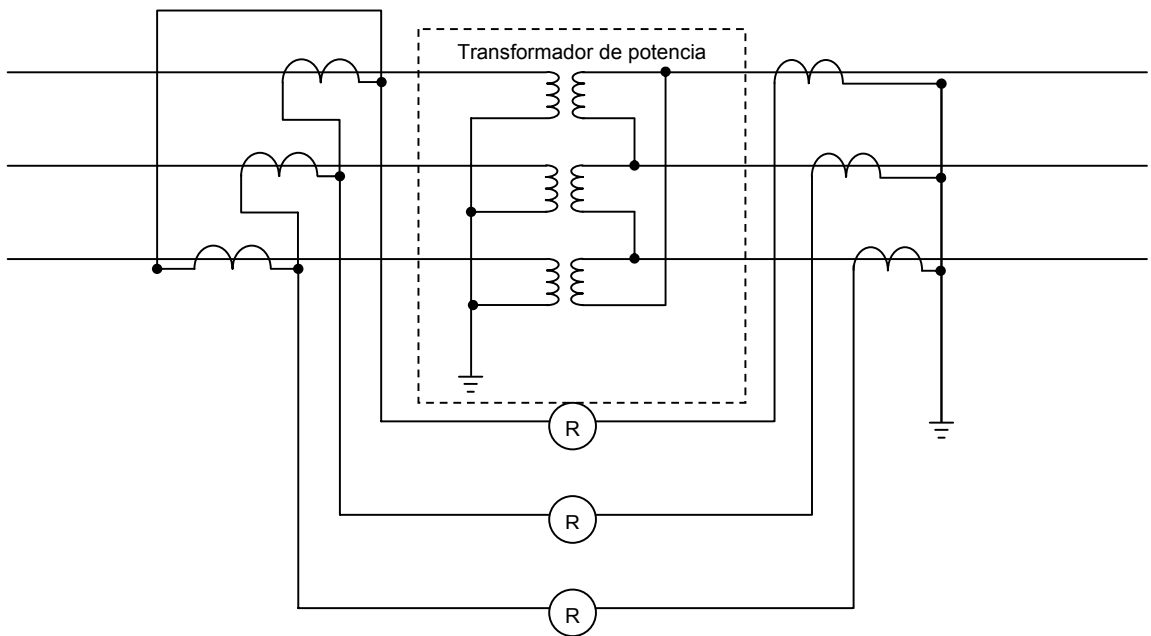


Figura 17 Conexión diferencial trifásica

Por lo general la protección de los transformadores está basada en el uso de relés del tipo "eje balanceado" o de brazo móvil en equilibrio del tipo electromecánico (figura 18), aunque también se presentan para este tipo de protección los relés numéricos. En los relés electromecánicos, los contactos se mantienen normalmente abiertos por gravedad o mediante uso de resortes muy blandos, de manera tal que la corriente que circula en la bobina de operación jala el brazo libre de la viga y cierra los contactos, estos relés son muy sensibles por lo que se les provee de una bobina de restricción.

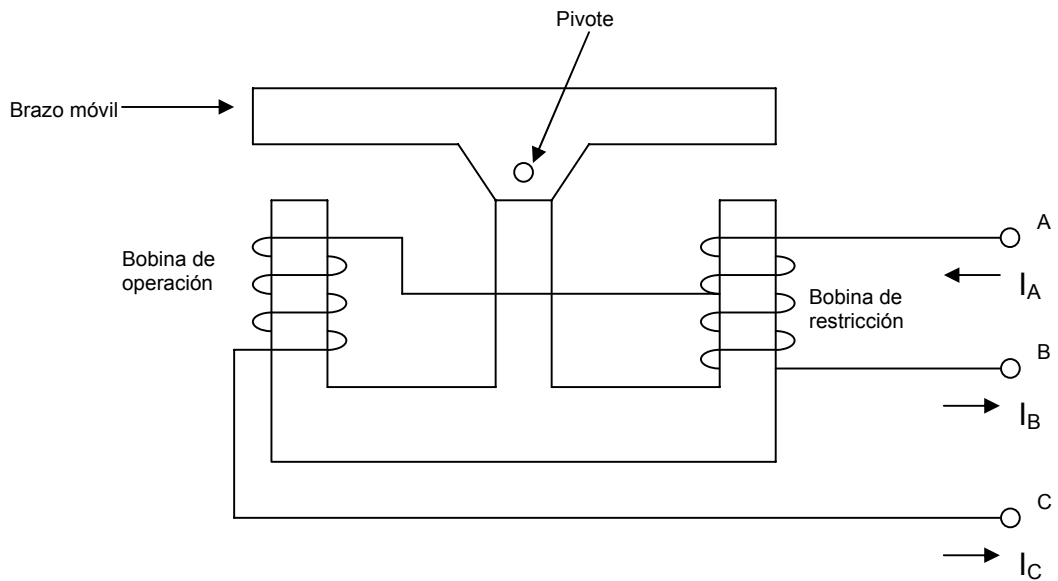


Figura 18 Relé diferencial tipo “eje balanceado”

El diagrama eléctrico correspondiente se observa en la figura 19.

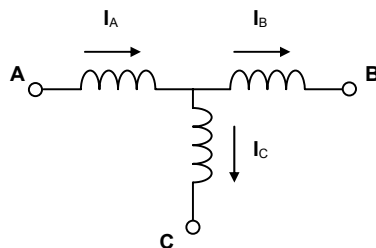


Figura 19 Diagrama eléctrico operación diferencial

Se observa que se cumple que:

$$I_C = I_A + I_B$$

Y normalmente las tres corrientes se encuentran en fase.

El relé tiene la tendencia a operar cuando las corrientes $I_A \neq I_B$ lo cual dará $I_C \neq 0$ y entonces se desarrollarán fuerzas electromagnéticas que son proporcionales al cuadrado de las fuerzas magnetomotrices, cuando las corrientes $I_A = I_B$ entonces $I_C = 0$ y no se presenta la condición de operación.

1.5. Protección de barras¹⁰

La barra es un elemento crítico del sistema de potencia, así como es el punto de convergencia de algunos circuitos (transmisión, generación o cargas). El efecto que produce una falla en una barra es equivalente a varias fallas simultáneas, debido a la concentración de circuitos alimentadores, involucrando magnitudes de corriente altas. La protección de alta velocidad para barras es utilizada con frecuencia para limitar el daño en los equipos, en la estabilidad del sistema o para mantener el servicio para las cargas en lo posible. En caso de no existir protección para las barras, las protecciones de las líneas adyacentes deberán operar, lo que resultará en la pérdida de las cargas conectadas a la línea. La inadecuada protección de las barras puede resultar en fallas catastróficas y en daños graves al personal.

Factores como la configuración de las barras, las señales de entrada al relé, el tiempo de operación y la sensibilidad son importantes para la selección del tipo de protección del sistema de barras.

Por lo general la protección de las barras (buses) de las subestaciones se hace por medio de relés diferenciales (figura 20). En la práctica este tipo de protección se complementa con el equilibrio de la corriente de todos los circuitos conectados a la barra, puentando este circuito equilibrado con la bobina de operación del relé. Cuando las condiciones son normales el puente se encuentra balanceado y no circula corriente a través de la bobina de operación del relé. Este principio elemental de protección diferencial se muestra en la siguiente figura:

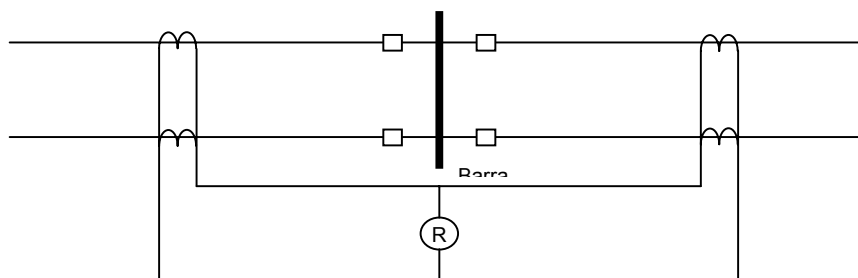


Figura 20 Protección de barras con relé diferencial

Los transformadores de corriente que se usan para la protección diferencial de barras por relés por lo general se instalan en el lado de la línea o del equipo del interruptor por lo que el interruptor forma parte de las zonas de protección diferencial de las barras o del equipo. Si se localizan los transformadores de

¹⁰ IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses. ANSI/IEEE C37.97-1979

corriente en esta forma no se dejan áreas de la instalación sin protección y se pueden detectar posibles fallas dentro del interruptor.

La efectividad de la protección depende también del relé que se seleccione y que opere correctamente cuando se requiera su operación. Dado que la incidencia de fallas en las barras de las subestaciones es poco frecuente es conveniente preparar pruebas periódicas de los relés para verificar su posibilidad de operación.

También se debe asegurar que los relés no operan en falso para evitar interrupciones innecesarias ya que una operación en falso se puede deber a deficiencias en el transformador de corriente que se encuentra fuera de la zona de protección diferencial. El relé debe ser lo suficientemente rápido como para proteger y prevenir una posible inestabilidad en los generadores por fallas en el sistema.

A continuación se presentan algunos esquemas de protección diferencial para diferentes configuraciones de barras:

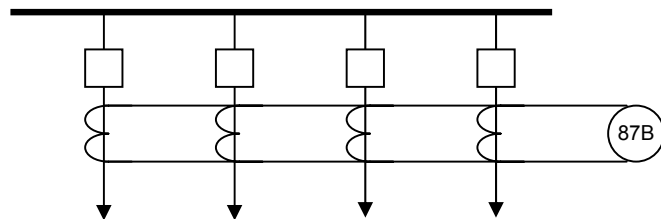


Figura 21 Esquema diferencial de barra sencilla

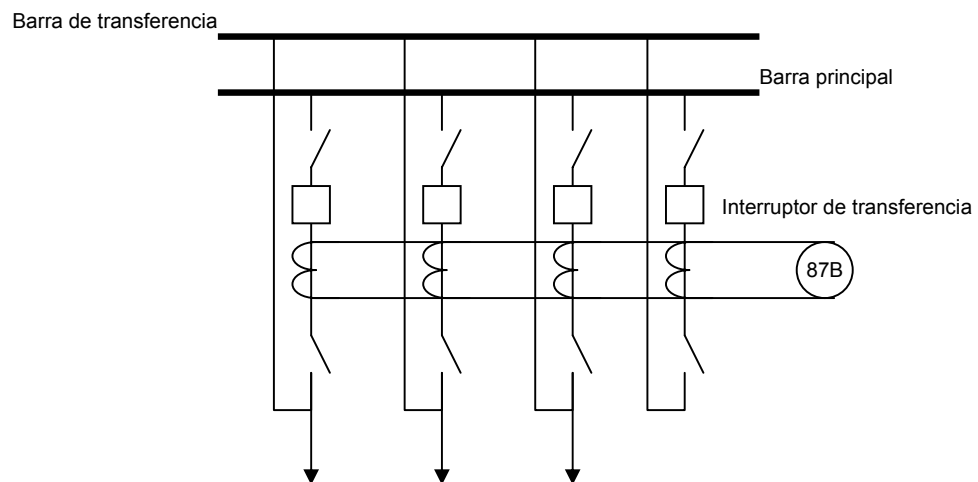


Figura 22 Esquema diferencial de barra principal con barra de transferencia

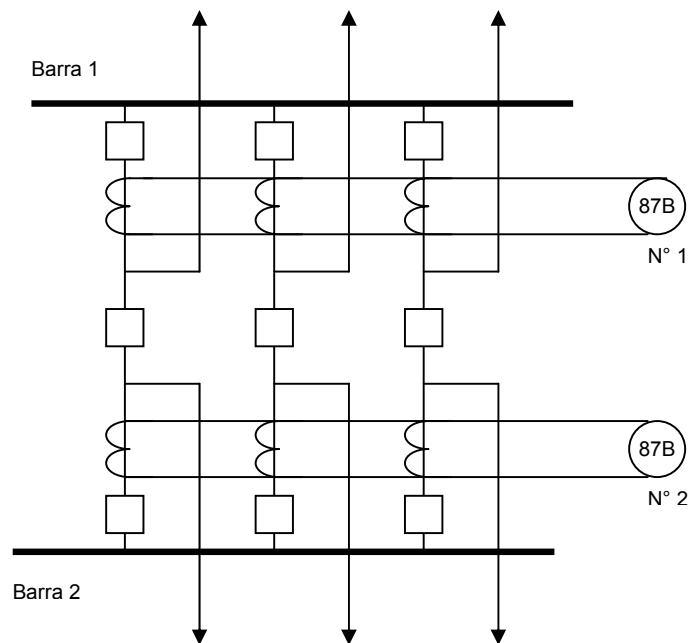


Figura 23 Esquema diferencial de interruptor y medio

1.6. Protección de línea¹¹

La selección de la protección de una línea requiere la consideración de varios factores, algunos de los cuales son mutuamente exclusivos. Detalles como el conocimiento de las fallas más probables, la recomendación de los equipos suministrados y un juicio práctico pueden ayudar a un ingeniero de protecciones a determinar qué factor merece más énfasis.

Una de las consideraciones más importantes en el diseño de protecciones es la fiabilidad. Esta está separada en dos aspectos: fiabilidad y seguridad. La fiabilidad se define como “el grado de certeza que tiene un relé para operar correctamente” y por otro lado, seguridad se define como “el grado de certeza que tiene un relé para no operar incorrectamente”. En otras palabras, la fiabilidad es una medida de la habilidad del relé para operar cuando se supone debe operar. La seguridad es una medida de la habilidad del relé de evitar la operación para todas las otras condiciones cuando el disparo no es deseado.

La fiabilidad es relativamente fácil de obtener en el diseño de relés o aplicaciones de estos. Un método utilizado para asegurar la fiabilidad es realizar pruebas utilizando condiciones de operación. La seguridad es más difícil de fijar; una

¹¹ IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines. IEEE C37.113-1999

infinidad de pruebas se necesitarán para simular todas las posibles condiciones a las que el relé estaría expuesto.

Otra consideración importante es la selectividad o coordinación. La selectividad es la habilidad de los relés o sistemas de relés de cooperar con otros para minimizar el área de corte de electricidad debido a una falla, evitando aislar elementos no fallados que pueden ser importantes en el sistema.

La coordinación se refiere al proceso de hacer que los relés operen tan rápido como sea posible para condiciones de falla en su primera zona, exceptuando al estar retrasado, o en operaciones coordinadas para condiciones con una zona extendida de respaldo. La selectividad y coordinación deben realizarse para asegurar la máxima continuidad en el servicio.

El tiempo de despeje de la falla se considera importante a la hora de selección de una protección de línea. Los requerimientos de la velocidad del relé deben determinarse cuidadosamente. Si el relé es muy lento, el sistema se desestabiliza, los equipos se dañan y resultan efectos adversos en el servicio al usuario. Hay un límite en el cual el relé puede responder correctamente debido a los transitorios que el mismo sistema presenta.

La sensibilidad de las protecciones se refiere a la cantidad mínima de operaciones que debe realizar un relé para detectar una condición anormal. Mientras más importante sea este factor, los relés numéricos modernos los hacen muchos más sensibles que sus predecesores electromecánicos. Ciertos problemas, como la falla a tierra de alta impedancia, y desbalances inherentes de la tensión del sistema, pueden cuestionar la sensibilidad de los relés y deben considerarse en la selección del relé.

El diseño de la protección de línea frecuentemente falla al reconocer uno de los factores más importantes en el diseño: la simplicidad. La multifunción y la capacidad de programación de los relés numéricos son creadas en abundancia y con el fin de facilitar las soluciones especiales a los problemas del sistema. La implementación de estas soluciones reta al ingeniero, que es responsable de fijar el relé, y al personal de operación y mantenimiento. Los problemas causados por la incorrecta o incompleta implementación de un sistema complejo de protección pueden crear consecuencias más serias en vez de proveer soluciones especiales. El ingeniero de protecciones debe ser cuidadoso teniendo en cuenta las consecuencias y la probabilidad de cada problema para determinar si se justifica el uso de soluciones complejas especiales.

La evaluación económica de las opciones de protección debe ser analizada. Los ingenieros de protecciones deben mirar la relación entre el costo de la protección y la importancia del equipo a proteger. De todas maneras, es fundamental intentar conseguir la protección requerida al costo más bajo.

Algunas configuraciones de sistemas de transmisión requieren protección por relés con sistemas de comunicación para proveer alta velocidad de despeje de las fallas en la zona de protección. Los esquemas de protección piloto son empleados para estos casos. Este sistema de protección requiere la transmisión de información durante una falla entre dos relés ubicados entre dos subestaciones para determinar si la falla es interna o externa a la zona de protección. Se puede realizar por diferentes métodos, desde la comunicación por cable hasta la fibra óptica.

La aplicación de los relés de sobrecorriente para la protección de líneas de transmisión se encuentra muy limitado. Debido a que las líneas de transmisión normalmente presentan al menos dos fuentes que aportan corriente a la falla, las unidades no direccionales deben coordinarse con elementos de protección tanto adelante como atrás de la bahía de la línea. Esto hace que la coordinación de los relés no direccionales sea más compleja, y a veces imposible. En algunas aplicaciones, estos relés se aplican solamente en la bahía donde la corriente de falla es la mayor.

En algunos casos, los relés de sobrecorriente no direccionales se usan para las líneas de transmisión largas. Para algunas líneas, la contribución de la corriente de falla a la falla en la dirección contraria está limitada por la impedancia de la línea larga. En cambio, en la dirección correcta, cerca de la falla es mucho más grande en magnitud que para fallas detrás de la subestación. En ocasiones, la protección por sobrecorriente instantánea, de fase no direccional y de tierra puede proveer una detección segura y rápida para fallas cercanas. La protección por sobrecorriente direccionales a tierra puede usarse también en líneas largas para la protección de todo el circuito con problemas mínimos con fallas en la dirección contraria.

En la protección de línea con relés de distancia, varias zonas son utilizadas para proteger una línea de transmisión. La primera zona, llamada Zona 1, se fija para disparo sin retraso es decir, para disparo instantáneo. Para evitar una operación innecesaria por parte del relé para fallas más allá de la siguiente subestación, la función de la zona 1 se fija para aproximadamente 80-90% de la impedancia de la línea de transmisión. La finalidad de fijar la característica menor a la impedancia total de la línea es para prevenir el sobrealcance. Este sobrealcance se puede dar por efecto de la carga, efecto de la impedancia de falla, o por efectos de calibración, error en transformadores de instrumentación o falla en la fijación del relé.

La segunda zona, llamada Zona 2, es fijada para proteger el resto de la línea más un margen adecuado. El tiempo de la zona 2 de los relés se debe retrasar para coordinarlos con los relés de la subestación remota. Un tiempo típico de retraso puede ser del orden de los 15-30 ciclos, aunque, dependiendo de la aplicación,

este puede ser mayor o menor. Este retraso de tiempo previene el despeje de la subestación local para fallas más allá de las subestaciones remotas. El alcance de la zona 2 puede variar considerablemente dependiendo de la aplicación. En general, la zona 2 no debe sobreponerse a la zona 1 del relé para una línea después de la subestación remota. Si esta sobreposición es inevitable, la coordinación se puede mantener por un tiempo adicional de la zona 2 que esta sobreposicionada como se muestra en la figura 24.

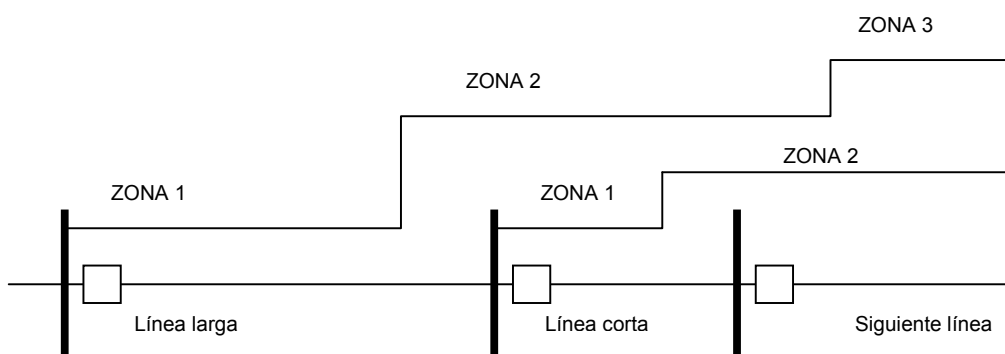


Figura 24 Coordinación de zonas

La fijación mínima de la zona 2 debe asegurar la máxima cobertura de la línea, con un margen de seguridad, que es usualmente 120% de la impedancia de la línea. En algunos casos, si no existe problema con el alcance más allá de la zona 1, la zona 2 se puede fijar con un margen mucho mayor. Por ejemplo, en el caso de líneas cortas, la fijación de 200% de la línea, o mayor, puede ayudar a incrementar la fiabilidad de la protección.

Regularmente la línea de transmisión está protegida por la zona 1 y la zona 2 de los relés, una tercera zona de alcance frontal es algunas veces empleadas. Esta zona 3 es utilizada para respaldo de la zona 2, y puede utilizarse como un respaldo remoto para una falla en la subestación remota. Esta zona debe coordinarse retrasando el tiempo con respecto a la zona 1 y 2 del mismo relé. Algunas veces es necesario coordinar la zona 3 del relé con relés de sobrecorriente utilizados en la distribución de cargas. La fijación de la zona 3 del relé idealmente debe cubrir (con un margen adecuado y considerando el efecto infeed si es necesario) la línea protegida, además de la línea más larga que salga de la subestación remota.

1.7. Protección de motores¹²

Los motores eléctricos trifásicos, por diseño, pueden ser síncronos o de inducción, ambos tienen normalmente distinto campo de aplicación y su función es convertir la energía eléctrica en energía mecánica. Se considerarán los motores de inducción por ser los de mayor aplicación en la industria.

Las características que intervienen en la selección de la protección para un motor eléctrico son:

- El par que se debe vencer para dar movimiento.
- El tiempo que toma alcanzar su velocidad nominal.

La protección de los motores de inducción, dependiendo de su potencia, se puede hacer por medio de los siguientes elementos:

- Fusibles
- Interruptores termomagnéticos

Cualquiera de estos elementos se caracteriza por una curva tiempo-corriente de tiempo inverso fija en los fusibles y ajustable en los termomagnéticos. La protección de sobrecorriente debe tener un ajuste de tiempo suficiente para que permita que circule la corriente de arranque del motor.

1.7.1. Características de protección de los motores eléctricos

1.7.1.1. Corriente a plena carga

Es el valor de corriente que demanda el motor en condiciones de voltaje, frecuencia y potencia nominal.

Normalmente, esta información es un dato que aparece en la placa de características del motor, en caso contrario, se puede obtener de tablas, o bien, calcular con los datos del motor.

1.7.1.2. Corriente de magnetización

Es el valor de corriente que circula a través de los devanados del motor, cuando éste se energiza inicialmente. En forma aproximada, el valor de esta corriente es

¹² ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de Diseño de las Instalaciones Eléctricas Industriales. México 1997, Limusa Noriega Editores. Pág. 242.

del orden de 1.76 veces el valor de la corriente a rotor bloqueado. La duración de esta corriente es aproximadamente 0.1 segundos.

1.7.1.3. Corriente a rotor bloqueado

Es el valor de la corriente cuando la velocidad del rotor es cero (rotor bloqueado). Cuando este valor se desconoce, se puede usar la letra de código NEMA para determinarlo. Este código indica el valor de la potencia expresada en KVA que demanda el motor de la línea de alimentación para desarrollar un HP, por eso se expresa en kVA/HP, la letra de código es un indicativo del tipo de diseño del motor.

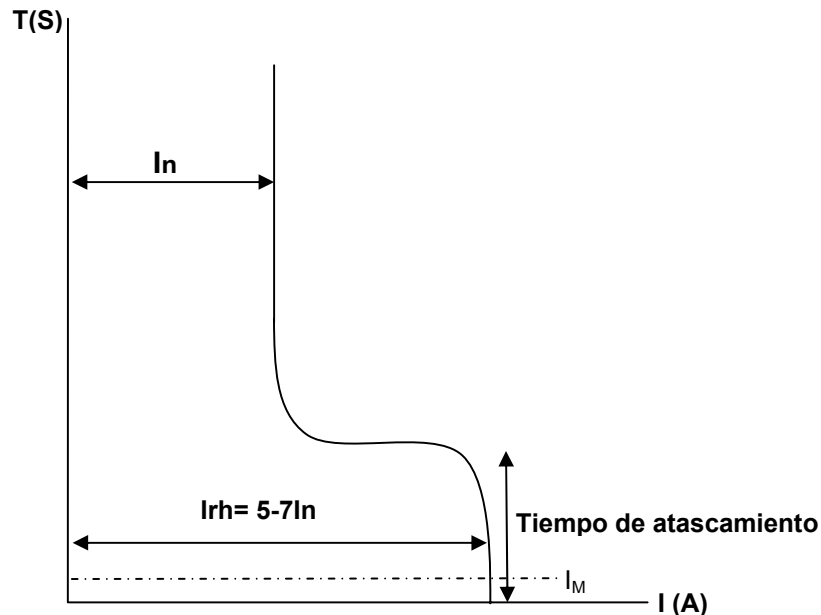
1.7.1.4. Tiempo de aceleración

Es el tiempo de transición entre la corriente de arranque y la de plena carga del motor. Su valor depende de la potencia del motor, el par de arranque y la de carga.

1.7.1.5. Tiempo de atascamiento

El tiempo de atascamiento del rotor representa a un motor en un punto de la curva límite de calentamiento, representado por I^2t a la corriente de rotor bloqueado. Normalmente este valor es proporcionado por el fabricante del motor.

De acuerdo con las anteriores definiciones, el perfil de corrientes de un motor se tiene de la figura 25:



I_{rh} = Corriente a rotor bloqueado

I_n = Corriente a nominal

I_M = Corriente de magnetización $\approx 1.5 - 1.76 I_{rh}$

T_m = Tiempo de duración de la corriente de magnetización (0.1 s)

Figura 25 Perfil de corrientes de un motor

1.8. Protección de generadores¹³

El generador es el núcleo del sistema de potencia,. Una unidad de generación es un sistema complejo que comprende los devanados del estator y su transformador asociado, el rotor con su devanado de campo excitatriz, la turbina, entre otros. Se pueden presentar fallas de diversas de protección muy complejo como este, por lo que se requiere de un sistema de protección muy complejo cuya redundancia dependerá de la capacidad, el tipo y la importancia relativa del generador dentro del Sistema de Potencia, pero también influyen otros, como su conexión y los tipos de sistemas de regulación y control que tiene.

La frecuencia de fallas en generadores bien construidos es baja debido a los diseños modernos y al mejoramiento de los materiales aislantes, pero los defectos

¹³ MENDOZA Sandra, ROZO César. Elaboración y ajuste del "Manual de protecciones para sistemas eléctricos de potencia". Proyecto de Grado Universidad Nacional de Colombia. 2001.

y fallas pueden ocurrir y resultar en severos daños y largas suspensiones del servicio. Por estas razones las condiciones anormales deben ser reconocidas rápidamente y/o el área del problema debe ser aislada.

CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN	
FALLAS INTERNAS EN EL ESTATOR	REGÍMENES ANORMALES DE OPERACIÓN
A) Cortocircuitos entre espiras de una fase	A) Sobrecorrientes balanceadas o desbalanceadas en el estator debidas a sobrecargas ó cortocircuitos externos.
B) Cortocircuitos a tierra	B) Perdida de fase ó reducción de excitación
C) Cortocircuitos entre fases	C) Sobretensión
	D) Contactos con tierra en el rotor.
	E) Perdidas de sincronismo.
	F) Conexión asincrónica
	G) Perdida del motor primario (motorización)
	H) Oscilaciones subsincrónicas
	I) Sobrecalentamiento del rotor por sobreexcitación
	J) Otros(vibración, sobrevelocidad, problemas de rodamientos, entre otros)

Tabla 2 Condiciones anormales de operación en generadores

1.8.1. Protección Diferencial Del Generador

En el capítulo 1 se introdujo el principio de operación de la protección diferencial. Dicha protección para el caso del generador, compara las corrientes secundarias de los transformadores de corriente del lado de la carga y del neutro para cada fase del generador, proporcionando detección rápida y sensible para fallas entre fases (fallas trifásicas, fallas bifásicas) dentro de la zona de protección. Detecta además, fallas bifásicas a tierra y fallas monofásicas a tierra, estas últimas dependiendo de que tan solidamente esté aterrizado el generador. Sin embargo, el relé de porcentaje diferencial no detecta fallas entre espiras en una fase, porque

no hay una diferencia entre la entrada y la salida de corriente de la fase, por lo cual se debe utilizar una protección separada para falla en espiras.

2. PRÁCTICAS DE LABORATORIO

2.1. Transformadores

2.1.1. Práctica de error para transformadores

2.1.1.1. Objetivos

- Conocer las causas que producen los errores en los transformadores de protección.
- A partir del circuito equivalente encontrar los errores para los transformadores de protección.

2.1.1.2. Marco teórico

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de una línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser 600/5, 800/5, 1000/5. Los valores de corrientes nominales en el secundario de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A.

Según las diferentes normas el transformador de corriente se simboliza:



Figura 26 Símbolos de transformadores de corriente

Como se observa en la figura 26, el primario de estos transformadores se conecta en serie con la carga (línea de transmisión) y el secundario se conecta los elementos de medida y protección, los cuales conforman el “burden” que se define por la potencia consumida por éste. En algunos casos se define por la impedancia (Z) o por el nivel de tensión manejado.

El transformador de potencial es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados. En algunos

casos se utiliza el transformador capacitivo para reducir tensiones superiores a 115kV, que consiste en un grupo de capacitores en serie que forman un divisor de tensión capacitivo. La muestra de tensión se recoge del último capacitor.

El objetivo de estos transformadores es suministrar una lectura de tensión del sistema de potencia, y llevarlo a un nivel no peligroso para los equipos y personas.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

El enrollado primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o aparatos de protección.

El circuito equivalente de un transformador de corriente es el siguiente:

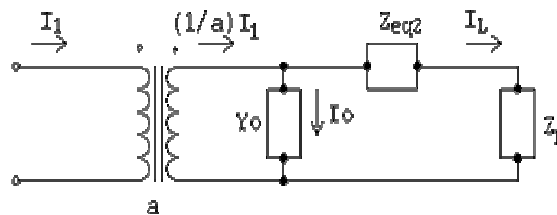


Figura 27 Circuito equivalente de un transformador de corriente

Donde:

Y_0 : admitancia de excitación.

Z_L : Impedancia de carga o "burden".

Z_{eq} : Impedancia equivalente referida al secundario.

La inducción nominal en el hierro es muy baja, para trabajar linealmente y producir pérdidas magnéticas despreciables (la corriente de excitación " I_0 " es muy pequeña).

La impedancia equivalente referida al secundario coincide prácticamente, con la impedancia de dispersión del secundario dado que el primario suele ser solo una barra.

$$\frac{1}{a} \times I_1 = I_0 + I_L$$

Donde

$$I_0 = Y_0 \times (Z_{eq2} + Z_L) I_L$$

Luego

$$\frac{1}{a} \times I_1 = Y_0 \times (Z_{eq2} + Z_L) I_L + I_L$$

Por lo tanto

$$\frac{I_L}{I_1} = \left(\frac{1}{Y_0 \times (Z_{eq2} + Z_L) + 1} \right) \times \frac{1}{a}$$

Obsérvese que la razón de transformación $\frac{I_L}{I_1}$ difiere de $\frac{1}{a}$ en el coeficiente

$$\frac{1}{Y_0 \times (Z_{eq2} + Z_L) + 1}$$

Como este factor es un número complejo existe la presencia de un error de ángulo y un error de fase.

Los errores en un transformador de corriente son debidos a la energía necesaria para producir el flujo en el núcleo que induce la tensión en el devanado secundario que suministra la corriente a través del circuito secundario. Los ampere-vueltas totales disponibles para proporcionar la corriente al secundario son iguales a los ampere-vueltas del primario menos los ampere-vueltas para producir el flujo del núcleo.

Un cambio en la carga secundaria altera el flujo requerido en el núcleo y varía los ampere-vueltas de excitación del núcleo; el flujo de dispersión en el núcleo cambia las características magnéticas del mismo y afecta a los ampere-vueltas de excitación. Por lo anterior no se debe superar la potencia que puede suministrar el transformador.

2.1.1.3. Precauciones de seguridad

El devanado secundario de un transformador de corriente siempre debe estar cortocircuitado antes de desconectar la carga. Si se abre el circuito secundario con circulación de corriente por el primario, todos los ampere-vueltas primarios son ampere-vueltas magnetizantes y normalmente producirán una tensión secundaria excesivamente elevada en bornes del circuito abierto. La corriente que se induce en el secundario circulará a través de la impedancia magnetizante lo que puede ocasionar daños al CT.

Todos los circuitos secundarios de los CT's deben estar puestos a tierra; cuando los secundarios del CT's están interconectados; solo debe ponerse a tierra un punto. Si el circuito secundario no esta puesto a tierra, el secundario se convierte,

de hecho, en la placa media de un condensador, actuando el devanado de alta tensión y tierra como las otras dos placas.

2.1.1.4. Equipo

Vóltmetro 1
Ampérmetro 1
Wattmetro 1
CT bajo prueba 1
Autotransformador 1

2.1.1.5. Preguntas antes de la práctica

- ¿Cómo se especifica completamente a un transformador de corriente?
- ¿Cómo se designan los terminales de los transformadores de corriente y de tensión?
- ¿Cuántos transformadores de corriente se utilizan en un sistema trifásico y como se conectan?
- Dentro de que rango deben estar los errores cometidos al utilizar el transformador de potencial en mediciones eléctricas.
- ¿Cómo es la conexión trifásica de los transformadores de potencial? Explique cada una.
- ¿Qué es la curva de rendimiento y cómo se encuentra?

2.1.1.6. Procedimiento

- Identifique los equipos a utilizar durante la práctica.
- Grafique los diferentes diagramas (esquemas multifilares) de conexiones a realizar durante la práctica.
- Realizar la conexión mostrada en la figura 28 (prueba de vacío).

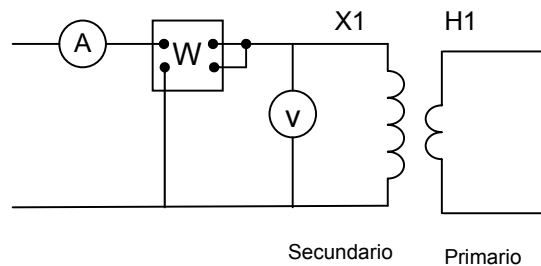


Figura 28 Prueba de vacío

- Prueba de vacío: Utilice un autotransformador para ajustar el nivel de tensión al valor nominal. Compare las conexiones realizadas con el diagrama realizado,

en caso de estar correcto puede energizar. Mida la corriente de vacío, tensión y la potencia de pérdidas.

- e. Prueba de cortocircuito: Realice las conexiones según se muestra en la figura 29 compare las conexiones realizadas con el diagrama realizado, en caso de estar correcto energizar. Ponga el secundario del transformador en cortocircuito y ajustar lentamente la tensión hasta alcanzar el valor nominal de la corriente. Mida la tensión de cortocircuito y la potencia de pérdidas.

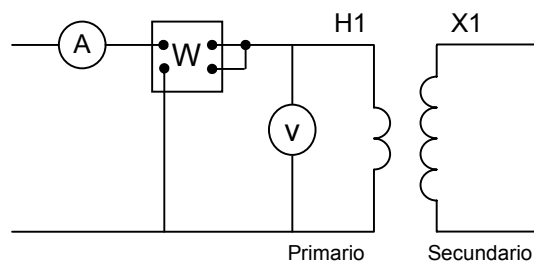


Figura 29 Prueba de cortocircuito

- f. Utilice los transformadores de medida para determinar las corrientes y tensiones de la red trifásica de alimentación del laboratorio o de cualquier máquina eléctrica disponible.
- g. Repita el numeral 6 utilizando elementos de medida convencionales.

2.1.1.7. Preguntas para después de la práctica

- a. Obtenga los valores del circuito equivalente del transformador de corriente y de potencial, y grafíquelo.
- b. Determine la curva de rendimiento de los transformadores indicando para que fracción de carga se presenta el máximo rendimiento.
- c. Determine las diferencias encontradas en realizar mediciones eléctricas con transformadores de medida y los instrumentos convencionales (amperímetro y voltímetro). Además determine el error de las medidas tomadas.

2.1.2. Prueba de relación de transformación para transformadores

2.1.2.1. Objetivos

- Conocer los diferentes métodos para probar la relación de transformación de los transformadores de corriente utilizados en protección.
- Realizar las conexiones mostradas en los métodos de pruebas y confirmar la relación de transformación de un transformador de corriente.

2.1.2.2. Marco teórico

Para la aplicación de las protecciones eléctricas, la medida que más se utiliza es la de corriente. Una gran cantidad de relés de protección utilizan corriente directa, combinada con otras corrientes como en el esquema diferencial, o combinada con tensión para medidas de impedancia o potencia. La alimentación de los relés viene dada por los transformadores de corriente que están ubicados sobre la línea de transmisión o cerca de los interruptores de potencia.

El propósito de ésta guía es describir los métodos de prueba que aseguren que la relación de transformación que se encuentra en la placa se encuentre dentro de los rangos de tolerancia aceptables.

Existen dos métodos aceptados para probar la relación de transformación de los diferentes tipos de transformadores de corriente

Polaridad

La determinación de la polaridad en un transformador es de gran importancia cuando se desea conectar en paralelo varios transformadores y para la conexión de los transformadores trifásicos. El objetivo de esta prueba es determinar los terminales del transformador que al ser atravesados por el mismo flujo están en fase.

La polaridad de los terminales de un transformador se indica colocando un punto sobre los terminales que tienen la misma polaridad instantánea, es decir, que al comparar la onda de tensión entre los terminales marcados y los no marcados del arrollamiento, se encuentra que están en fase y por tanto los terminales marcados en el primario y el secundario del transformador tienen la misma polaridad instantánea. Así mismo, puede decirse con bastante aproximación que la corriente de los dos devanados está en fase y posee por tanto la misma dirección relativa en los terminales marcados de los devanados del transformador, una vez determinada la polaridad, los bornes se designan en letras:

- H_1, H_2, X_1, X_2 para la norma americana
- U, V, u, v para la norma europea

Existen tres métodos para la determinación de la polaridad de un transformador:

- Por impulsos de tensión.
- Por puente de polaridad.
- Por medio de un osciloscopio.

El método basado en impulsos de tensión consiste en imprimir pulsos de tensión en un lado del transformador por medio de una fuente D.C. y un interruptor. En el otro arrollamiento se conecta un voltmetro de D.C.. En esta disposición se cierra el interruptor y se abre súbitamente. El devanado al cual está conectada la fuente reacciona tendiendo a mantener la corriente en el mismo sentido, induciendo una tensión de sentido opuesto a la polaridad de la batería. Si la deflexión del voltímetro es positiva indica que la polaridad del borne conectado al terminal positivo del voltímetro tiene la misma polaridad que el borne conectado al terminal negativo de la batería y viceversa.

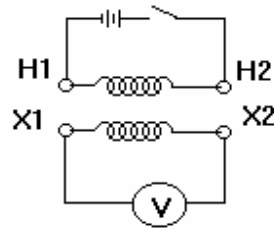


Figura 30 Prueba de polaridad por impulsos de tensión

El método de puente de polaridad consiste en conectar un terminal de A.T. con uno de B.T. como se muestra en la figura 31. En los terminales libres se conecta un voltímetro y se alimenta el arrollamiento de A.T. con una tensión alterna. Si la lectura del voltímetro es mayor que la tensión de alimentación, la polaridad es aditiva y sustractiva en el caso contrario.

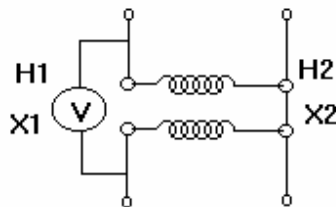


Figura 31 Prueba por puente de polaridad

Relación de transformación

- **Método de tensión:**

Un valor de tensión adecuado, por debajo del valor de saturación es aplicado en el lado secundario (de mayor cantidad de espiras), y la tensión primaria es medida con un voltímetro de alta impedancia ($20000 \Omega/V$ o mayor) como se muestra en la figura 32.

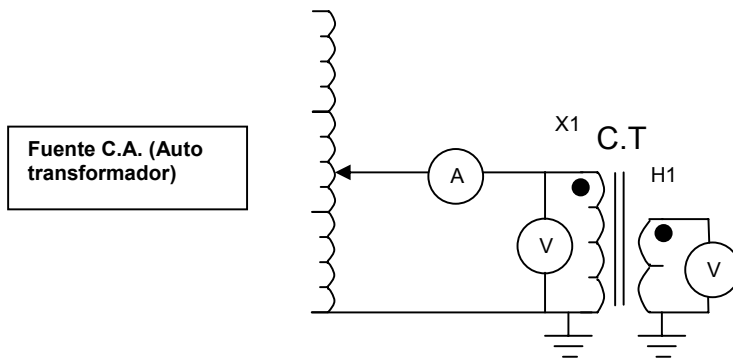


Figura 32 Método de tensión

En la mayoría de transformadores de corriente (bajo y medio), el nivel de saturación usualmente esta cerca de 1 V por espira, para transformadores de alta relación de transformación el nivel de saturación esta cercano a 0,5 V por espira, la relación de transformación es aproximadamente igual a la relación de tensiones medidas.

- **Método de corriente:**

El método de corriente requiere una fuente de corriente elevada, un transformador de corriente de relación de transformación conocida con su propio ampérmetro, y un segundo ampérmetro para el transformador a probar. Éste método no es recomendado para transformadores de corriente montados en transformadores de potencia o generadores.

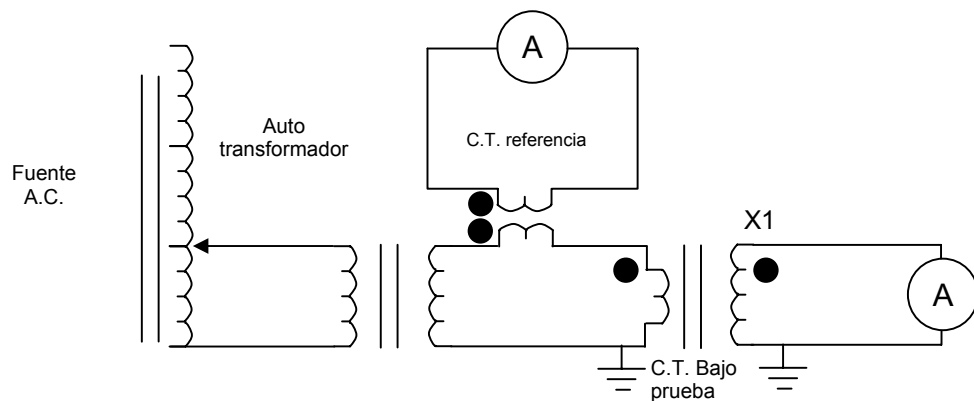


Figura 33 Método de corriente

Esta prueba se realiza ajustando la fuente de corriente elevada a una serie de valores por encima del rango deseado y se almacena los valores de las dos corrientes secundarias. La razón del transformador en prueba es igual a la relación

de transformación del transformador de referencia multiplicado por la relación entre la corriente de referencia y la corriente del transformador:

$$N_T = N_R * \frac{I_R}{I_T}$$

2.1.2.3. Equipos

Autotransformador
CT a probar
Vóltmetro 1
Vóltmetro 2
Ampérmetro 1
Ampérmetro 2
CT de referencia
CT de carga
Cables

2.1.2.4. Preguntas antes de la práctica

- a. ¿Cómo se especifica completamente un transformador de corriente?
- b. ¿En qué se diferencia un transformador de corriente con uno de potencial?
- c. ¿Cuál es el modelo de un transformador de corriente?
- d. ¿Cuáles son las pruebas que se le deben realizar a un transformador a la hora de ponerlo en servicio y realizarle mantenimiento?
- e. ¿Cuáles son los métodos utilizados para probar la polaridad de un transformador?
- f. ¿Cómo se comporta un transformador en la región de saturación?

2.1.2.5. Procedimiento

- a. Identifique los equipos para la prueba: Se debe conocer todos los equipos a utilizar en el transcurso de la práctica, polaridades, escalas y bornes.
- b. Realice los diagramas de conexiones: Este punto se realiza con el fin de evitar cualquier mal funcionamiento debido a malas conexiones que se realicen.
- c. Verifique la polaridad de los arrollamientos por medio de los procedimientos de impulso de tensión y puente de polaridad.
- d. Error de transformación por el método de tensión: Conecte el autotransformador monofásico al C.T. bajo prueba con un ampérmetro en serie y el vóltmetro en paralelo como lo muestra la figura 32. En el devanado primario conecte el vóltmetro en paralelo con los bornes. Compare las conexiones realizadas con

las graficadas en los diagramas de conexión, si coinciden energice. Tome valores y obtenga la relación de transformación.

2.1.2.6. Preguntas para después de la práctica

- a. Grafique el transformador de corriente con sus respectivos devanados e indique su polaridad. ¿Coincide con los de la placa?
- b. Encuentre el error en la relación de transformación del CT.
 1. ¿A qué se debe este error?
 2. ¿Este error es el mismo debido a las impedancias características del transformador? ¿por qué?

2.1.3. Prueba de excitación para transformadores de protección

2.1.3.1. Objetivos

- Conocer la característica de excitación de los transformadores de corriente.
- Manejar las curvas de excitación de los transformadores de corriente.

2.1.3.2. Marco teórico

La prueba de excitación puede ser realizada en transformadores clase C y T para permitir la comparación con los valores medidos o de fábrica.

A la hora de realizar la prueba, se le aplica una tensión de prueba en el devanado secundario con el devanado primario en circuito abierto como se muestra en la figura 34:

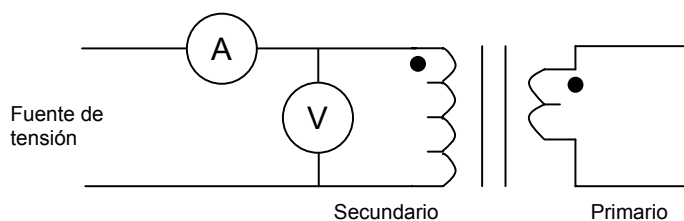


Figura 34 Prueba de excitación

La tensión aplicada en el secundario del transformador es variada, y la corriente por el devanado será dibujada por cada valor de tensión aplicado. Los valores cerca del codo de la curva son de especial importancia para comparar la curva. Para transformadores con taps, el tap secundario debe ser seleccionado asegurándose que el transformador pueda saturarse con el equipo disponible.

Si la tensión es aplicada a una porción del devanado secundario, la tensión a través del devanado completo será proporcionalmente grande por el efecto de autotransformador. Los transformadores no deben ser energizados cerca al codo de la curva de excitación por un tiempo mayor al necesario para tomar las medidas.

La desviación de los resultados esperados se puede dar por corto-circuito en las vueltas de devanados, distorsión de la onda de tensión, o por corrientes en la coraza del transformador.

Esta prueba también se puede realizar energizando el primario del transformador por una fuente de corriente alta y graficando la corriente de excitación primaria versus la tensión del secundario en circuito abierto. La corriente debe ser dividida por la relación de transformación para comparar estos valores.

2.1.3.3. Preguntas antes de la práctica

- a. ¿Cuál es la diferencia entre los CT's de medida y los de protección?
- b. ¿Cuál es el valor aproximado de saturación de un CT?
- c. ¿Cuál es el método para encontrar la curva de saturación para un tap diferente?
- d. ¿Qué es el ciclo de histéresis?
- e. ¿Cómo se realiza la prueba de histéresis de un transformador?

2.1.3.4. Equipo

Vóltmetro
Ampémetro
Wattmetro
CT bajo prueba
Autotransformador

2.1.3.5. Procedimiento

- a. Aplique una tensión nominal en el secundario, y disminuya gradualmente este nivel de tensión hasta llegar a cero.
- b. Realice la conexión mostrada en la figura 34. Revise las conexiones realizadas antes de energizar por precaución.
- c. Incremente gradualmente la tensión, tome valores de tensión y corriente. Haga tantos incrementos de tensión como crea necesarios para graficar la característica de saturación del transformador.

2.1.3.6. Preguntas para después de la práctica

- Graficar la característica Es contra Is en papel Log – Log.
- Con esta característica, encuentre la curva de saturación para dos taps diferentes.
- ¿Corresponde el valor de saturación con el valor aproximado?

2.1.4. Prueba de conexión de Transformadores de Corriente

2.1.4.1. Objetivos

- Determinar el valor de la constante K para cada tipo de conexión de los CT's.

2.1.4.2. Marco Teórico

Los transformadores de protección son los dispositivos encargados de cambiar corrientes y tensiones de una magnitud a otra para aislar la corriente o tensión de la fuente, por seguridad del operador y el dispositivo final. El comportamiento de estos elementos durante y después de una falla es de importancia, pues un error en la señal de la salida del transformador puede retardar la operación de los relés.

En un sistema de protección siempre se deben analizar aspectos de seguridad y económicos, por consiguiente en algunos casos se buscara suprimir elementos de la red que no sean de vital importancia a la hora de tener una protección adecuada del sistema. Los elementos a suprimir pueden ser relés o transformadores dependiendo de la conexión que se realice.

- Conexión de los CT's en Y y de los relés en Y**

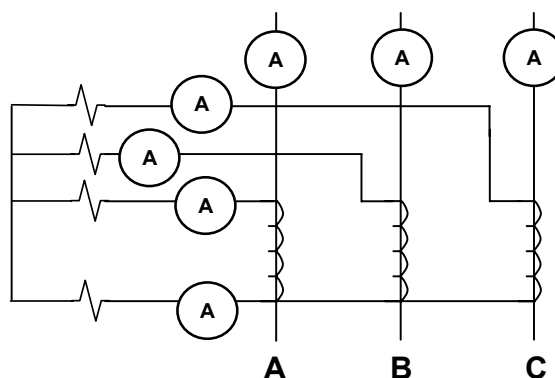


Figura 35 CT's en Y - Relés en Y

El número mínimo de relés que actúa en caso de falla es 2.

$$K_{conexión} = \frac{I_{relé}}{I_{línea}}$$

$$K_{conexión}(1\phi, 2\phi, 3\phi) = 1$$

Es decir que para cualquier clase de falla, la K conexión siempre es 1. La corriente que pasa por el relé es la misma del transformador de corriente.

- **Conexión Estrella-Incompleta**

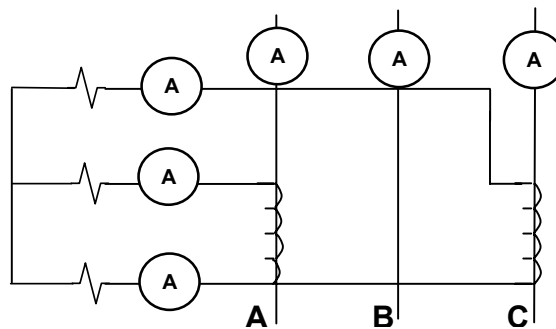


Figura 36 Estrella Incompleta

Esta conexión no detecta falla monofásica a tierra de la fase sin CT (Fase B).

$$K_{conexión}(1\phi, 2\phi, 3\phi) = 1$$

- **Conexión de los CT's en delta y los relés en Y**

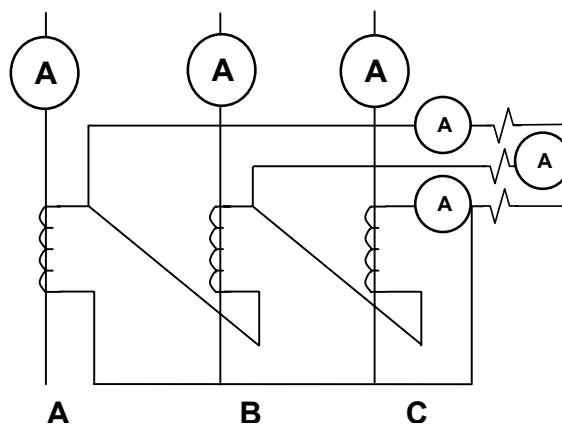


Figura 37 CT's en Delta - Relés en Y

Este es el esquema utilizado en protección diferencial y distancia

$$K_{conexión(3\phi)} = \sqrt{3}$$

$$K_{conexión(2\phi)} = 2$$

$$K_{conexión(1\phi)} = 1$$

- **Conexión de dos CT's y un Relé**

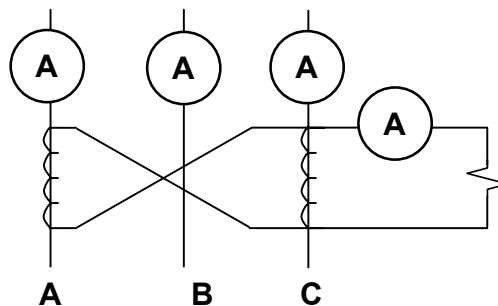


Figura 38 Dos CT's y un relé

No detecta fallas monofásicas a tierra en la fase sin CT.

$$K_{conexión(3\phi)} = \sqrt{3}$$

$$K_{conexión(2\phi_{A-C})} = 2$$

$$K_{conexión(2\phi_{A-B})} = 1$$

$$K_{conexión(2\phi_{B-C})} = 1$$

$$K_{conexión(1\phi)} = 1 \text{ para fase con TC}$$

$$K_{conexión(1\phi)} = 1 \text{ para la fase sin TC}$$

- **Conexión de CT's como filtro de secuencia Cero**

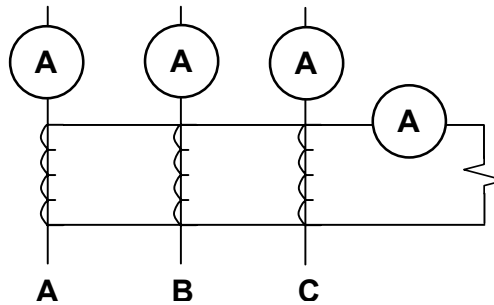


Figura 39 Filtro de secuencia cero

$$I_o = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C)$$

$$K_{\text{conexión}(1\phi)} = 1$$

Se podría lograr el mismo efecto con un transformador que encierre las tres líneas (Toroidal), usado en cables generalmente.

2.1.4.3. Preguntas antes de la práctica

- ¿Qué es el factor K, que magnitudes relacionan?
- ¿Cuál es la finalidad de variar la conexión de los transformadores?
- ¿Cuál es la finalidad de los transformadores en un sistema de protección?

2.1.4.4. Equipo

Ampermetros
 Transformadores de corriente
 Relés de sobrecorriente (GE Multilin)
 Bancos de carga

2.1.4.5. Procedimiento

- Realice la conexión de la figura 35.
- Conecte el banco de carga de 3000 W, como lo muestra figura 40.
- Aumente de manera progresiva la carga de una fase hasta que el relé detecte la corriente, tome valores de corriente en la línea y en el relé.
- Aumente de manera progresiva y equitativa en dos fases hasta que el relé detecte la corriente, tome valores de corriente en las líneas y en el relé.
- Aumente de manera progresiva y constante la carga de las tres fases hasta que el relé detecte la corriente, tome valores de corriente en la línea y en el relé.
- Repita los numerales 3,4 y 5 para los esquemas de las figuras 36 a 39.

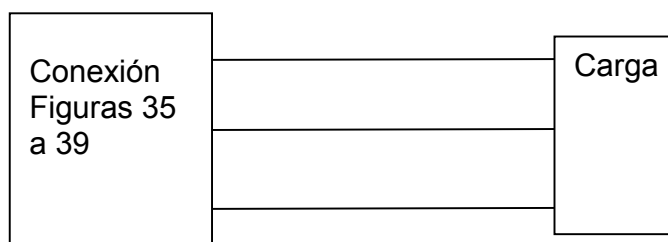


Figura 40 Conexión para pruebas

Preguntas después de la práctica

- a. Encuentre los valores de K para cada uno de los esquemas y fallas simuladas. Compare con los calculados
- b. Con los valores de corriente medidos en la línea, encuentre el valor de corriente que debe circular por el relé y compárelo con el medido.
- c. ¿Que corrientes de falla detecta cada conexión?

2.2. Relés

2.2.1. Relés de Distancia

2.2.1.1. Objetivos

- Aprender el manejo del sistema de inyección de corriente OMICRON CMC 256
- Establecer las conexiones entre el inyector de corriente y el relé.
- Encontrar manual y automáticamente las características de un relé fijado con anterioridad.

2.2.1.2. Marco teórico

Los relés de distancia responden a una relación de una medida de tensión con una medida de corriente. El relé opera si la relación, la cual representa la impedancia efectiva de la red, es menor que la fijada en el relé. La impedancia es una medida de la distancia a lo largo de la línea de transmisión. Por esto, éste relé es llamado relé de distancia.

La impedancia aproximada permite una excelente manera de obtener discriminación y selectividad, limitando la operación del relé a cierto rango de impedancia. Los siguientes son algunas formas de relés de distancia:

- Relé de impedancia
- Relé de reactancia

- Relé Mho
- Relé Mho modificado
- Relé cuadrilateral

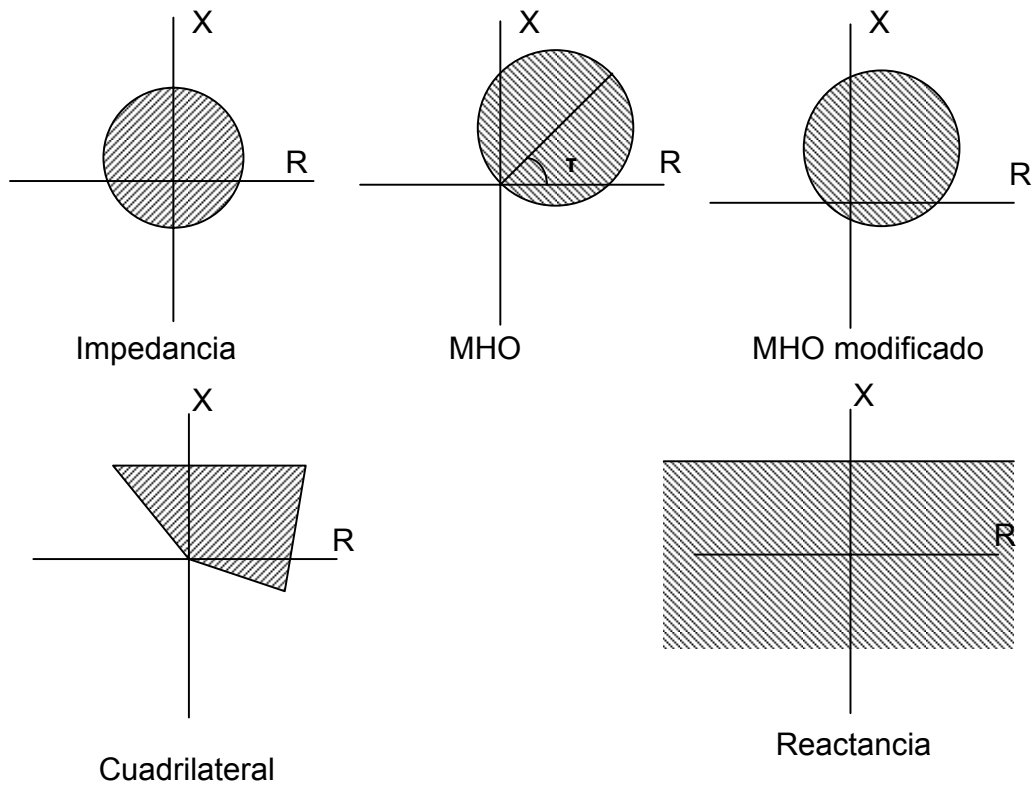


Figura 41 Diagramas R-X de relés de distancia

La característica de impedancia es un círculo en el plano R-X; la característica de reactancia es una línea horizontal en el plano R-X; la característica MHO es un círculo que atraviesa el origen del plano R-X, en caso de ser modificado el círculo tendrá el origen en otro lugar; la característica cuadrilateral es un polígono que uno de sus vértices en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida por este cae dentro de la característica.

La característica MHO es inherentemente direccional, es decir, detecta las fallas solo en una dirección. La característica de reactancia e impedancia detecta fallas en los cuatro cuadrantes. Por esta razón, se utiliza la supervisión direccional con estos relés. La combinación de elementos similares con diferentes características y/o elementos se utiliza para obtener selectividad y coordinación.

Los relés de distancia son usados ampliamente para la protección de líneas de transmisión, aunque también se pueden usar para protección de equipos en el

sistema de potencia. Son fáciles de aplicar y coordinar, permite una protección rápida, y son afectadas muy poco por las variaciones en el sistema.

La cantidad de relés en la línea la determina los tipos de fallas a cubrir (trifásica, fase-fase, fase-tierra, doble fase – tierra. Usualmente se utilizan dos grupos de relés: uno para fallas en las fases y otro para fallas a tierra.

OMICRON CMC 256

El módulo de pruebas de distancia permite definir y realizar pruebas a relés de distancia por la evaluación de puntos de impedancia usando disparos simples definidos en el plano Z con despliegue gráfico de la característica.

El editor de características gráficas (figura 42) permite la definición de la característica nominal del relé de manera fácil y rápida. Inicialmente, las zonas de disparo, extendidas y de no disparo se definen usando elementos predefinidos.

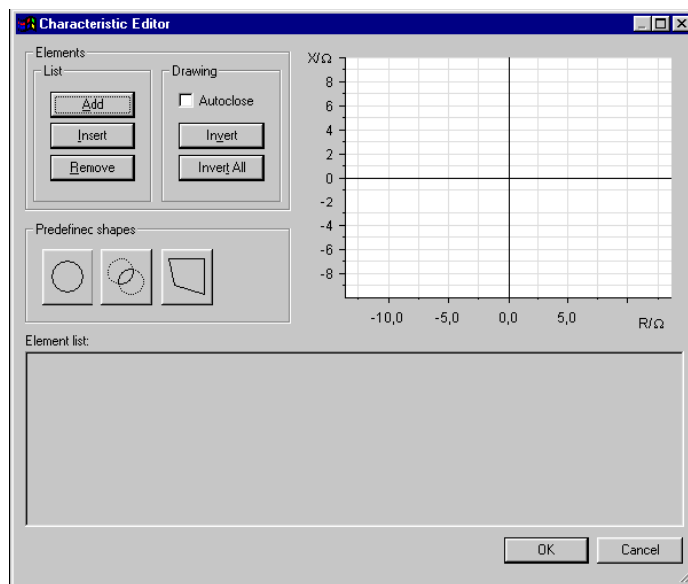


Figura 42 Editor de características

Los valores de impedancia de las zonas son ingresados y mostrados en valores primarios o secundarios, dependiendo cómo lo elija el usuario.

La prueba se define en el plano de impedancia: Los puntos de prueba son incluidos en una tabla, con el ratón o con el teclado. Esta tabla está separada en filas, cada fila representa una falla que indica magnitud, ángulo, tiempo de actuación, tiempo nominal y tipo de falla.

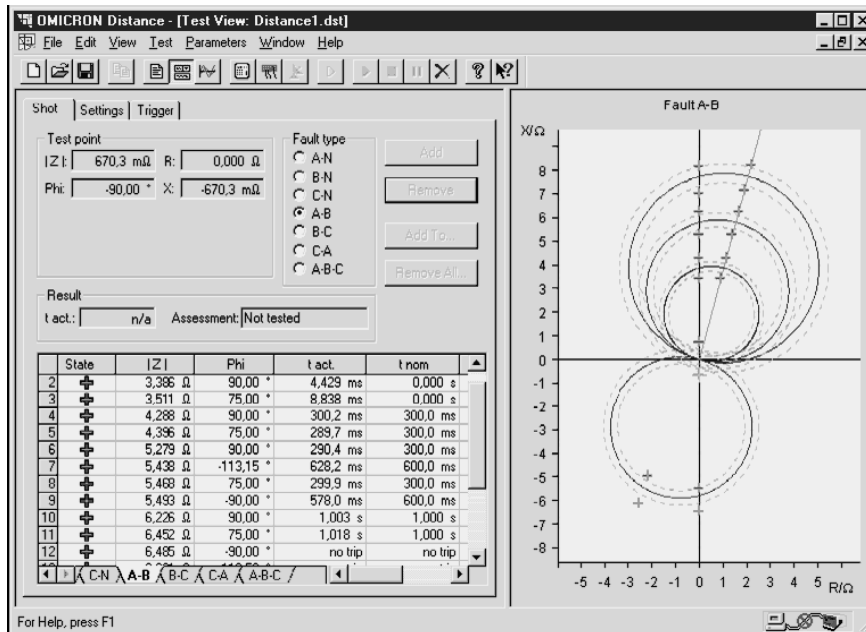


Figura 43 Plano de impedancia

El resultado de la prueba se muestra de manera gráfica en el plano de impedancia y de manera numérica en la tabla de pruebas. Las corrientes y tensiones de la prueba se pueden medir y mostrar gráficamente para un análisis más profundo.

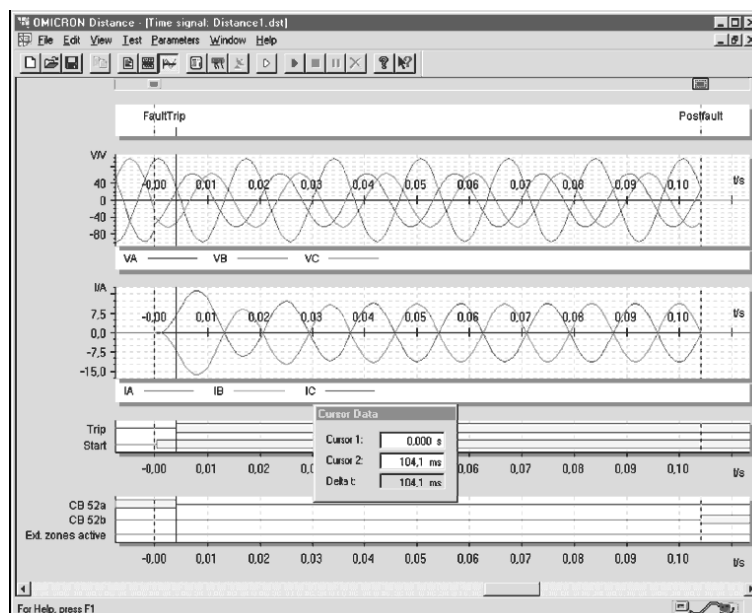


Figura 44 Oscilograma de falla

- Inicio del módulo avanzado de distancia.

Haga doble clic en el icono *OMICRON test Universe*. Esto abrirá la ventana de inicio donde se puede acceder a todos los módulos.

En la columna de módulos de prueba, seleccione “Distance...” y luego “Advanced Distance” en el menú que se despliega.

- Configuración del objeto bajo prueba


Haga clic sobre el icono “test object”  o seleccione “Insert| test object” para abrir la caja de diálogo de las especificaciones del relé.

Figura 45 Ventana de configuración de objeto

En esta caja se fijan los parámetros bajo los cuales trabaja el relé en la subestación, como son nombre, marca, tensión entre otros. Al finalizar las especificaciones haga clic sobre el botón “Apply”.

- Selección de características del sistema

Seleccione la pestaña “System Settings”

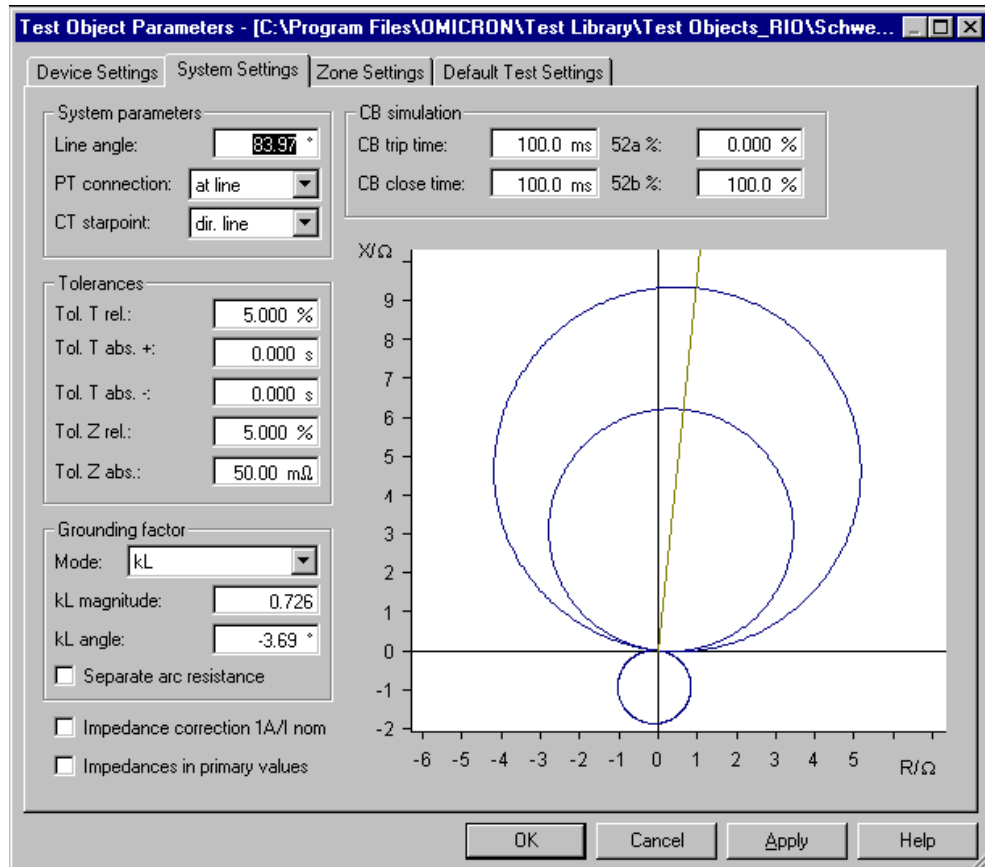


Figura 46 Ventana de parámetros del sistema

Aquí se introducen los parámetros del sistema y el factor de tierra. Las tolerancias vienen especificadas en el manual del relé y se pueden introducir en valor absoluto o relativo.

Las tolerancias se pueden editar o introducir de manera individual para cada zona en la pestaña “zone settings”. La casilla “CB simulation” se puede fijar a 100 ms.

- Características de las zonas

Seleccione la pestaña “Zone Settings”

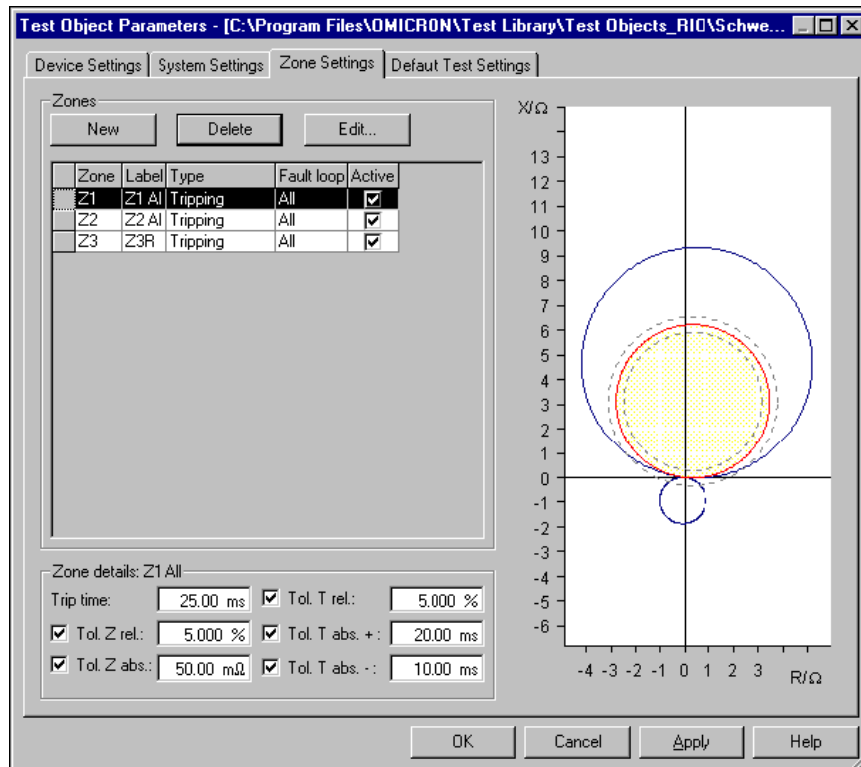


Figura 47 Ventana de características de las zonas

En el tipo de falla seleccione “all”, esto permitirá tener en cuenta las características línea a línea y línea a neutro.

Haga clic en la casilla “Edit...” para que aparezca el editor de características

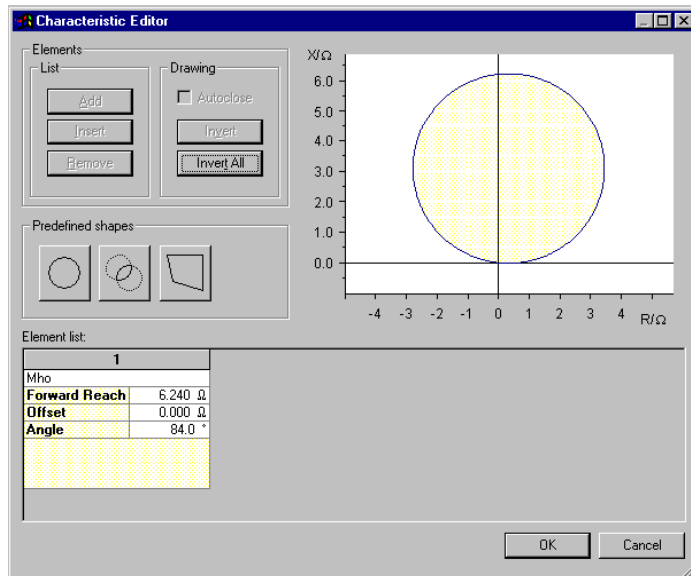


Figura 48 Ventana editor de características

Inserte los valores para las nuevas zonas. Ingrese nuevas zonas con el botón “Add”. Repita este paso para todas las zonas requeridas. Dependiendo de las características que tenga el relé ya fijadas con anterioridad, fije las características en el OMICRON.

- Características por defecto

Seleccione la pestaña “Default settings”.

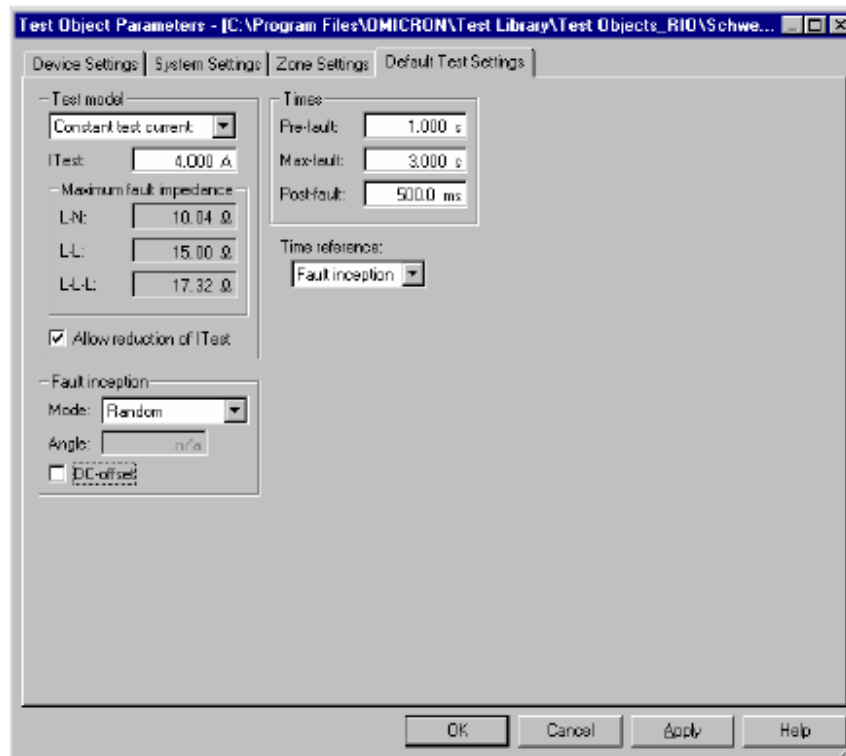



Figura 49 Características por defecto

El modelo de prueba será “Constant Test Current” y se fijará a 4 A. Se selecciona el origen de la falla como “Random”. “DC offset” no se selecciona. La referencia de tiempo se selecciona como “Fault Inception”. Los tiempos de pre-falla, falla y post-falla se fijan como sea necesario.

- Configuración del Hardware

Haga clic en el icono de configuración del hardware  o seleccione “Parameters | Hardware configuration” para abrir el cuadro de diálogo de la configuración del hardware.

Este presenta cuatro pestañas para especificar entradas y salidas del CMC: “General”, “Analog outputs”, “Binary/Analog outputs”, y “Binary outputs”. La pestaña “General” muestra los detalles de cualquier CMC conectado al PC.

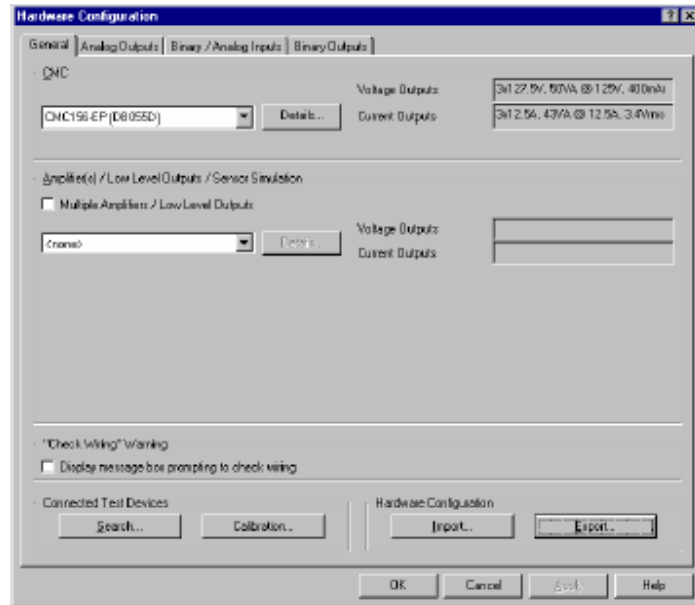


Figura 50 Ventana configuración inyector de corriente

Haga clic en la casilla “Details...” con el fin de ver la configuración de las salidas del CMC.

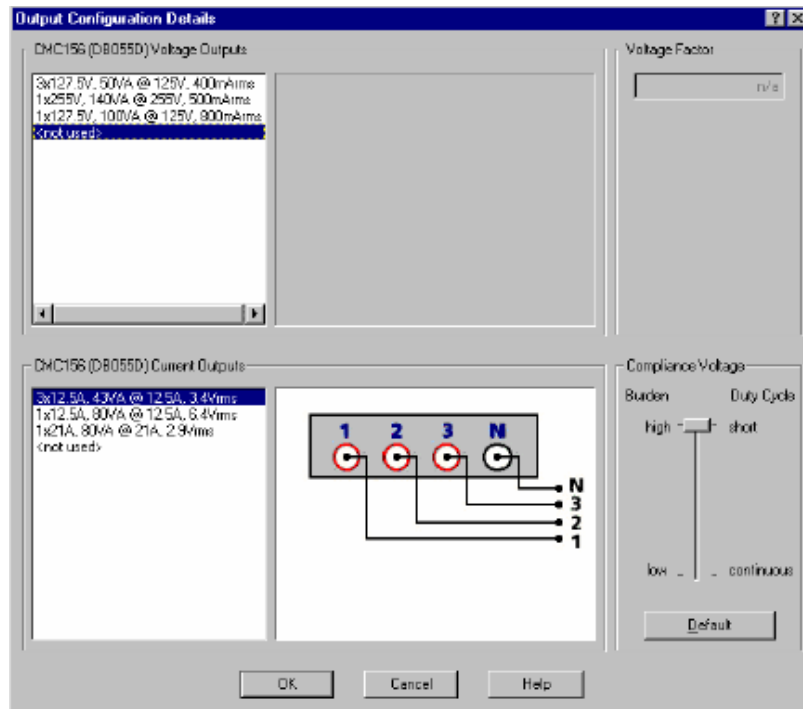


Figura 51 Configuración de salidas del inyector

Dependiendo de las salidas que necesite (para el caso del SEL 421 serán las 3 salidas de tensión y las 3 salidas de corriente), seleccione las salidas a activar del CMC y haga clic en “Apply” para que se activen los cambios.

Seleccione la pestaña de “Analog outputs”. Se utilizarán los tres canales de salida de tensión y los tres de corriente con sus respectivos neutros.

Test Module Output Signal	Display Name	Connection Terminal	CMC156 V				CMC156 I			
			DB0550	DB0550	DB0550	DB0550	DB055D	DB055D	DB055D	DB055D
			1	2	3	N	1	2	3	N
V A-N	V A-N	118	X							
V B-N	V B-N	119		X						
V C-N	V C-N	120			X					
	V N	121				X				
IA	IA	101					X			
IB	IB	103						X		
IC	IC	105							X	
	IN	102,104,106								X

Figura 52 Ventana de salidas análogas

A continuación seleccione la pestaña “Binary/Analog outputs”. Se utilizará una entrada binaria para el disparo general del relé.

Test Module Input Signal	Display Name	Connection Terminal	CMC156-EP															
			1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	5+	5-	6+	6-	7+	7-	8+	
Trp	3P1	217	X															
Bin. in 2	3P1-(2)	219		X														
Bin. in 3	CC	221				X												
Bin. in 4	KEY	223					X											
	jumpers	218,220,222,224	X	X	X	X												

Figura 53 Ventana señales de entrada

Haga clic en “Apply” para aplicar los cambios. Cuando haya terminado haga clic en “OK”, lo que lo retornará al modulo de “Advanced Distance”

Seleccione la pestaña “settings”. Esta pestaña refleja las características fijadas en la pestaña “default test settings” de los parámetros del CMC configurados con anterioridad.

Seleccione la pestaña “Trigger”. Con esta pestaña se configura el las condiciones binarias del disparo del relé.

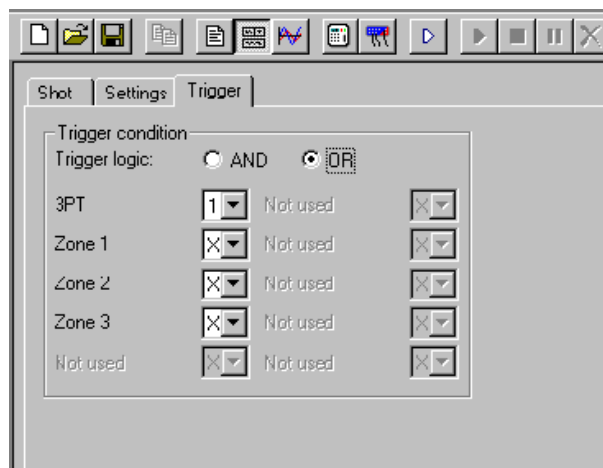


Figura 54 Ventana condiciones de disparo

Seleccione el “Trigger logic” como OR con el fin de activar la entrada binaria para cualquier disparo. Las zonas de disparo no han sido activadas ya que se encuentran marcadas por la letra X. En este caso se utilizará la casilla “3PT” que es para cualquier disparo.

Seleccione la pestaña “Shot”. Para añadir los puntos de falla para la prueba en la lista, seleccione el tipo de falla y puede añadir el punto por coordenadas o con el ratón “Mouse”.

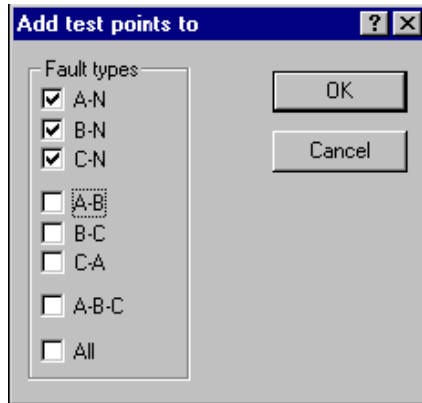


Figura 55 Selección tipo de falla

- Definir la prueba de búsqueda automática

Seleccione la pestaña “Settings” para verificar las características de la prueba.

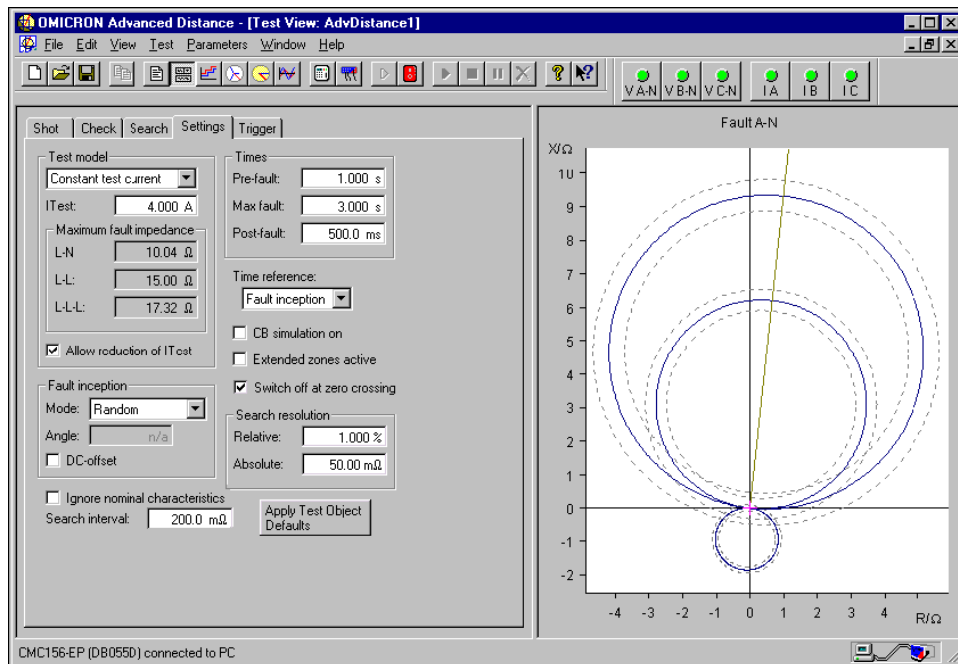


Figura 56 Características de la prueba

Haga clic en la pestaña “trigger” para verificar las características de disparo.

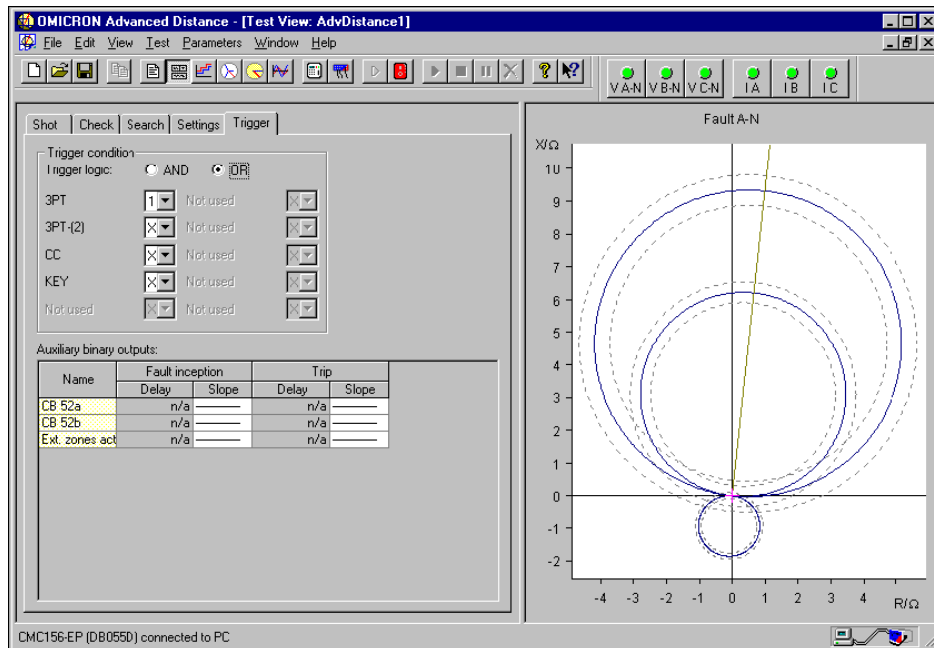


Figura 57 Características de disparo

Ahora seleccione la pestaña “Search”. La línea de prueba consiste en una línea que parte del origen, un ángulo de prueba, y una longitud de la línea de prueba. Se puede definir de las siguientes formas:

De manera numérica, ingresando la magnitud a partir de la cual comienza la barrer la impedancia, y el ángulo que tomará. La longitud de la línea de prueba se puede ingresar en Ω o se puede ingresar en porcentaje de una zona. Haga clic en “Add” o “Add To ...” para ingresarla en la lista de prueba.

El otro método es el de secuencia de líneas. Seleccione el botón “Sequence”, en la caja de diálogo especifique el origen, el ángulo de inicio, el ángulo final, los pasos del ángulo y el número deseado. Luego seleccione los tipos de fallas a incluir. La longitud viene por defecto, pero la longitud relativa se puede seleccionar.

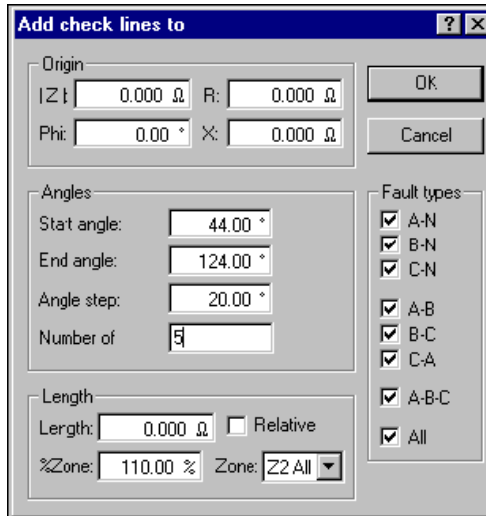



Figura 58 Secuencia de la prueba

Después de seleccionar los puntos de prueba o las secuencias de prueba, haga clic en el botón  para correr la prueba.

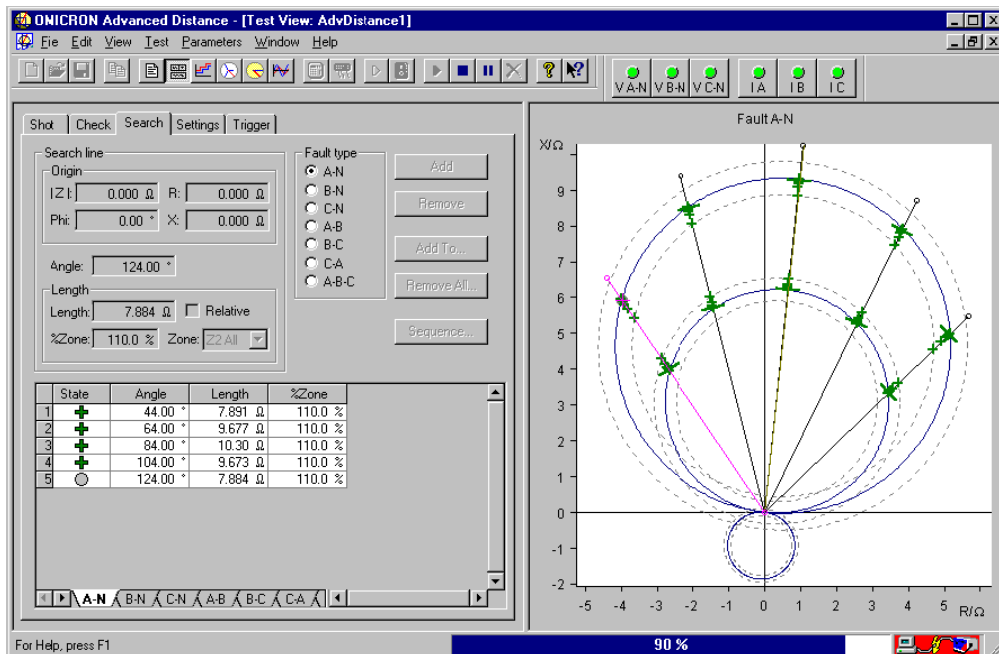


Figura 59 Prueba secuencial

2.2.1.3. Preguntas antes de la práctica:

- ¿Contra qué tipo de fallas puede proteger un relé de impedancia?
- ¿Qué elementos de falla pueden afectar la operación del relé de impedancia?
- ¿Con qué valores de la red se alimenta un relé de impedancia?
- ¿Para qué tipo de fallas o con qué finalidad se fijan las diferentes características de los relés de distancia?

2.2.1.4. Equipos

Omicron CMC 256
Computador portátil
Relé SEL 421
Fuente DC

2.2.1.5. Procedimiento

Conecte las salidas de corriente, de tensión y la entrada de señal de disparo del Omicron CMC 256 al relé SEL 421, teniendo en cuenta el gráfico del panel trasero del relé y el de conexiones de este.

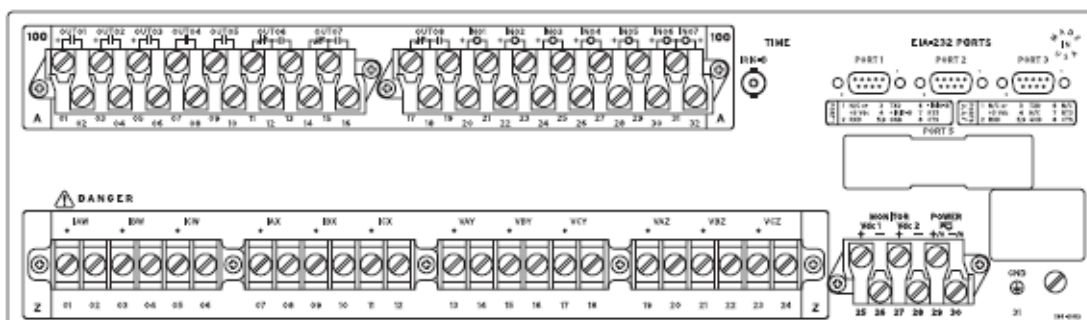


Figura 60 Vista posterior relé SEL 421

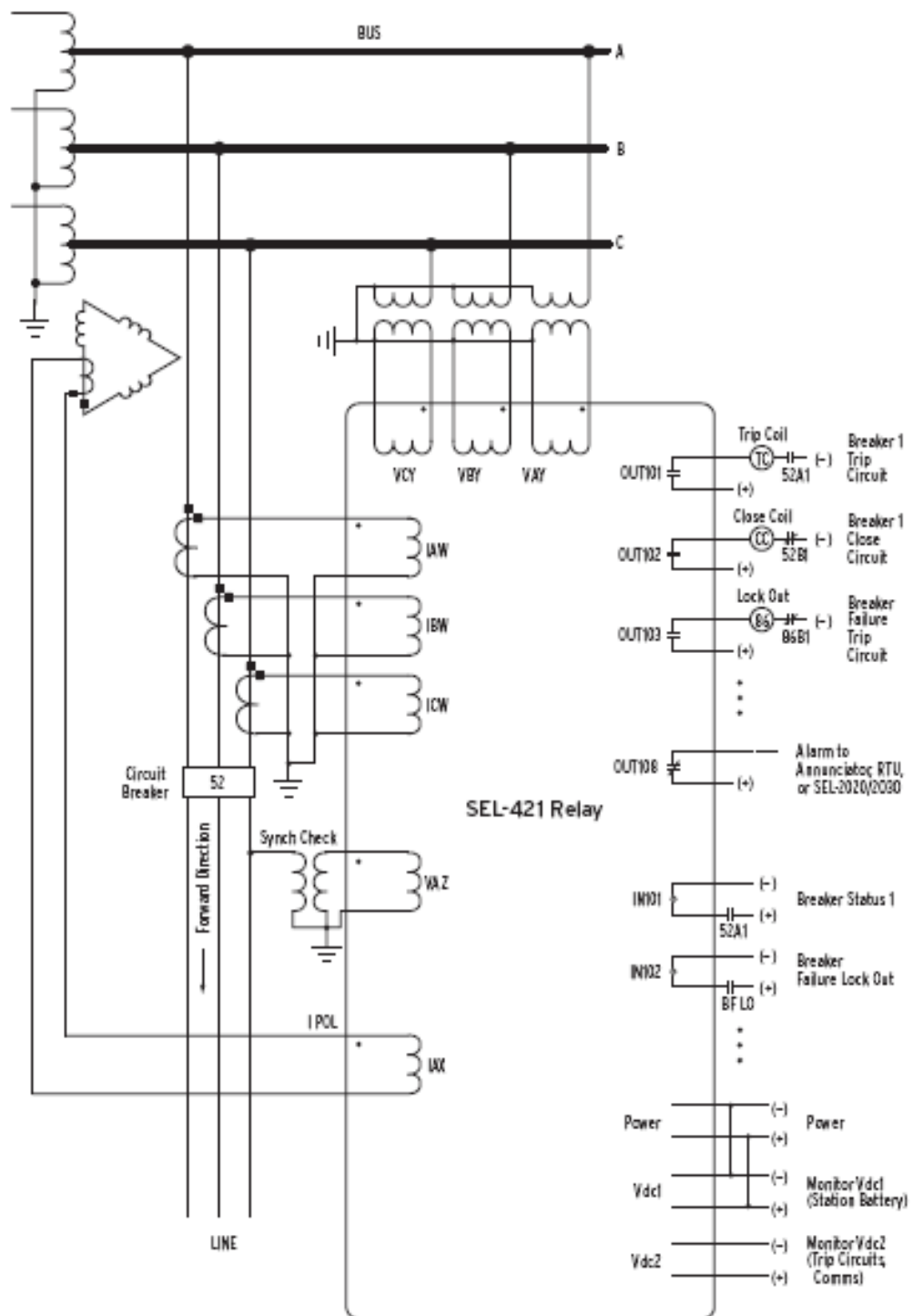


Figura 61 Conexión del relé SEL 421

Los pines de corriente son:

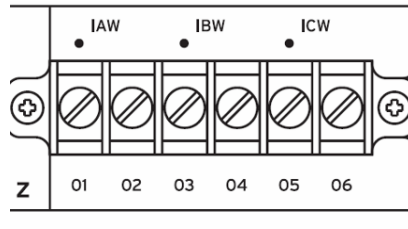


Figura 62 Entradas de corriente

Los pines de tensión son:

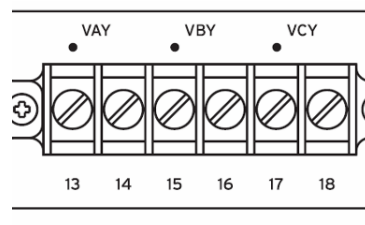


Figura 63 Entradas de tensión

Los pines de disparo son:

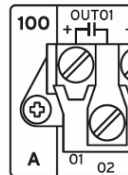


Figura 64 Salida de disparo

Los pines de alimentación son:



Figura 65 Alimentación del SEL 421

Disparo manual

Debido a la duración de cada prueba, se realizará solo la prueba para fallas trifásicas.

Teniendo en cuenta los pasos mencionados en el marco teórico, defina las características de operación del relé para fallas trifásicas (tensiones y corrientes), y las características del CMC (salidas inyector de corriente), para realizar las pruebas a relés con el inyector a criterio del alumno.

Por medio de la pestaña “Shot” en el módulo “Advanced Distance” realice diversos disparos progresivos en el plano R-X con el fin de encontrar aproximadamente las zonas del relé.

Disparo automático

Por medio de la pestaña “Search” en el mismo módulo de “Advanced Distance” encuentre automáticamente las zonas del relé. Realice una visualización de magnitud de impedancia contra tiempo de operación ($|Z|$ Vs. t).

2.2.1.6. Preguntas después de la práctica

- a. ¿Cuáles fueron las zonas encontradas a partir de los disparos manuales?
Grafíquelas en un diagrama R-X
- b. ¿Cuáles fueron las zonas encontradas con el método de disparos automáticos?
Grafíquelas en un diagrama R-X
- c. ¿Cuál es el alcance máximo de impedancia en Ω de cada zona fijada en el relé?
- d. ¿Cuál sería este valor de impedancia máxima de protección en valores primarios?
- e. ¿En qué puede variar las características del relé con respecto a las diferentes fallas?

2.2.2. Relés de Sobrecorriente

2.2.2.1. Objetivos

- Analizar el comportamiento de los relés de sobrecorriente ante la presencia de fallas.
- Configurar el CMC 256 de OMICROM para realizar pruebas a relés de sobrecorriente.

2.2.2.2. Marco Teórico

Los relés de sobrecorriente son los tipos más simples de los relés de protección. Como su nombre lo indica, tiene como finalidad operar cuando la corriente alcanza valores superiores a un valor predeterminado o mínimo de operación. Existen dos tipos básicos de relés de sobrecorriente: los tipo operación instantánea y los tipo operación retardada. Los relés de sobrecorriente instantáneos operan sin retardo cuando la corriente excede de un valor preestablecido; sin embargo, el tiempo de operación de estos tipos de relés pueden variar significativamente (desde 0.016 a 0.1 seg.) Los relés de sobrecorriente con retardo poseen características de operación tal que el tiempo varía inversamente con la magnitud de la corriente que detecta. La figura 66 muestra características de los tipos de relés de sobrecorriente más usados, y éstos son tres: inverso, muy inverso y extremadamente inverso.

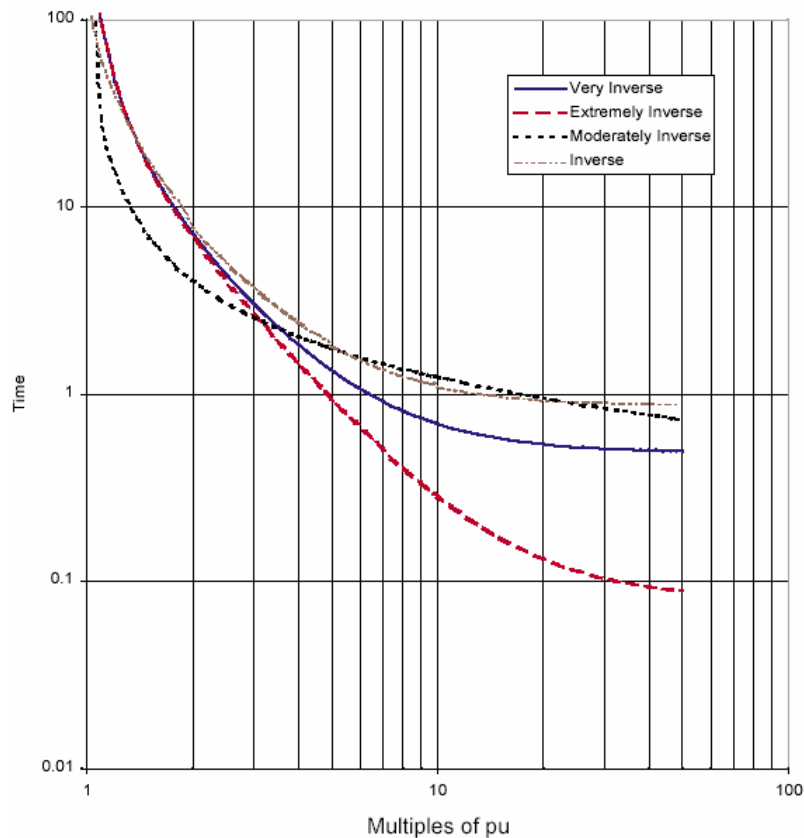


Figura 66 Curvas de sobrecorriente

Tanto los relés instantáneos como los de tipo inverso, son inherentemente no selectivos, dado que pueden detectar condiciones de sobrecorriente en sus zonas de protección como también en las zonas adyacentes. Sin embargo, en la práctica, esta selectividad se logra mediante una adecuada calibración de sus sensibilidades o mediante un retardo intencional, o bien, combinando estas dos alternativas.

Los parámetros a considerar en la calibración de estos elementos son:

Tap: este dispositivo permite variar la sensibilidad del relé permitiendo que opere a diferentes valores de corriente.

Corriente mínima de operación (“pickup”): es aquella corriente mínima que produce el cambio de los contactos del relé de abierto a cerrado.

Corriente de partida: es el valor de corriente justa y necesaria que vence la inercia de las partes móviles.

Escala de tiempo (Dial): en los relés de inducción indica la posición de reposo del disco, por lo tanto, determina el recorrido del mismo hasta el cierre de los contactos, en general, tanto en los relés de inducción como estáticos, el dial permite variar el tiempo de operación para valores de corriente mínima de operación.

Sobrecarrera (overshoot): es el tiempo que puede seguir girando el disco, en los relés de inducción, debido a su inercia, luego que la falla ha sido desenergizada por otro sistema de protección, antes de cerrar sus contactos.


Actualmente existen equipos para prueba de relés, el equipo a utilizar en la práctica es el CMC 256 deOMICROM, por medio del cual se puede conocer el comportamiento del relé para diferentes tipos de falla.

A continuación se describe los pasos necesarios para la realización de la prueba

Inicie el “software” de Omicrom.

Seleccione el modulo de prueba “Overcurrent”.



Haga clic en el icono  o seleccione “insert | test object”.

Ingrese los parámetros generales del relé en la siguiente pantalla “Device settings”.

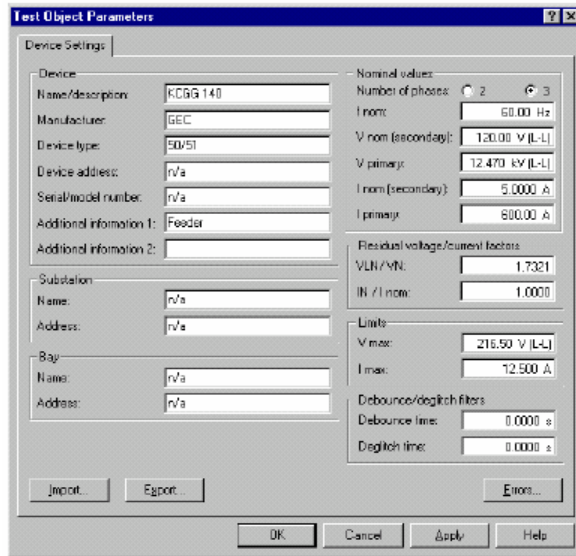



Figura 67 Configuración del objeto

Haga clic en el botón “Export” y guárdelo con un nombre, por defecto el archivo será guardado en el directorio “test objects_rio”

Haga clic en  o “Insert | Test object” para cargar los datos del relé que va a ser utilizado en la prueba.

Haga clic en “import” y llame el archivo guardado en el paso 5.

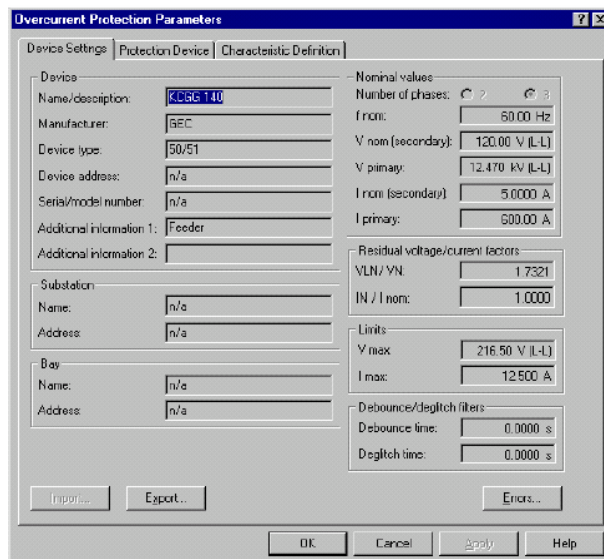


Figura 68 Ventana de configuración del relé

Haga clic en la viñeta “Protection Device”.

Verifique los valores de tolerancia para corrientes y tiempos, especifique si el relé es direccional o no direccional.

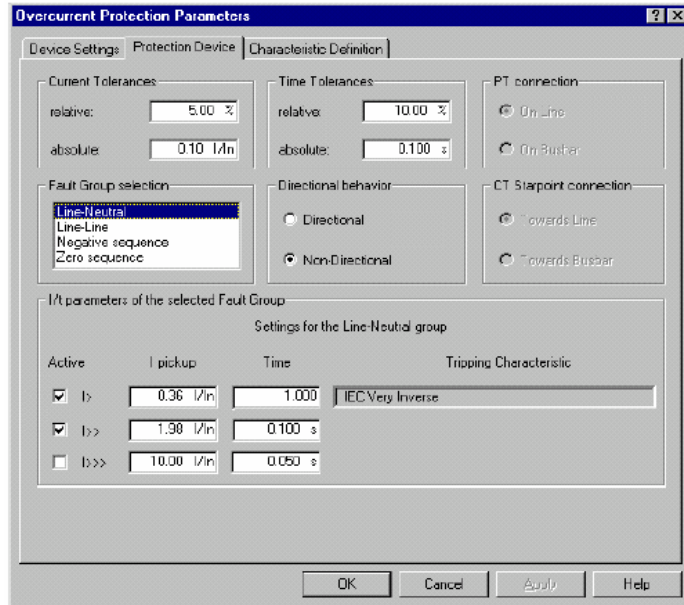


Figura 69 Configuración de la curva del relé

Seleccione el tipo de falla y defina el factor de escala para la curva con los parámetros I>, I>> y I>>>.

Haga clic en Characteristic Definition | “Predefined” para obtener las características standard de la IEC. (Normalmente inversa, muy inversa o extremadamente inversa).

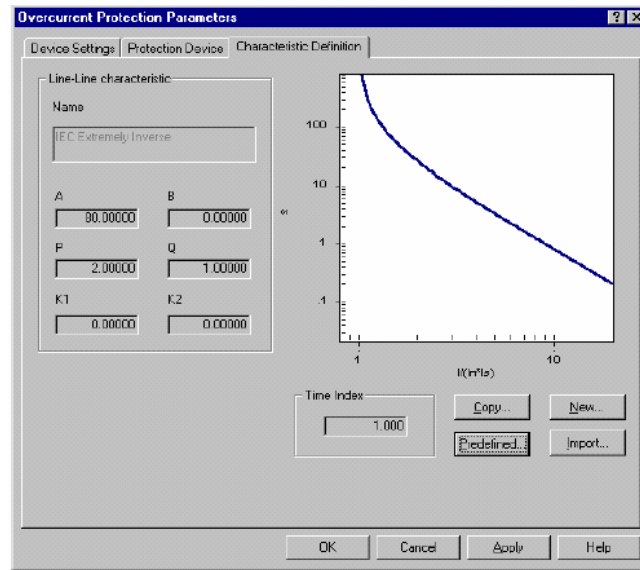



Figura 70 Tipo de curva

Repita los pasos 9,10 y 11 para los demás tipos de falla.

Haga clic en  o en “parameters | hardware configuration”, Seleccione CMC 256 para realizar la configuración del Hardware.
Haga clic en “details” , selecciones “not used” y corrientes 3x12.5 A. Confirme la selección haciendo clic en OK.

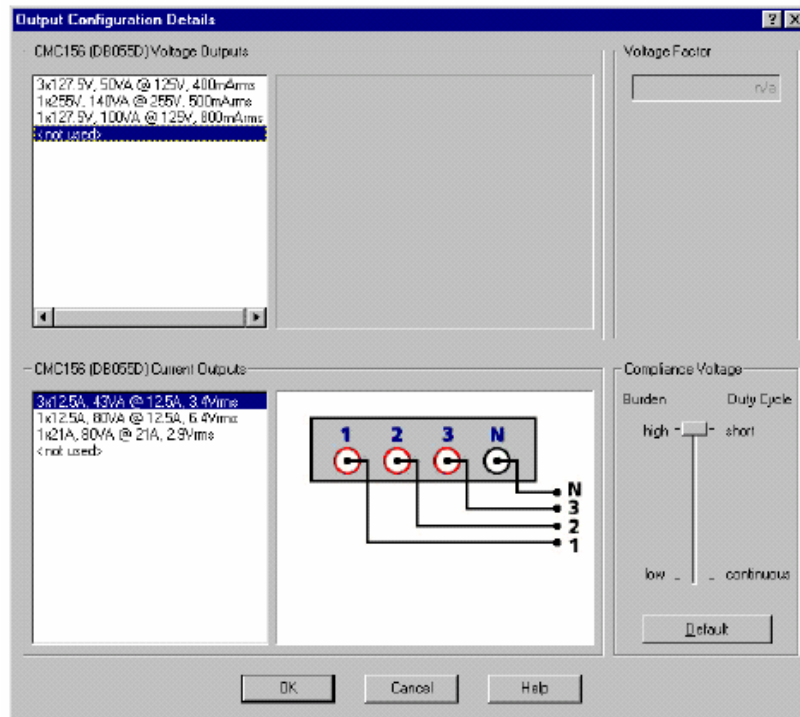


Figura 71 Configuración del inyector de corriente

Haga clic en “Analog Outputs”, defina los nombres de las corrientes y especifique el terminal del relé al que será conectado.

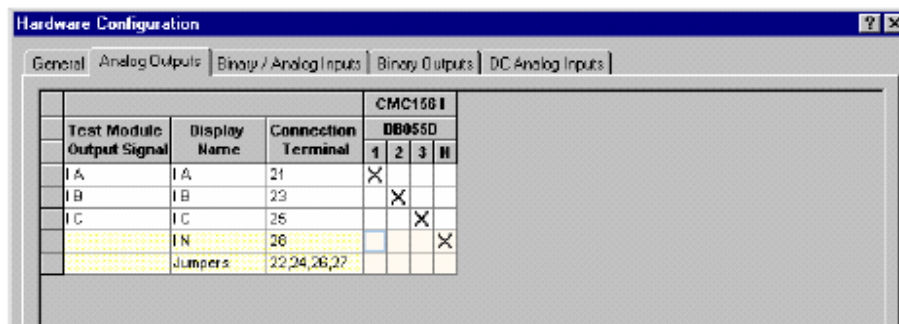


Figura 72 Salidas del inyector

Haga clic en “Binary | Analog Inputs”, defina las entradas binarias para disparo por falla línea-línea, fase-neutro o instantánea.

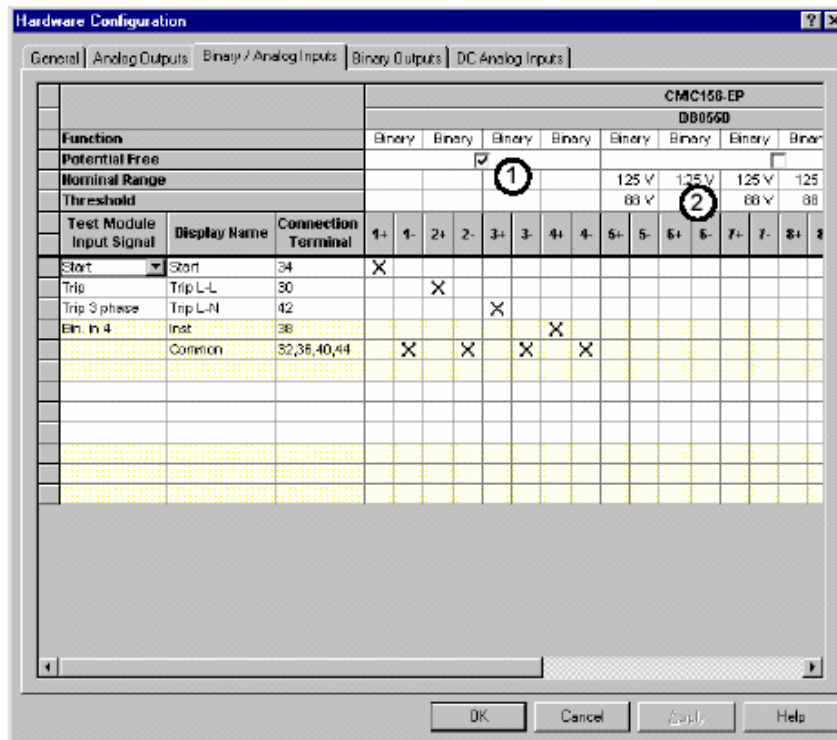


Figura 73 Salidas digitales del relé

Conecte las entradas de corriente del relé con las correspondientes salidas de corriente del CMC Omicrom.

Conecte las salidas binarias del relé con las entradas binarias correspondientes del CMC Omicrom.

2.2.2.3. Preguntas antes de la práctica

- ¿Cuál es el procedimiento a seguir para realizar la coordinación de relés de sobrecorriente?
- ¿Cuáles son las diferencias entre un relé de sobrecorriente direccional y uno no direccional?
- ¿Cuál es la diferencia entre un relé de sobrecorriente temporizado y uno instantáneo?

2.2.2.4. Equipos

Omicron CMC 256
 Computador portátil
 Relé SEL 421
 Fuente DC

2.2.2.5. Procedimiento

- a. Ingrese los parámetros del Relé al inyector de corriente CMC 256 de OMICROM.
- b. Seleccione los valores de corriente y tiempo a partir de los cuales debe actuar el relé en el momento de una falla trifásica.
- c. Inyecte valores progresivos de corriente al relé, tome los valores de corriente y tiempo de acción.

2.2.2.6. Preguntas después de la práctica

- a. Grafique los resultados obtenidos en la práctica en papel Log-Log. ¿Coinciden con los esperados?
- b. Analice el comportamiento del relé para fallas línea a tierra, línea a línea y trifásica. ¿Cuáles son diferencias? Justifique su respuesta.

2.2.3. Diferencial

2.2.3.1. Protección de Barras con Relés Diferencial

2.2.3.2. Objetivos

- Analizar el funcionamiento del relé diferencial aplicado a barras.
- Conocer los criterios de selección del relé diferencial.

2.2.3.3. Marco teórico

Los relés diferenciales toman diversas formas, que dependen del equipo que se proteja. Son relés que funcionan cuando el vector diferencia de dos o más magnitudes eléctricas similares exceden una cantidad predeterminada. Casi cualquier tipo de relé, cuando se conecta en cierta forma, puede hacerse que funcione como diferencial. En otras palabras, no es tanto la constitución del relé, sino la forma en que se conecte, lo que lo hace un relé diferencial.

La mayoría de las aplicaciones del relé diferencial son de tipo diferencial de corriente. Un ejemplo de esta conexión se muestra en la figura 74. El elemento a proteger puede ser una longitud de circuito, un arrollamiento de generador o una parte de las barras colectoras entre otros. En esta conexión los secundarios de los CT's se interconectan y se conecta a la bobina de un relé a través del circuito secundario de los CT's.

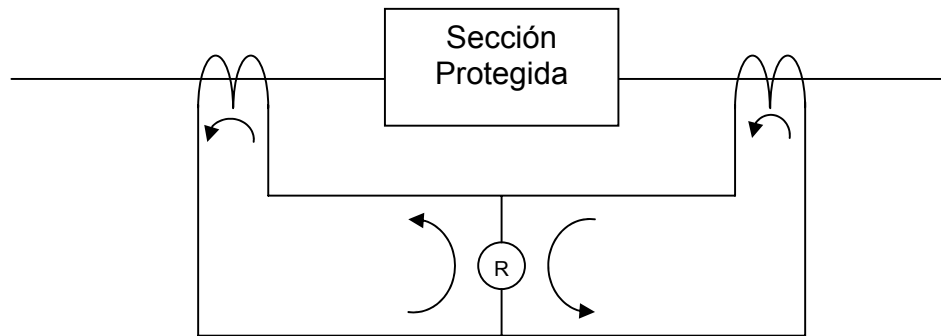


Figura 74 Principio de operación del relé diferencial

2.2.3.4. Preguntas antes de la práctica

- a. ¿Describa el principio de operación del relé Diferencial?.
- b. ¿En que tipos de circuitos es recomendada la instalación de un relé diferencial?, ¿Cuáles son las sensibilidades para su operación?.
- c. ¿Qué criterios se deben tener en cuenta para la selección de un relé diferencial?

2.2.3.5. Equipos

Relé diferencial Vigirex
 Banco de carga
 Ampérmetros

2.2.3.6. Procedimiento

- a. Realice el montaje mostrado en la figura 75.

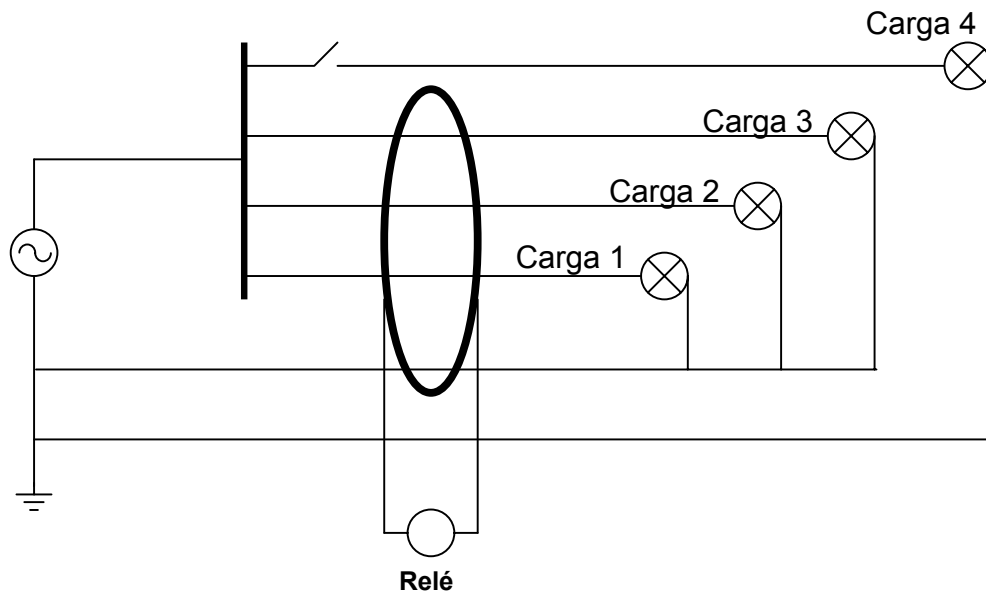


Figura 75 Conexión diferencial

- b. Seleccione un valor de sensibilidad bajo para el relé Diferencial.
- c. Aumente progresivamente el valor de la carga 1. Tome valores y analice el comportamiento del circuito.
- d. Aumente progresivamente y en igual proporción las cargas 1 y 2. Tome valores y analice el comportamiento del circuito.
- e. Aumente progresivamente y en igual proporción cada una de las cargas hasta que se origine el disparo del relé, Tome los valores de corriente para cada una de las cargas.
- f. Repita los numerales del 1 al 5 para cuatro valores de sensibilidad del relé diferencial.

2.2.3.7. Preguntas después de la práctica

- a. Describa la operación del relé que utilizó en el desarrollo de la práctica. ¿Se puede considerar como una protección diferencial? Justifique su respuesta.
- b. Para que casos actúa el relé. Explique su respuesta.
- c. ¿En qué partes de un sistema de potencia puede ser utilizado el relé diferencial? ¿Como se especifica?, ¿cómo se realiza la fijación y la coordinación de estos relés?
- d. ¿Que características debe tener la conexión de los transformadores de corriente que son utilizados en la protección diferencial de los transformadores de potencia?

2.3. Neplan

2.3.1. Protección de líneas con relés de sobrecorriente en Neplan

2.3.1.1. Objetivos

- Coordinar relés de sobrecorriente de un sistema radial mediante el Software Neplan 5.1.
- Coordinar relés de sobrecorriente de un sistema radial manualmente a partir de la curva de un relé.

2.3.1.2. Marco teórico

Las líneas de transmisión aéreas recorren gran parte del área geográfica, por esta razón, están expuestas a varios riesgos, que incluyen entre otros: Descargas atmosféricas, riesgos con los animales (Aves, culebras) y en algunos casos vandalismo. Por estas razones, existe una alta probabilidad de presencia de fallas en el sistema de potencia, forzando a operar con frecuencia los sistemas de protección dispuestos en el punto de la falla.

Cuando tenemos líneas de gran importancia para el sistema de potencia, utilizamos la protección por sobrecorriente, en donde, al seleccionar el tap y el dial del relé se deben cumplir las siguientes características:

Tap:

El tap se debe seleccionar de manera que cumpla con las siguientes condiciones

- Ser mayor que la corriente de carga para que no opere en condiciones normales de trabajo del sistema.
- Ser menor que la corriente mínima de cortocircuito para lograr la operación bajo cualquier condición de falla.

$$I_{m\ in} > I_{min\ operacion} > I_{max\ carga}$$

$$I_{min\ operacion} = K * I_{max\ de\ carga}$$

donde K toma valores entre 1,25 y 2

La fijación del tap debe tener en cuenta el punto a partir del cual arrancan las características de operación de los relés, normalmente 1,5 veces el tap, para que la corriente mínima de cortocircuito sea mayor a este valor.

Dial

El dial permite ajustar el tiempo de coordinación entre dos relés.

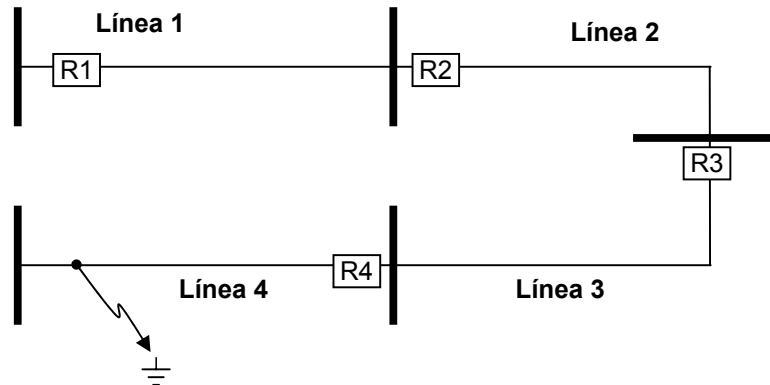


Figura 76 Selectividad de protecciones

La selección del dial permite fijar tiempo de respaldo de un relé con respecto a un relé adyacente. En la figura 76 si en el momento que se presenta la falla no actúa el relé 4, el relé 3 deberá actuar en un lapso de tiempo muy corto. (Ver figura 77).

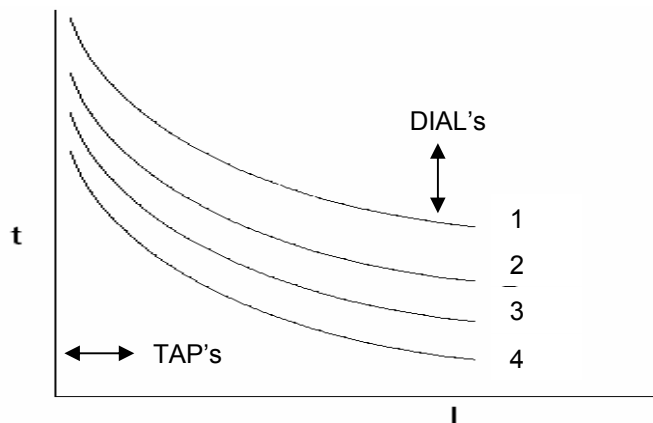


Figura 77 Curvas de sobrecorriente con selectividad

Selectividad

La selectividad consiste en asignar distintas temporizaciones a los relés distribuidos a través del sistema eléctrico.

Para analizar esta situación, se considera una vez más el sistema de la figura 76. R1, R2, R3, R4 representan los relés en cada sección del sistema radial, en este esquema, si se presenta una falla en la barra 5 la selectividad debe ser tal que R4 opere antes que R3, R2 y R1, a su vez R3 debe operar antes que R2 y R1, y R2 antes que R1. Manteniendo estos criterios, garantizamos un respaldo entre los relés.

2.3.1.3. Preguntas antes de la práctica

- ¿Qué es una protección por sobrecorriente?
- ¿Para qué se utilizan el tap y el dial de un relé?
- ¿A la hora de fijar una protección, que condiciones con respecto a la corriente de operación debe tener el relé?
- ¿Para una buena selectividad qué tiempos de coordinación se fijan entre el relé primario y el de respaldo?
- ¿Qué función cumple la unidad instantánea a la hora de fijar un relé?

2.3.1.4. Procedimiento

- Monte el sistema que se presenta a continuación:

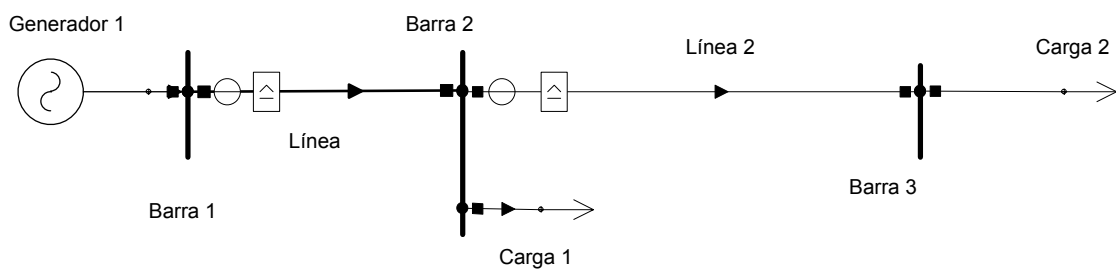
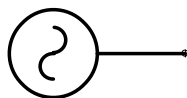


Figura 78 Sistema a proteger por sobrecorriente

Este sistema tiene los siguientes datos:

Generador:



Nombre: Generador 1

Vr.. kV: 115

Sr .. MVA: 50

Cos(phi): 0.85

Vf_{máx}/Vf_r: 1.3

pVr .. %: 0

xd sat .. %: 20

x'd sat .. %: 24

xd'' sat .. %: 12

RG .. Ohm: 0

x(2) .. %: 10

X(0) .. %: 10

I_{kk} .. kA: 0

mue: 0

Unidad generadora: ✓

P. a Tierra : "Directa"

Recuerde que para poder realizar el flujo de carga del sistema es necesario que exista por lo menos una barra Slack.

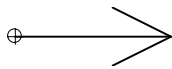
Barra 1, 2 y 3:

Nombre: Barra 1
 Vn .. kV: 115
 F .. Hz: 60

**Líneas 1 y 2:**

Nombre: Línea 1

	Línea 1	Línea 2
Longitud .. Ohm/km:	30	10
R(1) .. ohm/km:	0,2	0,8
X(1) .. ohm/km:	0,55	1,5
R(0) .. ohm/km:	0,38	1,86
X(0) .. ohm/km:	1,53	2,04

Cargas 1 y 2:

	1	2
P .. MW:	10	5
Q .. Mvar :	15	15

CT's:

Ir1 .. A: 200
 Ir2 .. A: 5

Cualquiera de estos datos se puede cambiar a disposición del estudiante.

Teniendo el sistema montado en Neplan proceda a instalar el sistema de protección de las líneas. Este consta de transformadores de corriente y de relés de sobrecorriente. Para lograr la selectividad de estas protecciones se deben coordinar la protección de la línea 1 con la protección de la línea 2 utilizando la característica de tiempo inverso del relé. Para el caso de la práctica en Neplan se utilizará la curva IEEE moderadamente inversa que presenta el "software" para protección por sobrecorriente.

La protección de la línea 1 debe estar coordinada a 0,3 s. o más de la protección de la línea 2, de manera que el relé 1 sirva de respaldo al relé 2 en caso de mal funcionamiento de éste.

El sistema debe quedar de esta manera:

Para una falla en la barra 3, el tiempo de coordinación entre los relés es de 0,3 s.

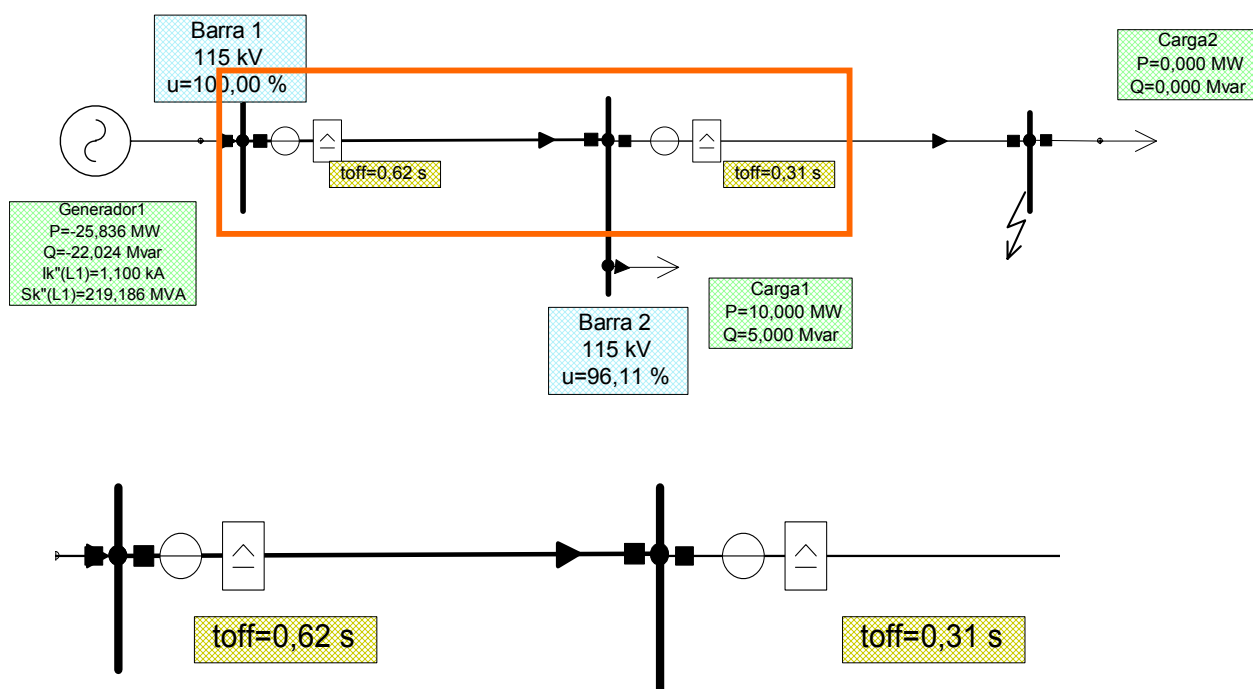


Figura 79 Tiempos de operación relé 1 y 2

Para una falla en la barra 2, el tiempo de actuación del relé 1 debe ser lo que menos permita la curva de tiempo inverso.

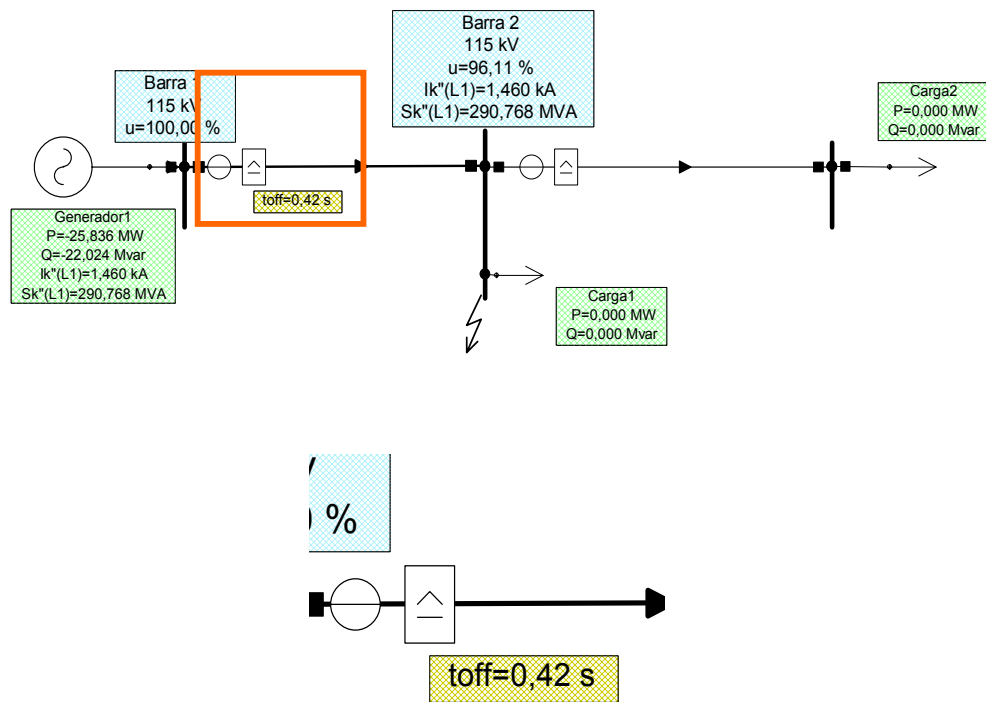


Figura 80 Tiempo de operación Relé 1

Los tiempos que se presentan dependen de la corriente de cortocircuito y de las características del sistema (Impedancias, cargas y tensiones).

- b. Luego de realizar el estudio a este sistema se propone montar el siguiente sistema con el fin de adquirir destrezas y habilidades a la hora de coordinar relés de sobrecorriente para un sistema.

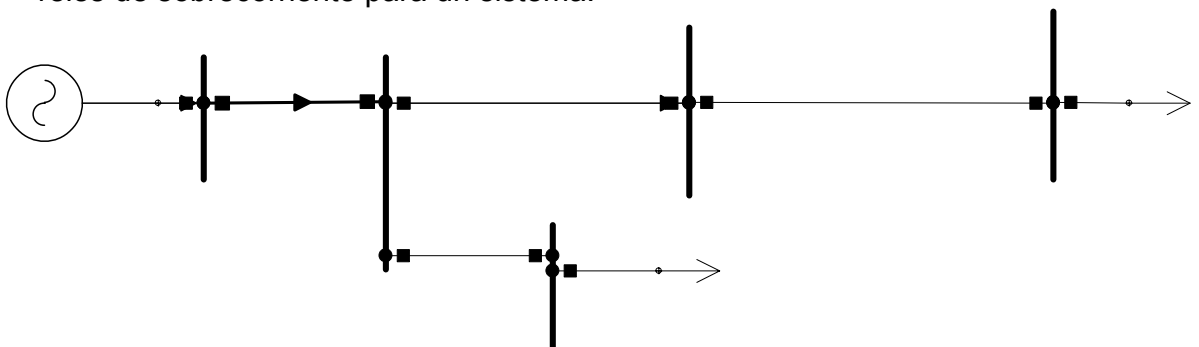


Figura 81 Sistema aconsejado a montar

- c. Teniendo en cuenta las corrientes arrojadas por el flujo de carga del sistema montado y las corrientes de cortocircuito, coordine las protecciones del sistema con la curva que se presenta a continuación:

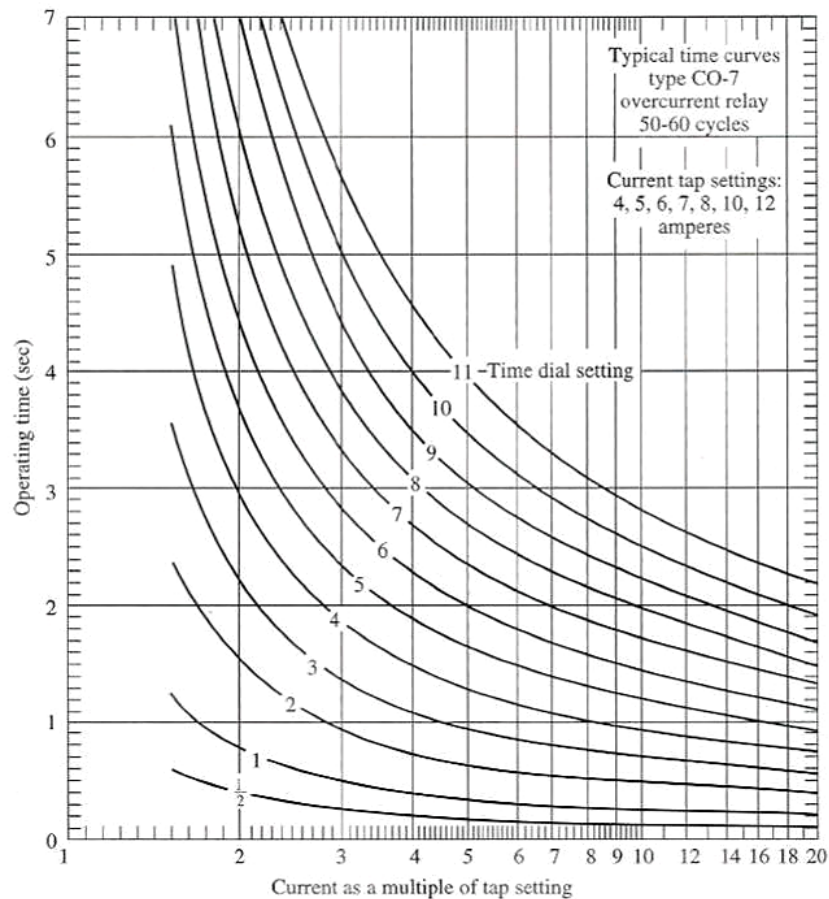


Figure 13.3 CO-7 time-delay overcurrent relay characteristics. (Courtesy of Westinghouse Electric Corporation.)

Figura 82 Característica de sobrecorriente de un relé¹⁴

Preguntas después de la práctica:

- ¿Cuáles fueron los tiempos de coordinación entre el relé 1 y el relé 2?
- ¿Estos tiempos se pueden reducir? ¿Por qué? ¿Cómo?
- ¿Por qué no se utiliza unidades instantáneas para fijar las zonas de coordinación de los relés?

¹⁴ Cortesía of Westinghouse Electric Corporation

2.3.2. Protección de líneas con relés de Distancia en Neplan

2.3.2.1. Objetivos

- Establecer las zonas de protección de un relé de distancia para una línea de transmisión dependiendo de la impedancia de la línea.
- Coordinar las zonas de protección para un circuito ramal de líneas de transmisión.

2.3.2.2. Marco teórico

La primera protección de línea utilizada en líneas de transmisión trabaja con el equipo de sobrecorriente. Cuando los sistemas se extendieron y se convirtieron en enmallados, esta protección fue insuficiente para ser la protección principal de la línea. Fue así, casi imposible alcanzar un ajuste selectivo sin retardar notoriamente la protección. Adicionalmente algunas corrientes de falla son inferiores a la corriente máxima de carga, lo cual hacía muy difícil utilizar protecciones de sobrecorriente.

La protección de distancia ha ocupado el lugar más sobresaliente entre las protecciones de línea por muchos años, puesto que llena requisitos para un suministro de potencia seguro.

Fijación y coordinación

Para calibrar un relé de distancia, se deben fijar el tiempo al cual debe actuar y el valor de la impedancia a partir de la cual se inicia la operación. Cuando se protegen líneas, comúnmente se utilizan tres zonas:

Primera Zona (Protección principal) Cubre el 80% al 90% de la línea, cualquier falla dentro de esta zona hará que el relé actúe instantáneamente.

$$Z1 = 0.9 * Z * \frac{Tc}{Tp}$$

Z: Impedancia de la línea
0.9: fracción de línea cubierta

T.C: Relación de transformación del CT
T.P: Relación de transformación del T.P

Segunda Zona (Protección principal y de respaldo): Termina de proteger la primera línea, y abarca hasta un 50% de la segunda. A esta zona se le añade una unidad temporizada, la cual permite que esta zona actúe con un tiempo de retraso de quince a treinta ciclos, a fin de hacerla selectiva con la primera zona del siguiente relé.

Tercera Zona (Protección y respaldo): Esta unidad proporciona protección de respaldo para fallas en secciones de líneas adyacentes, abarca hasta el 10% de la siguiente línea. La acción retardada de esta zona es por lo general de 0,5 a 1 segundo.

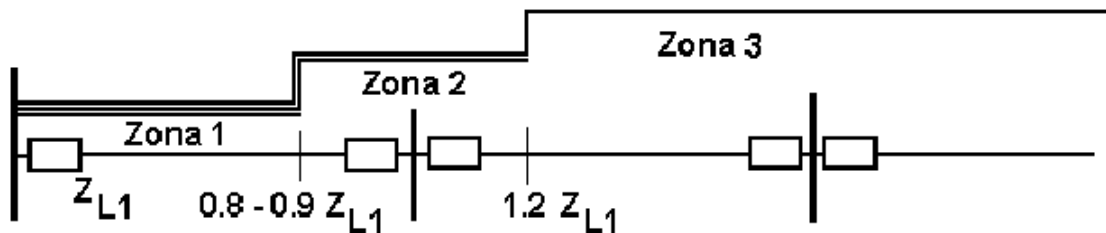


Figura 83 Zonas de coordinación

2.3.2.3. Preguntas antes de la práctica

- ¿Qué señales toma un relé de distancia a la hora de proteger una línea?
- ¿Cómo actúa un relé de distancia?
- ¿Qué tipos de relés de distancia existen?
- ¿Qué ventaja presenta este tipo de relés con respecto a los de sobrecorriente?

2.3.2.4. Procedimiento:

Monte el sistema que se presenta a continuación:

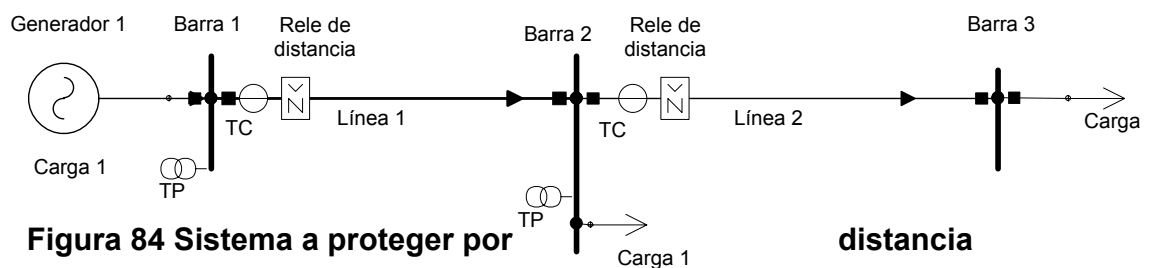
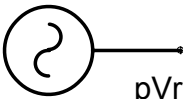


Figura 84 Sistema a proteger por

distancia

Este sistema tiene los siguientes datos:

Generador:

Nombre: Generador 1 

Vr.. kV: 115	pVr .. %: 0	RG .. Ohm: 0
Sr .. MVA: 50	xd sat .. %: 20	x(2) .. %: 10
Cos(phi): 0.85	x'd sat .. %: 24	X(0) .. %: 10
Vfmáx/Vfr: 1.3	xd'' sat .. %: 12	Ikk .. kA: 0
		mue: 0

Unidad generadora: ✓
P. a Tierra : "Directa"

Recuerde que para poder realizar el flujo de carga del sistema es necesario que exista por lo menos una barra Slack.

Barra 1, 2 y 3:

Nombre: Barra 1
Vn .. kV: 115
F .. Hz: 60

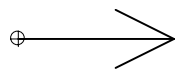


Líneas 1 y 2:

Nombre: Línea 1

	Línea 1	Línea 2
Longitud .. Ohm/km:	30	10
R(1) .. ohm/km:	0,2	0,8
X(1) .. ohm/km:	0,55	1,5
R(0) .. ohm/km:	0,38	1,5
X(0) .. ohm/km:	1,53	2,5

Cargas 1 y 2:



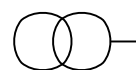
	1	2
P .. MW:	10	5
Q .. Mvar:	15	15

CT's:



Ir1 .. A: 200
Ir2 .. A: 5

TP's :



Vr1 .. V: 115000
Vr2 .. V: 120

Cualquiera de estos datos se puede cambiar a disposición del estudiante.

Después de ingresar el sistema propuesto, proceda a ingresar los relés de distancia para las líneas de transmisión con el fin de proteger estas líneas en caso de fallas en las barras o en las líneas.

Los relés de distancia se pueden programar con características en forma de polígonos o en forma de circunferencia:

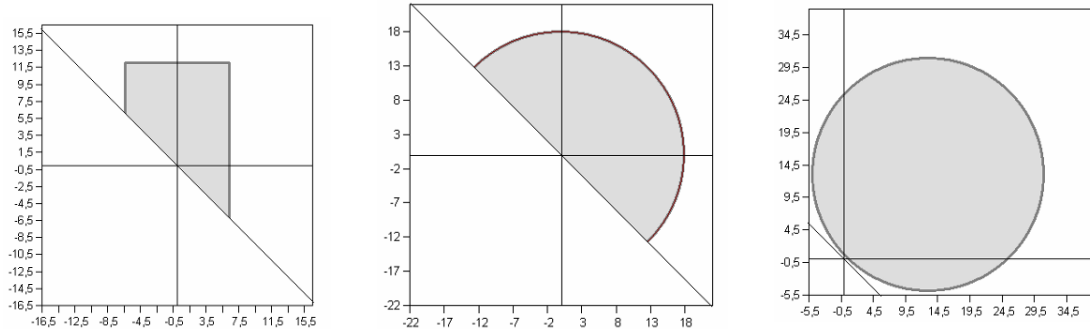


Figura 85 Características de relés de distancia

Para insertar la protección de distancia se debe configurar primero el relé de distancia 2 ya que este es el último del sistema radial. Los pasos a seguir son:

Inserte los transformadores de potencial y corriente sobre las líneas y las barras respectivamente, configure los transformadores de manera que cumplan con una relación de transformación adecuada (dependiendo de la corriente de carga y de la tensión en las barras).

Luego inserte los relés de protección por distancia sobre las líneas que desea proteger, teniendo en cuenta el orden de calibración. Para fijar los relés debe hacerlo por medio del menú “Análisis” ⇒ “Protección de Distancia” ⇒ “Programación de disparo”. Recuerde que los relés deben estar coordinados a 0,3s.

Luego de realizar el estudio a este sistema se propone montar los siguientes sistemas con el fin de adquirir destrezas y habilidades a la hora de coordinar relés de distancia para un sistema.

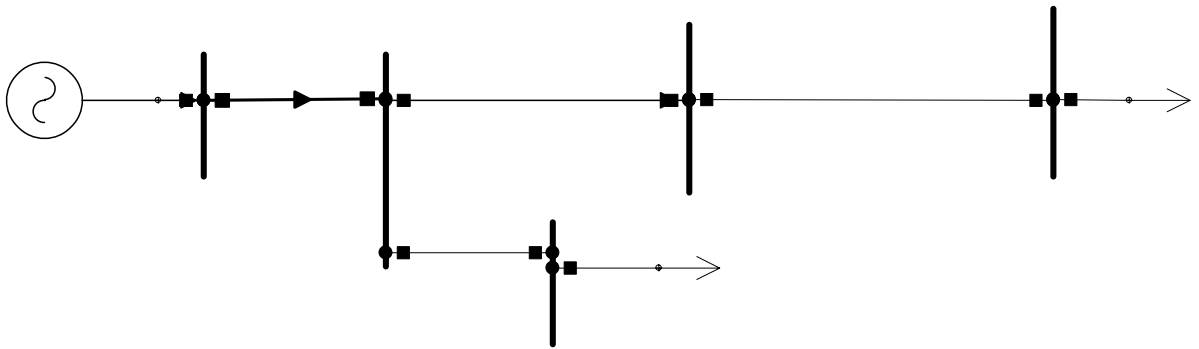


Figura 86 Sistema aconsejado a montar

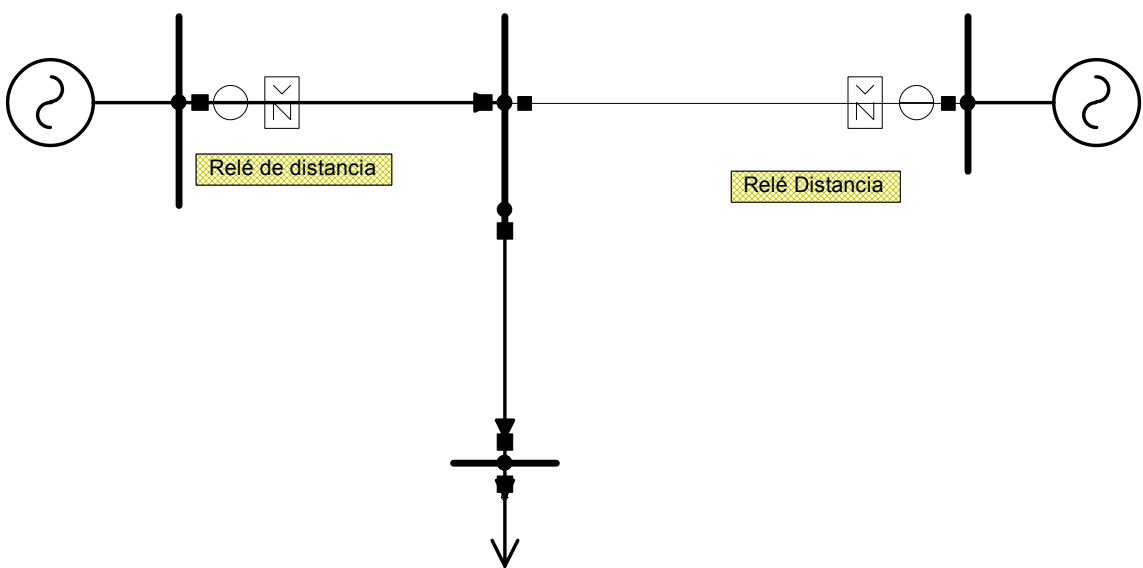


Figura 87 Sistema 2 aconsejado a montar

2.3.2.5. Preguntas después de la práctica

- ¿Qué dificultad puede presentar la calibración de un relé de distancia con respecto a los diferentes tipos de falla?
- Encuentre las impedancias a proteger por cada relé.
- Establezca una zona de protección para cada relé, tanto cuadrilateral como circular.
- Grafique en un diagrama $Z (\Omega)$ Vs. Tiempo (s) la impedancia de protección de cada relé con respecto al tiempo de actuación de cada relé.
- Grafique en un diagrama R-X la característica de protección de cada relé.

2.3.3. Introducción al Ecodial (Protección de sistemas eléctricos industriales)

2.3.3.1. Objetivos

- Adquirir conocimientos básicos en el manejo del software Ecodial 3.37.
- Conocer las protecciones básicas contra las fallas más comunes que se pueden presentar en un sistema eléctrico.
- Desarrollar destrezas y habilidades para el manejo de curvas de elementos de protección.

2.3.3.2. Marco Teórico

Uno de los aspectos importantes en el diseño de sistemas eléctricos, es la selección y coordinación de las protecciones. Los dispositivos de protección elegidos deben soportar y eliminar las fallas, así como limitar la incidencia de estas en la instalación asegurando la máxima continuidad del servicio.

Los dispositivos de protección con los que se protegen estos sistemas son:

- Fusibles
- Interruptores termomagnéticos y electromagnéticos

Cualquiera de estos elementos se caracteriza por una curva tiempo corriente de tiempo inverso.

La selectividad

La selectividad consiste en asegurar la coordinación entre las características de funcionamiento de interruptores automáticos colocados en serie, de tal manera que en caso de falla aguas abajo solo dispara el aparato situado inmediatamente aguas arriba. Se define una intensidad I_s de selectividad tal que:

- $I_{falla} > I_s$: los dos interruptores automáticos disparan,
- $I_{falla} < I_s$: solo D2 elimina la falla



Figura 88 Límites de selectividad

Selectividad total: $I_s > I_{coci}(D2)$; la selectividad se considera total, es decir, para cualquier valor de corriente de falla D2 solo lo elimina.

Selectividad parcial: $I_s < I_{coci}(D2)$; la selectividad se considera parcial, es decir, hasta I_s , solo D2 elimina la falla. Por encima de I_s , D1 y D2 abren.

Selectividad amperimétrica Esta técnica está directamente ligada a la parametrización de las curvas de disparo de dos interruptores automáticos en serie.

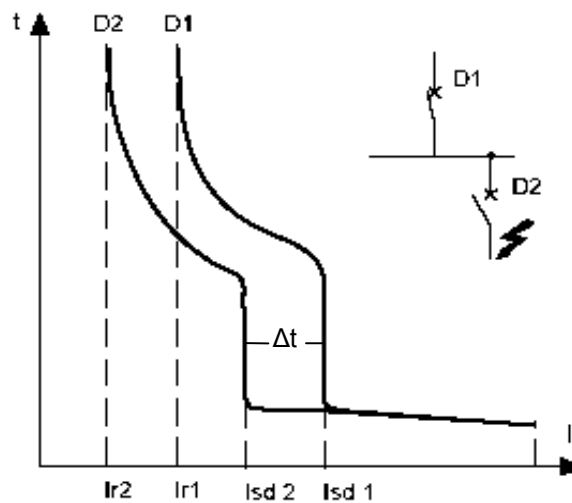


Figura 89 Selectividad amperimétrica

El límite de selectividad I_s es:

- $I_s = I_{sd2}$ si los umbrales I_{sd1} y I_{sd2} están demasiado próximos o mezclados,
- $I_s = I_{sd1}$ si los umbrales I_{sd1} y I_{sd2} están suficientemente separados.

En general, la selectividad amperimétrica se obtiene cuando:

$$\frac{I_{r1}}{I_{r2}} < 2$$
$$\frac{I_{sd}}{I_{sd}} > 2$$

El límite de selectividad es:

$$I_s = I_{sd1}.$$

Selectividad cronométrica

Esta es la continuación de la selectividad amperimétrica. Se obtiene por el escalonamiento en el tiempo de las curvas de disparo. Esta técnica consiste en temporizar Δt el disparo del interruptor D1.

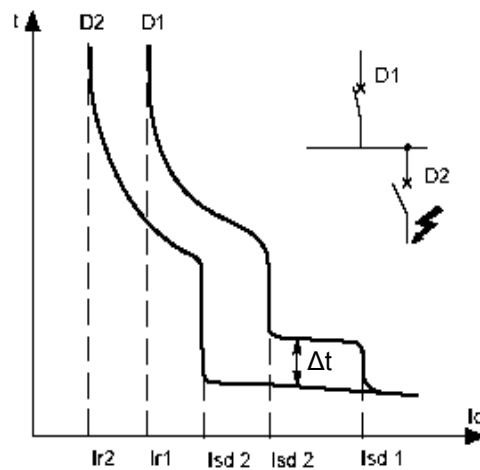


Figura 90 Selectividad cronométrica

Ecodial

Ecodial es un programa de ayuda para la concepción de redes de distribución de baja tensión, y comprende:

- Un editor de esquemas utilizando los componentes normalizados,
- Unas funciones de cálculo conformes a las normas electrotécnicas NF-C 15 100 y UTE-C 15 500.
- Funciones complementarias: gestión de proyectos, resultados detallados de los cálculos, configuración de la impresión, búsqueda de productos en la base de

datos, asociación de los interruptores automáticos en selectividad, comparativos de curvas de disparo.

Ecodial puede utilizarse para concebir redes de distribución cuyas características generales son las siguientes:¹⁵

Tensión	220 a 660 V
Frecuencia	50 o 60 Hz
Esquemas de toma de tierra	TT, TN, IT, TNS, TNC

Tabla 3 Valores globales en Ecodial

Descripción de la pantalla de Ecodial

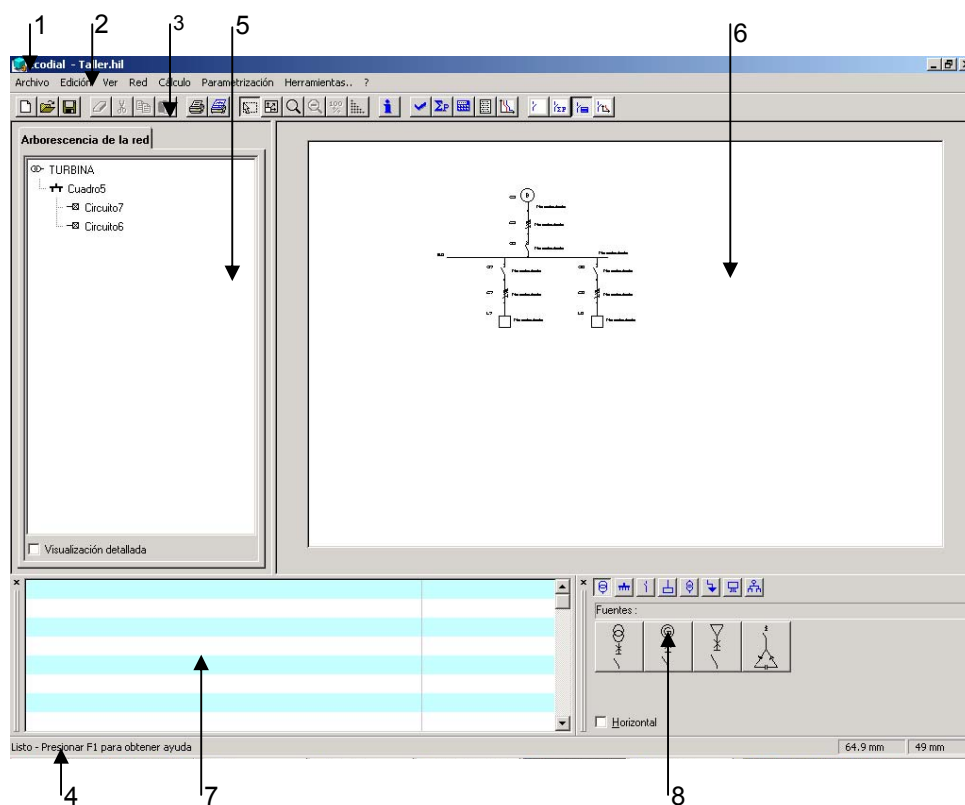


Figura 91 Pantalla principal de ECODIAL

¹⁵ Refiérase al software Ecodial en el ítem “?” de la barra de herramientas. (ayuda / documentación técnica).

1. **Barra de título:** Indica el nombre del programa y el nombre del proyecto actual. Contiene los botones estándar de minimización, de reducción/aumento y de cierre del programa.
2. **Barra de menús:** La barra de menús muestra, dentro de los menús desplegables, los comandos necesarios para la utilización del programa.
3. **Barra de herramientas:** Los botones de la barra de herramientas ofrecen un acceso rápido a los comandos utilizados más frecuentemente. Se asocia una burbuja de ayuda a cada botón. Aparece cuando deja unos segundos el puntero del ratón sobre este botón.
4. **Barra de estado:** Indica de izquierda a derecha :
La descripción del comando seleccionado en la barra de menús o en la barra de herramientas, las coordenadas de la posición del puntero del ratón en el espacio del dibujo.
5. **Vista Unifilar:** Esta subventana situada a la izquierda de la ventana muestra una vista jerárquica de la red. Puede elegir entre dos niveles de vista.

La vista detallada (casilla Visualización detallada marcada) muestra las fuentes, los equipos eléctricos, los circuitos y los componentes de los circuitos. Los diferentes elementos se identifican por su nombre y su nombre funcional.

La vista simplificada (casilla Visualización detallada no marcada) en la cual los circuitos están ocultos y los elementos se identifican sólo por su nombre.

La vista Unifilar y el esquema de red (6) son interactivos. Cuando pulsa sobre un elemento de la red en la vista Unifilar, este elemento se selecciona automáticamente en el esquema, y viceversa, y toda modificación del esquema se refleja en la vista Unifilar.

6. **Espacio de dibujo de la red:** Es en este espacio donde dibuja el esquema de la red. Están disponibles varios tamaños y formatos de página. Para cada componente eléctrico, aparece una información sobre el dibujo en forma de atributos retroanotados. Se proponen. cuatro tipos de retroanotaciones .

Para ayudarle a realizar el esquema, dispone de varias herramientas:

Una paleta de macrocomponentes (8) le permite dibujar rápidamente los circuitos eléctricos.

7. Paleta de Propiedades: Esta paleta muestra las características del componente seleccionado en el esquema de la red (6) o en la vista unifilar.

Sí el elemento seleccionado es un circuito, la paleta está vacía.

8. Paleta de Macrocomponentes: Esta paleta muestra los circuitos eléctricos dibujados previamente que le permitirán realizar rápidamente sus esquemas. Los circuitos eléctricos están repartidos en varias familias llamadas bibliotecas.

Crear un circuito eléctrico en el esquema

El esquema de la red es muy fácil de realizar gracias a los circuitos eléctricos predibujados propuestos en las bibliotecas suministradas con el programa. Solo necesita colocar en el espacio del dibujo los circuitos mostrados en la paleta de macrocomponentes.

1. Visualice la biblioteca que contiene el circuito eléctrico deseado, y pulse en este circuito.
2. El circuito aparece en el espacio de dibujo enganchado en el extremo del ratón
3. Lleve el puntero del ratón al lugar donde quiere colocar el circuito, y pulse. El circuito se coloca en el espacio del dibujo y queda seleccionado; aparece en rojo. Pulse fuera del circuito para deseleccionarlo.

2.3.3.3. Preguntas antes de la práctica

Responda las siguientes preguntas para redes eléctricas de Baja Tensión.

- a. ¿Cuáles son los elementos utilizados en protecciones y cuales son sus características?
- b. ¿Qué pasos se deben seguir para realizar una protección contra sobrecarga?
- c. ¿Qué pasos se deben seguir para realizar una protección contra cortocircuitos?
- d. ¿Cuales son los parámetros a considerar a la hora de seleccionar protecciones?

2.3.3.4. Procedimiento

Primera Parte

- a. Inicie Ecodial, e ingrese los siguientes datos para el nuevo proyecto.

Características globales		
Características globales		
?	Un fase-fase (V)	440
	Esquema de conexión a tierra	TN-S
	Sección máxima autorizada (mm ²)	300.00
	Sección Neutro / Sección Fase	1
	Cos phi global a alcanzar	0.96
	Tolerancia sección (%)	5.0
	Verificación de los requerimientos térmic...	no
	Norma	IEC 947-2
	Frecuencia de la red (Hz)	60

Figura 92 Características globales del sistema

b. Ingrese el siguiente sistema:

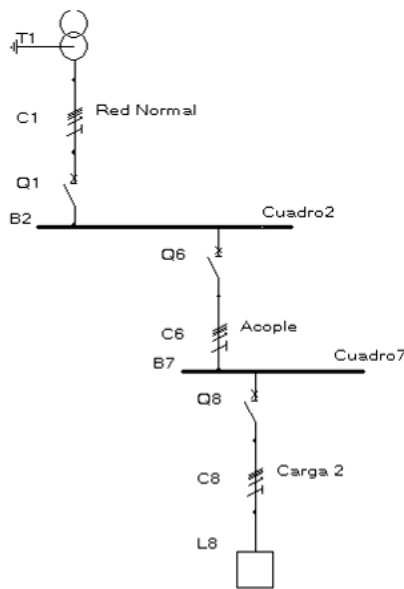
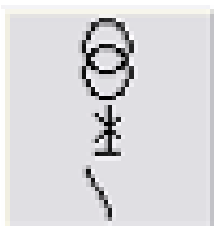


Figura 93 Sistema a proteger

c. Ingrese las siguientes características para los elementos:

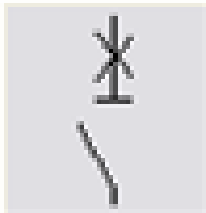
Transformador



Longitud (m):15
Potencia (KVA): 630
Tipo: Sumergido
Esquema de conexión a tierra: TNS
Neutro distribuido: Si
Un Fase-Fase (V):440

Tensión de cortocircuito(%): 4.0
Pcc AT (MVA): 500

Interruptor



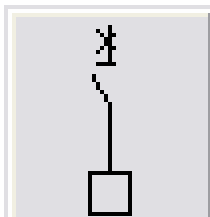
Longitud (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 1
Ib (A): Calculada por el software según la carga aguas abajo.
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW): Calculada por el software según la carga aguas

abajo.

Cos fi: Calculada por el software según la carga aguas abajo.

T de corte máx. de defecto F/ Tierra: <5s

Carga 1



Longitud (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 1
Ib (A): 80
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW):51.82
Cos fi: 0.85

Circuito: Dedicado

d. Corra el programa



e. Dentro de la pantalla de calculo, haga clic en calcular todo, cada vez que Ecodial encuentre la protección adecuada, pondrá la bandera en verde.

f. Ecodial ha seleccionado varios dispositivos. Tome nota de los siguientes parámetros para los interruptores termomagnéticos:

- Gama
- Designación
- Relé/Curva
- Calibre

g. Ahora abra Curve Direct 1.7

En esta aplicación podemos adherir las curvas características de todos los elementos que maneja Ecodial.

- I. Para agregar una curva haga clic en
- II. Para eliminar una curva haga clic en



- h. Importe las curvas de los elementos y verifique selectividad.
- i. Agregue elementos y construya el siguiente circuito:

Segunda Parte

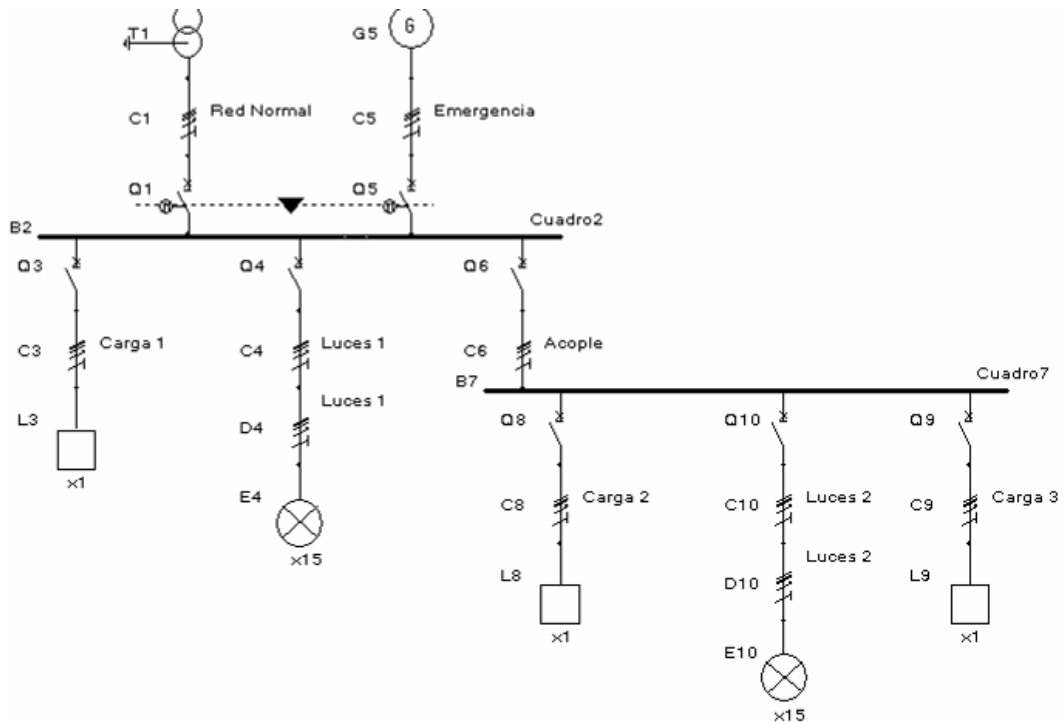


Figura 94 Sistema industrial a proteger

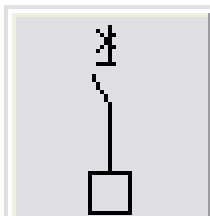
Generador (Emergencia)



Longitud (m): 50
Potencia (KVA): 630
Esquema de conexión a tierra: TNS
Neutro distribuido: Sí
Un Fase-Fase (V): 440

Para generar una transferencia entre la alimentación normal y la planta de emergencia, inserte entre estos dos elementos, abra sus características y selecciones telemando. (Para la planta de emergencia señale EMERGENCIA)

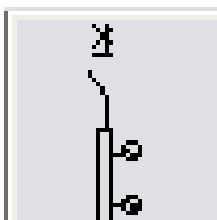
Carga1



Longitud (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 1
Ib (A): 80
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW): 51.82
Cos fi: 0.85

Circuito: Dedicado

Luces 1



Longitud1 (m): 10
Longitud2 (m): 10
Nb de circuitos idénticos: 15
Fuente Luminosa: Bombilla Fluorescente
Potencia Unitaria de lámpara (W): 80
Nb lámparas/luminaria: 2

Nb de Luminarias: 10

Ib (A): 3.26

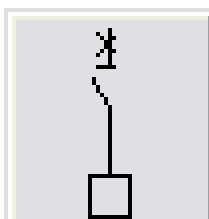
Polaridad del circuito: Tri+N

Esquema de conexión a tierra: TNS

Potencia (KW): 0.70

Cos fi: 0.85

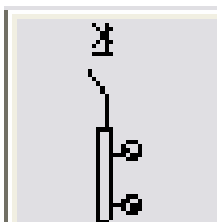
Carga3



Longitud (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 1
Ib (A): 60
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW): 38.87
Cos fi: 0.85

Circuito: Dedicado

Luces2



Longitud1 (m): 5
Longitud2 (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 15
Fuente Luminosa: Bombilla Fluorescente
Potencia Unitaria de lámpara (W): 80
Nb lámparas/luminaria: 2

Nb de Luminarias: 15
Ib (A): 4.08
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW): 0.88
Cos fi: 0.85

2.3.3.5. Preguntas después de la práctica.

Primera Parte

- a. Grafique en Curve Direct 1.7 las curvas de las protecciones arrojadas por Ecodial. Tome el rango de tiempos y corrientes de la protección en la zona de sobrecargas y de cortocircuito.
- b. Verifique la selectividad del conjunto de protecciones arrojadas por Ecodial.
- c. Según el análisis realizado en el punto 2, si se presenta una corriente de 100 A en la carga 2 ¿cómo se comportan las protecciones?, ¿a que corriente y en que tiempo actúa cada una de ellas?
- d. Repita el punto anterior para una corriente de 500 A en la carga 2

Segunda Parte

- a. Repita los puntos 1 y 2 de la primera parte de las preguntas después de la práctica.
- b. Para cada una de las protecciones arrojadas por Ecodial. ¿Existe selectividad total en todos los puntos de la instalación? En caso que no exista selectividad total, ¿como se puede mejorar?
- c. Realice mejoras de selectividad a la instalación mediante el Curve Direct 1.7.
- d. ¿En que corriente y a que tiempo debe operar cada una de las protecciones?

2.3.4. Protección de Motores

2.3.4.1. Objetivos

- Identificar las características de las protecciones eléctricas de un motor.
- Seleccionar y coordinar las protecciones eléctricas de un motor.

2.3.4.2. Marco teórico

En una instalación industrial, existen altas probabilidades de falla en las maquinas encargadas directamente del funcionamiento de los procesos, dentro de las fallas más comunes están los cortocircuitos y sobrecargas, las causas pueden ser varias: cables rotos, flojos o pelados, presencia de cuerpos metálicos extraños, depósitos conductores (polvo o humedad), filtraciones de agua o de otros líquidos

conductores, deterioro del receptor o error de cableado durante la puesta en marcha o durante una manipulación.

Protección contra cortocircuitos

Un cortocircuito origina un gran aumento de corriente que en milésimas de segundo puede alcanzar un valor cien veces superior al valor de la corriente de funcionamiento. Dicha corriente genera efectos electrodinámicos y térmicos que pueden dañar gravemente el equipo, los cables y los juegos de barras situados aguas arriba del punto de cortocircuito. Por lo tanto, es preciso que los dispositivos de protección detecten el fallo e interrumpan el circuito rápidamente, a ser posible antes de que la corriente alcance su valor máximo. Dichos dispositivos pueden ser:

- **FUSIBLES:** Los fusibles proporcionan una protección fase a fase, con un poder de corte muy elevado y un volumen reducido.

Fusibles “distribución” tipo gG

Protegen a la vez contra los cortocircuitos y contra las sobrecargas a los circuitos con picos de corriente poco elevados (ejemplo: circuitos resistivos). Normalmente deben tener un calibre inmediatamente superior a la corriente del circuito protegido a plena carga.

Fusibles “motor” tipo aM

Protegen contra los cortocircuitos a los circuitos sometidos a picos de corriente elevados (picos magnetizantes en la puesta bajo tensión de los primarios de transformadores o electroimanes, picos de arranque de motores asíncronos, entre otros). Las características de fusión de los fusibles aM “dejan pasar” las sobreintensidades, pero no ofrecen ninguna protección contra las sobrecargas. En caso de que también sea necesario este tipo de protección, debe emplearse otro dispositivo (por ejemplo, un relé térmico).

Normalmente deben tener un calibre inmediatamente superior a la corriente del circuito protegido a plena carga.

- **LOS INTERRUPTORES MAGNÉTICOS:** Protegen los circuitos contra los cortocircuitos, dentro de los límites de su poder de corte a través de disparadores magnéticos (un disparador por fase).

Dependiendo del tipo de circuito que se desea proteger (distribución, motor), el umbral de disparo magnético se situará entre 3 y 15 veces la

corriente térmica I_{th} . Todos los disyuntores pueden realizar cortes omnipolares, la puesta en funcionamiento de un solo disparador magnético basta para abrir simultáneamente todos los polos. Cuando la corriente de cortocircuito no es muy elevada, los disyuntores funcionan a mayor velocidad que los fusibles.

Poder de corte

Es el valor máximo estimado de corriente de cortocircuito que puede interrumpir un disyuntor con una tensión y en unas condiciones determinadas. Se expresa en kiloamperios eficaces simétricos.

Poder de cierre

Es el valor máximo de corriente que puede establecer un disyuntor con su tensión nominal en condiciones determinadas. En corriente alterna, se expresa con el valor de cresta de la corriente.

Autoprotección

Es la aptitud que posee un aparato para limitar la corriente de cortocircuito con un valor inferior a su propio poder de corte, gracias a su impedancia interna.

Protección contra sobrecargas

Los fallos más habituales en las máquinas son las sobrecargas, que se manifiestan a través de un aumento de la corriente absorbida por el motor y de ciertos efectos térmicos. El calentamiento normal de un motor eléctrico depende del tipo de aislamiento que utilice. Cada vez que se sobrepasa la temperatura límite de funcionamiento, los aislantes se desgastan prematuramente, acortando su vida útil.

- **Interruptores Bimetálicos**

Los relés térmicos de biláminas son los aparatos más utilizados para proteger los motores contra las sobrecargas débiles y prolongadas. Se pueden utilizar en corriente alterna o continua. Sus características más habituales son:

Tripolares

Compensados, es decir, insensibles a los cambios de la temperatura ambiente. Sensibles a una pérdida de fase, por lo que evitan el

funcionamiento monofásico del motor, permiten el rearme automático o manual.

Clases de disparo: Los relés térmicos se utilizan para proteger contra sobrecargas, pero durante la etapa de arranque de motor deber permitir una sobrecarga temporal que provoca el pico de corriente, y activarse únicamente si la duración del arranque es excesivamente larga.

La norma IEC 947-4-1-1 defines tres de disparo para los relés de protección térmica:

- **Relés de clase 10**

Válidos para todas las aplicaciones corrientes con una duración de arranque inferior a 10 segundos.

- **Relés de clase 20**

Admiten arranques de hasta 20 segundos de duración.

- **Relés de clase 30**

Para arranques con un máximo de 30 segundos de duración.

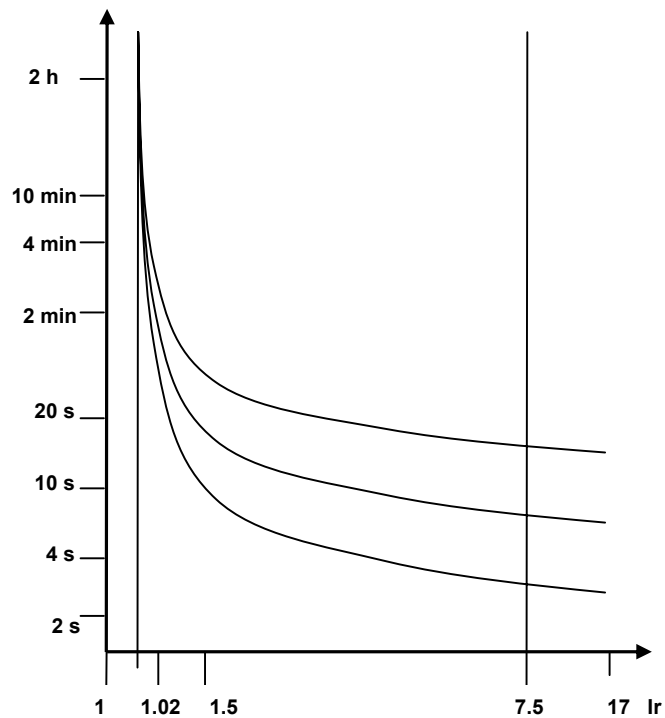


Figura 95 Curvas de disparo de relés térmicos

COORDINACIÓN

- **Coordinación Tipo 1:** Cuando se produce un cortocircuito, es necesario evitar que el material ocasione daño a las personas e instalaciones. Después del cortocircuito, es posible que dicho material no pueda seguir funcionando a menos que se repare o se reemplacen piezas.
- **Coordinación Tipo 2:** Cuando se produce un cortocircuito, es necesario evitar que el material ocasione daños a las personas e instalaciones. Después del cortocircuito, dicho material no debe presentar desperfectos de ningún tipo. En esta coordinación las únicas piezas que pueden ser sustituidas en su totalidad son los fusibles.
- **Coordinación Total:** En caso de cortocircuito debe evitarse que los aparatos que conforman el arrancador presente daños o riesgo de soldadura.

ARRANQUE

Durante la puesta en tensión de un motor, la corriente solicitada es considerable y puede provocar una caída de tensión que afecte el funcionamiento de los receptores.

Para disminuir estos efectos en la práctica se utilizan distintos procesos de arranque que consisten principalmente en hacer variar la tensión en bornes del motor. La reducción de la tensión, origina en los motores (jaula de ardilla), la reducción de la punta de corriente conlleva de manera automática una fuerte reducción del par.

- **Arranque directo**

Consiste en aplicar al motor la tensión nominal a la que debe trabajar. Si el motor arranca a plena carga, el bobinado tiende a absorber una cantidad de corriente superior a la nominal, lo que hace que las líneas de alimentación incrementen considerablemente su carga y como consecuencia directa se produzca una caída de tensión. La corriente durante la fase de arranque puede tomar valores entre 6 a 8 veces mayores que la corriente nominal del motor. El par que se puede desarrollar puede alcanzar valores cercanos a 1,5 veces el nominal.

- **Arranque Estrella Triángulo**

Este procedimiento para reducir la tensión en el arranque, consiste en conmutar las conexiones de los arrollamientos en los motores trifásicos previstos para trabajar conectados en triángulo. Los bobinados inicialmente se conectan en estrella, o sea que reciben la tensión de fase, y luego se conectan en triángulo a la tensión de línea; es decir que la tensión durante el arranque se reduce 1,73 veces.

La conmutación de estrella a triángulo generalmente se hace en forma automática luego de transcurrido un lapso (que puede regularse) en el que el motor alcanza determinada velocidad. Habitualmente, un arranque normal puede durar hasta 10 segundos, si supera los 12 segundos se debe consultar al proveedor del equipo. Si no se cumple con lo anterior, el pico de corriente que se produce al pasar a la etapa de triángulo es muy alto, perjudicando a los contactores, al motor y a la máquina accionada.

Finalmente digamos que el arranque estrella-triángulo tiene el inconveniente de que el torque de arranque que se obtiene a veces no es suficiente para hacer arrancar máquinas con elevados momentos de inercia.

- **Arranque Electrónico**

El arranque electrónico es una de las soluciones más utilizadas en la actualidad gracias a la posibilidad de su arranque suave, permitiendo un aumento en la vida útil de todas las partes involucradas.

Están compuestos de tiristores, que permiten el arranque de motores de corriente alterna con aplicación progresiva de tensión, con las limitaciones de corriente y par de arranque.

Al iniciar el arranque, los tiristores dejan pasar la corriente que alimenta el motor según la programación realizada en el circuito de maniobra, que irá aumentando hasta alcanzar los valores nominales de la tensión de servicio. Estos arrancadores poseen protecciones por asimetría, contra sobretensión y sobrecarga, contra falla de tiristores, vigilancia del tiempo de arranque con limitación de la corriente, control de servicio con inversión de marcha, adicionalmente permiten un ahorro en el mantenimiento por ausencia de partes en movimiento que sufran desgastes.

2.3.5. Preguntas antes de la práctica

- a. ¿Que otros tipos de arranque son utilizados para motores? ¿Qué corriente se presentan con este arranque? ¿Cómo se ve afectado el torque?
- b. ¿Cuál es el principio de funcionamiento de un arrancador electrónico? ¿Cuáles son sus ventajas y sus desventajas?
- c. ¿Cuáles son las posibles fallas que se presentan en los motores?
- d. ¿Cuáles son las diferencias entre un fusible y un interruptor?

2.3.6. Procedimiento

- a. Abra Ecodial e ingrese el circuito de la figura 96 con los siguientes parámetros:

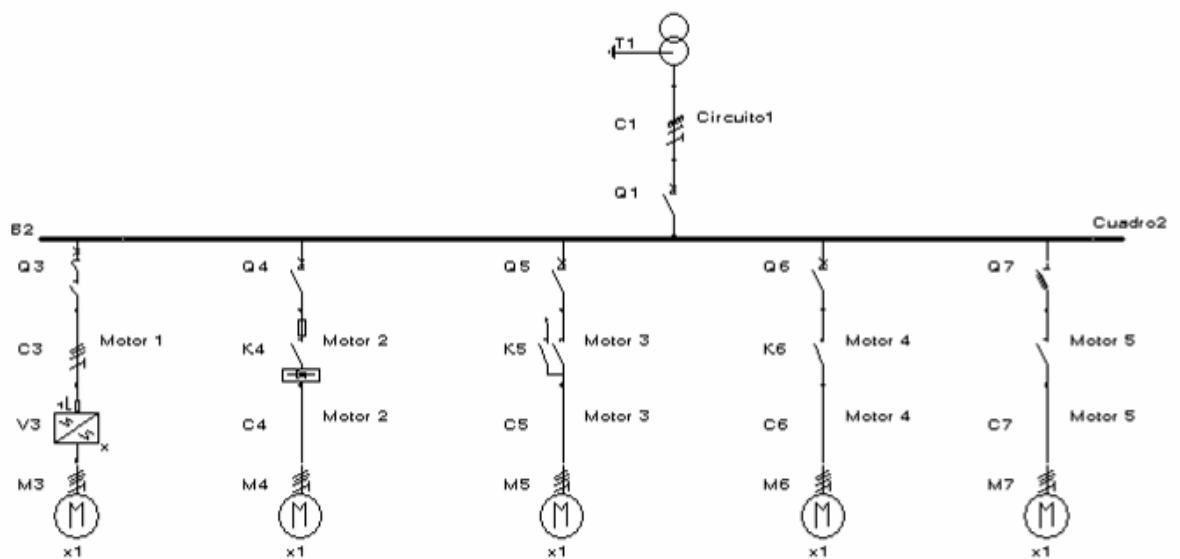


Figura 96 Sistema a proteger

- Un fase-fase: 440 V
 - Seleccione una potencia mecánica útil del motor de 200 KW.
 - Ingrese 5 motores con las mismas características.
 - Para cada uno de los motores cambie el tipo de arranque como se indica a continuación:
 - **Motor 1:** Variador
 - **Motor 2:** Arranque progresivo (Arrancador Suave)
 - **Motor 3:** Arranque Estrella-Triangulo
 - **Motor 4:** Arranque directo
 - **Motor 5:** Arranque directo (Protegido por fusible)
- b. Ejecute el programa, tome nota de las protecciones seleccionadas y grafíquelas en curve direct 1.7.
- c. Tome nota de los tiempos que maneja cada protección.
- d. Repita los numerales 1, 2 y 3 para potencias mecánicas útiles de 160, 110 y 45 KW.

2.3.6.1. Preguntas después de la práctica

- a. ¿Existe selectividad con cada una de las protecciones? ¿Cómo se puede mejorar?

- b.** Después de graficar cada una de las curvas de las protecciones seleccionadas, diga a su criterio cual es la mejor protección para el motor. Justifique la respuesta.
- c.** Cuando se disminuye la potencia de los motores a proteger, ¿se puede seguir considerando como buena protección las protecciones utilizadas en el ítem 2? Justifique su respuesta.
- d.** Para cada una de las potencias utilizadas en los motores, ¿cual es la protección que más se ajusta según las características de la carga?
- e.** Si se presentara un cortocircuito en bornes de los motores, como actúan cada una de las protecciones seleccionadas para cada una de las potencias, ¿qué ventajas y desventajas presentan estas protecciones? Justifique sus respuestas.

3. SELECCIÓN DE EQUIPOS

3.1. Generalidades

3.1.1. Selección de equipos

Un laboratorio de protecciones eléctricas debe poseer determinadas características de manera que tanto el profesor como el estudiante, desarrollen una labor eficiente, encaminada al mejor desempeño y buena captación de los objetivos de la práctica.

La selección de los equipos se basa en las prácticas a realizar y en criterios técnicos tales como:

- En cada caso la tensión de línea máxima del sistema es 220 V.
- La corriente nominal depende de la aplicación específica, aunque en el secundario de los CT's es siempre 5 A.
- La frecuencia nominal del sistema es 60 Hz.
- Las condiciones del mercado.
- En la mayoría de los casos, las corrientes de falla son simuladas a través de una carga.
- A fin de obtener diversas condiciones para cada práctica los aparatos deben poseer varios rangos.

Cada aparato tiene especificaciones particulares que lo hacen más apto para determinadas prácticas, anexo se encuentran las hojas de datos de los aparatos seleccionados, sin embargo a continuación se hace un breve detalle de estos.

3.1.1.1. Transformadores de corriente

Los transformadores fueron seleccionados apoyándose en criterios de selección como tipo, relación de transformación, clase y factor límite de precisión, así como en las exigencias que deben soportar en las prácticas de laboratorio.

3.1.1.2. Transformadores protección

Se selecciona este tipo de transformadores debido a la aplicación en el ámbito laboral, y además, presentan un punto de saturación alto, de tal manera que permita medir, con suficiente precisión, una corriente de falla para una protección cuyo umbral de disparo sea muy elevado, cumpliendo con las exigencias de las prácticas de corto, vacío, saturación y error.

CELSA IB-50,75/5, 1.25 VA.

3.1.1.3. Transformadores de medida

Un transformador de corriente de medida necesita una precisión alta en el punto cercano a la corriente nominal. Estos CT's, tienen un factor de seguridad para evitar sobrecargar los elementos de medida. Los transformadores de medida permiten una relación de transformación más baja (5:5) evitando el manejo de altos niveles de corriente en el lado de alta y así disminuir los posibles efectos en caso de accidente a los estudiantes en el desarrollo de las prácticas.

CELSA IBO 5/5, 10 VA, Clase de precisión 1

3.1.1.4. Relés

Se seleccionaron dos clases de relés, apoyándose en la facilidad que prestan estos elementos para la adquisición de conceptos y en las exigencias de las prácticas a desarrollarse en el laboratorio de protecciones.

Los relés a utilizarse son:

- Relé GE Multilin IAC51A801A de General Electric

Este relé electromecánico de sobrecorriente tiempo Inverso se usa en las prácticas de conexión de transformadores de corriente.

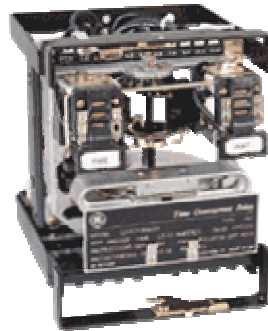


Figura 97 Relé GE Multilin IAC51A801A¹⁶

- Relé SEL 421

Este relé contiene todos los elementos necesarios para la protección y control de los elementos de un sistema de potencia. Puede ser configurado para funciones

¹⁶ Catálogo General General Electric. www.geindustrial.com

de sobrecorriente ó de distancia, permitiendo medir hasta cinco zonas cuadrilaterales y mho.



Figura 98 Relé SEL 421¹⁷

- RELE diferencial Vigirex RMH MERLIN GERIN

Este relé diferencial presenta posibilidad de regulación muy amplia en tiempo y sensibilidad, visualización y control permanente de la corriente de fuga a tierra.



Figura 99 Relé diferencial Vigirex RMH Merlin Gerin¹⁸

3.1.1.5. Computadores

Se necesitarán computadores de escritorio (Desktops) para la simulación de prácticas desarrolladas en software y portátiles para realizar la configuración y programación del inyector de corriente CMC 256 OMICROM.

- PC portátil DELL Pentium 4 HT 2,8 GHz, Windows XP.
- PC desktop DELL Pentium 4 HT 2,8 GHz, Windows XP

¹⁷ Catálogo de protecciones SEL (Schweitzer Engineering Laboratories, INC). www.selinc.com

¹⁸ Biblioteca Digital Baja Tensión Merlin Gerin. Cortesía Schneider Electric

3.1.1.6. Inyector de corriente

Se selecciona un inyector de corriente para realizar las pruebas de funcionamiento a relés de distancia y sobrecorriente.

CMC 256 de OMICRON



Figura 100 Omicron CMC 256¹⁹

3.1.1.7. Aparatos de medida.

- **Multímetros**

En las prácticas donde los valores de corriente y tensión a ser medidos sean muy bajos y sea necesario un alto grado de exactitud se tiene el multímetro.

Multímetro Digital FLUKE 189

En algunas practicas, es necesario realizar medidas por el lado de alta corriente, por lo que se requiere elementos de mayor capacidad como

Pinza Amperimétrica FLUKE 337

Cuando no se requieren medidas continuas, sino instantáneas, y en varios puntos del circuito, se necesita una pinza amperimétrica.

Pinza Amperimétrica FLUKE 322

- **Wattmetro**

Para realizar las medidas de potencia en las pruebas de cortocircuito y vacío a los CT's.

Watt metro METRIX tipo TRMS referencia PX120

¹⁹ CM-LineCatalog -4.5.1.0-LR (Catálogo CMC 256 Equipo de prueba 4 voltajes/6fases de corriente). www.omicron.at/support/literature

3.1.1.8. Equipos auxiliares

Para algunas prácticas se necesitan bancos de lámparas incandescentes como carga, los cuales deben ser de

1000 W variable a 110 V y 220 V.

AUTOTRANSFORMADOR: Este equipo es necesario para la realización de las prácticas de transformadores (Polaridad, excitación, Pruebas de corto y vacío.)

AUTOTRANSFORMADOR VARIAC 6020E-6PS

FUENTE DC: Este dispositivo necesario para realizar las pruebas de polaridad a los transformadores.

CALIFORNIA INSTRUMENTS 3001i

3.1.1.9. Cantidades de elementos

Los elementos necesarios para realizar todas las pruebas que se plantean en este trabajo en un banco de prácticas son:

- 1 CT's CELSA IB-50,75/5, 1.25 VA.
- 4 CT's CELSA IBO 5/5, 10 VA, Clase de precisión 1.
- 4 Relé GE Multilin IAC51A801A de General Electric.
- 1 Relé SEL 421.
- 1 Relé diferencial Vigirex RMH MERLIN GERIN.
- 1 PC portátil DELL Pentium 4 HT 2,8 GHz, Windows XP.
- 1 PC desktop DELL Pentium 4 HT 2,8 GHz, Windows XP.
- 1 CMC 256 de OMICROM.
- 1 Multímetro Digital FLUKE 189.
- 2 Pinza Amperimétrica FLUKE 337.
- 2 Pinza Amperimétrica FLUKE 322
- 1 Wattmetro METRIX tipo TRMS referencia PX120
- 1 Banco de carga 1000 W variable, a 110 V y 220 V.
- 1 Autotransformador VARIAC 6020-4PS
- 1 Fuente DC CALIFORNIA INSTRUMENTS 3001i

Teniendo en cuenta el diseño en planta del laboratorio se implantarán 4 bancos de trabajo para realizar las pruebas físicas del laboratorio y 9 computadores de escritorio para realizar las simulaciones planteadas como prácticas. Los criterios de selección de estas cantidades serán expuestos en el capítulo de diseño y distribución en planta (capítulo 6).

4. DISEÑO Y DISTRIBUCIÓN EN PLANTA

La distribución en planta implica la ordenación física de los elementos existentes. Esta ordenación ya practicada, o en proyecto, incluye tanto los espacios necesarios para el movimiento, almacenamiento y trabajadores, al igual que otras actividades y servicios como el equipo de trabajo y personal de taller.

En las remodelaciones que actualmente se están desarrollando en la planta física de la universidad, se plantea ubicar el laboratorio de protecciones en el edificio de eléctrica antigua, exactamente en el laboratorio de maquinas eléctricas, contando con un espacio de 5m x 10m.para su ejecución,

El término distribución de planta se puede interpretar como una disposición física ya existente, o una nueva distribución proyectada.

Se puede obtener una adecuada distribución de planta sin perder las condiciones de seguridad y agrado para el personal considerando los siguientes factores:

- Colocando el equipo adecuado
- Acoplado con el método directo
- En el lugar adecuado
- Que permite un proceso efectivo
- A través de la distancia más corta posible
- En el menor tiempo posible

En conclusión, se puede decir que el diseño de planta es el plan maestro que integra los edificios que albergan maquinaria, áreas de trabajo, departamentos, herramienta y bancos de trabajo; y se refiere a la manera como las facilidades de dicho laboratorio se van a colocar y distribuir dentro del edificio.

4.1. Objetivos de la distribución

En lo relacionado con un laboratorio de protecciones eléctricas, el diseño de planta incluye, entre otros, los siguientes objetivos:

- Obtener la utilización máxima de los aparatos y servicios.
- Conseguir la mínima confusión y congestión dando un aspecto de limpieza a las áreas de trabajo.
- Conseguir la máxima flexibilidad de la planta.
- Obtener las condiciones más apropiadas, para poder implantar los controles más simples y efectivos.
- Obtener las mejores condiciones de supervisión.
- Obtener el espacio mínimo ocupado y el mejor aprovechamiento de éste.

- Reducir al mínimo los riesgos.
- Levantar la moral y procurar satisfacción en el trabajo.

4.2. Principios básicos de la distribución en planta

- Principio de la integración en conjunto
- Principio de la mínima distancia recorrida
- Principio de la circulación o flujo de materiales
- Principio del espacio cúbico
- Principio de la satisfacción y seguridad
- Principio de la flexibilidad

Los tres primeros principios incluyen netamente la producción industrial. En consecuencia, el laboratorio estará relacionado con los tres últimos principios.

4.2.1. Principio de espacio cúbico

Es económico utilizar de un modo efectivo todo el espacio disponible tanto vertical como horizontal.

Básicamente, una distribución es la ordenación del espacio, esto es la ordenación de los diversos espacios ocupados por las personas, materiales y aparatos. Por esto una buena distribución debe utilizar la tercera dimensión de la planta además del área.

4.2.2. Principio de satisfacción y seguridad

En igualdad de condiciones, será siempre más efectiva aquella distribución en la cual el estudiante se sienta satisfecho y seguro de su propio bienestar.

La satisfacción de las personas es un factor importante, como objetivo fundamental. Esto proporcionará una mejor disposición al trabajo.

La seguridad es un factor de gran importancia en la mayor parte de las distribuciones y vital en otras. Una distribución nunca puede ser efectiva si somete a las personas a riesgos o accidentes.

4.2.3. Principio de flexibilidad

En igualdad de condiciones, siempre será más efectiva la distribución que pueda ser ajustada o reordenada con menos costo o inconvenientes.

Este objetivo se va haciendo más importante, cada día. En la medida que los descubrimientos científicos evolucionen con mayor rapidez, exigen que los

establecimientos de enseñanza superior sigan el ritmo de sus avances. Por lo anterior, se puede esperar notables beneficios de una distribución que permita obtener una planta fácilmente adaptable con rapidez y economía.

4.3. Tipos de distribución en planta

Antes de clasificar y analizar las ordenaciones y distribuciones, se debe comprender claramente lo que es el aprendizaje.

El aprendizaje es el resultado obtenido de un conjunto de hombre, libros y maquinaria actuando bajo alguna forma de dirección.

Este análisis conduce a conocer los diferentes tipos de distribución:

- Distribución por posición fija
- Distribución por proceso o función
- Producción en cadena, línea o por producto

El tipo clásico de distribución que más se acomoda para el diseño de un laboratorio de protecciones eléctricas es el de distribución por posición fija, ya que por proceso y el de cadena incluyen de una manera total una producción.

4.3.1. Distribución por posición fija

Se trata de una distribución en la cual la maquinaria permanece en un lugar fijo: todos los equipos auxiliares y estudiantes concurren a ella. Todo el trabajo se hace con el componente principal estacionado en una misma posición.

4.4. Factores que afectan la distribución en planta

La distribución en planta requiere:

- Conocimiento ordenado de los diversos elementos o particularidades implicadas en una distribución y las diversas consideraciones que pueden afectar la ordenación de aquellos.
- Conocimiento de los procedimientos y técnicas acerca de cómo debe ser realizada una distribución para integrar cada uno de los elementos.

En esta parte se estudiarán los factores que tienen influencia sobre la distribución. Para cada factor se examinará las diversas características y consideraciones.

La solución a cualquier problema de distribución será necesariamente un compromiso entre las diversas consideraciones y objetivos de toda buena distribución. Las relaciones de los aparatos con la manipulación, del edificio con

los servicios, de los cambios con el personal docente, están entrelazadas entre sí. Un elemento o una consideración afectan muchas otras situaciones.

Los factores que tienen influencia sobre la distribución en estudio se dividen en cuatro grupos:

4.4.1. Factor maquinaria

La información sobre la maquinaria es fundamental para una ordenación apropiada de la misma.

Los elementos y particularidades del factor maquinaria incluyen:

- Aparatos de medición y unidades de prueba
- Herramientas manuales y eléctricas manejadas por los estudiantes
- Elementos de ensayo o prueba
- Elementos de repuesto o inactivo.

La lista de consideraciones sobre el factor maquinaria comprende:

- Proceso o pruebas
- Maquinaria, herramientas y equipo auxiliar
- Utilización de la maquinaria
- Requerimientos relativos a la maquinaria

4.4.1.1. Proceso o pruebas

Las pruebas o ensayos a realizar son el núcleo de la distribución física, ya que determinan el equipo y la maquinaria a usar, cuya disposición a su vez debe ordenarse. Antes de intentar el proyecto de una distribución, siempre se debe tomar una decisión respecto a las pruebas a realizar. En realidad dichas pruebas y la distribución en planta van estrechamente unidas.

Por esto se debe estudiar a fondo las pruebas o ensayos antes de intentar el planeamiento de la distribución. Será mucho más acertado el aplazar el nuevo proyecto de la distribución hasta que los ensayos hayan sido estudiados para obrar con conocimiento de los elementos elegidos, que hacer una distribución con elementos o aparatos que pronto deban ser reemplazados, lo que llevaría a un costo superior en el futuro.

4.4.1.2. Aparatos

Las principales consideraciones en este sentido son el tipo de aparatos requeridos y la cantidad de cada clase.

Tipo de maquinaria

El escoger una prueba y la selección de los aparatos no es, generalmente una parte del trabajo de una distribución como tal. Pero la interrelación de los aparatos y los ensayos a realizar en el laboratorio con la distribución en planta, hacen que sea obligada una estrecha cooperación entre estos dos grupos.

Los puntos a tener en cuenta en la selección de las pruebas, aparatos y equipos auxiliar, son los siguientes:

- Costo inicial (instalado)
- Costo de mantenimiento
- Costo de operación
- Espacio requerido
- Disponibilidad
- Cantidad de estudiantes para cada prueba o ensayo
- Incomodidades inherentes (ruidos u olores)

4.4.1.3. Herramientas y equipo auxiliar

Además de la maquinaria, la distribución incluirá otros elementos de herramientas y equipos. En las operaciones de montaje esto es esencial. Es necesario el mismo tipo de información para los aparatos de práctica.

Tipo de herramienta y equipos

Generalmente existe una cantidad considerable de equipo y herramienta, entre el que podemos escoger.

Un equipo normalizado puede facilitar el trabajo de distribución. Esta condición se encuentra comúnmente en el equipo común de laboratorio, tal como bancos de trabajo o equipo auxiliar.

A pesar de que este es un punto menos importante, debemos tener en cuenta que unas dimensiones normalizadas también simplifican la tarea de proyectar una distribución. El tiempo requerido para medir cada unidad de un modo individual y para realizar modelos a escala, se reduce de gran manera.

Cantidad de herramienta y equipo necesario

La selección de la maquinaria y equipo auxiliar van directamente unidos a la selección de las pruebas o prácticas de laboratorio, los cuales estarán expuestas

en una lista de operaciones. Tales listas pueden ser solamente un bosquejo o muy completas. Cuanto más datos incluyan mejor será la base para el trabajo de distribución.

4.4.1.4. Requerimientos relativos a los aparatos

Espacio, forma y altura

Básicamente, el trabajo de distribución en planta es la ordenación de ciertas cantidades específicas de espacio en relación unas con otras, para conseguir una combinación óptima. La forma de los aparatos afecta la ordenación de los mismos y su relación con otros.

Es preciso conocer las dimensiones de cada aparato, longitud y anchura como mínimo. Se debe tomar nota de las partes de las mismas que sobresalgan o se proyecten hacia el exterior.

Peso

Esta condición dictará el uso del sótano o de la planta baja como emplazamiento. Casi toda clase de equipo o maquinaria grande y pesada cae en esta categoría.

4.4.2. Factor hombre

Como factor de enseñanza el hombre (estudiante) es mucho más flexible que cualquier maquinaria o material. Se le puede trasladar, se puede repartir su trabajo. En consecuencia el hombre debe ser tenido en cuenta para toda consideración.

Las consideraciones sobre el factor hombre, en cuanto al aprendizaje son:

- Condiciones de trabajo y seguridad
- Utilización del hombre
- Otras consideraciones

4.4.2.1. Condiciones de trabajo y seguridad

En cualquier distribución debe considerarse la seguridad de trabajadores y empleados. Para el caso del laboratorio, las condiciones específicas de seguridad que se deben tener en cuenta para estudiantes y personal docente son:

- El suelo debe estar libre de obstrucciones y no ser resbaloso.
- Ninguna persona debe estar situada debajo o encima de alguna zona peligrosa.

- Deben existir accesos adecuados y salidas de emergencia bien señalizadas.
- Los elementos de primeros auxilios y extintores de fuego deben estar a la mano.
- No debe haber en las áreas de trabajo y circulación elementos de material puntiagudos o cortantes en movimiento o situación peligrosa.
- Debe exigirse el cumplimiento de todos los códigos o relaciones de seguridad.

4.4.2.2. Condiciones de trabajo

La distribución debe ser reconfortable para los operarios. En estas condiciones influyen la luz, ventilación, calor, ruido, vibración, entre otros.

4.4.2.3. Utilización del hombre

La buena distribución del puesto de trabajo está basada en los principios de un estudio en movimiento.

Es bien sabido que un laboratorio de protecciones eléctricas está orientado a la enseñanza y no a la producción. En consecuencia, la relación de movimiento para obtener los datos tiempo-hombre no es aplicable en este caso.

Básicamente, trataremos de evitar la necesidad de alcanzar objetos a larga distancia, de realizar movimientos muy amplios, tener que efectuar movimientos ligeros con los codos, hombros o troncos, al igual que tener que girar o doblarse innecesariamente. Todos estos movimientos son fatigosos. A pesar de la diferencia de tamaño de las personas, las dimensiones seleccionadas son aplicables a personas de un tamaño medio.

4.4.2.4. Otras consideraciones

Consideraciones Psicológicas y personales

El temor de un posible accidente hace que la persona se sienta incomoda en su puesto, ya que gusta de tener un poco de espacio a su alrededor.

Es probable que muestren resistencia a estar colocados demasiado juntos o excesivamente próximos al equipo.

4.4.3. Factor de movimiento

El movimiento es por lo menos uno de los tres elementos básicos en la distribución esencial. En la industria, el movimiento de importancia está relacionado con el material. Por lo tanto se planea el equipo y método de manejo. En el aspecto pedagógico, el factor importante es el estudiante, quien puede

seguir un modelo o patrón de circulación pero debe tener un espacio para el movimiento.

4.4.3.1. Guía para la distribución de pasillos

Hacer los pasillos rectos

Disponer de pocos ángulos como sea posible, y sobre todo, evitar esquinas ciegas (sin visibilidad).

Conservar los pasillos despejados

No permitir salientes de aparatos dentro de los pasillos, ni equipos, columnas o extintores de fuego.

Marcar los límites de los pasillos

Marcar en el suelo los límites de los pasillos. Con solo esto se puede conseguir la ordenación de una distribución confusa.

Situar los pasillos con visitas a lograr distancias mínimas

Los medios de análisis de movimientos y proximidad indicarán dónde existe mayor tráfico, es decir, dónde deberán estar los pasillos.

Disponer pasillos de doble acceso lateral

Los pasillos situados a lo largo de una pared desnuda, o contra la espalda de una zona de almacenaje, sirven solamente por un lado, es decir, solo ofrecen la mitad de su utilidad potencial.

Disponer pasillos principales

Usar los pasillos principales para el tráfico de primer orden a través de toda la planta; usar económicamente los subpasillos para la distribución.

Diseñar las intersecciones a 90°

Los pasillos que se interseccionan en ángulo distinto al recto causan una enorme pérdida de superficie de suelo.

Hacer que los pasillos tengan una longitud económica

Los pasillos demasiados cortos ocasionan un derroche de espacio: si son demasiados largos favorecen los retrocesos y movimientos transversales.

Hacer que los pasillos tengan una anchura apropiada

Deben permitir el flujo de personas de manera cómoda y rápida en cualquier dirección.

Considerar las posibilidades de tráfico de dirección única

Práctico para anchuras limitadas de pasillo, para almacenaje regular y en muchas otras situaciones.

4.4.3.2. Espacio para el movimiento

El espacio reservado para pasillos, es un espacio perdido en cuanto a producción. Los pasillos deberán conectar las áreas que tengan el mayor tráfico y deberán ser de la anchura necesaria para evitar el embotellamiento.

4.5. Localización y distribución

4.5.1. Planeamiento general

Se seguirán los siguientes pasos:

- Distribución por áreas
- Detalles de aparatos y equipos auxiliares
- Localización de almacén y su área

4.5.1.1. Distribución por áreas

Sin tener en cuenta las dimensiones hacemos una distribución ideal que contiene: Sala de computación, almacén y aula de clases, es decir, una distribución del lugar o planta en forma global. Todo ello sin tener en cuenta las condiciones existentes ni el costo. Se irán estableciendo en el transcurso del diseño las limitantes y factores mediante los cuales se llegará finalmente a una distribución simple y práctica.

La figura 101 muestra la distribución ideal en planta. Se debe tener en cuenta que para la elaboración de dicho plano no se sigue una carta de flujo, ya que esta solo se acomoda a la producción y para este caso cada puesto de trabajo será estático y no habrá circulación de material. En consecuencia el objetivo principal es distribuir cada aparato dependiendo de su función en el laboratorio, un área de almacén que permita un desplazamiento corto, y con los respectivos detalles.

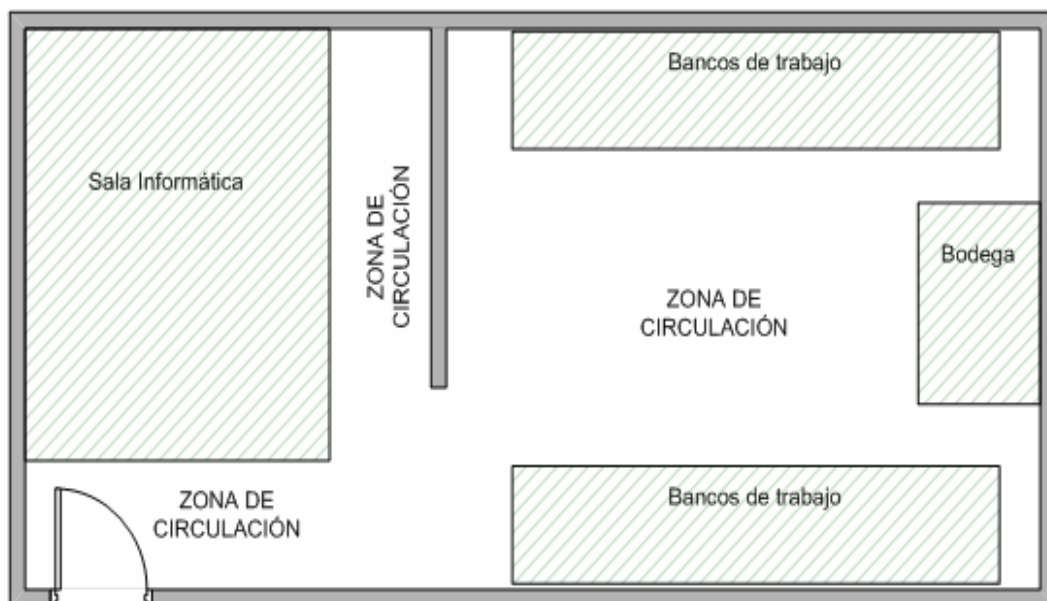


Figura 101 Distribución global en planta

4.5.1.2. Detalles de aparatos y equipo auxiliar

La tabla muestra la relación de aparatos más representativos con respecto al tamaño del laboratorio con sus características y medidas, las cuales serán aprovechadas para determinar el área de cada una de ellas.

Tipo de maquinaria	Descripción	Cantidad	Características Físicas			
			Longitud (mm)	Ancho (mm)	Altura (m)	Peso (kg)
Inyector de corriente	Omicron CMC 256	4	390	450	145	15,7
Relé	Relé SEL 421	4	250.5	503	169	8

Tabla 4 Equipo representativo del laboratorio

4.5.1.3. Selección de bancos de trabajo

Se hace la selección considerando las recomendaciones específicas en la disposición de puestos de trabajo.

Cabe anotar que los ensayos requieren el uso de aparatos de medida para ser conectados en posición vertical (equipos análogos), tales como vóltmetros y ampérmetros. Los equipos digitales no necesitarán soportes.

Las normas de distribución en planta señalan que el área normal de trabajo de las manos equivale a un círculo de diámetro mínimo de 0,3 metros cuyo centro son los hombros. En consecuencia, el diámetro total mínimo necesario para las dos manos es de 0,6 metros.

Con el estudiante ubicado frente al banco, el diámetro total equivale a una longitud por él utilizada. 0,6 será entonces la longitud mínima empleada por el estudiante. Es recomendable tomar una distancia mayor; por lo tanto se tomará una distancia de 1m.

Según las normas de seguridad industrial, la herramienta y equipo auxiliar deben ocupar un espacio comprendido entre 0,8 y 1m.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se concluye que el banco de trabajo tiene una longitud de 2m.

El ancho del banco no está estipulado por norma alguna. Por lo tanto, se toma esta medida como la equivalente al equipo auxiliar o aparato de mayor longitud, adicionando una medida de 0,27m. El equipo con mayor longitud es el Omicron CMC 256 con 390 mm de largo. Por seguridad la longitud del banco de trabajo será de 1m.

La altura del banco de trabajo se define con base en las medidas recomendadas para la disposición del puesto de trabajo con el estudiante alternativamente de pie o sentado en taburete alto; la cual está comprendida entre 1 y 1,06m.

4.6. Almacén

La distribución del almacén debe ser estudiada con vista a permitir un almacenaje a las condiciones principales que se citan a continuación:

- Economía de espacio
- Economía de mantenimientos
- Facilidad de acceso al material almacenado
- Facilidad de ordenación

Estas cuestiones se resuelven teniendo en cuenta:

- El material a almacenar (naturaleza, cantidades)
- Modalidades de utilización (lugar y frecuencia)

- Los locales y los equipos de que se dispone.

Es recomendable para un laboratorio de protecciones eléctricas que la ubicación sea en forma central, ya que permite ventajas como:

- Posibilidad de un mejor control
- Economía de personal
- Economía de espacio

La distribución interior requiere para su estudio los datos relativos a materiales a almacenar y locales disponibles.

4.6.1. Aparatos de medida portables

Estarán colocados en un estante ubicado en la bodega. Estos se ubicarán en un mismo compartimiento debido a sus pequeñas dimensiones.

Por último y teniendo en cuenta las dimensiones antes mencionadas con respecto a bancos de trabajo, consideraciones de pasillos y dimensiones de aparatos a utilizar en los bancos se plantea la distribución dentro del laboratorio como lo muestra el plano de la figura 102.

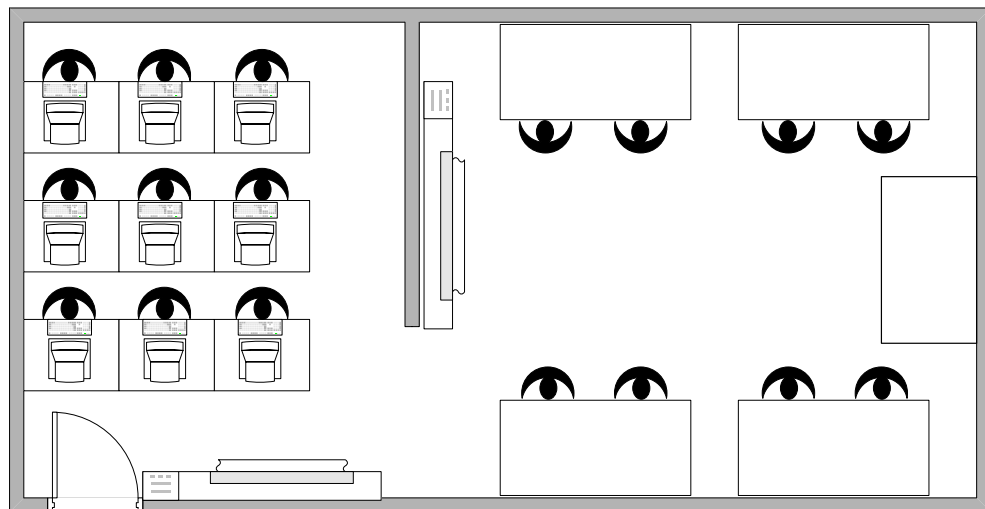


Figura 102 Plano General Laboratorio

En el plano se observa que se seleccionarán cuatro (4) bancos de pruebas para realizar pruebas físicas a los elementos de protección, y se seleccionarán 9 computadores con el fin de permitir la realización de simulaciones de circuitos en los programas seleccionados.

5. CONCLUSIONES

Para el desarrollo del laboratorio se desarrollaron prácticas con el fin de enfatizar los temas tratados en la materia de Protecciones Eléctricas. Estas prácticas contienen las aplicaciones más importantes en el área de protecciones e incluyen el análisis de los elementos principales de una protección eléctrica, entre ellos los CT's y relés.

Se incluye una guía teórica en el libro y en cada práctica para profundizar el tema de cada una. Esto permite al estudiante tener la información teórica necesaria antes y durante la práctica, lo que ofrece ayuda en caso de duda durante el desarrollo de la práctica.

Los elementos que fueron seleccionados para el desarrollo de las prácticas son de fácil manejo y muy completos en sus funciones, además de ser utilizados en laboratorios de empresas relacionadas con el sector eléctrico. Esto favorece la relación entre el estudiante y su posible campo de desarrollo profesional ya que se relaciona con los aparatos y elementos utilizados en el área.

6. RECOMENDACIONES

Se aconseja continuar con el desarrollo del laboratorio con el fin de aprovechar la oportunidad de incrementar la calidad de la enseñanza facilitando un mayor entendimiento de contenidos conceptuales, procedimentales y actitudinales de la asignatura de Protecciones Eléctricas mediante el laboratorio acá planteado.

Antes de iniciar las prácticas de laboratorio se recomienda realizar una charla sobre salud ocupacional con el fin de alertar a los estudiantes los riesgos inminentes durante el desarrollo de la práctica.

Para disminuir riesgos de accidentes, se aconseja mantener un auxiliar de laboratorio que conozca los equipos y conexiones necesarios para el desarrollo de las prácticas, adicional deberá supervisar y aprobar las conexiones realizadas por los estudiantes antes de la energización del circuito.

BIBLIOGRAFÍA

- CARRILLO CAICEDO, Gilberto. Fundamento de Protecciones. Bucaramanga 1990. 280 p.
- GUALDRÓN GUALDRÓN, Gregorio y TORRES SALAZAR, Jorge Edilberto. Diseño de un laboratorio de Protecciones Eléctricas. Bucaramanga 1983. 315 p. Tesis. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Eléctrica.
- P. KUNDUR. Power System Stability and Control. McGraw-Hill Inc. 1176 p.
- PRADA SANCHEZ, Luis Eduardo. Curso Teórico-Práctico de Protecciones Eléctricas. Barrancabermeja. Grupo Eléctrico, Ecopetrol – Refinería.
- BLACKBURN, J.L. Protective relaying, principles and applications. Washington 1992, Marcel Dekker inc .245 p.
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, relay-Instrument division, applied protective relaying. 446 p
- WESTINGHOUSE PROTECTIVE RELAYS. Silent Sentinels. 236 p
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores. México 1997, Limusa Noriega Editores.706 p.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de Diseño de las Instalaciones Eléctricas Industriales. México 1997, Limusa Noriega Editores. 391 p.
- Schneider Electric S.A. Telemecanique. Telesquemario 1999.
- Tutorial Neplan 5.1
- Manual SEL 421 Schweitzer Engineering Laboratories, inc. Sistema de Protección de Línea de Transmisión de Alta Velocidad, Automatización y Control.
- CM-LineCatalog -4.5.1.0-LR (Catálogo CMC 256 Equipo de prueba 4 voltajes/6fases de corriente).

- IEEE Guide for Field Testing of Relaying Current Transformers. ANSI/IEEE C57.13.1-1981
- IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses. ANSI/IEEE C37.97-1979
- IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines. IEEE C37.113-1999
- IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers. IEEE C37.91-1

ANEXOS

**Autorización de Schneider Electric de
Colombia S.A.**



Bucaramanga, 19 de Mayo de 2006

Señores:
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.
Atn: Dr. Rubén Darío Cruz
Ciudad

Cordial Saludo

Con la presente me permito informar que Schneider Electric de Colombia S.A. autoriza a la escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander U.I.S. el uso del software Ecodial en el desarrollo de sus procesos Educativos.

Atentamente

Regin Alfonso Galeano Hernandez
Schneider Electric de Colombia S.A.
Gerente Agencia Oriente.



Schneider Electric de Colombia S.A.
Calle 45 A No. 102-48 Int. 5
Tel. 4 269700
Fax. 4 269740
Bogotá, D.C.



Manual de Laboratorio

**LABORATORIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES .**

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

PROYECTO DE GRADO

CARLOS ALBERTO DUARTE FORERO

PEDRO ALEJANDRO CEDIEL GÓMEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2006.

**LABORATORIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LA ESCUELA DE
INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES .
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
PROYECTO DE GRADO**

CARLOS ALBERTO DUARTE FORERO

PEDRO ALEJANDRO CEDIEL GÓMEZ

Director

Mpe (C). JORGE OLMEDO ARIZA

Codirector

Dr. Gilberto Carrillo Caicedo

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2006.**

Introducción

El presente informe constituye la síntesis de las labores realizadas durante el desarrollo del proyecto de grado titulado “Estructuración de prácticas y selección de equipos para el laboratorio de protecciones eléctricas” presentado como requisito parcial para obtener el título de ingeniero electricista.

Inicialmente se especifican los artículos más pertinentes del reglamento de prácticas del laboratorio de protecciones eléctricas, el cual ha surgido con el fin principal de garantizar la realización de las prácticas en forma segura y que permita el logro de los objetivos.

Finalmente se detallan las prácticas que se desarrollan en el laboratorio como apoyo al curso de Protecciones Eléctricas, están organizadas de acuerdo con el orden en el que se realizan presentando los objetivos de la misma, fundamentación teórica, esquemas de conexión y elementos a utilizar.

1.OBSERVACIONES DE SEGURIDAD Y DE CUIDADO DE EQUIPOS

- Todos los estudiantes deben cumplir estrictamente cada una de las instrucciones y observaciones de seguridad establecidas para el desarrollo de las prácticas de laboratorio. El incumplimiento evidente y comprobable de alguna de las siguientes recomendaciones hace que la calificación de la práctica sea 0.00.
- Sea cuidadoso. El descuido es la causa del mayor número de accidentes; PIENSE LO QUE HACE. Su seguridad es exclusivamente responsabilidad propia.
- Realice la práctica utilizando el sentido común, busque las condiciones inseguras e infórmelas a sus compañeros, su profesor y/o laboratorista para que se corrijan inmediatamente y/o se coloquen los avisos correspondientes.
- Cada estudiante debe mantener en el recinto del laboratorio las relaciones más cordiales y respetuosas con sus compañeros, su profesor y el laboratorista, teniendo en cuenta que en las áreas de trabajo (bancos) están prohibidas las riñas, bromas y forcejeos.
- Evite el correr, gritar o silbar en forma inusual y sin razón justificada ya que puede causar alarma o confusión en el laboratorio.
- Los riesgos de la utilización de equipo eléctrico exigen que las comunicaciones sean claras y precisas y quien las origina debe verificar que éstas hayan sido bien entendidas. Al mismo tiempo, al recibir una instrucción esté seguro de haberla entendido antes de ejecutar alguna acción, CONFIRME, PIENSE, OBSERVE, ACTUE.
- Se recomienda en la medida de lo posible la utilización de ropa cómoda, fresca y adecuada para el trabajo en el laboratorio como camisetitas, jeans y botas con suela de caucho.
- Es deber de todo estudiante conocer perfectamente el funcionamiento de los equipos a utilizar y saber cómo proceder en caso de emergencia. En caso de duda siempre consulte al profesor y/o laboratorista. Recuerde, si no conoce un aparato o sistema y si no está seguro de lo que hace, asesórese para evitar cometer algún error.
- Consulte los valores de placa de los instrumentos, los datos técnicos y características suministradas por los fabricantes en catálogos, manuales, etc., antes de realizar conexiones y mediciones.

- No mantenga permanentemente conectadas las fuentes.
- Apague o desconecte las fuentes (corte visible) y verifique ausencia de tensión antes de realizar cambios o modificaciones en los circuitos de las prácticas, incluyendo la conexión y/o desconexión de instrumentos de medida.
- Recuerde, considere y trate a todo circuito o terminal eléctrico como si estuviera energizado hasta que sea probado con un voltímetro o probador de tensión. Aún la tensión más bajo puede ser peligroso dependiendo de las circunstancias.
- El uso de los dedos para determinar si un circuito está energizado queda estrictamente prohibido. Una baja tensión puede ser tan peligrosa como la alta. Use el instrumento adecuado para probar cualquier circuito.
- Al hacer conexiones u operar equipo eléctrico no coloque alguna parte de su cuerpo en otro circuito, en equipo puesto a tierra o entre terminales.
- Después de desenergizar circuitos capacitivos o con la posibilidad de estar cargados estáticamente, aterrícelos antes y durante su intervención.
- Como regla general, es bueno usar solamente una mano para operar un interruptor. Mantenga la otra mano libre. No se recargue en partes conectadas a tierra.
- Nunca cierre o abra un interruptor lentamente o con indecisión. Hágalo rápida y decididamente.
- En caso de accidente, evite retirar con las manos a una persona que este en contacto una tensión eléctrica. Corte la energía. Si es posible utilice algún material dieléctrico o aislante (guantes de caucho, madera, etc.).
- Conozca la ubicación de los extintores de incendio y solicite instrucción al profesor y/o laboratorista para aprender a usarlos.
- Para extinguir incendios en equipos eléctricos, sólo deben utilizarse elementos no conductores de la electricidad y/o extintores adecuados (CO₂). El extintor debe aplicarse directamente en la base de la llama. Tome el extintor de la manilla diseñada para ello, ya que la expansión del CO₂ enfría demasiado la boquilla del extintor. Siempre desconecte las líneas de alimentación eléctrica.

- Como las tensiones de trabajo en el laboratorio son siempre inferiores a 500V, mantenga estrictamente una distancia mínima de 30 cm a conductores energizados y/o borneras.
- Antes de energizar un circuito esté seguro de que:
 - Que todas las personas que estén en las cercanías del circuito a ser energizado, sean notificadas cuando van a ser energizados.
 - Que el interruptor o breaker sea de la capacidad adecuada o si se usa interruptor de cuchillas, los fusibles sean apropiados para protección.
- Todo estudiante que tenga que trabajar cerca de circuitos energizados, deberá quitarse los anillos, cadenas, pulseras, esclavas, reloj y objetos como lapiceros y herramientas antes de iniciar labores, además de evitar usar prendas de vestir holgadas, ya que estos pueden ponerse en contacto con partes energizadas o en movimiento.
- Cultive el hábito de voltear la cara siempre que un arco eléctrico pueda ocurrir, por ejemplo al cerrar y abrir interruptores. La luz producida por un arco eléctrico es muy intensa y contiene radiaciones peligrosas para la vista. Debe evitarse el mirarla, pues aún con una corta exposición, los ojos pueden sufrir lesiones.
- Procure no abrir circuitos con una alta corriente con interruptores de cuchillas o seccionadores.
- Evite colocar elementos metálicos o líquidos sobre o cerca de equipos eléctricos, especialmente los abiertos.
- Las tapas de cajas de conexiones, cajas de fusibles, cajas de interruptores, etc. en general deben permanecer habitualmente cerradas y con todos los tornillos puestos.
- Escoja siempre los rangos más altos de medición, siempre superiores a los valores que se esperan (evaluación aproximada de la magnitud a medir). Entonces, al usar un instrumento de medición de varias escalas, se debe empezar por la mayor (excepto en los óhmetros) para luego seleccionar la escala adecuada de tal forma que la deflexión de la aguja indicadora sea superior al 70% de plena escala. Esto aplica también para los instrumentos de medida digitales.
- Al realizar una medición se debe realizar primero un esquema de conexión y el estudio del mismo. De debe determinar preliminarmente todos los aparatos y conexiones necesarias.

- Antes de conectar un borne o empalmar un cable cuyas puntas estén dispersas, realice el trenzado del mismo. Toda conexión debe ser firme, segura y muy bien aislada (no deben quedar conexiones flojas o expuestas que puedan provocar daños, accidentes y/o puntos calientes).
- Evite empalmar conductores de diferente calibre o material.
- Escoja las secciones de los cables de acuerdo a las corrientes previstas.
- Revise los cables eléctricos y conectores, reemplace inmediatamente aquellos que estén deteriorados. Nunca utilice conductores con aislamiento defectuoso.
- No extienda cables a través de una zona de libre tránsito.
- Cuando se empleen equipos con restricción de disipación de potencia (resistencias, reóstatos, potenciometros, inductancias, etc.), se debe respetar estrictamente el límite impuesto por el fabricante.
- Evite sobrecargar las bobinas o circuitos de corriente de los instrumentos de medida. Revise los circuitos para evitar altas corrientes accidentales que sobrecalienten y destruyan los instrumentos. Verifique el burden (potencia nominal) de los transformadores de medida y compárelo con el consumo de potencia de los diferentes aparatos de medida que se van a conectar al transformador.
- Sea ordenado y organizado al realizar las conexiones. Evite enredar los cables. En la medida de lo posible realice el montaje del circuito empleando como guía el color del aislante del cable (polaridad, tensión, etc.). Una vez terminada la práctica desconecte fuentes y desarme el circuito, separe u ordene los cables y conectores empleados. Colóquelos en los sitios dispuestos para ellos. Devuelva el equipo o material al almacén, previa revisión del almacenista o del profesor.
- Al realizar los montajes de los circuitos distribuya los aparatos e instrumentos de medida de manera que puedan tomarse cómodamente las medidas.
- Las conexiones entre los aparatos de medición y el circuito deben ser lo más corto y flexibles posibles, preferiblemente utilizando cables de con aislante de colores.
- Recuerde que si es necesario desconectar el circuito secundario de un transformador de corriente, se debe cortocircuitar previamente los bornes de salida del transformador. De lo contrario se producen tensiones muy elevadas que pueden dañar el transformador o provocar accidentes.

- Recuerde que nunca se debe retirar un amperímetro o un vatímetro de un circuito energizado.
- Si es necesario realizar alguna conexión a tierra, el contacto se realizará junto al instrumento de medida procurando que uno de los bornes de la bobina móvil se conecte a tierra.
- Siempre debe conectarse a tierra uno de los bornes del secundario de los transformadores de medida de corriente y tensión.
- Procure que la estructura metálica de todo equipo eléctrico este conectada a tierra.
- No energice el circuito sin la revisión y autorización expresa del profesor.

2.PRÁCTICAS DE LABORATORIO

2.1. Transformadores

2.1.1. Práctica de error para transformadores

2.1.1.1. Objetivos

- Conocer las causas que producen los errores en los transformadores de protección.
- A partir del circuito equivalente encontrar los errores para los transformadores de protección.

2.1.1.2. Marco teórico

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de una línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser 600/5, 800/5, 1000/5. Los valores de corrientes nominales en el secundario de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A.

Según las diferentes normas el transformador de corriente se simboliza:



Figura 1 Símbolos de transformadores de corriente

Como se observa en la figura 1, el primario de estos transformadores se conecta en serie con la carga (línea de transmisión) y el secundario se conecta los elementos de medida y protección, los cuales conforman el “burden” que se define por la potencia consumida por éste. En algunos casos se define por la impedancia (Z) o por el nivel de tensión manejado.

El transformador de potencial es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados. En algunos casos se utiliza el transformador capacitivo para reducir tensiones superiores a 115kV, que consiste en un grupo de capacitores en serie que forman un divisor de tensión capacitivo. La muestra de tensión se recoge del último capacitor.

El objetivo de estos transformadores es suministrar una lectura de tensión del sistema de potencia, y llevarlo a un nivel no peligroso para los equipos y personas.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

El enrollado primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o aparatos de protección.

El circuito equivalente de un transformador de corriente es el siguiente:

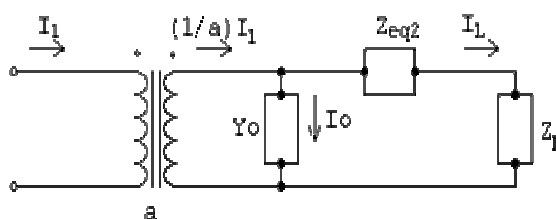


Figura 2 Circuito equivalente de un transformador de corriente

Donde:

Y_0 : admitancia de excitación.

Z_L : Impedancia de carga o “burden”.

Z_{eq} : Impedancia equivalente referida al secundario.

La inducción nominal en el hierro es muy baja, para trabajar linealmente y producir pérdidas magnéticas despreciables (la corriente de excitación " I_0 " es muy pequeña).

La impedancia equivalente referida al secundario coincide prácticamente, con la impedancia de dispersión del secundario dado que el primario suele ser solo una barra.

$$\frac{1}{a} \times I_1 = I_0 + I_L$$

Donde

$$I_0 = Y_0 \times (Z_{eq2} + Z_L) I_L$$

Luego

$$\frac{1}{a} \times I_1 = Y_0 \times (Z_{eq2} + Z_L) I_L + I_L$$

Por lo tanto

$$\frac{I_L}{I_1} = \left(\frac{1}{Y_0 \times (Z_{eq2} + Z_L) + 1} \right) \times \frac{1}{a}$$

Obsérvese que la razón de transformación $\frac{I_L}{I_1}$ difiere de $\frac{1}{a}$ en el coeficiente

$$\frac{1}{Y_0 \times (Z_{eq2} + Z_L) + 1}$$

Como este factor es un número complejo existe la presencia de un error de ángulo y un error de fase.

Los errores en un transformador de corriente son debidos a la energía necesaria para producir el flujo en el núcleo que induce la tensión en el devanado secundario que suministra la corriente a través del circuito secundario. Los ampere-vueltas totales disponibles para proporcionar la corriente al secundario son iguales a los ampere-vueltas del primario menos los ampere-vueltas para producir el flujo del núcleo.

Un cambio en la carga secundaria altera el flujo requerido en el núcleo y varía los ampere-vueltas de excitación del núcleo; el flujo de dispersión en el núcleo cambia las características magnéticas del mismo y afecta a los ampere-vueltas de

excitación. Por lo anterior no se debe superar la potencia que puede suministrar el transformador.

2.1.1.3. Precauciones de seguridad

El devanado secundario de un transformador de corriente siempre debe estar cortocircuitado antes de desconectar la carga. Si se abre el circuito secundario con circulación de corriente por el primario, todos los ampere-vueltas primarios son ampere-vueltas magnetizantes y normalmente producirán una tensión secundaria excesivamente elevada en bornes del circuito abierto. La corriente que se induce en el secundario circulará a través de la impedancia magnetizante lo que puede ocasionar daños al CT.

Todos los circuitos secundarios de los CT's deben estar puestos a tierra; cuando los secundarios del CT's están interconectados; solo debe ponerse a tierra un punto. Si el circuito secundario no esta puesto a tierra, el secundario se convierte, de hecho, en la placa media de un condensador, actuando el devanado de alta tensión y tierra como las otras dos placas.

2.1.1.4. Equipo

Vóltmetro 1
Ampérmetro 1
Wattmetro 1
CT bajo prueba 1
Autotransformador 1

2.1.1.5. Preguntas antes de la práctica

- a. ¿Cómo se especifica completamente a un transformador de corriente?
- b. ¿Cómo se designan los terminales de los transformadores de corriente y de tensión?
- c. ¿Cuántos transformadores de corriente se utilizan en un sistema trifásico y como se conectan?
- d. Dentro de que rango deben estar los errores cometidos al utilizar el transformador de potencial en mediciones eléctricas.
- e. ¿Cómo es la conexión trifásica de los transformadores de potencial? Explique cada una.
- f. ¿Qué es la curva de rendimiento y cómo se encuentra?

2.1.1.6. Procedimiento

- a. Identifique los equipos a utilizar durante la práctica.
- b. Grafique los diferentes diagramas (esquemas multifilares) de conexiones a realizar durante la práctica.

c. Realizar la conexión mostrada en la figura 3 (prueba de vacío).



Figura 3 Prueba de vacío

d. Prueba de vacío: Utilice un autotransformador para ajustar el nivel de tensión al valor nominal. Compare las conexiones realizadas con el diagrama realizado, en caso de estar correcto puede energizar. Mida la corriente de vacío, tensión y la potencia de pérdidas.

e. Prueba de cortocircuito: Realice las conexiones según se muestra en la figura 4 compare las conexiones realizadas con el diagrama realizado, en caso de estar correcto energizar. Ponga el secundario del transformador en cortocircuito y ajustar lentamente la tensión hasta alcanzar el valor nominal de la corriente. Mida la tensión de cortocircuito y la potencia de pérdidas.

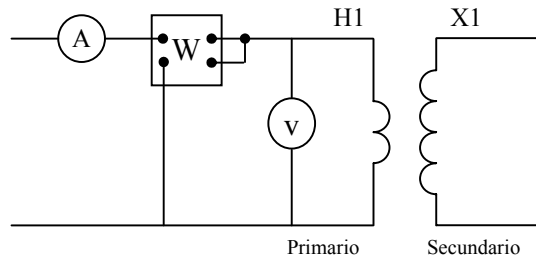


Figura 4 Prueba de cortocircuito

f. Utilice los transformadores de medida para determinar las corrientes y tensiones de la red trifásica de alimentación del laboratorio o de cualquier máquina eléctrica disponible.

g. Repita el numeral 6 utilizando elementos de medida convencionales.

2.1.1.7. Preguntas para después de la práctica

a. Obtenga los valores del circuito equivalente del transformador de corriente y de potencial, y gráfiquelo.

b. Determine la curva de rendimiento de los transformadores indicando para que fracción de carga se presenta el máximo rendimiento.

c. Determine las diferencias encontradas en realizar mediciones eléctricas con transformadores de medida y los instrumentos convencionales (amperímetro y voltímetro). Además determine el error de las medidas tomadas.

2.1.2. Prueba de relación de transformación para transformadores

2.1.2.1. Objetivos

- Conocer los diferentes métodos para probar la relación de transformación de los transformadores de corriente utilizados en protección.
- Realizar las conexiones mostradas en los métodos de pruebas y confirmar la relación de transformación de un transformador de corriente.

2.1.2.2. Marco teórico

Para la aplicación de las protecciones eléctricas, la medida que más se utiliza es la de corriente. Una gran cantidad de relés de protección utilizan corriente directa, combinada con otras corrientes como en el esquema diferencial, o combinada con tensión para medidas de impedancia o potencia. La alimentación de los relés viene dada por los transformadores de corriente que están ubicados sobre la línea de transmisión o cerca de los interruptores de potencia.

El propósito de ésta guía es describir los métodos de prueba que aseguren que la relación de transformación que se encuentra en la placa se encuentre dentro de los rangos de tolerancia aceptables.

Existen dos métodos aceptados para probar la relación de transformación de los diferentes tipos de transformadores de corriente

Polaridad

La determinación de la polaridad en un transformador es de gran importancia cuando se desea conectar en paralelo varios transformadores y para la conexión de los transformadores trifásicos. El objetivo de esta prueba es determinar los terminales del transformador que al ser atravesados por el mismo flujo están en fase.

La polaridad de los terminales de un transformador se indica colocando un punto sobre los terminales que tienen la misma polaridad instantánea, es decir, que al comparar la onda de tensión entre los terminales marcados y los no marcados del arrollamiento, se encuentra que están en fase y por tanto los terminales marcados en el primario y el secundario del transformador tienen la misma polaridad instantánea. Así mismo, puede decirse con bastante aproximación que la corriente de los dos devanados está en fase y posee por tanto la misma dirección relativa en los terminales marcados de los devanados del transformador, una vez determinada la polaridad, los bornes se designan en letras:

- H_1, H_2, X_1, X_2 para la norma americana
- U, V, u, v para la norma europea

Existen tres métodos para la determinación de la polaridad de un transformador:

- Por impulsos de tensión.
- Por puente de polaridad.
- Por medio de un osciloscopio.

El método basado en impulsos de tensión consiste en imprimir pulsos de tensión en un lado del transformador por medio de una fuente D.C. y un interruptor. En el otro arrollamiento se conecta un voltmetro de D.C.. En esta disposición se cierra el interruptor y se abre súbitamente. El devanado al cual está conectada la fuente reacciona tendiendo a mantener la corriente en el mismo sentido, induciendo una tensión de sentido opuesto a la polaridad de la batería. Si la deflexión del voltímetro es positiva indica que la polaridad del borne conectado al terminal positivo del voltímetro tiene la misma polaridad que el borne conectado al terminal negativo de la batería y viceversa.

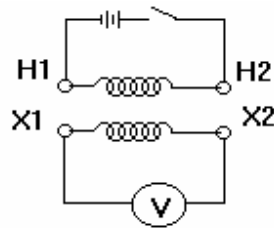


Figura 5 Prueba de polaridad por impulsos de tensión

El método de puente de polaridad consiste en conectar un terminal de A.T. con uno de B.T. como se muestra en la figura 6. En los terminales libres se conecta un voltímetro y se alimenta el arrollamiento de A.T. con una tensión alterna. Si la lectura del voltímetro es mayor que la tensión de alimentación, la polaridad es aditiva y sustractiva en el caso contrario.

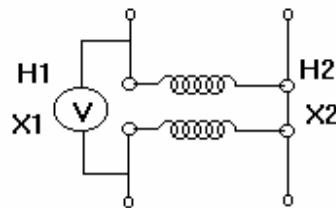


Figura 6 Prueba por puente de polaridad

Relación de transformación

- **Método de tensión:**

Un valor de tensión adecuado, por debajo del valor de saturación es aplicado en el lado secundario (de mayor cantidad de espiras), y la tensión primaria es medida con un voltímetro de alta impedancia (20000 Ω/V o mayor) como se muestra en la figura 7.

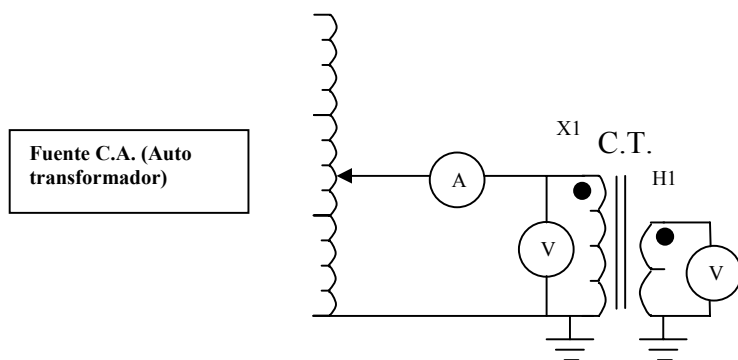


Figura 7 Método de tensión

En la mayoría de transformadores de corriente (bajo y medio), el nivel de saturación usualmente esta cerca de 1 V por espira, para transformadores de alta relación de transformación el nivel de saturación esta cercano a 0,5 V por espira, la relación de transformación es aproximadamente igual a la relación de tensiones medidas.

- **Método de corriente:**

El método de corriente requiere una fuente de corriente elevada, un transformador de corriente de relación de transformación conocida con su propio ampérmetro, y un segundo ampérmetro para el transformador a probar. Éste método no es recomendado para transformadores de corriente montados en transformadores de potencia o generadores.

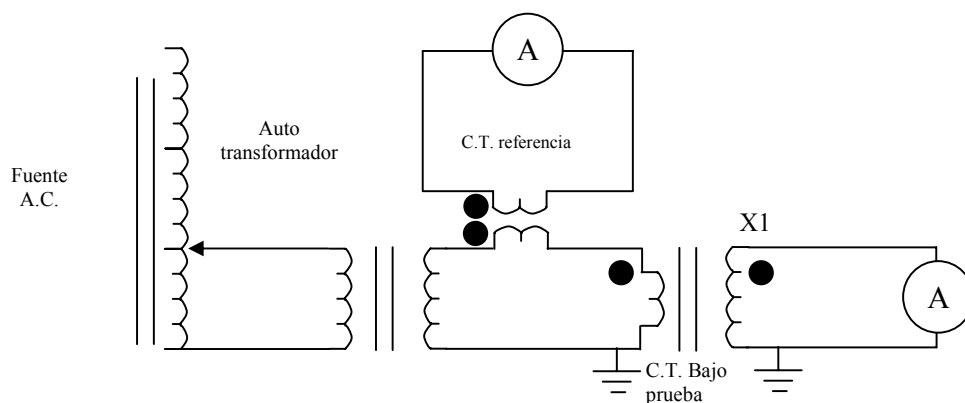


Figura 8 Método de corriente

Esta prueba se realiza ajustando la fuente de corriente elevada a una serie de valores por encima del rango deseado y se almacena los valores de las dos corrientes secundarias. La razón del transformador en prueba es igual a la relación de transformación del transformador de referencia multiplicado por la relación entre la corriente de referencia y la corriente del transformador:

$$N_T = N_R * \frac{I_R}{I_T}$$

2.1.2.3. Equipos

Autotransformador
CT a probar
Vóltmetro 1
Vóltmetro 2
Ampérmetro 1
Ampérmetro 2
CT de referencia
CT de carga
Cables

2.1.2.4. Preguntas antes de la práctica

- a. ¿Cómo se especifica completamente un transformador de corriente?
- b. ¿En qué se diferencia un transformador de corriente con uno de potencial?
- c. ¿Cuál es el modelo de un transformador de corriente?
- d. ¿Cuáles son las pruebas que se le deben realizar a un transformador a la hora de ponerlo en servicio y realizarle mantenimiento?
- e. ¿Cuáles son los métodos utilizados para probar la polaridad de un transformador?
- f. ¿Cómo se comporta un transformador en la región de saturación?

2.1.2.5. Procedimiento

- a. Identifique los equipos para la prueba: Se debe conocer todos los equipos a utilizar en el transcurso de la práctica, las polaridades, escalas, bornes, etc.
- b. Realice los diagramas de conexiones: Este punto se realiza con el fin de evitar cualquier mal funcionamiento debido a malas conexiones que se realicen.
- c. Verifique la polaridad de los arrollamientos por medio de los procedimientos de impulso de tensión y puente de polaridad.
- d. Error de transformación por el método de tensión: Conecte el autotransformador monofásico al C.T. bajo prueba con un ampérmetro en serie y el vóltmetro en paralelo como lo muestra la figura 7. En el devanado primario conecte el vóltmetro en paralelo con los bornes. Compare las conexiones realizadas con las graficadas en los diagramas de conexión, si coinciden energice. Tome valores y obtenga la relación de transformación.

2.1.2.6. Preguntas para después de la práctica

- a. Grafique el transformador de corriente con sus respectivos devanados e indique su polaridad. ¿Coincide con los de la placa?
- b. Encuentre el error en la relación de transformación del CT.
 1. ¿A qué se debe este error?
 2. ¿Este error es el mismo debido a las impedancias características del transformador? ¿por qué?

2.1.3. Prueba de excitación para transformadores de protección

2.1.3.1. Objetivos

- Conocer la característica de excitación de los transformadores de corriente.
- Manejar las curvas de excitación de los transformadores de corriente.

2.1.3.2. Marco teórico

La prueba de excitación puede ser realizada en transformadores clase C y T para permitir la comparación con los valores medidos o de fábrica.

A la hora de realizar la prueba, se le aplica una tensión de prueba en el devanado secundario con el devanado primario en circuito abierto como se muestra en la figura 9:

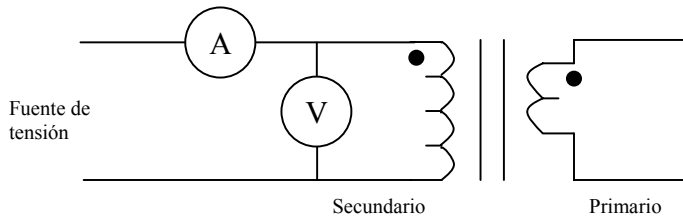


Figura 9 Prueba de excitación

La tensión aplicada en el secundario del transformador es variada, y la corriente por el devanado será dibujada por cada valor de tensión aplicado. Los valores cerca del codo de la curva son de especial importancia para comparar la curva. Para transformadores con taps, el tap secundario debe ser seleccionado asegurándose que el transformador pueda saturarse con el equipo disponible.

Si la tensión es aplicada a una porción del devanado secundario, la tensión a través del devanado completo será proporcionalmente grande por el efecto de autotransformador. Los transformadores no deben ser energizados cerca al codo de la curva de excitación por un tiempo mayor al necesario para tomar las medidas.

La desviación de los resultados esperados se puede dar por corto-circuito en las vueltas de devanados, distorsión de la onda de tensión, o por corrientes en la coraza del transformador.

Esta prueba también se puede realizar energizando el primario del transformador por una fuente de corriente alta y graficando la corriente de excitación primaria versus la tensión del secundario en circuito abierto. La corriente debe ser dividida por la relación de transformación para comparar estos valores.

2.1.3.3. Preguntas antes de la práctica

- a. ¿Cuál es la diferencia entre los CT's de medida y los de protección?
- b. ¿Cuál es el valor aproximado de saturación de un CT?
- c. ¿Cuál es el método para encontrar la curva de saturación para un tap diferente?
- d. ¿Qué es el ciclo de histéresis?
- e. ¿Cómo se realiza la prueba de histéresis de un transformador?

2.1.3.4. Equipo

Vóltmetro
Ampérmetro
Wattmetro
CT bajo prueba
Autotransformador

2.1.3.5. Procedimiento

- a. Aplique una tensión nominal en el secundario, y disminuya gradualmente este nivel de tensión hasta llegar a cero.
- b. Realice la conexión mostrada en la figura 9. Revise las conexiones realizadas antes de energizar por precaución.
- c. Incremente gradualmente la tensión, tome valores de tensión y corriente. Haga tantos incrementos de tensión como crea necesarios para graficar la característica de saturación del transformador.

2.1.3.6. Preguntas para después de la práctica

- a. Graficar la característica Es contra Is en papel Log – Log.
- b. Con esta característica, encuentre la curva de saturación para dos taps diferentes.
- c. ¿Corresponde el valor de saturación con el valor aproximado?

2.1.4. Prueba de conexión de Transformadores de Corriente

2.1.4.1. Objetivos

- Determinar el valor de la constante K para cada tipo de conexión de los CT's.

2.1.4.2. Marco Teórico

Los transformadores de protección son los dispositivos encargados de cambiar corrientes y tensiones de una magnitud a otra para aislar la corriente o tensión de la fuente, por seguridad del operador y el dispositivo final. El comportamiento de estos elementos durante y después de una falla es de importancia, pues un error en la señal de la salida del transformador puede retardar la operación de los relés.

En un sistema de protección siempre se deben analizar aspectos de seguridad y económicos, por consiguiente en algunos casos se buscara suprimir elementos de la red que no sean de vital importancia a la hora de tener una protección adecuada del sistema. Los elementos a suprimir pueden ser relés o transformadores dependiendo de la conexión que se realice.

- **Conexión de los CT's en Y y de los relés en Y**

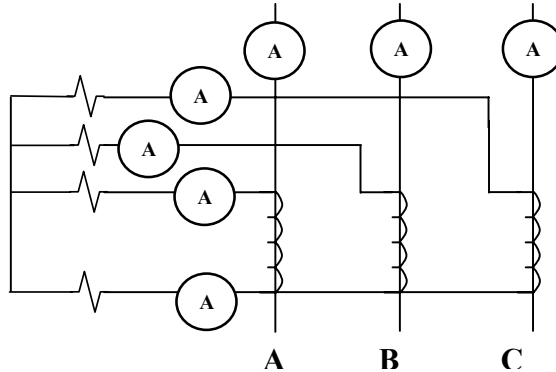


Figura 10 CT's en Y - Relés en Y

El número mínimo de relés que actúa en caso de falla es 2.

$$K_{conexión} = \frac{I_{relé}}{I_{línea}}$$

$$K_{conexión}(1\phi, 2\phi, 3\phi) = 1$$

Es decir que para cualquier clase de falla, la K conexión siempre es 1. La corriente que pasa por el relé es la misma del transformador de corriente.

- **Conexión Estrella-Incompleta**

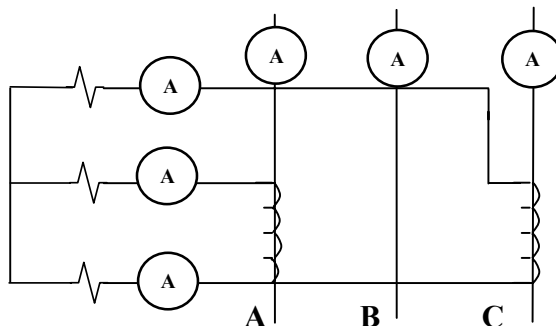


Figura 11 Estrella Incompleta

Esta conexión no detecta falla monofásica a tierra de la fase sin CT (Fase B).

$$K_{conexión}(1\phi, 2\phi, 3\phi) = 1$$

- **Conexión de los CT's en delta y los relés en Y**

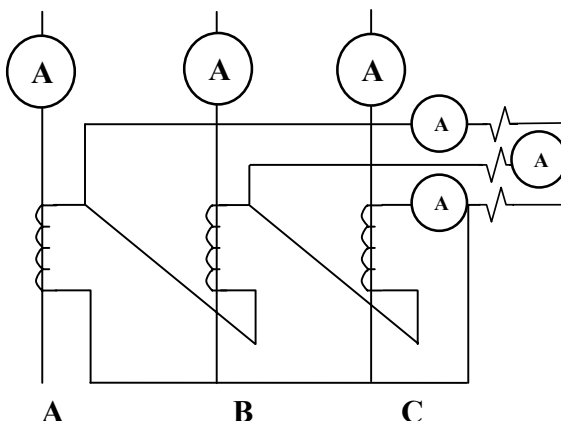


Figura 12 CT's en Delta - Relés en Y

Este es el esquema utilizado en protección diferencial y distancia

$$K_{conexión}(3\phi) = \sqrt{3}$$

$$K_{conexión}(2\phi) = 2$$

$$K_{conexión}(1\phi) = 1$$

- **Conexión de dos CT's y un Relé**

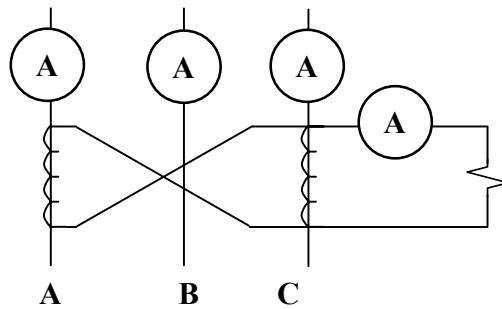


Figura 13 Dos CT's y un relé

No detecta fallas monofásicas a tierra en la fase sin CT.

$$K_{\text{conexión}(3\phi)} = \sqrt{3}$$

$$K_{\text{conexión}(2\phi_{A-C})} = 2$$

$$K_{\text{conexión}(2\phi_{A-B})} = 1$$

$$K_{\text{conexión}(2\phi_{B-C})} = 1$$

$$K_{\text{conexión}(1\phi)} = 1 \text{ para fase con TC}$$

$$K_{\text{conexión}(1\phi)} = 1 \text{ para la fase sin TC}$$

- **Conexión de CT's como filtro de secuencia Cero**

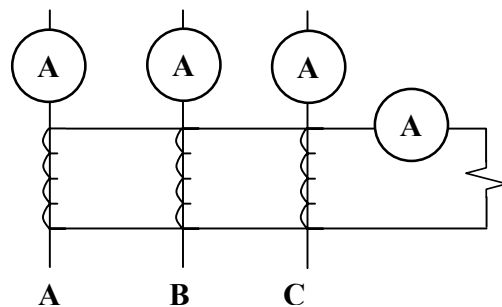


Figura 14 Filtro de secuencia cero

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C)$$

$$K_{\text{conexión}(1\phi)} = 1$$

Se podría lograr el mismo efecto con un transformador que encierre las tres líneas (Toroidal), usado en cables generalmente.

2.1.4.3. Preguntas antes de la práctica

- a. ¿Qué es el factor K, que magnitudes relacionan?
- b. ¿Cuál es la finalidad de variar la conexión de los transformadores?
- c. ¿Cuál es la finalidad de los transformadores en un sistema de protección?

2.1.4.4. Equipo

Ampermetros
Transformadores de corriente
Relés de sobrecorriente (GE Multilin)
Bancos de carga

2.1.4.5. Procedimiento

- a. Realice la conexión de la figura 10.
- b. Conecte el banco de carga de 3000 W, como lo muestra figura 15.
- c. Aumente de manera progresiva la carga de una fase hasta que el relé detecte la corriente, tome valores de corriente en la línea y en el relé.
- d. Aumente de manera progresiva y equitativa en dos fases hasta que el relé detecte la corriente, tome valores de corriente en las líneas y en el relé.
- e. Aumente de manera progresiva y constante la carga de las tres fases hasta que el relé detecte la corriente, tome valores de corriente en la línea y en el relé.
- f. Repita los numerales 3,4 y 5 para los esquemas de las figuras 36 a 39.

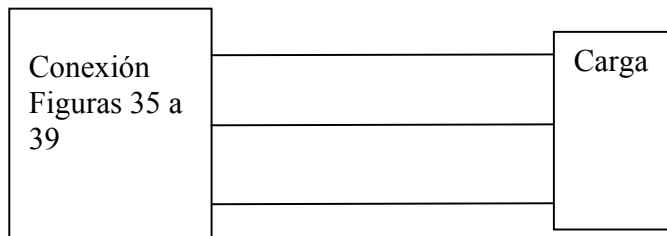


Figura 15 Conexión para pruebas

2.1.4.6. Preguntas después de la práctica

- a. Encuentre los valores de K para cada uno de los esquemas y fallas simuladas. Compare con los calculados
- b. Con los valores de corriente medidos en la línea, encuentre el valor de corriente que debe circular por el relé y compárelo con el medido.
- c. ¿Que corrientes de falla detecta cada conexión?

2.2. Relés

2.2.1. Relés de Distancia

2.2.1.1. Objetivos

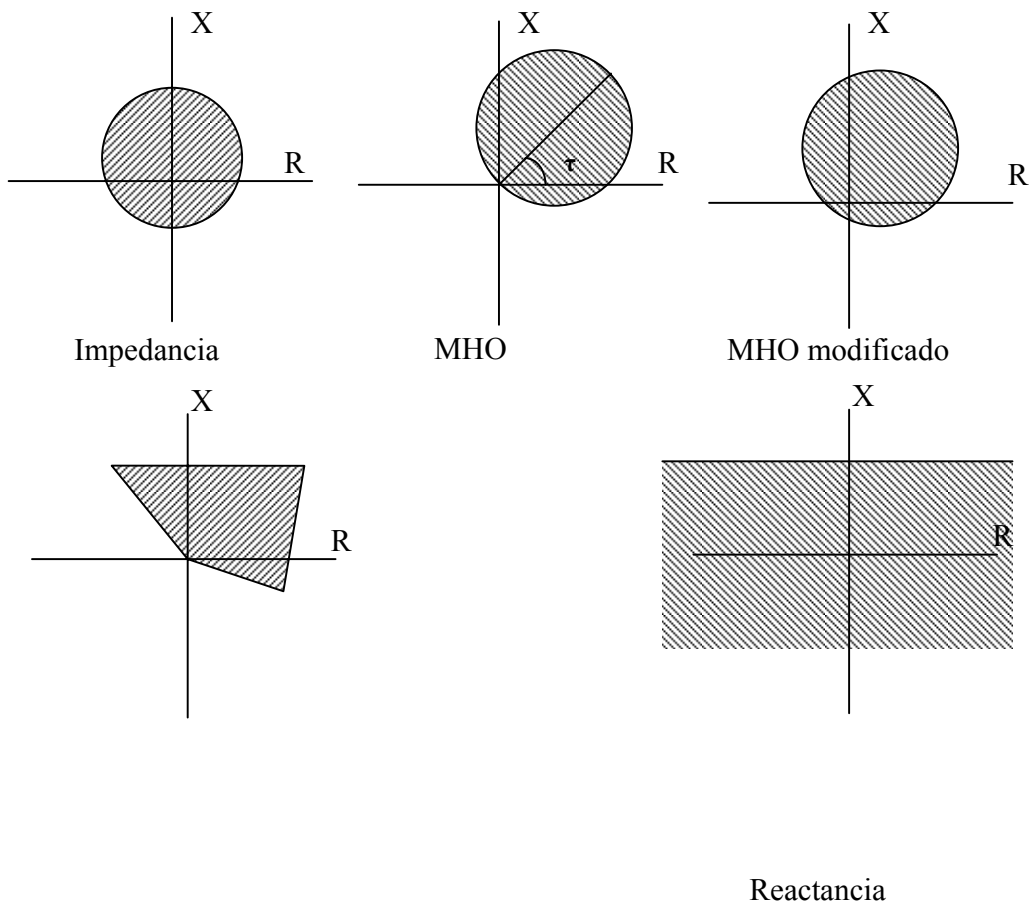
- Aprender el manejo del sistema de inyección de corriente OMICRON CMC 256
- Establecer las conexiones entre el inyector de corriente y el relé.
- Encontrar manual y automáticamente las características de un relé fijado con anterioridad.

2.2.1.2. Marco teórico

Los relés de distancia responden a una relación de una medida de tensión con una medida de corriente. El relé opera si la relación, la cual representa la impedancia efectiva de la red, es menor que la fijada en el relé. La impedancia es una medida de la distancia a lo largo de la línea de transmisión. Por esto, éste relé es llamado relé de distancia.

La impedancia aproximada permite una excelente manera de obtener discriminación y selectividad, limitando la operación del relé a cierto rango de impedancia. Los siguientes son algunas formas de relés de distancia:

- Relé de impedancia
- Relé de reactancia
- Relé Mho
- Relé Mho modificado
- Relé cuadrilateral



Cuadrilateral **Figura 16 Diagramas R-X de relés de distancia**

La característica de impedancia es un círculo en el plano R-X; la característica de reactancia es una línea horizontal en el plano R-X; la característica MHO es un círculo que atraviesa el origen del plano R-X, en caso de ser modificado el círculo tendrá el origen en otro lugar; la característica cuadrilateral es un polígono que uno de sus vértices en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida por este cae dentro de la característica.

La característica MHO es inherentemente direccional, es decir, detecta las fallas solo en una dirección. La característica de reactancia e impedancia detecta fallas en los cuatro cuadrantes. Por esta razón, se utiliza la supervisión direccional con estos relés. La combinación de elementos similares con diferentes características y/o elementos se utiliza para obtener selectividad y coordinación.

Los relés de distancia son usados ampliamente para la protección de líneas de transmisión, aunque también se pueden usar para protección de equipos en el

sistema de potencia. Son fáciles de aplicar y coordinar, permite una protección rápida, y son afectadas muy poco por las variaciones en el sistema.

La cantidad de relés en la línea la determina los tipos de fallas a cubrir (trifásica, fase-fase, fase-tierra, doble fase – tierra. Usualmente se utilizan dos grupos de relés: uno para fallas en las fases y otro para fallas a tierra.

OMICRON CMC 256

El módulo de pruebas de distancia permite definir y realizar pruebas a relés de distancia por la evaluación de puntos de impedancia usando disparos simples definidos en el plano Z con despliegue gráfico de la característica.

El editor de características gráficas (figura 17) permite la definición de la característica nominal del relé de manera fácil y rápida. Inicialmente, las zonas de disparo, extendidas y de no disparo se definen usando elementos predefinidos.

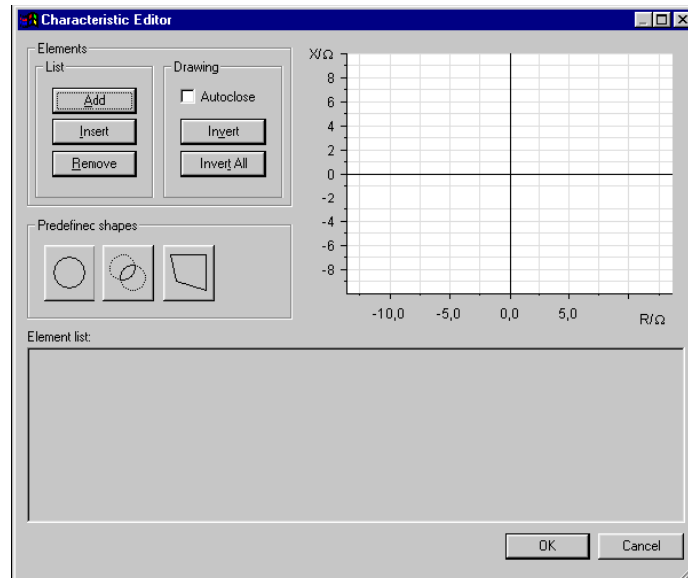


Figura 17 Editor de características

Los valores de impedancia de las zonas son ingresados y mostrados en valores primarios o secundarios, dependiendo cómo lo elija el usuario.

La prueba se define en el plano de impedancia: Los puntos de prueba son incluidos en una tabla, con el ratón o con el teclado. Esta tabla está separada en filas, cada fila representa una falla que indica magnitud, ángulo, tiempo de actuación, tiempo nominal, tipo de falla, etc.

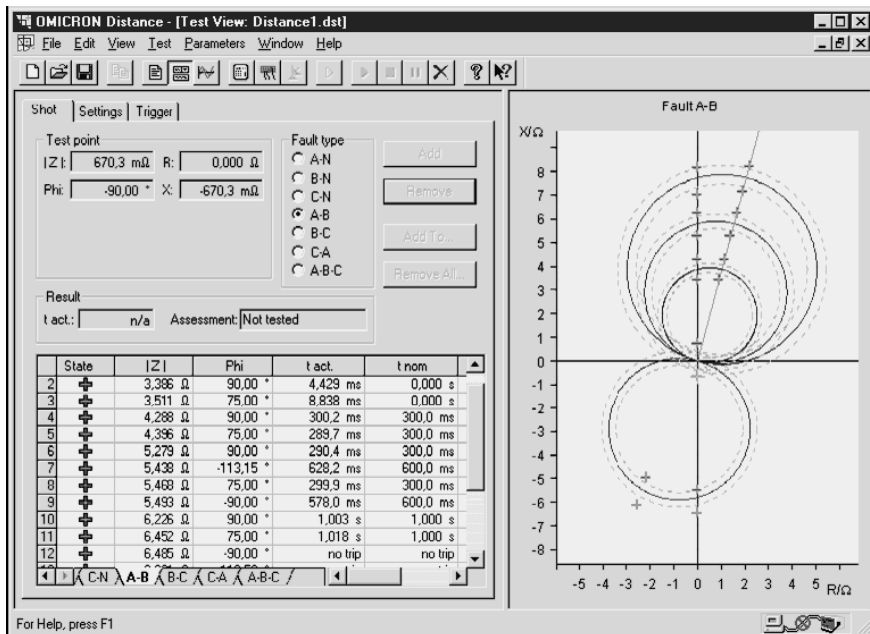


Figura 18 Plano de impedancia

El resultado de la prueba se muestra de manera gráfica en el plano de impedancia y de manera numérica en la tabla de pruebas. Las corrientes y tensiones de la prueba se pueden medir y mostrar gráficamente para un análisis más profundo.

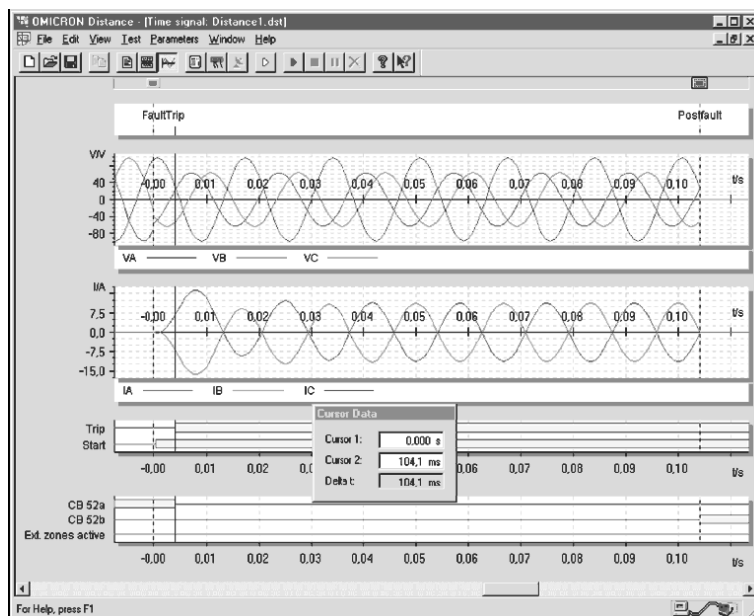



Figura 19 Oscilograma de falla

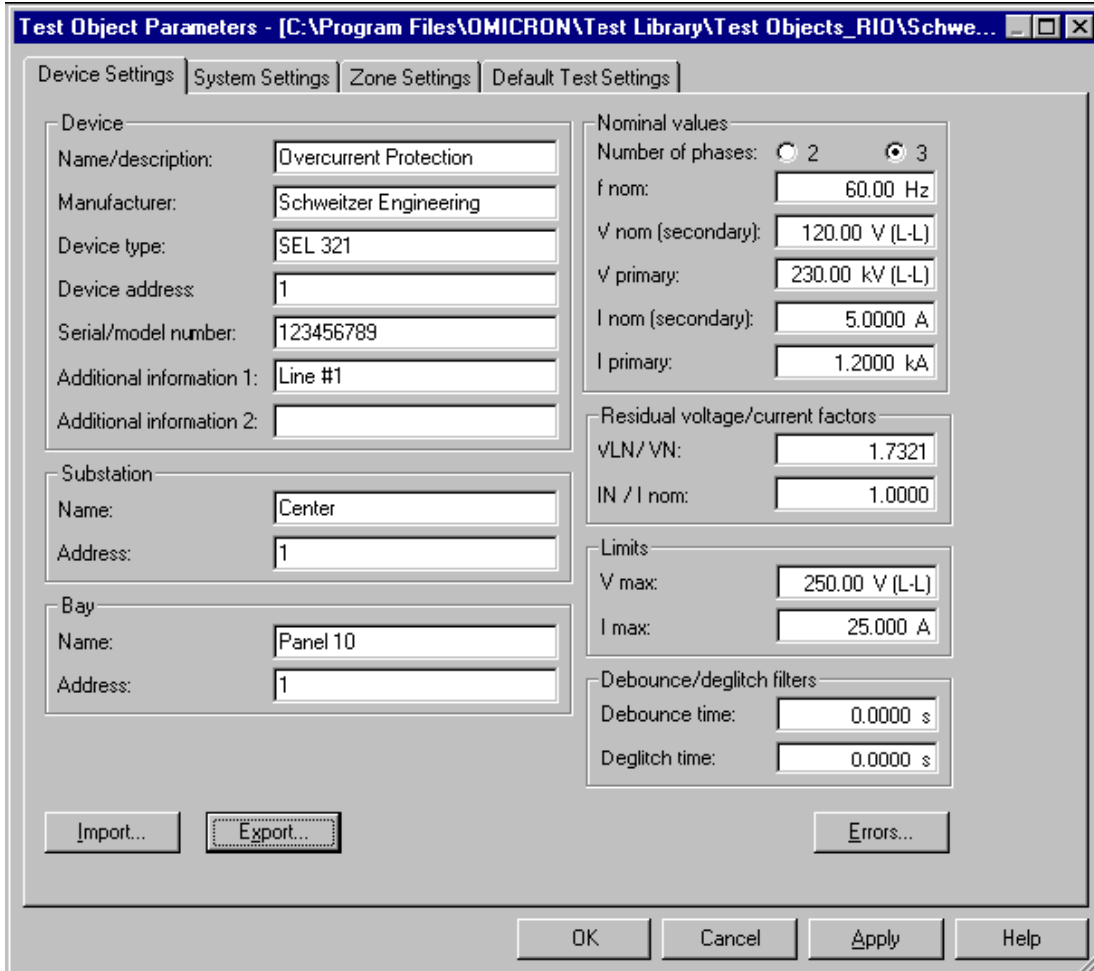
- Inicio del módulo avanzado de distancia.

Haga doble clic en el icono *OMICRON test Universe*. Esto abrirá la ventana de inicio donde se puede acceder a todos los módulos.

En la columna de módulos de prueba, seleccione “Distance...” y luego “Advanced Distance” en el menú que se despliega.

- Configuración del objeto bajo prueba

Haga clic sobre el icono “test object”  o seleccione “Insert| test object” para abrir la caja de diálogo de las especificaciones del relé.



Test Object Parameters - [C:\Program Files\OMICRON\Test Library\Test Objects_RIO\Schwe...

Device Settings | System Settings | Zone Settings | Default Test Settings

Device

Name/description: Overcurrent Protection

Manufacturer: Schweitzer Engineering

Device type: SEL 321

Device address: 1

Serial/model number: 123456789

Additional information 1: Line #1

Additional information 2:

Substation

Name: Center

Address: 1

Bay

Name: Panel 10

Address: 1

Nominal values

Number of phases: 2 3

f nom: 60.00 Hz

V nom (secondary): 120.00 V (L-L)

V primary: 230.00 kV (L-L)

I nom (secondary): 5.0000 A

I primary: 1.2000 kA

Residual voltage/current factors

vLN/ vN: 1.7321

IN / I nom: 1.0000

Limits

V max: 250.00 V (L-L)

I max: 25.000 A

Debounce/degitch filters

Debounce time: 0.0000 s

Deglitch time: 0.0000 s

Import... Export... Errors...

OK Cancel Apply Help

Figura 20 Ventana de configuración de objeto

En esta caja se fijan los parámetros bajo los cuales trabaja el relé en la subestación, como son nombre, marca, tensión, etc. Al finalizar las especificaciones haga clic sobre el botón “Apply”.

- Selección de características del sistema

Seleccione la pestaña “System Settings”

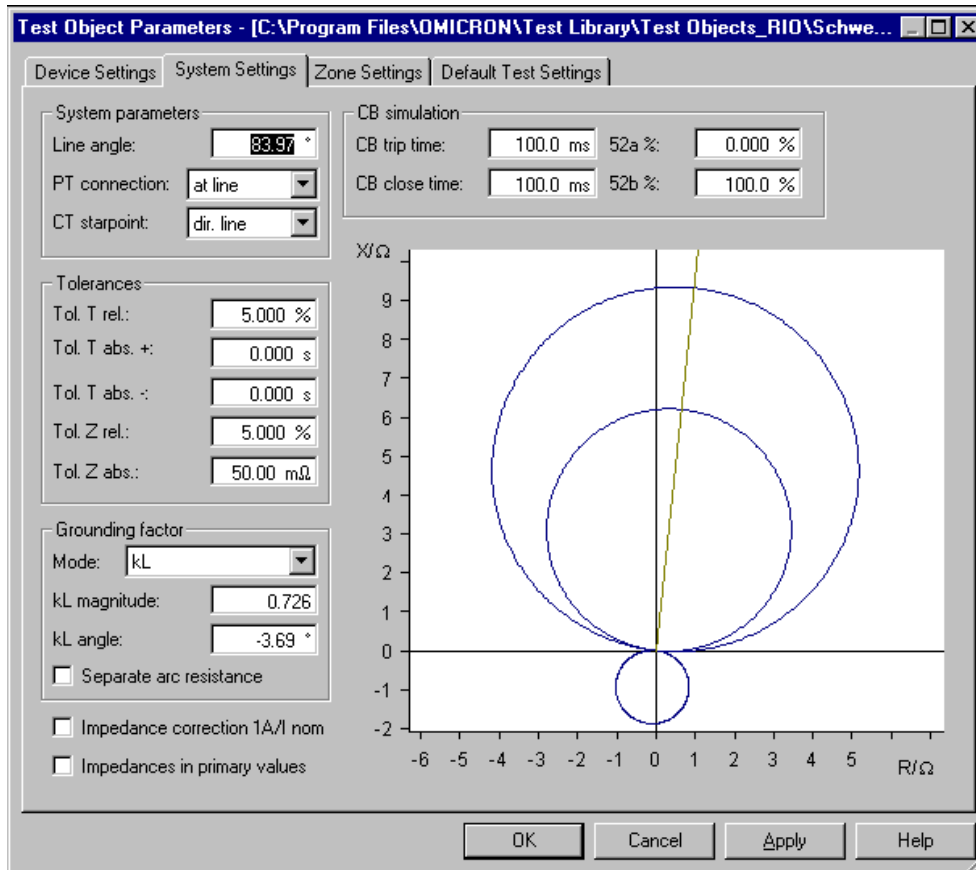


Figura 21 Ventana de parámetros del sistema

Aquí se introducen los parámetros del sistema y el factor de tierra. Las tolerancias vienen especificadas en el manual del relé y se pueden introducir en valor absoluto o relativo.

Las tolerancias se pueden editar o introducir de manera individual para cada zona en la pestaña “zone settings”. La casilla “CB simulation” se puede fijar a 100 ms.

- Características de las zonas

Seleccione la pestaña “Zone Settings”

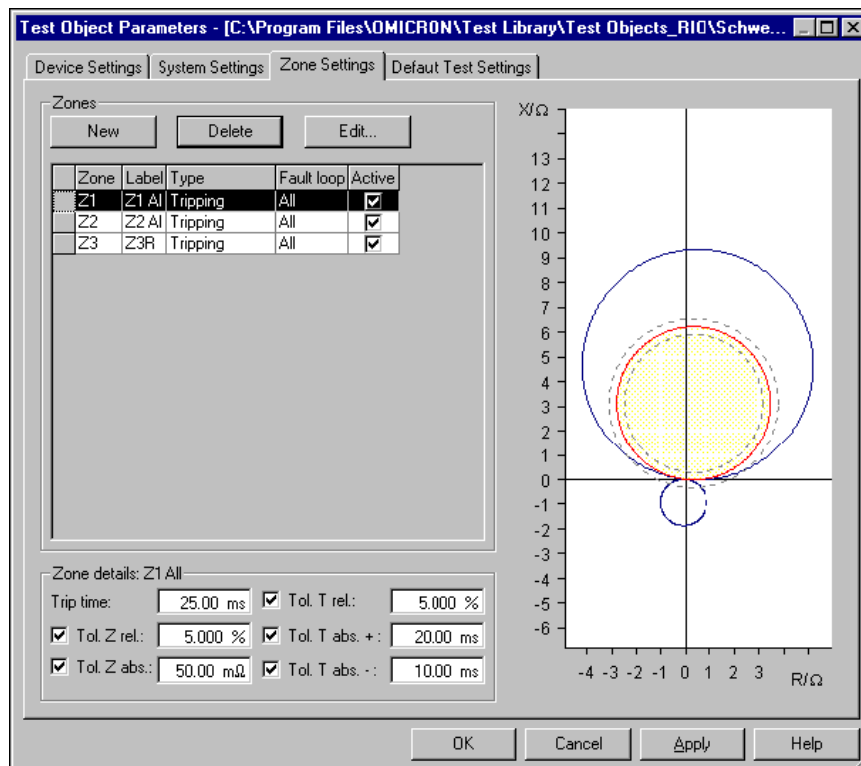


Figura 22 Ventana de características de las zonas

En el tipo de falla seleccione “all”, esto permitirá tener en cuenta las características línea a línea y línea a neutro.

Haga clic en la casilla “Edit...” para que aparezca el editor de características

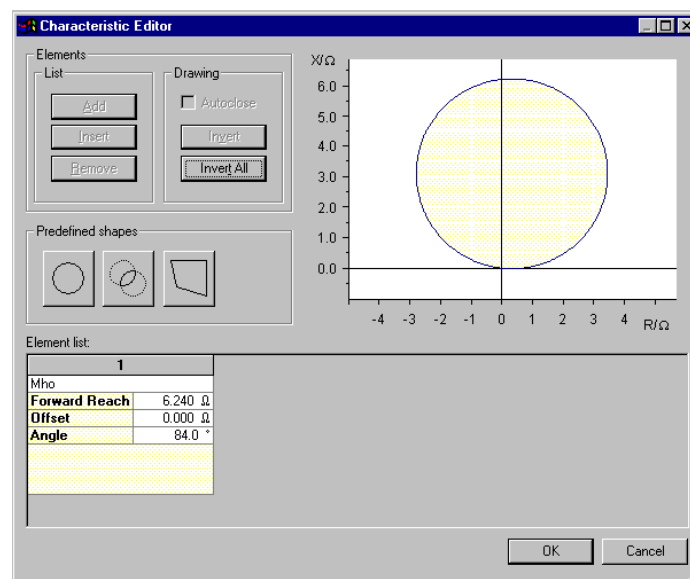


Figura 23 Ventana editor de características

Inserte los valores para las nuevas zonas. Ingrese nuevas zonas con el botón "Add". Repita este paso para todas las zonas requeridas. Dependiendo de las características que tenga el relé ya fijadas con anterioridad, fije las características en el OMICRON.

- Características por defecto

Seleccione la pestaña "Default settings".

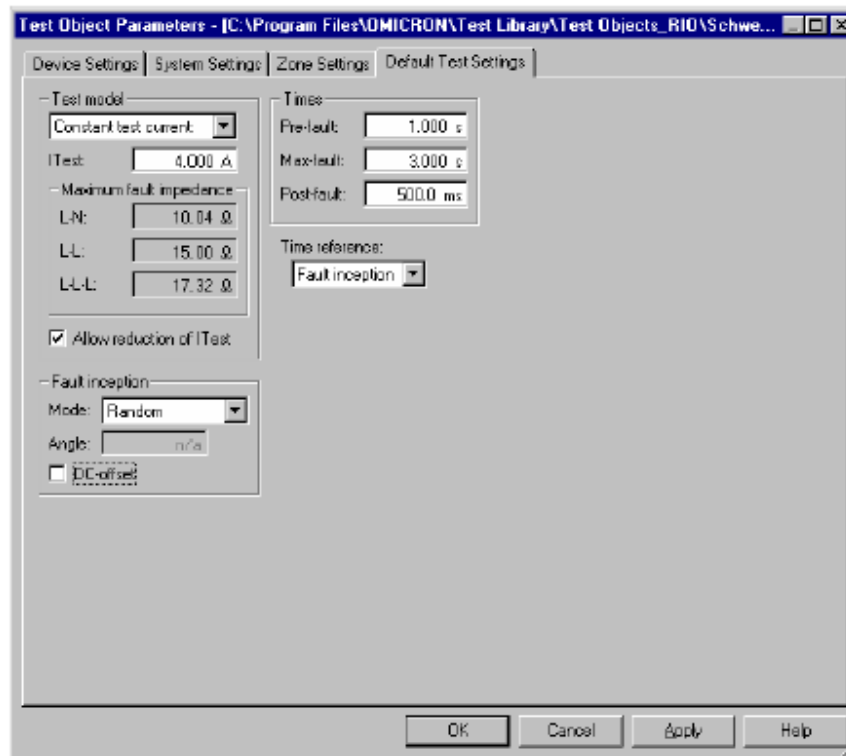



Figura 24 Características por defecto

El modelo de prueba será "Constant Test Current" y se fijará a 4 A. Se selecciona el origen de la falla como "Random". "DC offset" no se selecciona. La referencia de tiempo se selecciona como "Fault Inception". Los tiempos de pre-falla, falla y post-falla se fijan como sea necesario.

- Configuración del Hardware

Haga clic en el icono de configuración del hardware  o seleccione "Parameters | Hardware configuration" para abrir el cuadro de diálogo de la configuración del hardware.

Este presenta cuatro pestañas para especificar entradas y salidas del CMC: “General”, “Analog outputs”, “Binary/Analog outputs”, y “Binary outputs”. La pestaña “General” muestra los detalles de cualquier CMC conectado al PC.

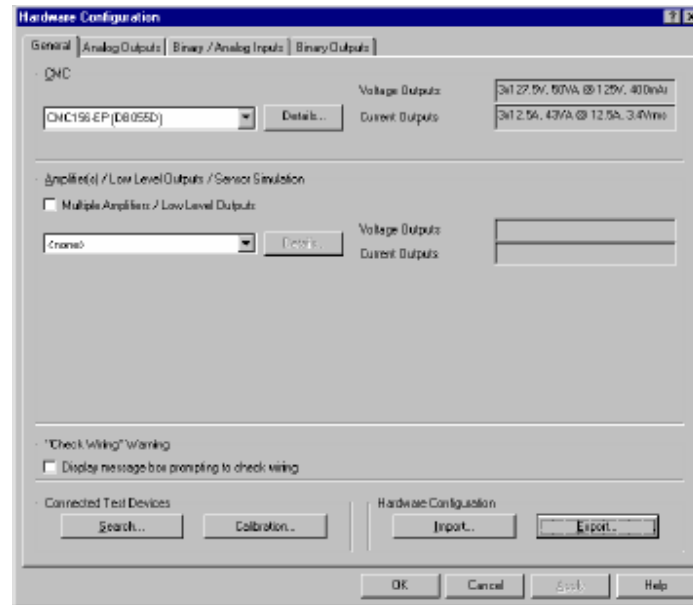


Figura 25 Ventana configuración inyector de corriente

Haga clic en la casilla “Details...” con el fin de ver la configuración de las salidas del CMC.

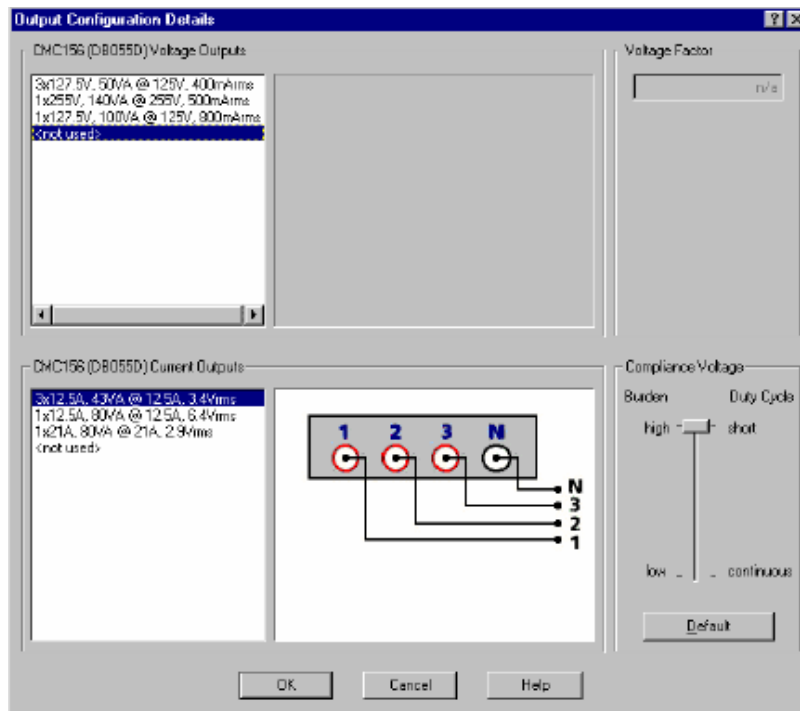


Figura 26 Configuración de salidas del inyector

Dependiendo de las salidas que necesite (para el caso del SEL 421 serán las 3 salidas de tensión y las 3 salidas de corriente), seleccione las salidas a activar del CMC y haga clic en “Apply” para que se activen los cambios.

Seleccione la pestaña de “Analog outputs”. Se utilizarán los tres canales de salida de tensión y los tres de corriente con sus respectivos neutros.

Test Module Output Signal	Display Name	Connection Terminal	CMC156 V			CMC156 I				
			DB0550			DB0550				
			1	2	3	1	2	3	N	
V A-N	V A-N	118	X							
V B-N	V B-N	119		X						
V C-N	V C-N	120			X					
	V N	121				X				
I A	I A	101					X			
I B	I B	103						X		
I C	I C	105							X	
	I N	102,104,106								X

Figura 27 Ventana de salidas análogas

A continuación seleccione la pestaña “Binary/Analog outputs”. Se utilizará una entrada binaria para el disparo general del relé.

			CMC156-EP DB0550													
			Binary		Binary		Binary		Binary		Binary		Binary		Binary	
			1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	5+	5-	6+	6-	7+	7-
Test Module Input Signal	Display Name	Connection Terminal	1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	5+	5-	6+	6-	7+	7-
Trip	3PT	217	X													
Bin. in 2	3PT-(2)	219			X											
Bin. in 3	OC	221					X									
Bin. in 4	KEY	223							X							
	Impulsos	218,220,222,224	X		X		X		X							

Figura 28 Ventana señales de entrada

Haga clic en “Apply” para aplicar los cambios. Cuando haya terminado haga clic en “OK”, lo que lo retornará al modulo de “Advanced Distance”

Seleccione la pestaña “settings”. Esta pestaña refleja las características fijadas en la pestaña “default test settings” de los parámetros del CMC configurados con anterioridad.

Seleccione la pestaña “Trigger”. Con esta pestaña se configura el las condiciones binarias del disparo del relé.

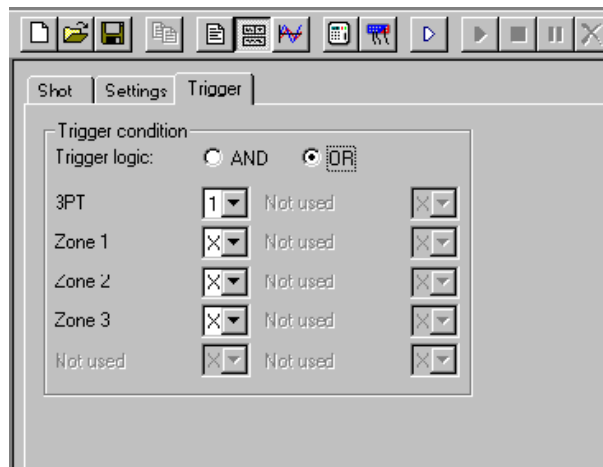


Figura 29 Ventana condiciones de disparo

Seleccione el “Trigger logic” como OR con el fin de activar la entrada binaria para cualquier disparo. Las zonas de disparo no han sido activadas ya que se encuentran marcadas por la letra X. En este caso se utilizará la casilla “3PT” que es para cualquier disparo.

Seleccione la pestaña “Shot”. Para añadir los puntos de falla para la prueba en la lista, seleccione el tipo de falla y puede añadir el punto por coordenadas o con el ratón “Mouse”.

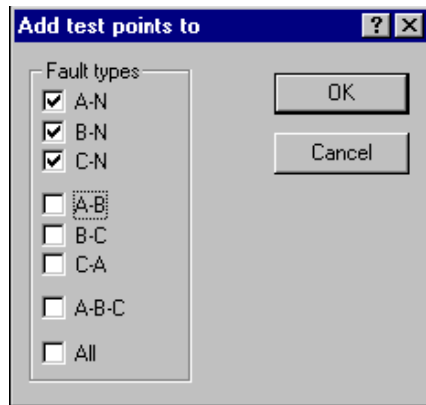


Figura 30 Selección tipo de falla

- Definir la prueba de búsqueda automática

Seleccione la pestaña “Settings” para verificar las características de la prueba.

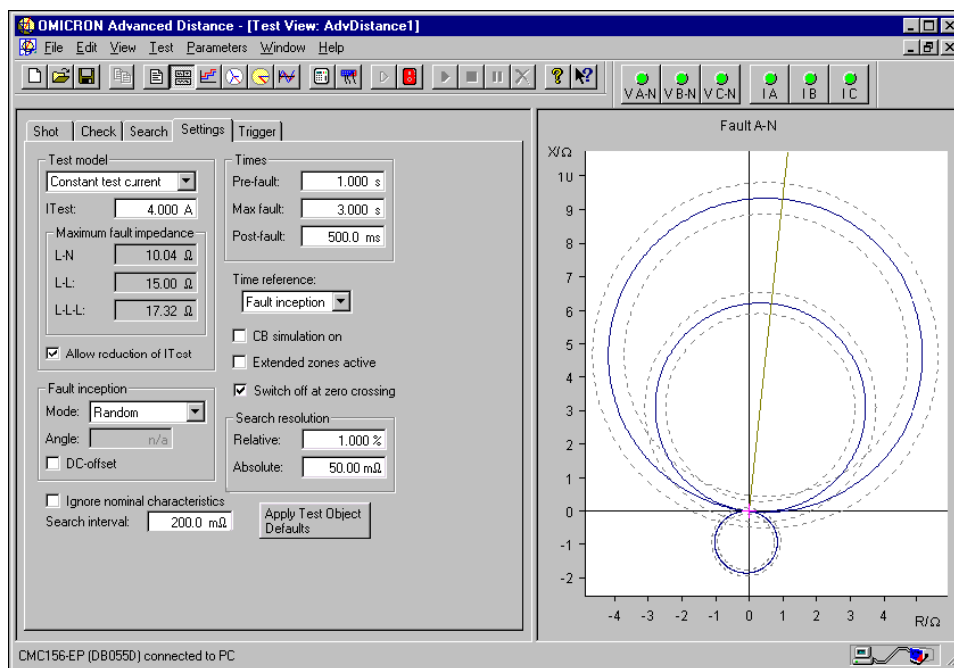


Figura 31 Características de la prueba

Haga clic en la pestaña “trigger” para verificar las características de disparo.

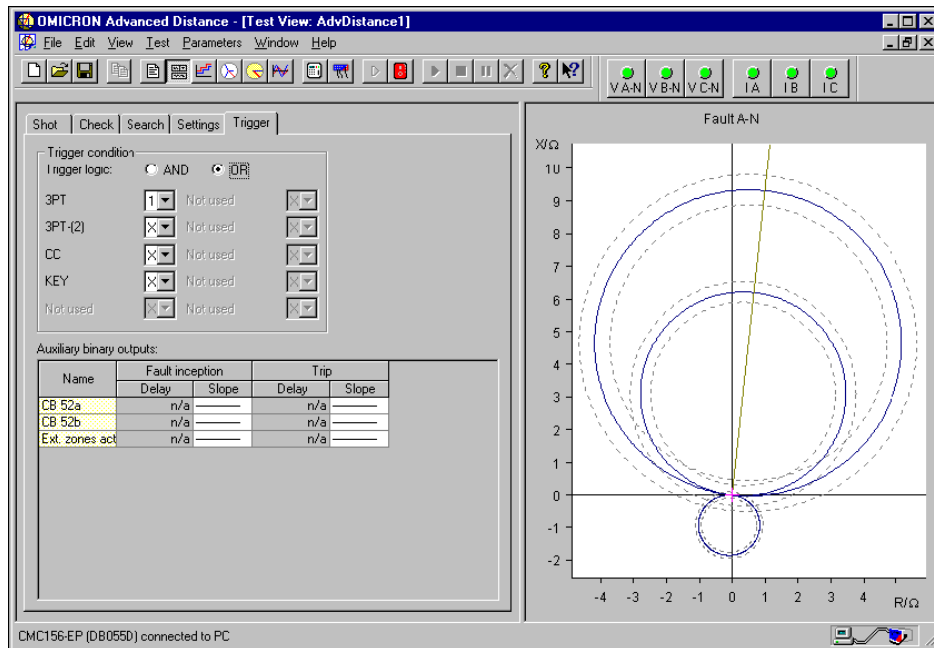


Figura 32 Características de disparo

Ahora seleccione la pestaña “Search”. La línea de prueba consiste en una línea que parte del origen, un ángulo de prueba, y una longitud de la línea de prueba. Se puede definir de las siguientes formas:

De manera numérica, ingresando la magnitud a partir de la cual comienza la barrer la impedancia, y el ángulo que tomará. La longitud de la línea de prueba se puede ingresar en Ω o se puede ingresar en porcentaje de una zona. Haga clic en “Add” o “Add To ...” para ingresarla en la lista de prueba.

El otro método es el de secuencia de líneas. Seleccione el botón “Sequence”, en la caja de diálogo especifique el origen, el ángulo de inicio, el ángulo final, los pasos del ángulo y el número deseado. Luego seleccione los tipos de fallas a incluir. La longitud viene por defecto, pero la longitud relativa se puede seleccionar.

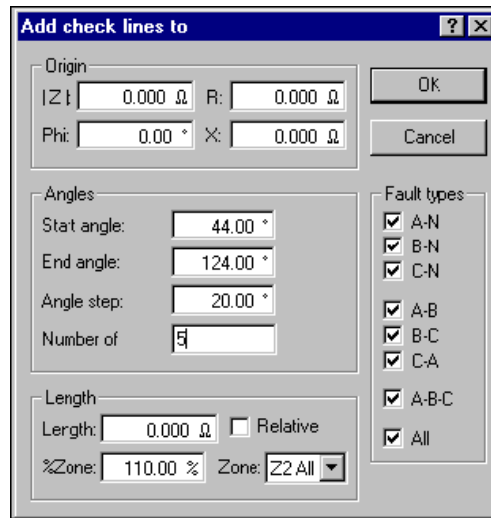



Figura 33 Secuencia de la prueba

Después de seleccionar los puntos de prueba o las secuencias de prueba, haga clic en el botón  para correr la prueba.

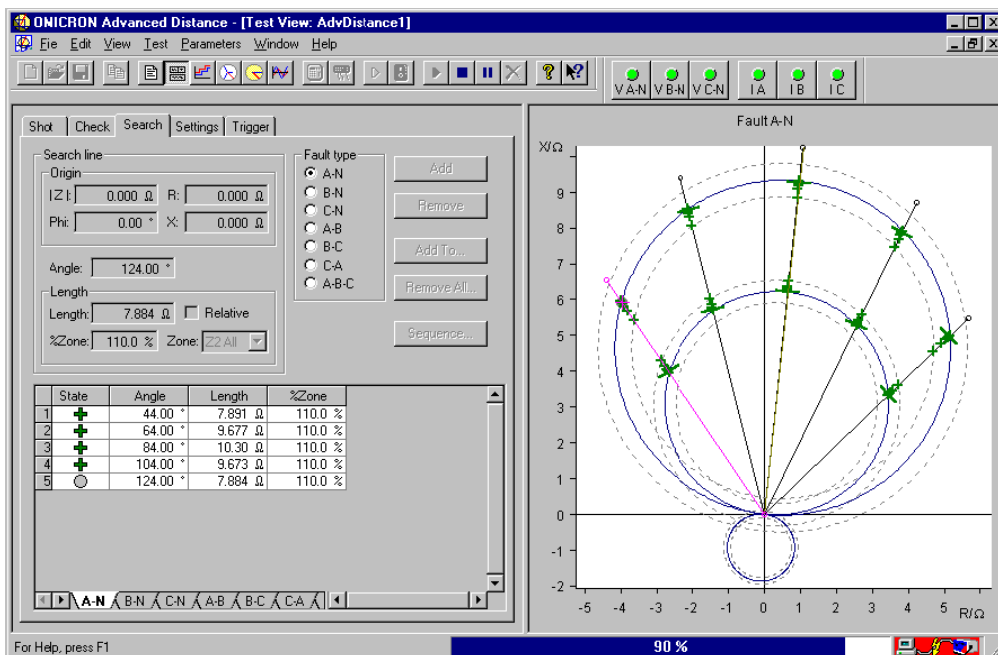


Figura 34 Prueba secuencial

2.2.1.3. Preguntas antes de la práctica:

- ¿Contra qué tipo de fallas puede proteger un relé de impedancia?
- ¿Qué elementos de falla pueden afectar la operación del relé de impedancia?

- c. ¿Con qué valores de la red se alimenta un relé de impedancia?
- d. ¿Para qué tipo de fallas o con qué finalidad se fijan las diferentes características de los relés de distancia (MHO, lenticular, etc)?

2.2.1.4. Equipos

Omicron CMC 256
 Computador portátil
 Relé SEL 421
 Fuente DC

2.2.1.5. Procedimiento

Conecte las salidas de corriente, de tensión y la entrada de señal de disparo del Omicron CMC 256 al relé SEL 421, teniendo en cuenta el gráfico del panel trasero del relé y el de conexiones de este.

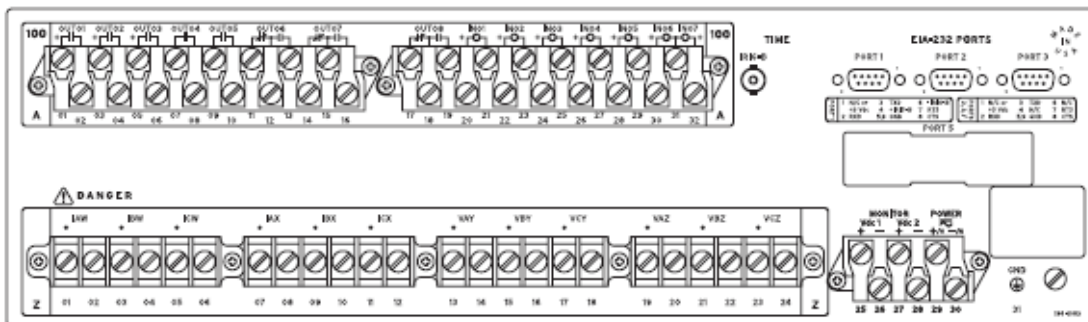


Figura 35 Vista posterior relé SEL 421

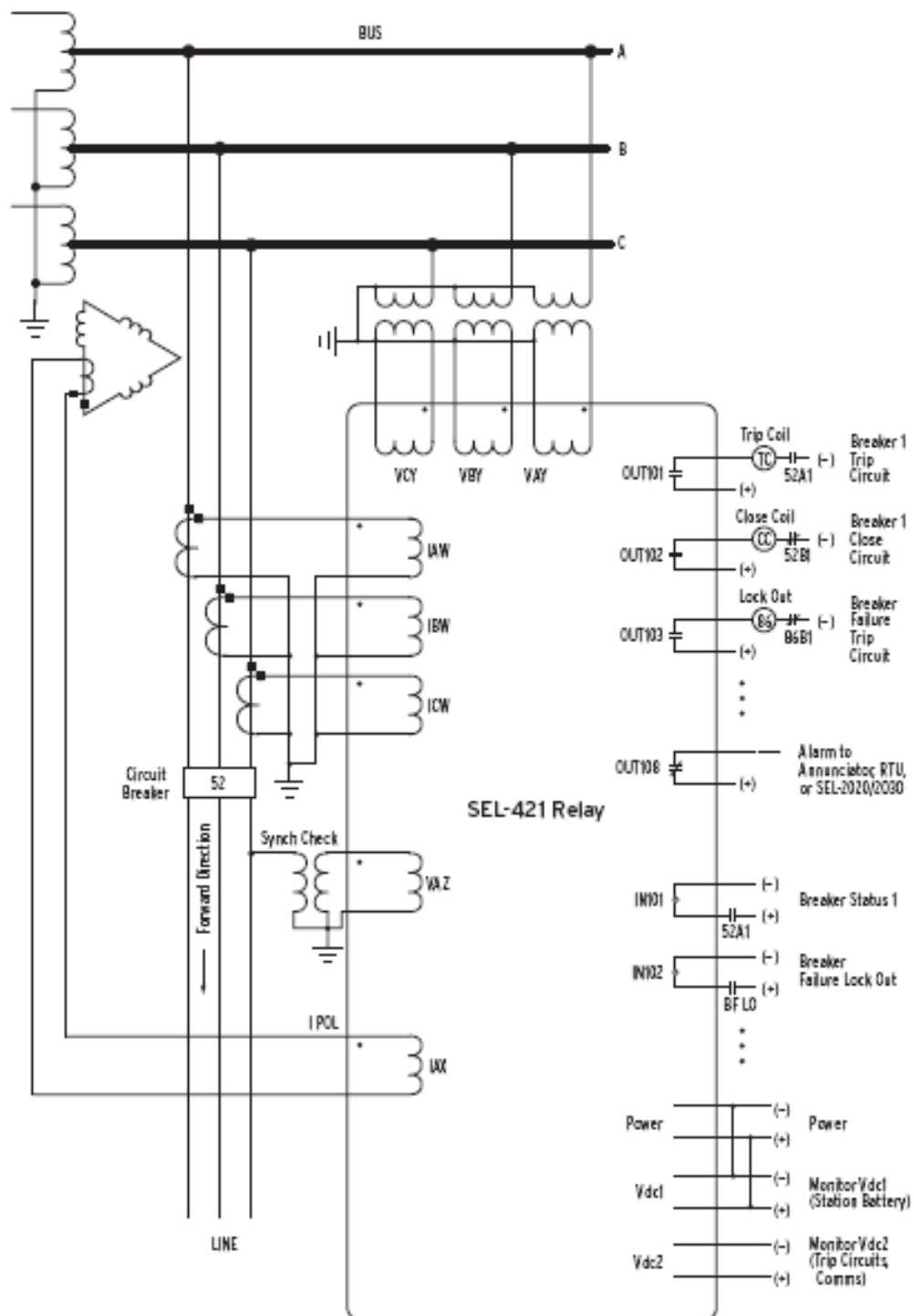


Figura 36 Conexión del relé SEL 421

Los pines de corriente son:

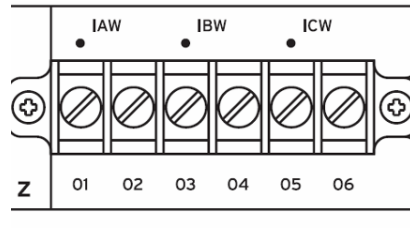


Figura 37 Entradas de corriente

Los pines de tensión son:

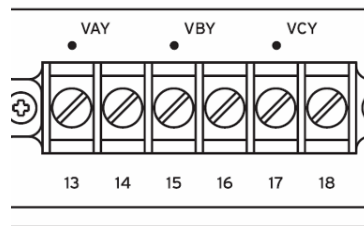


Figura 38 Entradas de tensión

Los pines de disparo son:

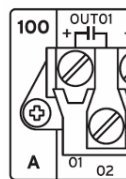


Figura 39 Salida de disparo

Los pines de alimentación son:



Figura 40 Alimentación del SEL 421

Disparo manual

Debido a la duración de cada prueba, se realizará solo la prueba para fallas trifásicas.

Teniendo en cuenta los pasos mencionados en el marco teórico, defina las características de operación del relé para fallas trifásicas (tensiones, corrientes, etc), y las características del CMC (salidas inyector de corriente), para realizar las pruebas a relés con el inyector a criterio del alumno.

Por medio de la pestaña "Shot" en el módulo "Advanced Distance" realice diversos disparos progresivos en el plano R-X con el fin de encontrar aproximadamente las zonas del relé.

Disparo automático

Por medio de la pestaña "Search" en el mismo módulo de "Advanced Distance" encuentre automáticamente las zonas del relé. Realice una visualización de magnitud de impedancia contra tiempo de operación ($|Z|$ Vs. t).

2.2.1.6. Preguntas después de la práctica

- a. ¿Cuáles fueron las zonas encontradas a partir de los disparos manuales?
Grafíquelas en un diagrama R-X
- b. ¿Cuáles fueron las zonas encontradas con el método de disparos automáticos?
Grafíquelas en un diagrama R-X
- c. ¿Cuál es el alcance máximo de impedancia en Ω de cada zona fijada en el relé?
- d. ¿Cuál sería este valor de impedancia máxima de protección en valores primarios?
- e. ¿En qué puede variar las características del relé con respecto a las diferentes fallas?

2.2.2. Relés de Sobrecorriente

2.2.2.1. Objetivos

- Analizar el comportamiento de los relés de sobrecorriente ante la presencia de fallas.
- Configurar el CMC 256 de OMICROM para realizar pruebas a relés de sobrecorriente.

2.2.2.2. Marco Teórico

Los relés de sobrecorriente son los tipos más simples de los relés de protección. Como su nombre lo indica, tiene como finalidad operar cuando la corriente alcanza valores superiores a un valor predeterminado o mínimo de operación. Existen dos tipos básicos de relés de sobrecorriente: los tipo operación instantánea y los tipo operación retardada. Los relés de sobrecorriente instantáneos operan sin retardo cuando la corriente excede de un valor preestablecido; sin embargo, el tiempo de operación de estos tipos de relés pueden variar significativamente (desde 0.016 a 0.1 seg.) Los relés de sobrecorriente con retardo poseen características de operación tal que el tiempo varía inversamente con la magnitud de la corriente que detecta. La figura 41 muestra características de los tipos de relés de sobrecorriente más usados, y éstos son tres: inverso, muy inverso y extremadamente inverso.

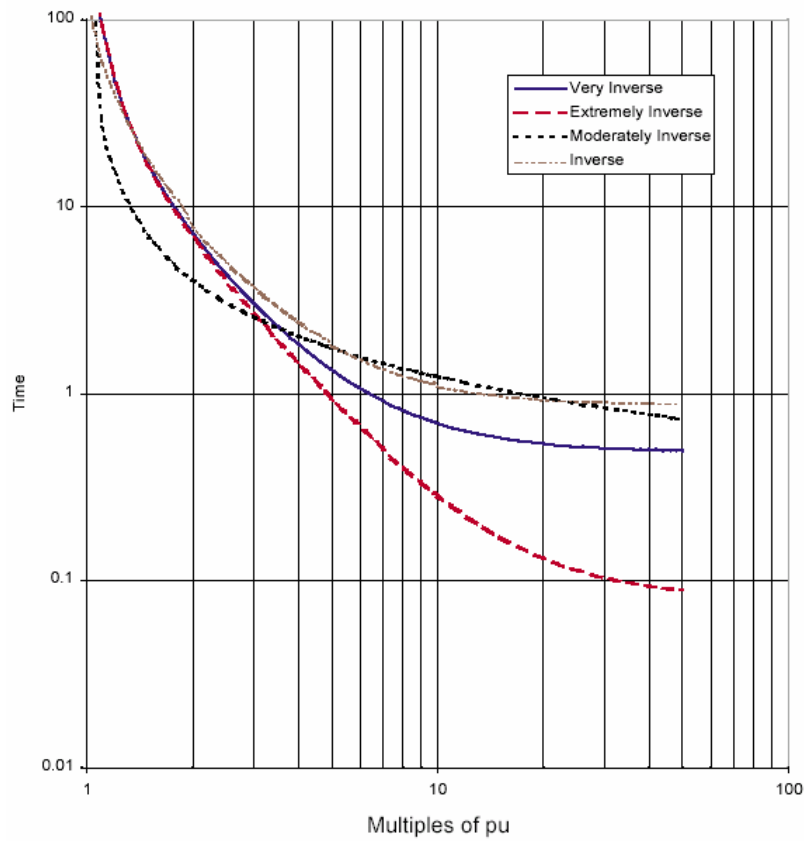


Figura 41 Curvas de sobrecorriente

Tanto los relés instantáneos como los de tipo inverso, son inherentemente no selectivos, dado que pueden detectar condiciones de sobrecorriente en sus zonas de protección como también en las zonas adyacentes. Sin embargo, en la práctica, esta selectividad se logra mediante una adecuada calibración de sus sensibilidades o mediante un retardo intencional, o bien, combinando estas dos alternativas.

Los parámetros a considerar en la calibración de estos elementos son:

Tap: este dispositivo permite variar la sensibilidad del relé permitiendo que opere a diferentes valores de corriente.

Corriente mínima de operación (“pickup”): es aquella corriente mínima que produce el cambio de los contactos del relé de abierto a cerrado.

Corriente de partida: es el valor de corriente justa y necesaria que vence la inercia de las partes móviles.

Escala de tiempo (Dial): en los relés de inducción indica la posición de reposo del disco, por lo tanto, determina el recorrido del mismo hasta el cierre de los contactos, en general, tanto en los relés de inducción como estáticos, el dial permite variar el tiempo de operación para valores de corriente mínima de operación.


Sobrecarrera (overshoot): es el tiempo que puede seguir girando el disco, en los relés de inducción, debido a su inercia, luego que la falla ha sido desenergizada por otro sistema de protección, antes de cerrar sus contactos.

Actualmente existen equipos para prueba de relés, el equipo a utilizar en la práctica es el CMC 256 de OMICROM, por medio del cual se puede conocer el comportamiento del relé para diferentes tipos de falla.

A continuación se describe los pasos necesarios para la realización de la prueba

Inicie el “software” de Omicrom.

Seleccione el modulo de prueba “Overcurrent”.

Haga clic en el icono  o seleccione “insert | test object”.

Ingrese los parámetros generales del relé en la siguiente pantalla “Device settings”.

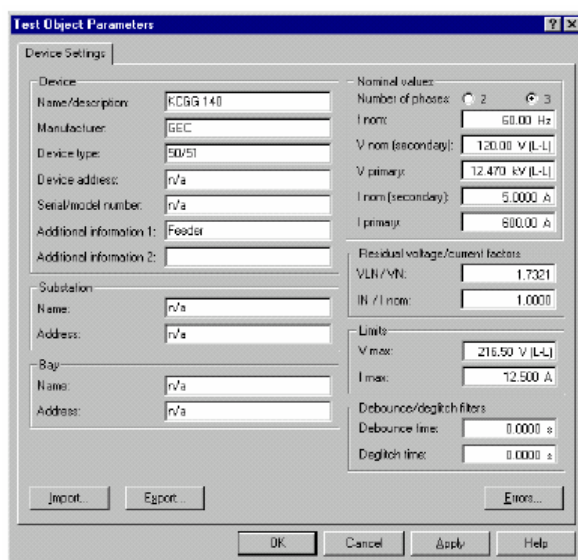



Figura 42 Configuración del objeto

Haga clic en el botón “Export” y guárdelo con un nombre, por defecto el archivo será guardado en el directorio “test objects_rio”

Haga clic en  o “Insert | Test object” para cargar los datos del relé que va a ser utilizado en la prueba.

Haga clic en “import” y llame el archivo guardado en el paso 5.

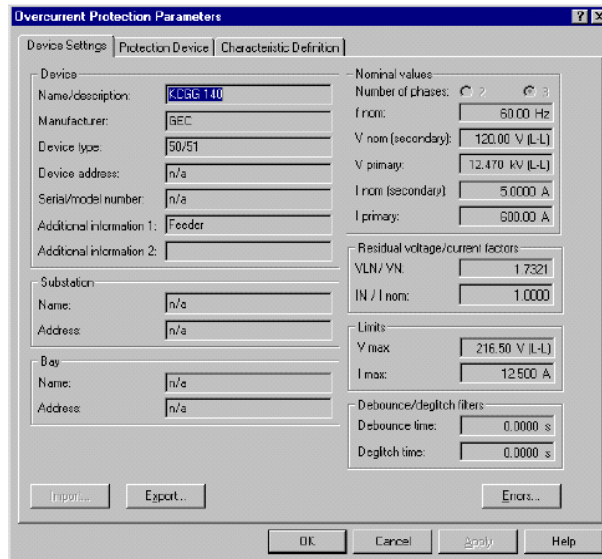


Figura 43 Ventana de configuración del relé

Haga clic en la viñeta “Protection Device”.

Verifique los valores de tolerancia para corrientes y tiempos, especifique si el relé es direccional o no direccional.

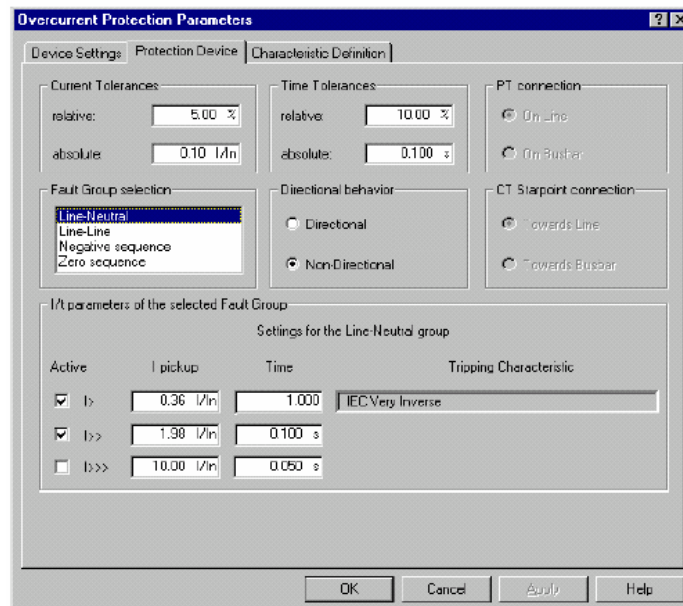


Figura 44 Configuración de la curva del relé

Seleccione el tipo de falla y defina el factor de escala para la curva con los parámetros $I>$, $I>>$ y $I>>>$.

Haga clic en Characteristic Definition | “Predefined” para obtener las características standard de la IEC. (Normalmente inversa, muy inversa o extremadamente inversa).

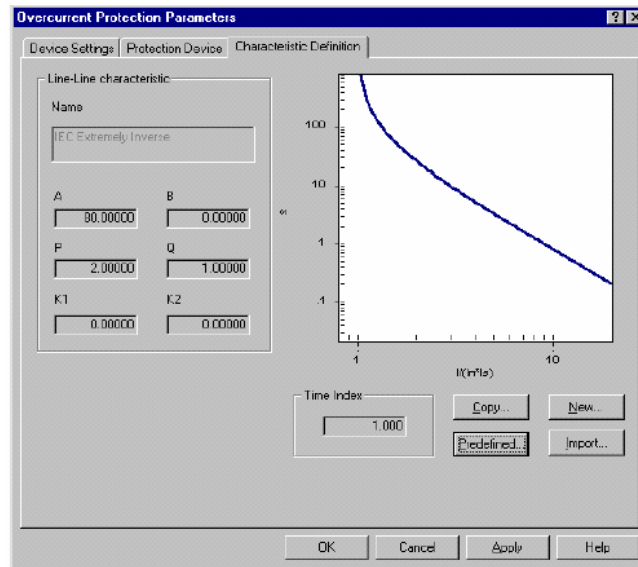



Figura 45 Tipo de curva

Repita los pasos 9,10 y 11 para los demás tipos de falla.

Haga clic en  o en “parameters | hardware configuration”, Seleccione CMC 256 para realizar la configuración del Hardware.
Haga clic en “details”, selecciones “not used” y corrientes 3x12.5 A. Confirme la selección haciendo clic en OK.

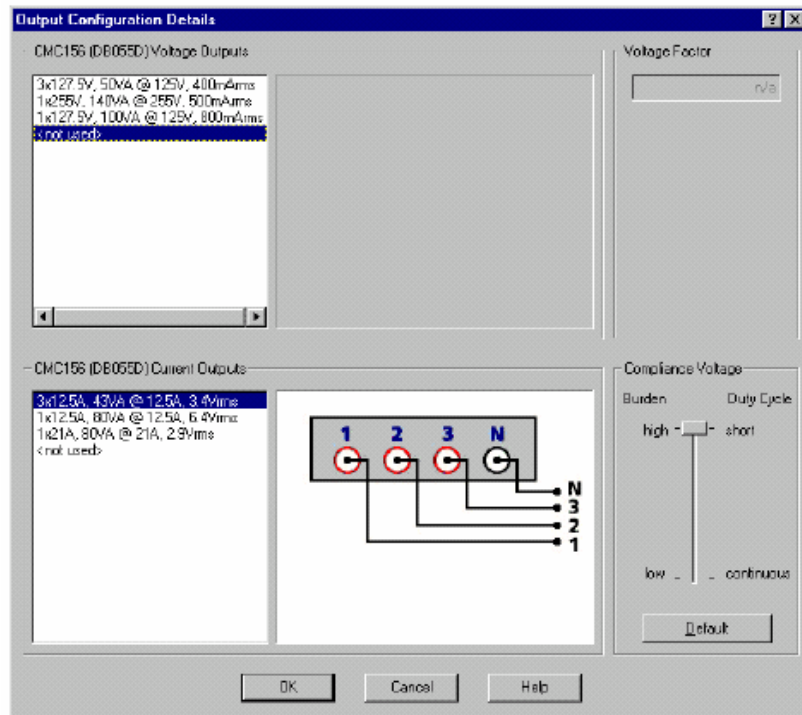


Figura 46 Configuración del inyector de corriente

Haga clic en “Analog Outputs”, defina los nombres de las corrientes y especifique el terminal del relé al que será conectado.

				CMC156 I			
				DB055D			
Test Module	Output Signal	Display Name	Connection Terminal	1	2	3	N
	IA	IA	21	X			
	IB	IB	23		X		
	IC	IC	25			X	
	IN	IN	28				X
	Jumpers	Jumpers	22,24,26,27				

Figura 47 Salidas del inyector

Haga clic en “Binary | Analog Inputs”, defina las entradas binarias para disparo por falla línea-línea, fase-neutro o instantánea.

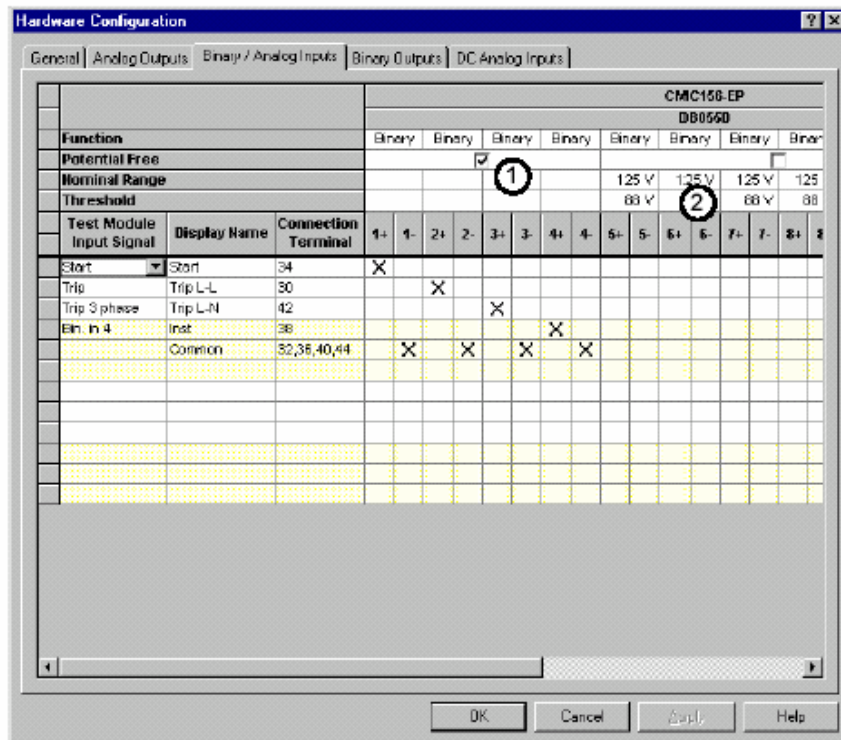


Figura 48 Salidas digitales del relé

Conecte las entradas de corriente del relé con las correspondientes salidas de corriente del CMC Omicrom.

Conecte las salidas binarias del relé con las entradas binarias correspondientes del CMC Omicrom.

2.2.2.3. Preguntas antes de la práctica

- ¿Cuál es el procedimiento a seguir para realizar la coordinación de relés de sobrecorriente?
- ¿Cuáles son las diferencias entre un relé de sobrecorriente direccional y uno no direccional?
- ¿Cuál es la diferencia entre un relé de sobrecorriente temporizado y uno instantáneo?

2.2.2.4. Equipos

Omicron CMC 256
 Computador portátil
 Relé SEL 421
 Fuente DC

2.2.2.5. Procedimiento

- a. Ingrese los parámetros del Relé al inyector de corriente CMC 256 de OMICROM.
- b. Seleccione los valores de corriente y tiempo a partir de los cuales debe actuar el relé en el momento de una falla trifásica.
- c. Inyecte valores progresivos de corriente al relé, tome los valores de corriente y tiempo de acción.

2.2.2.6. Preguntas después de la práctica

- a. Grafique los resultados obtenidos en la práctica en papel Log-Log. ¿Coinciden con los esperados?
- b. Analice el comportamiento del relé para fallas línea a tierra, línea a línea y trifásica. ¿Cuáles son diferencias? Justifique su respuesta.

2.2.3. Protección de Barras con Relés Diferencial

2.2.3.1. Objetivos

- Analizar el funcionamiento del relé diferencial aplicado a barras.
- Conocer los criterios de selección del relé diferencial.

2.2.3.2. Marco teórico

Los relés diferenciales toman diversas formas, que dependen del equipo que se proteja. Son relés que funcionan cuando el vector diferencia de dos o más magnitudes eléctricas similares exceden una cantidad determinada. Casi cualquier tipo de relé, cuando se conecta en cierta forma, puede hacerse que funcione como diferencial. En otras palabras, no es tanto la constitución del relé, sino la forma en que se conecte, lo que lo hace un relé diferencial.

La mayoría de las aplicaciones del relé diferencial son de tipo diferencial de corriente. Un ejemplo de esta conexión se muestra en la figura 49. El elemento a proteger puede ser una longitud de circuito, un arrollamiento de generador, una parte de las barras colectoras, etc. En esta conexión los secundarios de los CT's se interconectan y se conecta a la bobina de un relé a través del circuito secundario de los CT's.

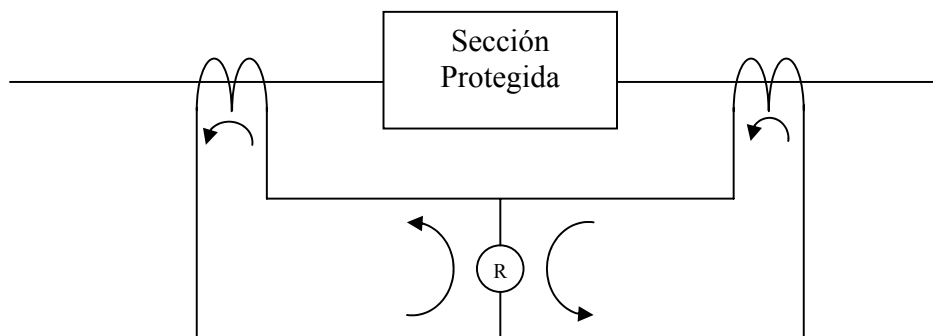


Figura 49 Principio de operación del relé diferencial

2.2.3.3. Preguntas antes de la práctica

- ¿Describa el principio de operación del relé Diferencial?.
- ¿En que tipos de circuitos es recomendada la instalación de un relé diferencial?, ¿Cuáles son las sensibilidades para su operación?.
- ¿Qué criterios se deben tener en cuenta para la selección de un relé diferencial?

2.2.3.4. Equipos

Relé diferencial Vigirex
Banco de carga
Ampérmetros

2.2.3.5. Procedimiento

a. Realice el montaje mostrado en la figura 50.

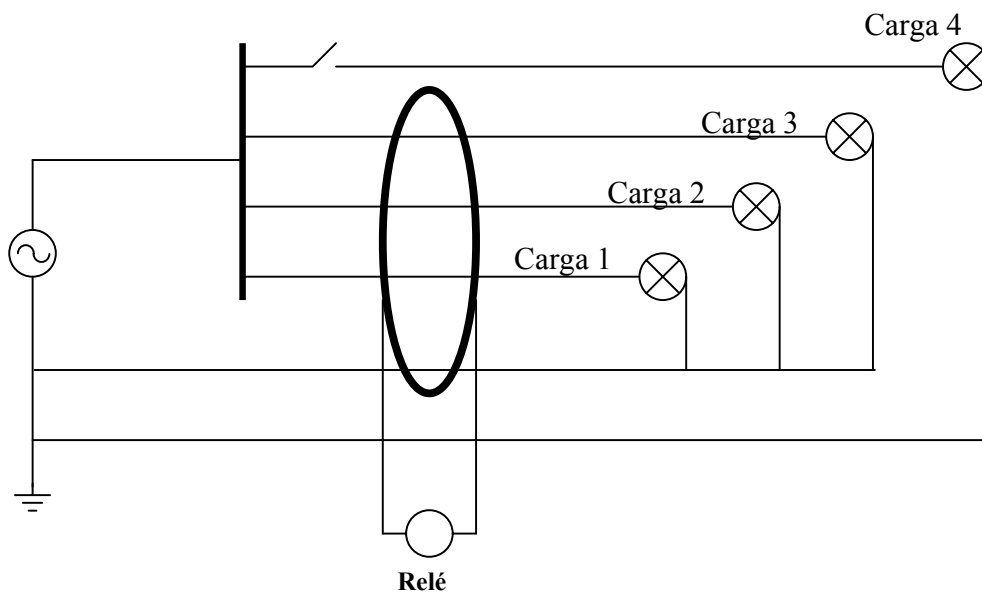


Figura 50 Conexión diferencial

- Seleccione un valor de sensibilidad bajo para el relé Diferencial.
- Aumente progresivamente el valor de la carga 1. Tome valores y analice el comportamiento del circuito.
- Aumente progresivamente y en igual proporción las cargas 1 y 2. Tome valores y analice el comportamiento del circuito.
- Aumente progresivamente y en igual proporción cada una de las cargas hasta que se origine el disparo del relé, Tome los valores de corriente para cada una de las cargas.
- Repita los numerales del 1 al 5 para cuatro valores de sensibilidad del relé diferencial.

2.2.3.6. Preguntas después de la práctica

- Describa la operación del relé que utilizó en el desarrollo de la práctica. ¿Se puede considerar como una protección diferencial? Justifique su respuesta.
- Para que casos actúa el relé. Explique su respuesta.

- c. ¿En qué partes de un sistema de potencia puede ser utilizado el relé diferencial? ¿Como se especifica?, ¿cómo se realiza la fijación y la coordinación de estos relés?
- d. ¿Que características debe tener la conexión de los transformadores de corriente que son utilizados en la protección diferencial de los transformadores de potencia?

2.3. Neplan

2.3.1. Protección de líneas con relés de sobrecorriente en Neplan

2.3.1.1. Objetivos

- Coordinar relés de sobrecorriente de un sistema radial mediante el Software Neplan 5.1.
- Coordinar relés de sobrecorriente de un sistema radial manualmente a partir de la curva de un relé.

2.3.1.2. Marco teórico

Las líneas de transmisión aéreas recorren gran parte del área geográfica, por esta razón, están expuestas a varios riesgos, que incluyen entre otros: Descargas atmosféricas, riesgos con los animales (Aves, culebras) y en algunos casos vandalismo. Por estas razones, existe una alta probabilidad de presencia de fallas en el sistema de potencia, forzando a operar con frecuencia los sistemas de protección dispuestos en el punto de la falla.

Cuando tenemos líneas de gran importancia para el sistema de potencia, utilizamos la protección por sobrecorriente, en donde, al seleccionar el tap y el dial del relé se deben cumplir las siguientes características:

Tap:

El tap se debe seleccionar de manera que cumpla con las siguientes condiciones

- Ser mayor que la corriente de carga para que no opere en condiciones normales de trabajo del sistema.
- Ser menor que la corriente mínima de cortocircuito para lograr la operación bajo cualquier condición de falla.

I_m in > I_{min} operacion > I max carga

I_{min} operacion = $K * I_{max}$ de carga

donde K toma valores entre 1,25 y 2

La fijación del tap debe tener en cuenta el punto a partir del cual arrancan las características de operación de los relés, normalmente 1,5 veces el tap, para que la corriente mínima de cortocircuito sea mayor a este valor.

Dial

El dial permite ajustar el tiempo de coordinación entre dos relés.

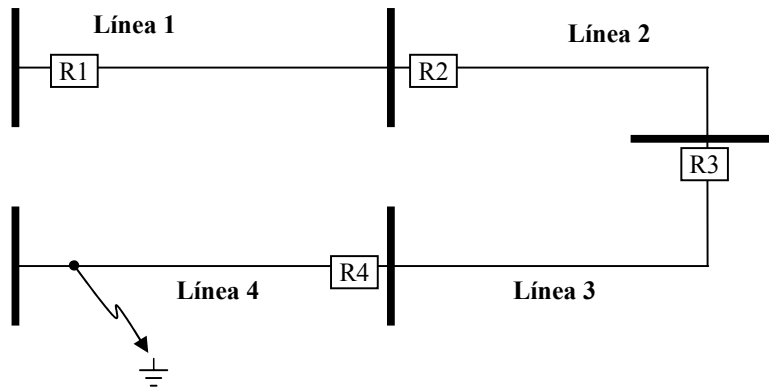


Figura 51 Selectividad de protecciones

La selección del dial permite fijar tiempo de respaldo de un relé con respecto a un relé adyacente. En la figura 51 si en el momento que se presenta la falla no actúa el relé 4, el relé 3 deberá actuar en un lapso de tiempo muy corto. (Ver figura 52).

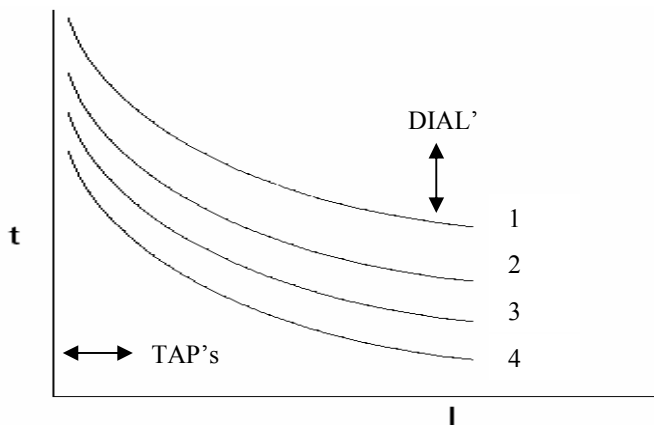


Figura 52 Curvas de sobrecorriente con selectividad

Selectividad

La selectividad consiste en asignar distintas temporizaciones a los relés distribuidos a través del sistema eléctrico.

Para analizar esta situación, se considera una vez más el sistema de la figura 51 R1, R2, R3, R4 representan los relés en cada sección del sistema radial, en este esquema, si se presenta una falla en la barra 5 la selectividad debe ser tal que R4 opere antes que R3, R2 y R1, a su vez R3 debe operar antes que R2 y R1, y R2 antes que R1. Manteniendo estos criterios, garantizamos un respaldo entre los relés.

2.3.1.3. Preguntas antes de la práctica

- ¿Qué es una protección por sobrecorriente?
- ¿Para qué se utilizan el tap y el dial de un relé?
- ¿A la hora de fijar una protección, que condiciones con respecto a la corriente de operación debe tener el relé?
- ¿Para una buena selectividad qué tiempos de coordinación se fijan entre el relé primario y el de respaldo?
- ¿Qué función cumple la unidad instantánea a la hora de fijar un relé?

2.3.1.4. Procedimiento

- Monte el sistema que se presenta a continuación:

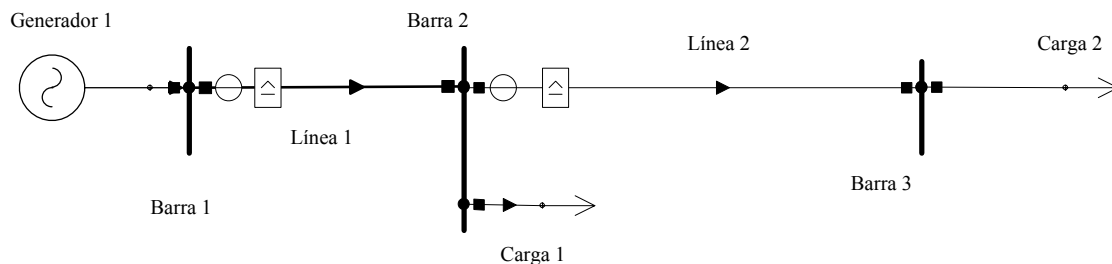
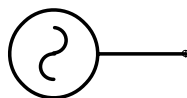


Figura 53 Sistema a proteger por sobrecorriente

Este sistema tiene los siguientes datos:

Generador:



Nombre: Generador 1

Vr.. kV: 115

Sr .. MVA: 50

Cos(phi): 0.85

Vfmáx/Vfr: 1.3

pVr .. %: 0

xd sat .. %: 20

x'd sat .. %: 24

xd'' sat .. %: 12

RG .. Ohm: 0

x(2) .. %: 10

X(0) .. %: 10

lkk .. kA: 0

mue: 0

Unidad generadora: ✓

P. a Tierra : "Directa"

Recuerde que para poder realizar el flujo de carga del sistema es necesario que exista por lo menos una barra Slack.

Barra 1, 2 y 3:

Nombre: Barra 1
 Vn .. kV: 115
 F .. Hz: 60

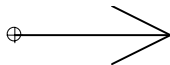


Líneas 1 y 2:

Nombre: Línea 1

	Línea 1	Línea 2
Longitud .. Ohm/km:	30	10
R(1) .. ohm/km:	0,2	0,8
X(1) .. ohm/km:	0,55	1,5
R(0) .. ohm/km:	0,38	1,86
X(0) .. ohm/km:	1,53	2,04

Cargas 1 y 2:



	1	2
P .. MW:	10	5
Q .. Mvar :	15	15

CT's:



Ir1 .. A: 200
 Ir2 .. A: 5

Cualquiera de estos datos se puede cambiar a disposición del estudiante.

Teniendo el sistema montado en Neplan proceda a instalar el sistema de protección de las líneas. Este consta de transformadores de corriente y de relés de sobrecorriente. Para lograr la selectividad de estas protecciones se deben coordinar la protección de la línea 1 con la protección de la línea 2 utilizando la característica de tiempo inverso del relé. Para el caso de la práctica en Neplan se utilizará la curva IEEE moderadamente inversa que presenta el "software" para protección por sobrecorriente.

La protección de la línea 1 debe estar coordinada a 0,3 s. o más de la protección de la línea 2, de manera que el relé 1 sirva de respaldo al relé 2 en caso de mal funcionamiento de éste.

El sistema debe quedar de esta manera:

Para una falla en la barra 3, el tiempo de coordinación entre los relés es de 0,3 s.

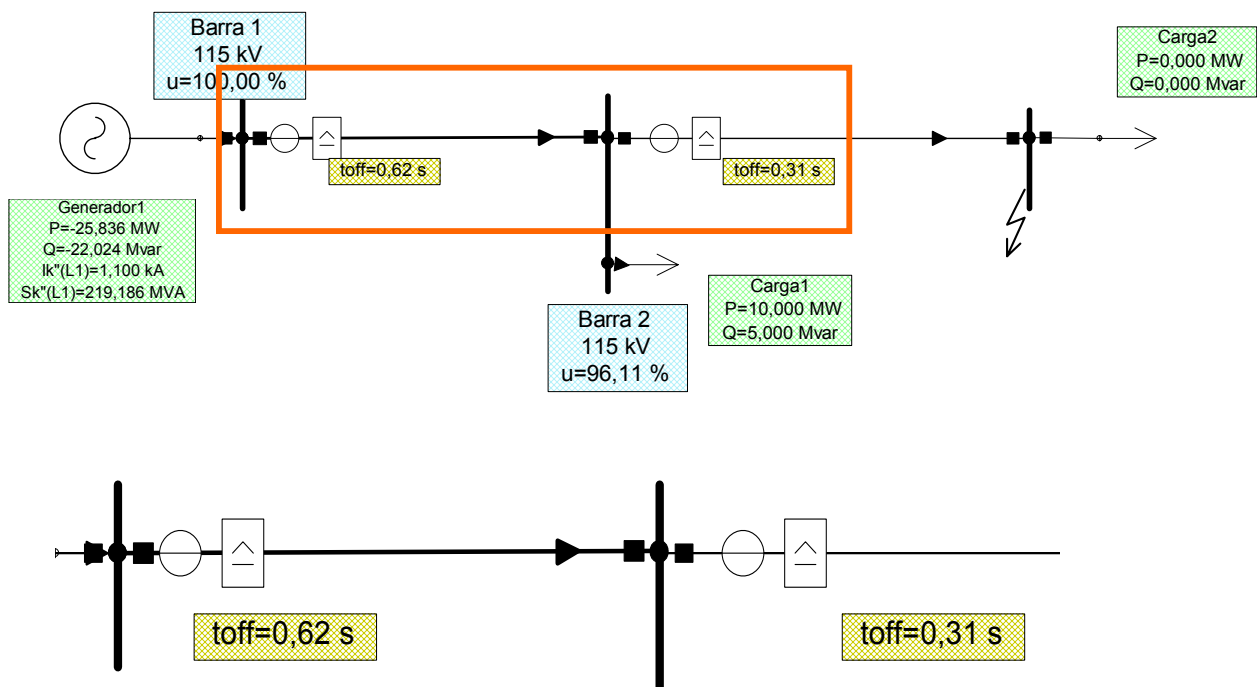


Figura 54 Tiempos de operación relé 1 y 2

Para una falla en la barra 2, el tiempo de actuación del relé 1 debe ser lo que menos permita la curva de tiempo inverso.

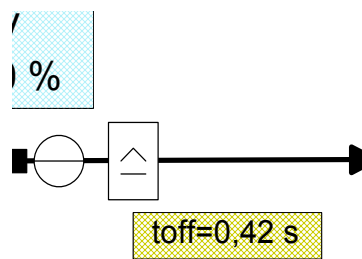
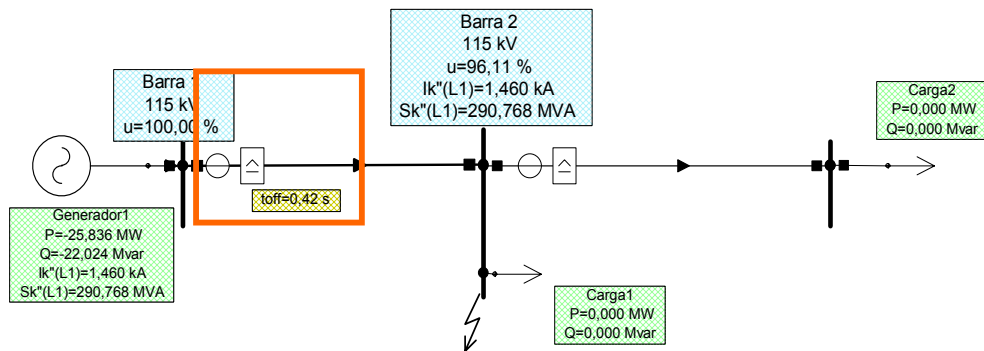


Figura 55 Tiempo de operación Relé 1

Los tiempos que se presentan dependen de la corriente de cortocircuito y de las características del sistema (Impedancias, cargas, etc.).

b. Luego de realizar el estudio a este sistema se propone montar el siguiente sistema con el fin de adquirir destrezas y habilidades a la hora de coordinar relés de sobrecorriente para un sistema.

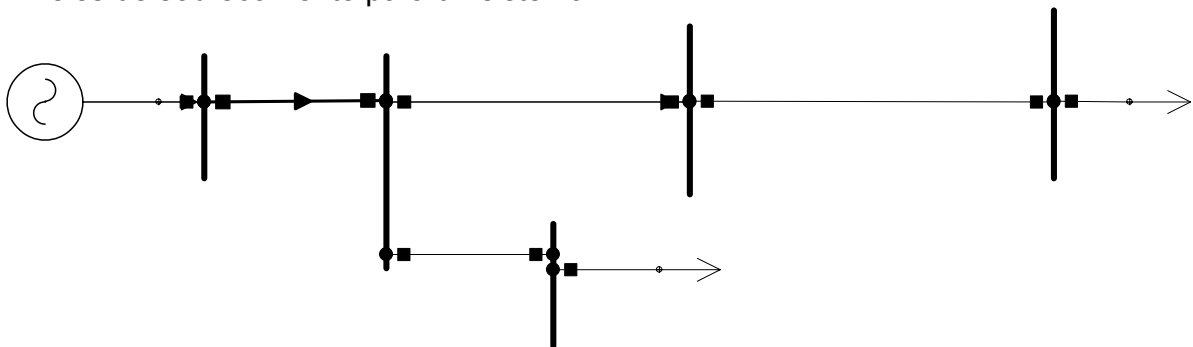


Figura 56 Sistema aconsejado a montar

- c. Teniendo en cuenta las corrientes arrojadas por el flujo de carga del sistema montado y las corrientes de cortocircuito, coordine las protecciones del sistema con la curva que se presenta a continuación:

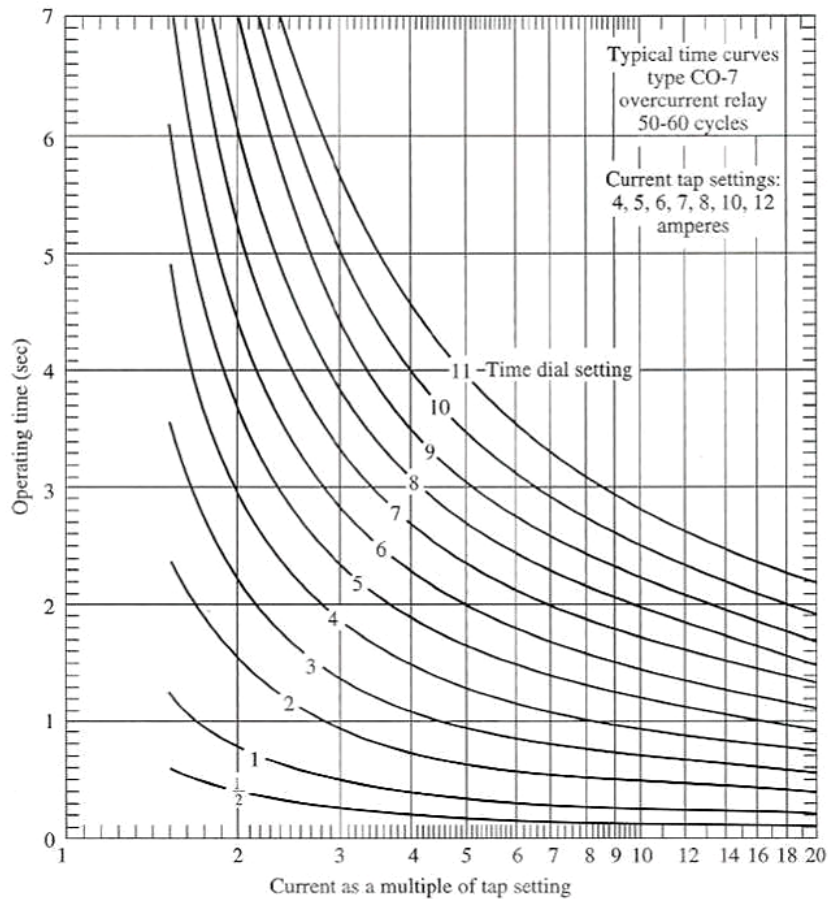


Figure 13.3 CO-7 time-delay overcurrent relay characteristics. (Courtesy of Westinghouse Electric Corporation.)

Figura 57 Característica de sobrecorriente de un relé¹

2.3.1.5. Preguntas después de la práctica:

- ¿Cuáles fueron los tiempos de coordinación entre el relé 1 y el relé 2?
- ¿Estos tiempos se pueden reducir? ¿Por qué? ¿Cómo?
- ¿Por qué no se utiliza unidades instantáneas para fijar las zonas de coordinación de los relés?

¹ Cortesía of Westinghouse Electric Corporation

2.3.2. Protección de líneas con relés de Distancia en Neplan

2.3.2.1. Objetivos

- Establecer las zonas de protección de un relé de distancia para una línea de transmisión dependiendo de la impedancia de la línea.
- Coordinar las zonas de protección para un circuito ramal de líneas de transmisión.

2.3.2.2. Marco teórico

La primera protección de línea utilizada en líneas de transmisión trabaja con el equipo de sobrecorriente. Cuando los sistemas se extendieron y se convirtieron en enmallados, esta protección fue insuficiente para ser la protección principal de la línea. Fue así, casi imposible alcanzar un ajuste selectivo sin retardar notoriamente la protección. Adicionalmente algunas corrientes de falla son inferiores a la corriente máxima de carga, lo cual hacía muy difícil utilizar protecciones de sobrecorriente.

La protección de distancia ha ocupado el lugar más sobresaliente entre las protecciones de línea por muchos años, puesto que llena requisitos para un suministro de potencia seguro.

Fijación y coordinación

Para calibrar un relé de distancia, se deben fijar el tiempo al cual debe actuar y el valor de la impedancia a partir de la cual se inicia la operación. Cuando se protegen líneas, comúnmente se utilizan tres zonas:

Primera Zona (Protección principal) Cubre el 80% al 90% de la línea, cualquier falla dentro de esta zona hará que el relé actúe instantáneamente.

$$Z1 = 0.9 * Z * \frac{Tc}{Tp}$$

Z: Impedancia de la línea

T.C: Relación de transformación del CT

0.9: fracción de línea cubierta

T.P: Relación de transformación del T.P

Segunda Zona (Protección principal y de respaldo): Termina de proteger la primera línea, y abarca hasta un 50% de la segunda. A esta zona se le añade una unidad temporizada, la cual permite que esta zona actúe con un tiempo de retraso de quince a treinta ciclos, a fin de hacerla selectiva con la primera zona del siguiente relé.

Tercera Zona (Protección y respaldo): Esta unidad proporciona protección de respaldo para fallas en secciones de líneas adyacentes, abarca hasta el 10% de la

siguiente línea. La acción retardada de esta zona es por lo general de 0,5 a 1 segundo.

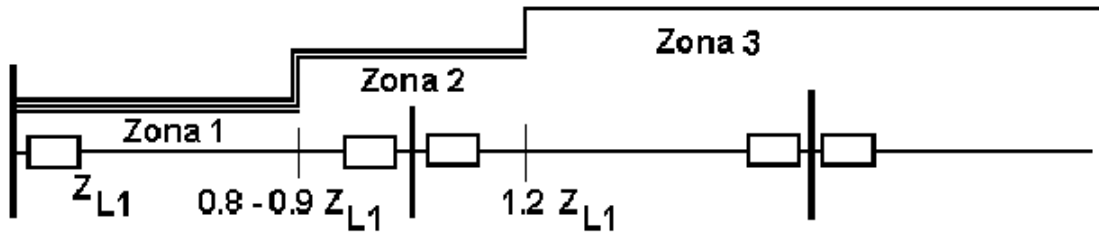


Figura 58 Zonas de coordinación

2.3.2.3. Preguntas antes de la práctica

- ¿Qué señales toma un relé de distancia a la hora de proteger una línea?
- ¿Cómo actúa un relé de distancia?
- ¿Qué tipos de relés de distancia existen?
- ¿Qué ventaja presenta este tipo de relés con respecto a los de sobrecorriente?

2.3.2.4. Procedimiento:

Monte el sistema que se presenta a continuación:

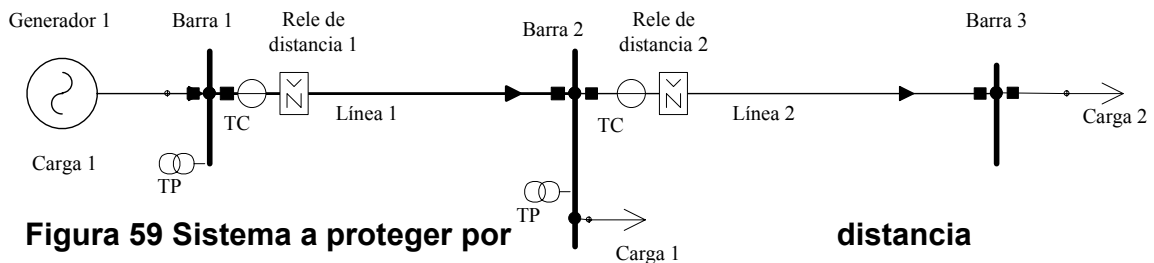
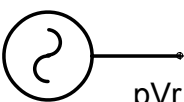


Figura 59 Sistema a proteger por distancia

Este sistema tiene los siguientes datos:

Generador:

Nombre: Generador 1		
Vr.. kV: 115	pVr .. %: 0	RG .. Ohm: 0
Sr .. MVA: 50	xd sat .. %: 20	x(2) .. %: 10
Cos(phi): 0.85	x'd sat .. %: 24	X(0) .. %: 10
Vfmáx/Vfr: 1.3	xd'' sat .. %: 12	lkk .. kA: 0
		mue: 0

Unidad generadora: ✓
P. a Tierra : "Directa"

Recuerde que para poder realizar el flujo de carga del sistema es necesario que exista por lo menos una barra Slack.

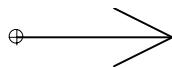
Barra 1, 2 y 3:
Nombre: Barra 1
Vn .. kV: 115
F .. Hz: 60



Líneas 1 y 2:
Nombre: Línea 1

	Línea 1	Línea 2
Longitud .. Ohm/km:	30	10
R(1) .. ohm/km:	0,2	0,8
X(1) .. ohm/km:	0,55	1,5
R(0) .. ohm/km:	0,38	1,5
X(0) .. ohm/km:	1,53	2,5

Cargas 1 y 2:



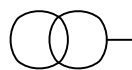
	1	2
P .. MW:	10	5
Q .. Mvar:	15	15

CT's:



Ir1 .. A: 200
Ir2 .. A: 5

TP's :



Vr1 .. V: 115000
Vr2 .. V: 120

Cualquiera de estos datos se puede cambiar a disposición del estudiante.

Después de ingresar el sistema propuesto, proceda a ingresar los relés de distancia para las líneas de transmisión con el fin de proteger estas líneas en caso de fallas en las barras o en las líneas.

Los relés de distancia se pueden programar con características en forma de polígonos o en forma de circunferencia:

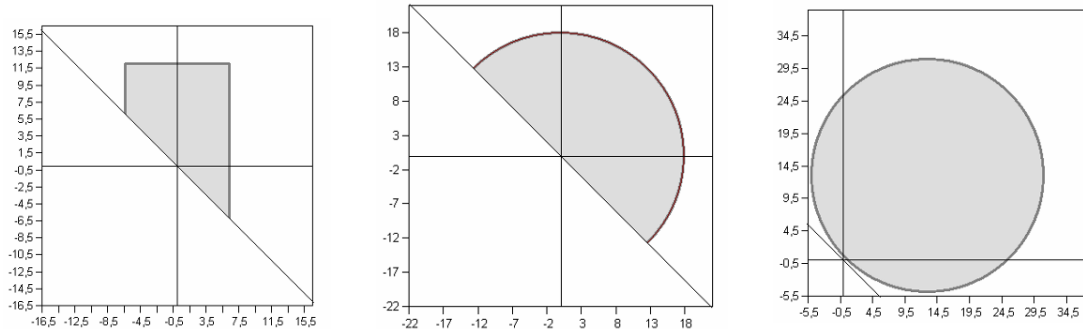


Figura 60 Características de relés de distancia

Para insertar la protección de distancia se debe configurar primero el relé de distancia 2 ya que este es el último del sistema radial. Los pasos a seguir son:

Inserte los transformadores de potencial y corriente sobre las líneas y las barras respectivamente, configure los transformadores de manera que cumplan con una relación de transformación adecuada (dependiendo de la corriente de carga y de la tensión en las barras).

Luego inserte los relés de protección por distancia sobre las líneas que desea proteger, teniendo en cuenta el orden de calibración. Para fijar los relés debe hacerlo por medio del menú “Análisis” ⇒ “Protección de Distancia” ⇒ “Programación de disparo”. Recuerde que los relés deben estar coordinados a 0,3s.

Luego de realizar el estudio a este sistema se propone montar los siguientes sistemas con el fin de adquirir destrezas y habilidades a la hora de coordinar relés de distancia para un sistema.

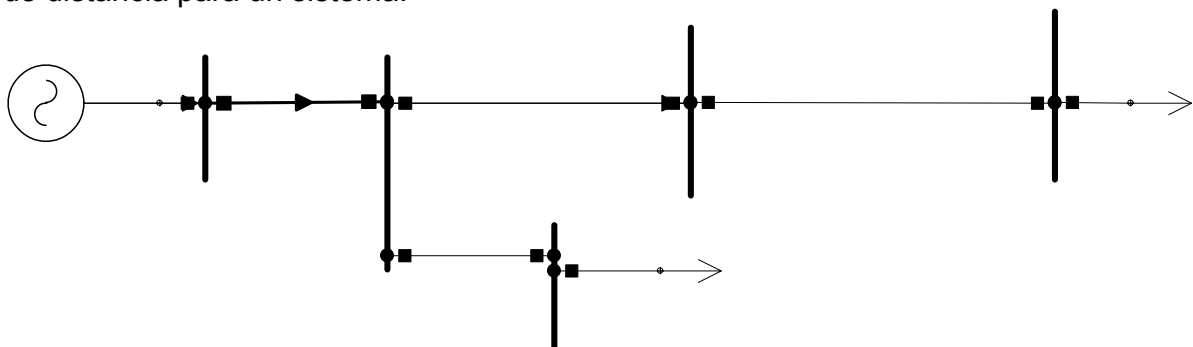


Figura 61 Sistema aconsejado a montar

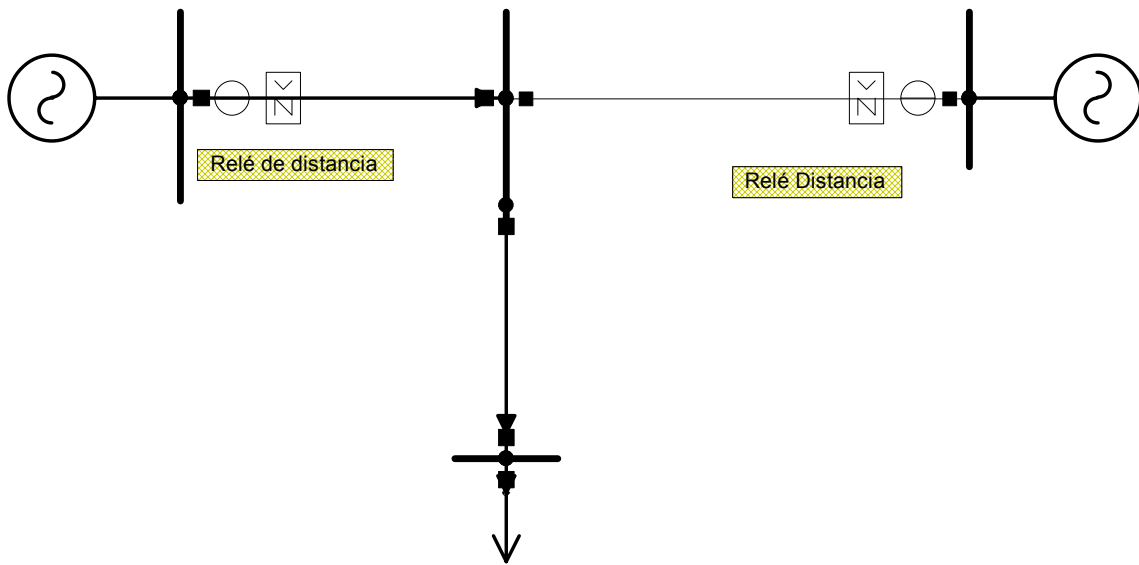


Figura 62 Sistema 2 aconsejado a montar

2.3.2.5. Preguntas después de la práctica

- ¿Qué dificultad puede presentar la calibración de un relé de distancia con respecto a los diferentes tipos de falla?
- Encuentre las impedancias a proteger por cada relé.
- Establezca una zona de protección para cada relé, tanto cuadrilateral como circular.
- Grafique en un diagrama Z (Ω) Vs. Tiempo (s) la impedancia de protección de cada relé con respecto al tiempo de actuación de cada relé.
- Grafique en un diagrama R-X la característica de protección de cada relé.

2.4. Ecodial

2.4.1. Introducción al Ecodial (Protección de sistemas eléctricos industriales)

2.4.1.1. Objetivos

- Adquirir conocimientos básicos en el manejo del software Ecodial 3.37.
- Conocer las protecciones básicas contra las fallas más comunes que se pueden presentar en un sistema eléctrico.
- Desarrollar destrezas y habilidades para el manejo de curvas de elementos de protección.

2.4.1.2. Marco Teórico

Uno de los aspectos importantes en el diseño de sistemas eléctricos, es la selección y coordinación de las protecciones. Los dispositivos de protección elegidos deben soportar y eliminar las fallas, así como limitar la incidencia de estas en la instalación asegurando la máxima continuidad del servicio.

Los dispositivos de protección con los que se protegen estos sistemas son:

- Fusibles
- Interruptores termomagnéticos y electromagnéticos

Cualquiera de estos elementos se caracteriza por una curva tiempo corriente de tiempo inverso.

La selectividad

La selectividad consiste en asegurar la coordinación entre las características de funcionamiento de interruptores automáticos colocados en serie, de tal manera que en caso de falla aguas abajo solo dispara el aparato situado inmediatamente aguas arriba. Se define una intensidad I_s de selectividad tal que:

- $I_{falla} > I_s$: los dos interruptores automáticos disparan,
- $I_{falla} < I_s$: solo D2 elimina la falla



Figura 63 Límites de selectividad

Selectividad total: $I_s > I_{coci}(D2)$; la selectividad se considera total, es decir, para cualquier valor de corriente de falla D2 solo lo elimina.

Selectividad parcial: $I_s < I_{coci}(D2)$; la selectividad se considera parcial, es decir, hasta I_s , solo D2 elimina la falla. Por encima de I_s , D1 y D2 abren.

Selectividad amperimétrica Esta técnica está directamente ligada a la parametrización de las curvas de disparo de dos interruptores automáticos en serie.

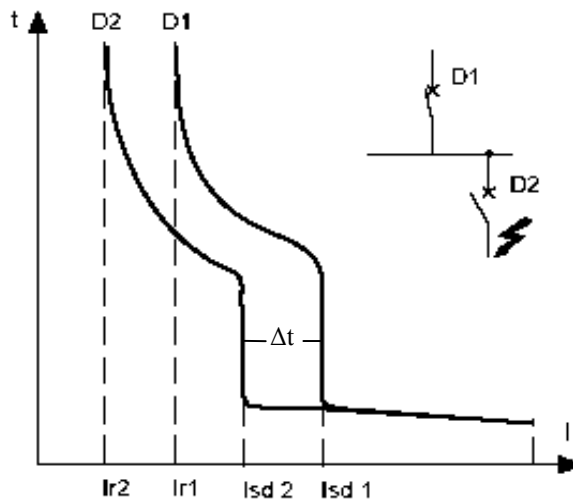


Figura 64 Selectividad amperimétrica

El límite de selectividad I_s es:

- $I_s = I_{sd2}$ si los umbrales I_{sd1} y I_{sd2} están demasiado próximos o mezclados,
- $I_s = I_{sd1}$ si los umbrales I_{sd1} y I_{sd2} están suficientemente separados.

En general, la selectividad amperimétrica se obtiene cuando:

$$I_{r1}/I_{r2} < 2$$

$$I_{sd}/I_{sd} > 2$$

El límite de selectividad es:

$$I_s = I_{sd1}.$$

Selectividad cronométrica

Esta es la continuación de la selectividad amperimétrica. Se obtiene por el escalonamiento en el tiempo de las curvas de disparo. Esta técnica consiste en temporizar Δt el disparo del interruptor D1.

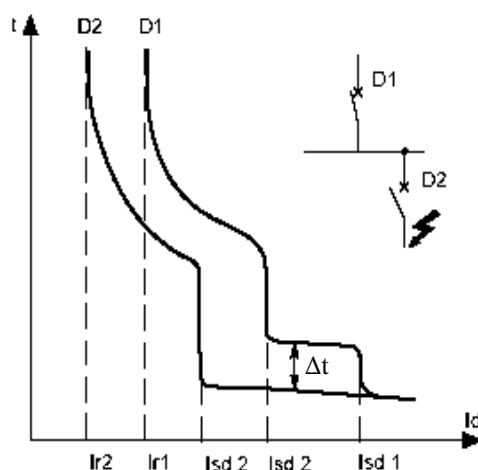


Figura 65 Selectividad cronométrica

Ecodial

Ecodial es un programa de ayuda para la concepción de redes de distribución de baja tensión, y comprende:

- Un editor de esquemas utilizando los componentes normalizados,
- Unas funciones de cálculo conformes a las normas electrotécnicas NF-C 15 100 y UTE-C 15 500.
- Funciones complementarias: gestión de proyectos, resultados detallados de los cálculos, configuración de la impresión, búsqueda de productos en la base de datos, asociación de los interruptores automáticos en selectividad, comparativos de curvas de disparo.

Ecodial puede utilizarse para concebir redes de distribución cuyas características generales son las siguientes:²

Tensión	220 a 660 V
Frecuencia	50 o 60 Hz
Esquemas de toma de tierra	TT, TN, IT, TNS, TNC

Tabla 1 Valores globales en Ecodial

² Refiérase al software Ecodial en el ítem “?” de la barra de herramientas. (ayuda / documentación técnica).

Descripción de la pantalla de Ecodial

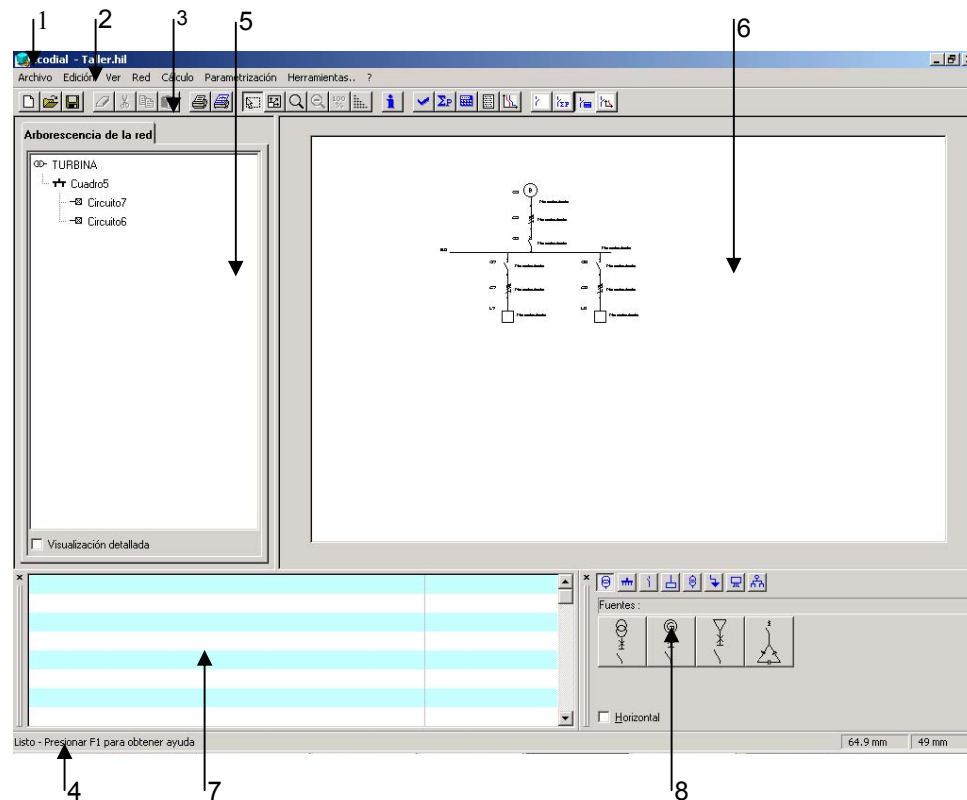


Figura 66 Pantalla principal de ECODIAL

- 1. Barra de título:** Indica el nombre del programa y el nombre del proyecto actual. Contiene los botones estándar de minimización, de reducción/aumento y de cierre del programa.
- 2. Barra de menús:** La barra de menús muestra, dentro de los menús desplegables, los comandos necesarios para la utilización del programa.
- 3. Barra de herramientas:** Los botones de la barra de herramientas ofrecen un acceso rápido a los comandos utilizados más frecuentemente. Se asocia una burbuja de ayuda a cada botón. Aparece cuando deja unos segundos el puntero del ratón sobre este botón.
- 4. Barra de estado:** Indica de izquierda a derecha :
La descripción del comando seleccionado en la barra de menús o en la barra de herramientas, las coordenadas de la posición del puntero del ratón en el espacio del dibujo.

- 5. Vista Unifilar:** Esta subventana situada a la izquierda de la ventana muestra una vista jerárquica de la red. Puede elegir entre dos niveles de vista.

La vista detallada (casilla Visualización detallada marcada) muestra las fuentes, los equipos eléctricos, los circuitos y los componentes de los circuitos. Los diferentes elementos se identifican por su nombre y su nombre funcional.

La vista simplificada (casilla Visualización detallada no marcada) en la cual los circuitos están ocultos y los elementos se identifican sólo por su nombre.

La vista Unifilar y el esquema de red (6) son interactivos. Cuando pulsa sobre un elemento de la red en la vista Unifilar, este elemento se selecciona automáticamente en el esquema, y viceversa, y toda modificación del esquema se refleja en la vista Unifilar.

- 6. Espacio de dibujo de la red:** Es en este espacio donde dibuja el esquema de la red. Están disponibles varios tamaños y formatos de página. Para cada componente eléctrico, aparece una información sobre el dibujo en forma de atributos retroanotados. Se proponen cuatro tipos de retroanotaciones .

Para ayudarle a realizar el esquema, dispone de varias herramientas:

Una paleta de macrocomponentes (8) le permite dibujar rápidamente los circuitos eléctricos.

- 7. Paleta de Propiedades:** Esta paleta muestra las características del componente seleccionado en el esquema de la red (6) o en la vista unifilar.

Sí el elemento seleccionado es un circuito, la paleta está vacía.

- 8. Paleta de Macrocomponentes:** Esta paleta muestra los circuitos eléctricos dibujados previamente que le permitirán realizar rápidamente sus esquemas. Los circuitos eléctricos están repartidos en varias familias llamadas bibliotecas.

Crear un circuito eléctrico en el esquema

El esquema de la red es muy fácil de realizar gracias a los circuitos eléctricos predibujados propuestos en las bibliotecas suministradas con el programa. Solo necesita colocar en el espacio del dibujo los circuitos mostrados en la paleta de macrocomponentes.

1. Visualice la biblioteca que contiene el circuito eléctrico deseado, y pulse en este circuito.
2. El circuito aparece en el espacio de dibujo enganchado en el extremo del ratón
3. Lleve el puntero del ratón al lugar donde quiere colocar el circuito, y pulse. El circuito se coloca en el espacio del dibujo y queda seleccionado; aparece en rojo. Pulse fuera del circuito para deseleccionarlo.

2.4.1.3. Preguntas antes de la práctica

Responda las siguientes preguntas para redes eléctricas de Baja Tensión.

- a. ¿Cuáles son los elementos utilizados en protecciones y cuales son sus características?
- b. ¿Qué pasos se deben seguir para realizar una protección contra sobrecarga?
- c. ¿Qué pasos se deben seguir para realizar una protección contra cortocircuitos?
- d. ¿Cuales son los parámetros a considerar a la hora de seleccionar protecciones?

2.4.1.4. Procedimiento

Primera Parte

- a. Inicie Ecodial, e ingrese los siguientes datos para el nuevo proyecto.

Características globales		
Características globales		
?	Un fase-fase (V)	440
	Esquema de conexión a tierra	TN-S
	Sección máxima autorizada (mm ²)	300.00
	Sección Neutro / Sección Fase	1
	Cos phi global a alcanzar	0.96
	Tolerancia sección (%)	5.0
	Verificación de los requerimientos térmic...	no
	Norma	IEC 947-2
	Frecuencia de la red (Hz)	60

Figura 67 Características globales del sistema

- b. Ingrese el siguiente sistema:

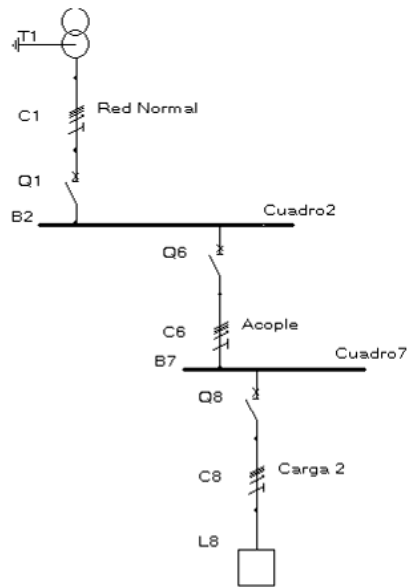
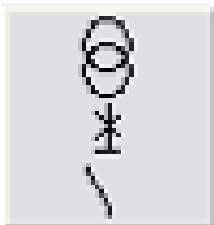


Figura 68 Sistema a proteger

c. Ingrese las siguientes características para los elementos:

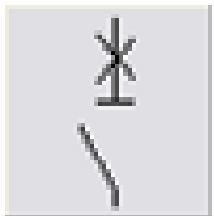
Transformador



Longitud (m):15
Potencia (KVA): 630
Tipo: Sumergido
Esquema de conexión a tierra: TNS
Neutro distribuido: Si
Un Fase-Fase (V):440
Tensión de cortocircuito(%): 4.0

Pcc AT (MVA): 500

Interruptor



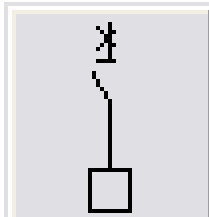
Longitud (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 1
Ib (A): Calculada por el software según la carga aguas abajo.
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW): Calculada por el software según la carga aguas

abajo.

Cos fi: Calculada por el software según la carga aguas abajo.

T de corte máx. de defecto F/ Tierra: <5s

Carga 1



Longitud (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 1
Ib (A): 80
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW):51.82
Cos fi: 0.85

Circuito: Dedicado

d. Corra el programa



e. Dentro de la pantalla de calculo, haga clic en calcular todo, cada vez que Ecodial encuentre la protección adecuada, pondrá la bandera en verde.

f. Ecodial ha seleccionado varios dispositivos. Tome nota de los siguientes parámetros para los interruptores termomagnéticos:

- Gama
- Designación
- Relé/Curva
- Calibre

g. Ahora abra Curve Direct 1.7

En esta aplicación podemos adherir las curvas características de todos los elementos que maneja Ecodial.

I. Para agregar una curva haga clic en



II. Para eliminar una curva haga clic en



h. Importe las curvas de los elementos y verifique

selectividad.

i. Agregue elementos y construya el siguiente circuito:

Segunda Parte

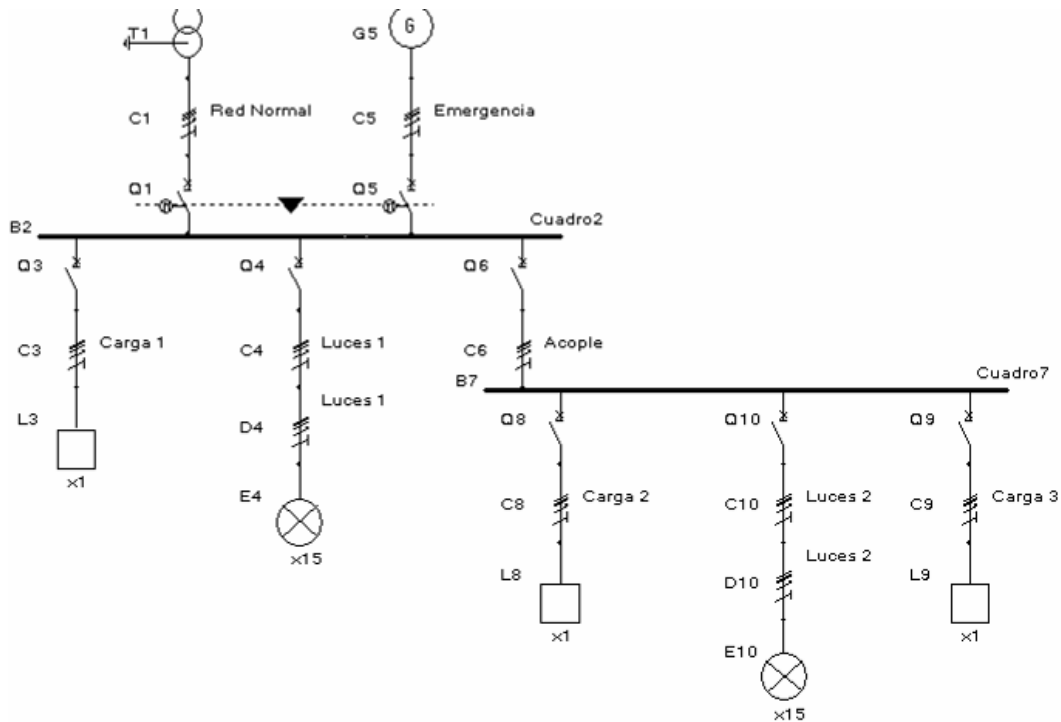


Figura 69 Sistema industrial a proteger

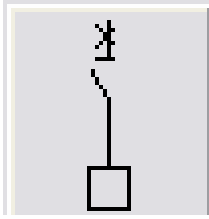
Generador (Emergencia)



Longitud (m): 50
Potencia (KVA): 630
Esquema de conexión a tierra: TNS
Neutro distribuido: Sí
Un Fase-Fase (V): 440

Para generar una transferencia entre la alimentación normal y la planta de emergencia, inserte entre estos dos elementos, abra sus características y selecciones telemando. (Para la planta de emergencia señale EMERGENCIA)

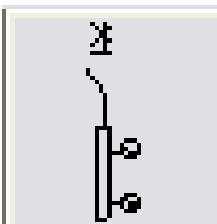
Carga1



Longitud (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 1
Ib (A): 80
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW): 51.82
Cos fi: 0.85

Circuito: Dedicado

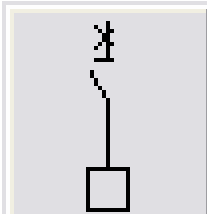
Luces 1



Longitud1 (m): 10
Longitud2 (m): 10
Nb de circuitos idénticos: 15
Fuente Luminosa: Bombilla Fluorescente
Potencia Unitaria de lámpara (W): 80
Nb lámparas/luminaria: 2

Nb de Luminarias: 10
Ib (A): 3.26
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW): 0.70
Cos fi: 0.85

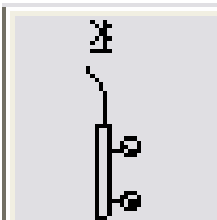
Carga3



Longitud (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 1
Ib (A): 60
Polaridad del circuito: Tri+N
Esquema de conexión a tierra: TNS
Potencia (KW): 38.87
Cos fi: 0.85

Circuito: Dedicado

Luces2



Longitud1 (m): 5
Longitud2 (m): 5
Nb de circuitos idénticos: 15
Fuente Luminosa: Bombilla Fluorescente
Potencia Unitaria de lámpara (W): 80
Nb lámparas/luminaria: 2

Nb de Luminarias: 15
Ib (A): 4.08
Polaridad del circuito: Tri+N

Esquema de conexión a tierra: TNS

Potencia (KW): 0.88

Cos fi: 0.85

2.4.1.5. Preguntas después de la práctica.

Primera Parte

- a. Grafique en Curve Direct 1.7 las curvas de las protecciones arrojadas por Ecodial. Tome el rango de tiempos y corrientes de la protección en la zona de sobrecargas y de cortocircuito.
- b. Verifique la selectividad del conjunto de protecciones arrojadas por Ecodial.
- c. Según el análisis realizado en el punto 2, si se presenta una corriente de 100 A en la carga 2 ¿cómo se comportan las protecciones?, ¿a que corriente y en que tiempo actúa cada una de ellas?
- d. Repita el punto anterior para una corriente de 500 A en la carga 2

Segunda Parte

- a. Repita los puntos 1 y 2 de la primera parte de las preguntas después de la práctica.
- b. Para cada una de las protecciones arrojadas por Ecodial. ¿Existe selectividad total en todos los puntos de la instalación? En caso que no exista selectividad total, ¿como se puede mejorar?
- c. Realice mejoras de selectividad a la instalación mediante el Curve Direct 1.7.
- d. ¿En que corriente y a que tiempo debe operar cada una de las protecciones?

2.4.2. Protección de Motores

2.4.2.1. Objetivos

- Identificar las características de las protecciones eléctricas de un motor.
- Seleccionar y coordinar las protecciones eléctricas de un motor.

2.4.2.2. Marco teórico

En una instalación industrial, existen altas probabilidades de falla en las maquinas encargadas directamente del funcionamiento de los procesos, dentro de las fallas más comunes están los cortocircuitos y sobrecargas, las causas pueden ser varias: cables rotos, flojos o pelados, presencia de cuerpos metálicos extraños, depósitos conductores (polvo, humedad, etc.), filtraciones de agua o de otros líquidos conductores, deterioro del receptor o error de cableado durante la puesta en marcha o durante una manipulación.

Protección contra cortocircuitos

Un cortocircuito origina un gran aumento de corriente que en milésimas de segundo puede alcanzar un valor cien veces superior al valor de la corriente de funcionamiento. Dicha corriente genera efectos electrodinámicos y térmicos que pueden dañar gravemente el equipo, los cables y los juegos de barras situados aguas arriba del punto de cortocircuito. Por lo tanto, es preciso que los dispositivos de protección detecten el fallo e interrumpan el circuito rápidamente, a ser posible antes de que la corriente alcance su valor máximo. Dichos dispositivos pueden ser:

- **FUSIBLES:** Los fusibles proporcionan una protección fase a fase, con un poder de corte muy elevado y un volumen reducido.

Fusibles “distribución” tipo gG

Protegen a la vez contra los cortocircuitos y contra las sobrecargas a los circuitos con picos de corriente poco elevados (ejemplo: circuitos resistivos). Normalmente deben tener un calibre inmediatamente superior a la corriente del circuito protegido a plena carga.

Fusibles “motor” tipo aM

Protegen contra los cortocircuitos a los circuitos sometidos a picos de corriente elevados (picos magnetizantes en la puesta bajo tensión de los primarios de transformadores o electroimanes, picos de arranque de motores asíncronos, etc.). Las características de fusión de los fusibles aM

“dejan pasar” las sobreintensidades, pero no ofrecen ninguna protección contra las sobrecargas. En caso de que también sea necesario este tipo de protección, debe emplearse otro dispositivo (por ejemplo, un relé térmico).

Normalmente deben tener un calibre inmediatamente superior a la corriente del circuito protegido a plena carga.

- **LOS INTERRUPTORES MAGNÉTICOS:** Protegen los circuitos contra los cortocircuitos, dentro de los límites de su poder de corte a través de disparadores magnéticos (un disparador por fase).

Dependiendo del tipo de circuito que se desea proteger (distribución, motor, etc.), el umbral de disparo magnético se situará entre 3 y 15 veces la corriente térmica I_{th} . Todos los disyuntores pueden realizar cortes omnipolares, la puesta en funcionamiento de un solo disparador magnético basta para abrir simultáneamente todos los polos. Cuando la corriente de cortocircuito no es muy elevada, los disyuntores funcionan a mayor velocidad que los fusibles.

Poder de corte

Es el valor máximo estimado de corriente de cortocircuito que puede interrumpir un disyuntor con una tensión y en unas condiciones determinadas. Se expresa en kiloamperios eficaces simétricos.

Poder de cierre

Es el valor máximo de corriente que puede establecer un disyuntor con su tensión nominal en condiciones determinadas. En corriente alterna, se expresa con el valor de cresta de la corriente.

Autoprotección

Es la aptitud que posee un aparato para limitar la corriente de cortocircuito con un valor inferior a su propio poder de corte, gracias a su impedancia interna.

Protección contra sobrecargas

Los fallos más habituales en las máquinas son las sobrecargas, que se manifiestan a través de un aumento de la corriente absorbida por el motor y de ciertos efectos térmicos. El calentamiento normal de un motor eléctrico depende del tipo de aislamiento que utilice. Cada vez que se sobrepasa la temperatura límite de funcionamiento, los aislantes se desgastan prematuramente, acortando su vida útil.

- **Interruptores Bimetálicos**

Los relés térmicos de biláminas son los aparatos más utilizados para proteger los motores contra las sobrecargas débiles y prolongadas. Se pueden utilizar en corriente alterna o continua. Sus características más habituales son:

Tripolares

Compensados, es decir, insensibles a los cambios de la temperatura ambiente. Sensibles a una pérdida de fase, por lo que evitan el funcionamiento monofásico del motor, permiten el rearme automático o manual.

Clases de disparo: Los relés térmicos se utilizan para proteger contra sobrecargas, pero durante la etapa de arranque de motor deber permitir una sobrecarga temporal que provoca el pico de corriente, y activarse únicamente si la duración del arranque es excesivamente larga.

La norma IEC 947-4-1-1 define tres de disparo para los relés de protección térmica:

- **Relés de clase 10**

Válidos para todas las aplicaciones corrientes con una duración de arranque inferior a 10 segundos.

- **Relés de clase 20**

Admiten arranques de hasta 20 segundos de duración.

- **Relés de clase 30**

Para arranques con un máximo de 30 segundos de duración.

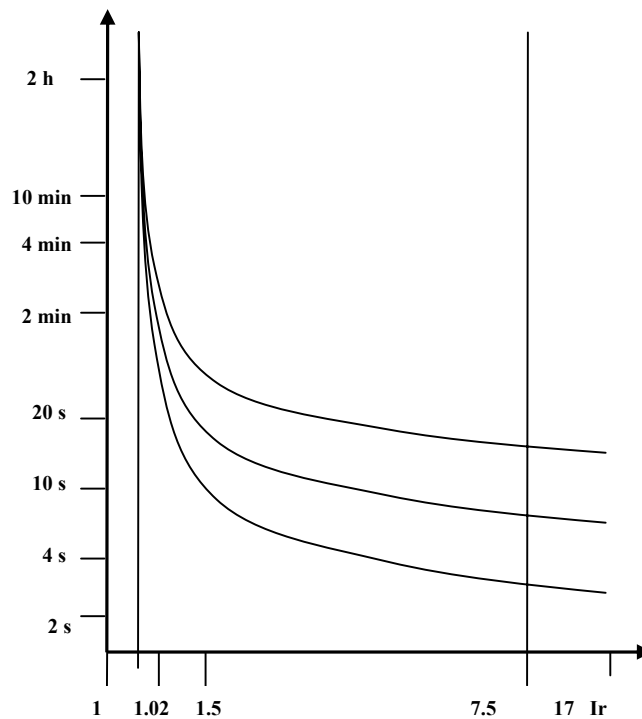


Figura 70 Curvas de disparo de relés térmicos

COORDINACIÓN

- Coordinación Tipo 1: Cuando se produce un cortocircuito, es necesario evitar que el material ocasione daño a las personas e instalaciones. Después del cortocircuito, es posible que dicho material no pueda seguir funcionando a menos que se repare o se reemplacen piezas.
- Coordinación Tipo 2: Cuando se produce un cortocircuito, es necesario evitar que el material ocasione daños a las personas e instalaciones. Después del cortocircuito, dicho material no debe presentar desperfectos de ningún tipo. En esta coordinación las únicas piezas que pueden ser sustituidas en su totalidad son los fusibles.
- Coordinación Total: En caso de cortocircuito debe evitarse que los aparatos que conforman el arrancador presente daños o riesgo de soldadura.

ARRANQUE

Durante la puesta en tensión de un motor, la corriente solicitada es considerable y puede provocar una caída de tensión que afecte el funcionamiento de los receptores.

Para disminuir estos efectos en la práctica se utilizan distintos procesos de arranque que consisten principalmente en hacer variar la tensión en bornes del motor. La reducción de la tensión, origina en los motores (jaula de ardilla), la reducción de la punta de corriente conlleva de manera automática una fuerte reducción del par.

- **Arranque directo**

Consiste en aplicar al motor la tensión nominal a la que debe trabajar. Si el motor arranca a plena carga, el bobinado tiende a absorber una cantidad de corriente superior a la nominal, lo que hace que las líneas de alimentación incrementen considerablemente su carga y como consecuencia directa se produzca una caída de tensión. La corriente durante la fase de arranque puede tomar valores entre 6 a 8 veces mayores que la corriente nominal del motor. El par que se puede desarrollar puede alcanzar valores cercanos a 1,5 veces el nominal.

- **Arranque Estrella Triangulo**

Este procedimiento para reducir la tensión en el arranque, consiste en conmutar las conexiones de los arrollamientos en los motores trifásicos previstos para trabajar conectados en triángulo. Los bobinados inicialmente se conectan en estrella, o sea que reciben la tensión de fase, y luego se conectan en triángulo a la tensión de línea; es decir que la tensión durante el arranque se reduce 1,73 veces.

La conmutación de estrella a triángulo generalmente se hace en forma automática luego de transcurrido un lapso (que puede regularse) en el que el motor alcanza determinada velocidad. Habitualmente, un arranque normal puede durar hasta 10 segundos, si supera los 12 segundos se debe consultar al proveedor del equipo. Si no se cumple con lo anterior, el pico de corriente que se produce al pasar a la etapa de triángulo es muy alto, perjudicando a los contactores, al motor y a la máquina accionada.

Finalmente digamos que el arranque estrella-triángulo tiene el inconveniente de que el torque de arranque que se obtiene a veces no es suficiente para hacer arrancar máquinas con elevados momentos de inercia.

- **Arranque Electrónico**

El arranque electrónico es una de las soluciones mas utilizados en la actualidad gracias a la posibilidad de su arranque suave, permitiendo un aumento en la vida útil de todas las partes involucradas.

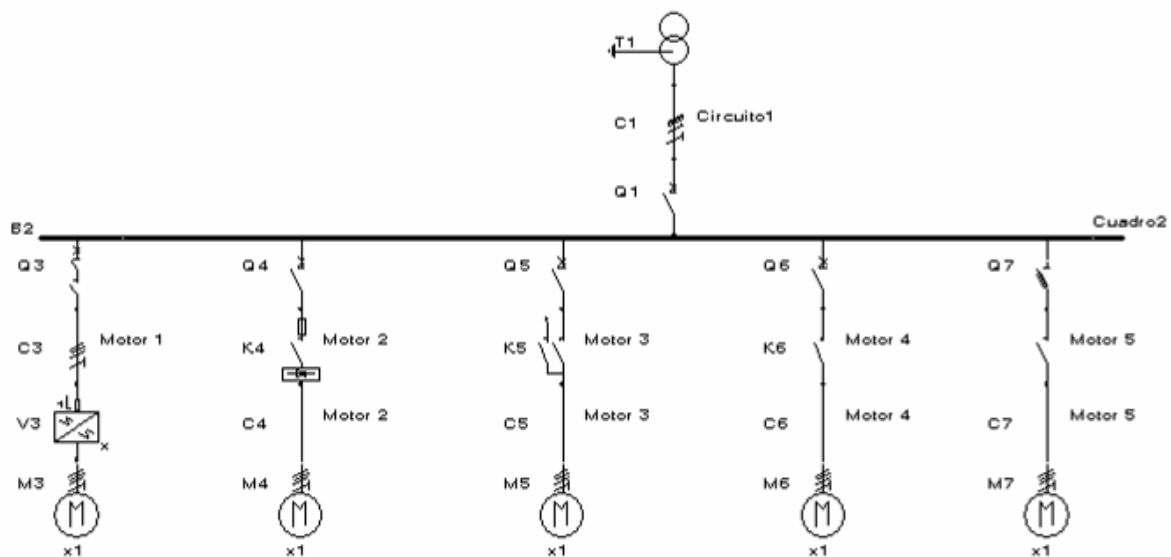
Están compuestos de tiristores, que permiten el arranque de motores de corriente alterna con aplicación progresiva de tensión, con las limitaciones de corriente y par de arranque.

Al iniciar el arranque, los tiristores dejan pasar la corriente que alimenta el motor según la programación realizada en el circuito de maniobra, que irá aumentando hasta alcanzar los valores nominales de la tensión de servicio. Estos arrancadores poseen protecciones por asimetría, contra sobretensión y sobrecarga, contra falla de tiristores, vigilancia del tiempo de arranque con limitación de la corriente, control de servicio con inversión de marcha, adicionalmente permiten un ahorro en el mantenimiento por ausencia de partes en movimiento que sufran desgastes.

2.4.2.3. Preguntas antes de la práctica

- ¿Que otros tipos de arranque son utilizados para motores? ¿Qué corriente se presentan con este arranque? ¿Cómo se ve afectado el torque?
- ¿Cuál es el principio de funcionamiento de un arrancador electrónico? ¿Cuáles son sus ventajas y sus desventajas?
- ¿Cuáles son las posibles fallas que se presentan en los motores?
- ¿Cuáles son las diferencias entre un fusible y un interruptor?

2.4.2.4. Procedimiento



- Abra Ecodial e ingrese el circuito de la figura 71 con los siguientes parámetros:

Figura 71 Sistema a proteger

- Un fase-fase: 440 V
- Selecciones una potencia mecánica útil del motor de 200 KW.
- Ingrese 5 motores con las mismas características.
- Para cada uno de los motores cambie el tipo de arranque como se indica a continuación:
 - **Motor 1:** Variador
 - **Motor 2:** Arranque progresivo (Arrancador Suave)
 - **Motor 3:** Arranque Estrella-Triangulo
 - **Motor 4:** Arranque directo
 - **Motor 5:** Arranque directo (Protegido por fusible)
- b.** Ejecute el programa, tome nota de las protecciones seleccionadas y gráfíquelas en curve direct 1.7.
- c.** Tome nota de los tiempos que maneja cada protección.
- d.** Repita los numerales 1, 2 y 3 para potencias mecánicas útil de 160, 110 y 45 KW.

2.4.2.5. Preguntas después de la práctica

- a.** ¿Existe selectividad con cada una de las protecciones? ¿Cómo se puede mejorar?
- b.** Después de graficar cada una de las curvas de las protecciones seleccionadas, diga a su criterio cual es la mejor protección para el motor. Justifique la respuesta.
- c.** Cuándo se disminuye la potencia de los motores a proteger, ¿se puede seguir considerando como buena protección las protecciones utilizadas en el ítem 2? Justifique su respuesta.
- d.** Para cada una de las potencias utilizadas en los motores, ¿cual es la protección que más se ajusta según las características de la carga?
- e.** Si se presentara un cortocircuito en bornes de los motores, como actúan cada una de las protecciones seleccionadas para cada una de las potencias, ¿qué ventajas y desventajas presentan estas protecciones? Justifique sus respuestas.

Relé diferencial Vigirex RMH

7 Gamas Schneider Electric de protección diferencial

Características técnicas



Relés diferenciales Vigirex RHU y RMH

Características eléctricas		Vigirex RHU							
Tipo de red a controlar, BT alterna		50/60/400 Hz							
Tipo de esquema de unión a tierra		TT, TNS, IT							
Tensión de alimentación		220-240 V / -30 % (1) / +10 %							
Consumo máximo		2 VA							
Temperatura de utilización		-25 °C / +55 °C							
Temperatura de almacenamiento		-55 °C / +85 °C							
Medida de corriente de defecto		Rango de medida del 20 % al 200 % de I _n							
		Precisión de medida de I _n ±10 %							
		Tiempo de refresco en pantalla 2 s							
Alarma (de aviso)		Umbral "I alarm" regulable de 15 mA a 30 A con pasos de 1 o 100 mA con $0,2 \times I_n \leq I_{\text{alarm}} \leq I_n$							
		Precisión +0 / -20 %							
		Temporización "t alarm" regulable de 0 a 5 s con pasos de 10 ms							
		Regulación en pantalla o por bus interno							
		Contacto de salida al cierre							
Defecto		Umbral "I n" regulable de 30 mA a 30 A con pasos de 1 o 100 mA							
		Precisión +0 / -20 %							
		Temporización "t" regulable de 0 a 5 s con pasos de 10 ms con t = 0 si I _n = 30 mA							
		Regulación en pantalla							
		Contacto de salida inversor							
Test		Del aparato local o a distancia (10 m máx.) (con o sin disparo de alarma y de defecto)							
		De la unión toro-relé permanente							
Rearme		Local o a distancia (10 m máx.)							
Características de los contactos de salida según la norma CEI 947-6-2		Corriente nominal térmica (A) 8							
		Carga mínima 10 mA a 12 V							
		Categoría de empleo							
			CA				CC		
			AC12	AC13	AC14	AC15	DC12	DC13	
		Intensidad de utilización (A)	24 V	6	6	5	6	6	2
			48 V	6	6	5	5	2	-
			110 V	6	6	4	4	0,6	-
			220 - 240 V	6	6	4	4		
			250 V					0,4	-
			380 - 415 V	5	-	-	-		
			440 V	-	-	-	-		
			660 - 690 V	-	-	-	-		

(1) -15 % durante la puesta en tensión.

Comunicación

Comunicación con el bus interno Digipact (hacia los concentradores de datos DC150): visualización de las medidas efectuadas, del estado de los relés RHU, de las regulaciones efectuadas. Modificación de ciertas regulaciones a distancia.

Características mecánicas

Dimensiones	DIN 72 × 72
Peso	0,3 kg
Índice de protección (UNE EN 50.102)	
	Cara delantera IP40
	Otras caras IP30
Choque sobre cara delantera (UNE EN 50.102)	IK07 (2 Joules)
Vibraciones (CEI 68-2-6)	3 a 13,2 Hz ± 1 mm - 0,7 g

Entorno

Calor húmedo (CEI 68-2-30)	28 ciclos +25 °C / +55 °C / HR 95 %
Niebla salina (CEI 68-2-52)	Ensayo Kb severidad 2
Compatibilidad electromagnética	
■ descargas electrostáticas (UNE EN 6100-4-2)	Nivel 4
■ susceptibilidad irradiada (UNE EN 1000-4-3)	Nivel 3
■ susceptibilidad conducción débil energía (UNE EN 1000-4-4)	Nivel 4
■ susceptibilidad conducción fuerte energía (UNE EN 1000-4-5)	Nivel 4
■ perturbaciones radio-frecuencia (UNE EN 1000-4-6)	Nivel 3
■ emisiones conducción y radiación (EN 50081-1)	Clase B

protección diferencial BT



Vigirex RMH

BT alterna	50/60/400 Hz
Tipo de esquema de unión a tierra	TT, TNS
Tensión de alimentación	220-240 V / -30 % (1) / +10 %
Consumo máximo	2 VA
Temperatura de utilización	-25 °C / +55 °C
Temperatura de almacenamiento	-55 °C / +85 °C
Medida de corriente de fuga	Rango de medida de 15 mA a 60 A
	Precisión de medida de I _n ±10 %
	Tiempo de medida de una salida < 200 ms
	Tiempo de medida de 12 salidas < 2,4 s
	Tiempo de refresco en pantalla 2 s
Prealarma	Umbral "I pre-al." regulable de 15 mA a 30 A con pasos de 1 o 100 mA con 15 mA ≤ I pre-al. ≤ I alarm ≤ 30 A
	Precisión +0 / -20 %
	Temporización "t pre-al." regulable de 0 a 5 s con pasos de 10 ms
	Regulación en pantalla o por bus interno
	Contacto de salida al cierre
Alarma	Umbral "I alarm." regulable de 30 mA a 30 A con pasos de 1 o 100 mA
	Precisión +0 / -20 %
	Temporización "t alarm." regulable de 0 a 5 s con pasos de 10 ms
	Regulación en pantalla o por bus interno
	Contacto de salida inversor
Test	Del aparato local (con o sin disparo de las alarmas)
	De las uniones toros/multiplexador RM12T y RM12T/RMH permanente
Rearme	Local
Características de los contactos de salida según la norma CEI 947-6-2	Corriente nominal térmica (A) 8
	Carga mínima 10 mA a 12 V
	Categoría de empleo
	CA
	AC12 AC13 AC14 AC15 DC12 CC DC13
	Intensidad de utilización (A)
	24 V 6 6 5 6 6 2
	48 V 6 6 5 5 2 -
	110 V 6 6 4 4 0,6 -
	220 - 240 V 6 6 4 4 -
	250 V - - - - 0,4 -
	380 - 415 V 5 - - - -
	440 V - - - - -
	660 - 690 V - - - - -

(1) -15 % durante la puesta en tensión.

Comunicación con el bus interno Digipact (hacia los concentradores de datos DC150): visualización de las medidas efectuadas, del estado del Vigirex RMH, de las regulaciones efectuadas. Modificación de ciertas regulaciones a distancia.

Dimensiones	DIN 72 × 72
Peso	0,3 kg
Índice de protección (UNE EN 50.102)	
	Cara delantera IP40
	Otras caras IP30
Choque sobre cara delantera (UNE EN 50.102)	IK07 (2 Joules)
Vibraciones (CEI 68-2-6)	3 a 13,2 Hz ± 1 mm - 0,7 g

Calor húmedo (CEI 68-2-30)	28 ciclos +25 °C / +55 °C / HR 95 %
Niebla salina (CEI 68-2-52)	Ensayo Kb severidad 2
Compatibilidad electromagnética	
■ descargas electrostáticas (UNE EN 6100-4-2)	Nivel 4
■ susceptibilidad irradiada (UNE EN 1000-4-3)	Nivel 3
■ susceptibilidad conducción débil energía (UNE EN 1000-4-4)	Nivel 4
■ susceptibilidad conducción fuerte energía (UNE EN 1000-4-5)	Nivel 4
■ perturbaciones radio-frecuencia (UNE EN 1000-4-6)	Nivel 3
■ emisiones conducción y radiación (EN 50081-1)	Clase B

Omicron CMC 256



OMICRON



TEST UNIVERSE

Líder mundial en soluciones innovadoras de prueba de sistemas eléctricos

CATÁLOGO LÍNEA CM

PRUEBAS SECUNDARIAS

Sistema de pruebas CMC



TU2.0



Acerca de OMICRON electronics

OMICRON electronics es una compañía internacional que ofrece soluciones innovadoras para realizar pruebas primarias y secundarias.

OMICRON continúa afianzando su posición como líder mundial en su ámbito, combinando innovación, tecnología de vanguardia y soluciones creativas de software. Con ventas en más de 100 países y oficinas en Europa, Estados Unidos y Asia, junto con una red mundial de distribuidores y representantes, OMICRON verdaderamente se ha labrado una reputación como proveedor de la máxima calidad.

Las posibilidades en cuanto a pruebas automatizadas y documentación de las soluciones de prueba de OMICRON constituyen una ventaja importante en las actuales condiciones cambiantes del mercado en las que la reestructuración de las compañías exige que éstas "hagan más por menos".

En la actualidad, los productos de OMICRON giran en torno a un concepto de pruebas que ofrece soluciones a los diversos retos que plantea el mercado. Esta integración de un hardware ligero y fiable con un software flexible y fácil de usar, se conoce como OMICRON Test Universe.

Servicios en las áreas de consultoría, puesta en servicio, pruebas de relés y entrenamiento completan la gama de productos de OMICRON.

La especialización en pruebas de sistemas eléctricos, junto con un liderazgo con visión de futuro, permiten a OMICRON continuar con desarrollos innovadores para sus soluciones de prueba que atiendan las necesidades de los clientes del siglo XXI.

Con certificación ISO 9001

Otros documentos de ventas

PRUEBAS PRIMARIAS - Catálogo
Gama de productos de OMICRON en el área de pruebas primarias.

Si desea obtener una lista detallada de los documentos disponibles actualmente, consulte www.omicron.at/support/literature o www.omicronusa.com/support/literature.

CM-Line Catálogo Tabla de Contenidos

Software

Opciones de software	4
Definición del equipo en prueba con XRIO	5
Configuración del hardware.....	5
Generación automática de informes.....	5
QuickCMC.....	6
TransPlay - Reproducción de Transitorios.....	7
Harmonics	7
CB Simulation	7
Binary I/O monitor	7
State Sequencer	8
Ramping	9
Pulse Ramping	9
OMICRON Control Center.....	10
Test Wizard	11
Pause Module, Text View, ExeCute.....	11
CM Engine - Interfaz de Programación	11
Overcurrent.....	12
Autoreclosure.....	12
Distance	13
Differential	13
Advanced Distance.....	14
VI Starting.....	15
Advanced Differential	16
Synchronizer	18
Ground Fault.....	18
Advanced TransPlay.....	19
Annunciation Checker	19
Transducer	20
Meter.....	21
NetSim - Software de simulación de red	22
Software de Calibración de Campo cm_FCS	23
EnerLyzer	24
TransView	25
Herramientas de Prueba de Esquemas.....	26
CommPro	26
LogicPro	26
DLogicPro	27
PQPro	27

Pruebas Basadas en Comunicaciones

Protocolo de software GSSE IEC 61850 / UCA 2.0	28
Protocolo de software PTS 103 IEC 60870-5-103.....	29

Descripción del Hardware

Unidades de prueba.....	30
Amplificadores	31

Unidades de Prueba

CMC 256 - Equipo de prueba 4 voltajes /6 Fases de Corrente	32
CMC 156 - Equipo de Prueba Trifásico,3 Voltajes/3 Corriente...34	

Amplificadores

CMA 56 - Amplificador de Corriente Trifásica	36
CMA 156 - Amplificador hexafásico	37
CMS 156 - Amplificador trifásico, 3 voltajes / 3 corrientes	38
CMS 251 - Amplificador de tensión / corriente monofásica de alta potencia	39
CMS 252 - Amplificador de tensión / corriente bifásica de alta potencia.....	39

Unidad de Entrada / Salida Binaria

CMB IO-7.....	40
---------------	----

Accesorios

Unidad de sincronización CMGP	41
CPOL Polarity Checker.....	41
Meter Accesorios:	
CMLIB B set	42
Cabezales de exploración	42
CMLIB A - conector de señales de bajo nivel	42
C-Probe 1 Pinza de corriente	43
CM ASB2 Caja de conmutación automática	43
Puerto paralelo para ordenadores portátiles SPP-100.....	43
Cable de prueba del controlador de recierre, conector de 14 patillas.....	44
Cable combinado del generador	44
Maletines de transporte	44
Otros accesorios.....	45

Opciones de pedido

Sumario	46
---------------	----

Contactos

Representantes y distribuidores	47
Oficinas de OMICRON.....	48

Opciones de Software

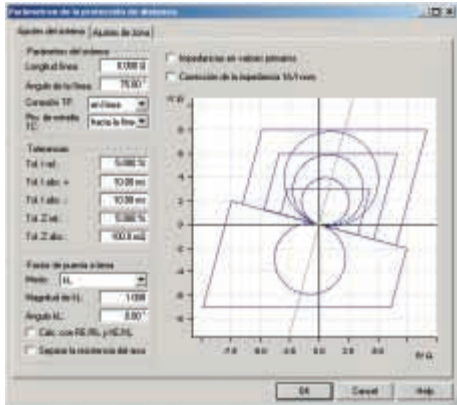
Los usuarios de OMICRON pueden beneficiarse de una amplia gama de potentes opciones de software. Los distintos paquetes contienen una selección de módulos de prueba orientados a funciones específicas y pueden utilizarse de modo autónomo o integrarse en planes de prueba para pruebas automatizadas. La gama se complementa con módulos de software para aplicaciones especiales.

Software/Módulo		Paquetes de software					
		Basic	Protection	Advanced Protection	Meter	Measurement	Universal
		Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
QuickCMC	Pruebas manuales rápidas y sencillas; incluye informe de resultados.	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TransPlay	Reproducción de archivos COMTRADE, grabación del estado de entrada binaria.	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Harmonics	Generación de señales con armónicos superpuestos, de forma directa o mediante la exportación COMTRADE.	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Binary IO Monitor	Pantalla de estado de todas las entradas y salidas binarias de las unidades de prueba conectadas.	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CB Simulation	Módulo para configurar la simulación del interruptor de potencia con el CMC 256.	✓	✓	✓	✓	✓	✓
State Sequencer	Determinación de los tiempos de funcionamiento y las relaciones lógicas de temporización mediante secuencias basadas en el estado.	✓	✓	✓			✓
Ramping	Determinación de los umbrales de operación (amplitud, fase, frecuencia) por medio de rampas.	✓	✓	✓			✓
Pulse Ramping	Determinación de los umbrales de operación (amplitud, fase, frecuencia) por medio de rampas de pulsos.		✓	✓			✓
Control Center Package	Herramienta de automatización, plan de pruebas orientado por documento, plantilla y formulario de informe. Incluye <i>OMICRON Control Center (OCC)</i> , <i>Test Wizard</i> , <i>CMEngine</i> , <i>Pause Module</i> , <i>ExeCute</i> , <i>TextView</i>		✓	✓		✓	✓
Overcurrent	Pruebas manuales o automáticas de características de secuencia positiva, negativa y cero de la sobrecorriente; incluye control direccional con modelos de falla (falta).		✓	✓			✓
Autoreclosure	Prueba de la función de recierre automático con un modelo de falla (falta) integrado.		✓	✓			✓
Distance	Evaluación de los elementos de impedancia mediante definiciones de disparo simple en el plano de impedancias Z.		✓	✓			✓
Differential	Evaluación operativa y del elemento de armónicos en modo monofásico.		✓	✓			✓
Advanced Distance	Evaluación de los elementos de impedancia usando diferentes modos de prueba automáticos (Disparo, Búsqueda, Verificación) y modelos de falla (falta).			✓			✓
VI Starting	Prueba de la función VI starting de los relés de distancia.			✓			✓
Advanced Differential	Prueba trifásica completa con un máximo de 9 corrientes para relés diferenciales.			✓			✓
Synchronizer	Pruebas automáticas de los dispositivos de sincronización.			✓			✓
Ground Fault	Simulación del estado estable y fallas (faltas) a tierra transitorias utilizando el modelo de falla (falta) del sistema.			✓			✓
Advanced TransPlay	Importación/exportación, reproducción, edición, modificación y evaluación automática de archivos transitorios usando los formatos de archivo COMTRADE/PL4/CSV.			✓			✓
Annunciation Checker	Verificación de la disposición y el cableado de los dispositivos de protección.			✓			✓
Transducer	Prueba de todo tipo de convertidores de medición (tensión, corriente, frecuencia, potencia).					✓	✓
Meter	Prueba de contadores de energía con una o varias funciones. Incluye la prueba bajo carga, prueba en vacío, prueba de arranque y prueba de registro.				✓	✓	✓
cm_FCS	Para auto-prueba y calibraciones del CMC 256/156/151.	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Software Adicional

NetSim	Simulador de red para probar relés en condiciones reales.
EnerLyzer	Mediciones analógicas y registro de transitorios en el CMC 256 incluye <i>TransView</i> .
TransView	Análisis de señales transitorias en formato COMTRADE.
Herramientas de prueba de esquemas:	Software de prueba diseñado para probar varios esquemas implementados en relés modernos, contadores de energía e IEDs.
CommPro	Herramienta de entrenamiento y prueba para esquemas lógicos basados en comunicación en líneas de transmisión.
LogicPro	Herramienta de entrenamiento y prueba para esquemas lógicos no basados en comunicación en líneas de transmisión.
DLogicPro	Herramienta de entrenamiento y prueba para esquemas lógicos en distribución.
PQPro	Herramienta de entrenamiento y prueba para esquemas lógicos de detección de calidad de energía.
Software para Protocolo GSSE (UCA 2.0)	Prueba con GSSEs de acuerdo a IEC 61850 ("UCA GOOSE"), requiere CMC 256 con la opción de hardware NET-1
PTS 103	Supervisión, simulación y análisis del "protocolo de protección" IEC 60870-5-103

Todos los módulos de prueba individuales y el OMICRON Control Center se basan en una plataforma uniforme de tecnología de software. Las características comunes dan una gran uniformidad a todos los módulos, facilitando su dominio y uso efectivo.

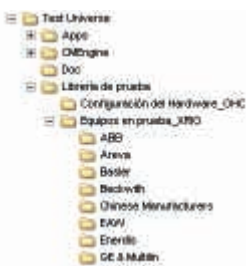


Definición del equipo en prueba con XRIO

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓	✓	✓	✓

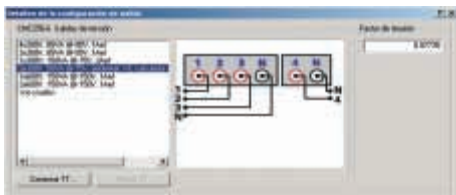
Todos los datos importantes para probar el dispositivo se conservan en formato XRIO (eXtended Relay Interface de OMICRON) estándar. Los datos correspondientes se pueden introducir manualmente a través del equipo en prueba o se pueden importar. Los parámetros del equipo en prueba también se pueden exportar, para que estén disponibles para todos los planes de prueba existentes.

LinkToXRIO: Todos los módulos de prueba compatibles con LinkToXRIO permiten el uso directo de un parámetro definido de un equipo en prueba para realizar la prueba. Esto significa que si un determinado parámetro cambia, no es necesario modificar los planes de prueba que lo utilizan. Los planes de prueba seguirán realizando la prueba especificada con el parámetro modificado.



Convertidores XRIO: Los convertidores XRIO permiten, de forma opcional, la introducción y conversión rápidas y sencillas de los datos disponibles en la propia estructura de parámetros del equipo en prueba. Los usuarios pueden escribir y personalizar los convertidores XRIO. El software incluye varios ejemplos útiles.

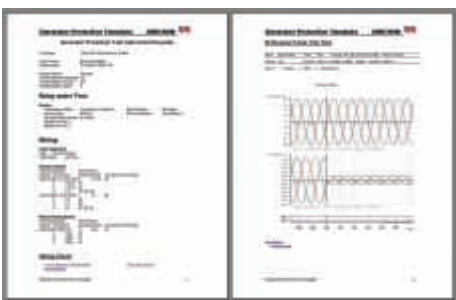
Biblioteca de pruebas: Una biblioteca de pruebas que se instala con el software proporciona, además, un conjunto completo de datos típicos de equipos en prueba de diferentes fabricantes. Los datos se pueden adaptar fácilmente a los ajustes reales de cada equipo en prueba.



Configuración del hardware

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓	✓	✓	✓

En el componente de Configuración del hardware (HCC), la configuración de las pruebas (generadores/amplificadores usados, transformadores de corriente (TC) auxiliares, transformadores de tensión (TT), etc.) y el cableado entre el equipo de pruebas y el equipo en prueba se configuran con la máxima flexibilidad. Las funciones de exportación e importación permiten distribuir fácilmente configuraciones de hardware específicas.

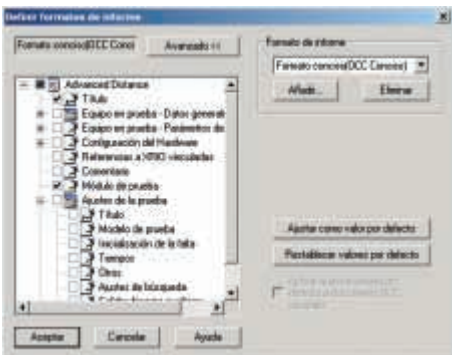


Generación automática de informes

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓	✓	✓	✓

Todos los módulos de prueba de OMICRON tienen una vista en común: la vista de informes. En esta vista, se observa un informe totalmente formateado, en el que sólo faltan los resultados de la prueba. Si se utilizan varios módulos en OCC para realizar una prueba, cada módulo aporta su conjunto de datos específico al informe global.

Al finalizar la prueba, los resultados y evaluaciones de la prueba se introducen automáticamente para finalizar el informe.

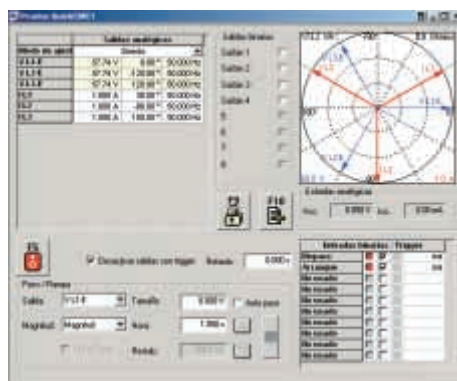


Los informes se pueden imprimir, guardar en un archivo o en una base de datos o exportar fácilmente a aplicaciones de Office estándar utilizando el formato de texto enriquecido. Dependiendo de qué módulo de prueba procedan los resultados, los datos se introducen en formato de tabla y/o gráfico.

Es muy fácil personalizar los informes de las pruebas de acuerdo con las necesidades individuales. Con la función de configuración de informes, el contenido visible de los informes de prueba puede definirse en su totalidad, independientemente de los datos registrados, con sólo seleccionar o cancelar la selección de opciones de la lista. Los datos registrados siempre estarán disponibles, independientemente de si el usuario elige incluirlos en los informes. Los ajustes definidos de un informe estándar se generan, guardan y cargan de forma rápida y sencilla; es muy fácil incluir elementos específicos de la empresa, como logotipos, etc.

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓	✓	✓	✓

QuickCMC



Pruebas manuales fáciles y rápidas

- Control simultáneo de hasta 16 generadores (salida de tensión o corriente)
- Función de estado estable, por pasos o de rampa para todas las magnitudes
- *Cálculo de falla (falta)* que proporciona diferentes modos de funcionamiento
- Medidas de sincronización
- Diagrama vectorial y plano de impedancia

QuickCMC proporciona a la vez un interfaz de usuario sencillo e intuitivo, y potentes funciones para realizar pruebas manuales para todo tipo de dispositivos secundarios. Las magnitudes de salida se pueden introducir de la forma clásica, como tensiones y corrientes, o utilizando modos de entrada de valores de impedancia absolutos o relativos, potencias o componentes simétricas. Independientemente del modo de entrada que elija, el *Cálculo de falla (falta)* transforma los valores en tensiones y corrientes generados por un CMC o un amplificador.

Salidas analógicas			
Modo de ajust	Valores de falta		
Tipo de falta	L1-L2-L3		
V Falta	50.00 V	90.00 °	50.000 Hz
I Falta	1.000 A	10.00 °	50.000 Hz

Funciones de salida

QuickCMC permite controlar de forma sencilla las señales de prueba. Los valores de salida pueden definirse numéricamente o mediante la colocación dinámica de los elementos en el diagrama vectorial o en el plano de impedancia interactivo con el mouse.

Salidas analógicas			
Modo de ajust	Z%-I const.		
Tipo de falta	L1-E		
Z%	10 %	Long. de línea	
Phi Z	0.00 °	Relativo al ángulo de	
Ipru	1.000 A		

El módulo incluye un **Cálculo de falla (falta)** que convierte automáticamente los valores introducidos para determinar las magnitudes de salida correctas (tensión, corriente y ángulo de fase) para fallas (faltas) monofásicas, bifásicas y trifásicas; flujo de potencia o componentes simétricas. La tensión y la corriente residuales también se calculan y se generan automáticamente. En función del modo seleccionado, los valores se muestran gráficamente en el diagrama vectorial o la vista de impedancia, además de en forma numérica en una tabla.

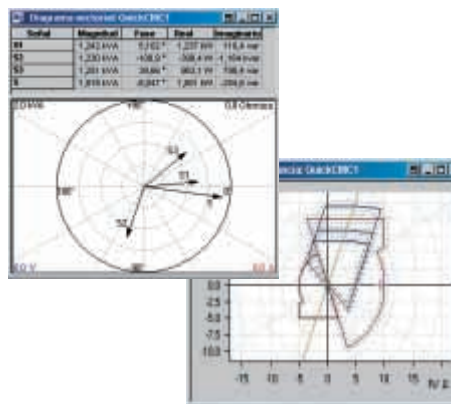
Salidas analógicas			
Modo de ajust	Potencias		
S1 (P1 , Q1)	50.00 W	-981.0	50.000 Hz
S2 (P2 , Q2)	50.00 W	-981.0	50.000 Hz
S3 (P3 , Q3)	50.00 W	-981.0	50.000 Hz
S (P , Q)	150.0 W	-2.943 VAR	50.000 Hz
V L1-E	57.74 V	0.00 °	50.000 Hz
V L2-E	28.87 V	180.00 °	50.000 Hz
V L3-E	28.87 V	180.00 °	50.000 Hz

Los canales que no tienen asignado un modelo de falla (falta) se pueden establecer sin ninguna restricción (generación de señales desequilibrada, frecuencia variable para cada canal, etc.).

La función Administrador de unidades permite alternar fácilmente la gestión de valores primarios/secundarios, absolutos/relativos o en segundos/ciclos.

Modo de paso o de rampa

El uso en modo de paso o de rampa se proporciona para buscar valores límite, como el arranque, la reposición o el inicio de un relé. En el modo de paso, las magnitudes seleccionadas (corrientes, tensiones, impedancias, potencia, etc.) se aumentan o se reducen en un valor especificado al hacer clic con el mouse. En el modo de rampa, se lleva a cabo una prueba de función por pasos hasta que cambia una entrada o hasta que el usuario detiene la prueba. La función de rampa de pulsos permite realizar fácilmente pruebas de elementos de protección con características que se solapan.

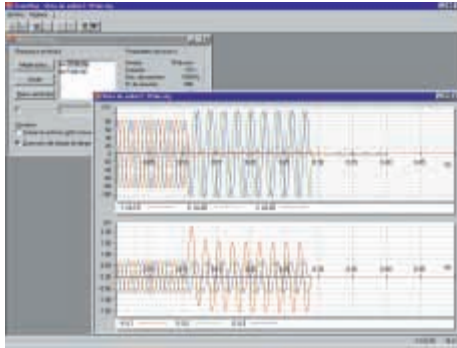


Funciones de entrada/medida

Puede utilizar 10 entradas binarias para supervisar los contactos secos o húmedos, y realizar las medidas de tiempo correspondientes. También puede mostrar los valores de salida de un convertidor conectado a las entradas de CC analógicas.

Informes

QuickCMC permite guardar los resultados de las pruebas para utilizarlos más adelante. Al igual que en todos los demás módulos de prueba de OMICRON Test Universe, puede personalizar el estilo y el contenido del informe. Además, la función de informes de QuickCMC proporciona una función de "bloc de notas" que permite añadir comentarios individuales al informe.



TransPlay - Reproducción de Transitorios

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓	✓	✓	✓

TransPlay, como programa de utilidades, permite cargar y reproducir archivos de transitorios que contienen formas de onda analógicas transitorias de corriente y tensión. Los archivos que se convierten de COMTRADE a formato WAV se pueden reproducir automáticamente. Esto da como resultado la inyección de estas señales en el relé. Estas señales pueden ser formas de onda armónicas simples o fallas (faltas) reales del sistema de alimentación eléctrica registradas por un registrador de fallas (faltas) digital o por un programa de simulación, como EMTF. El software admite los siguientes formatos de archivo COMTRADE de IEEE y WAV de Windows.

TransPlay también incluye una capacidad de sincronización para utilizar con un trigger externo. Un trigger externo, como un pulso de tiempo de un receptor de satélite GPS (CMGPS), puede iniciar la reproducción de un archivo transitorio a una hora específica.



Harmonics

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓	✓	✓	✓

Harmonics produce armónicos con frecuencias de hasta 1000 Hz, con armónicos pares e impares hasta el 20º armónico a 50 Hz o hasta el 16º armónico a 60 Hz. Las señales armónicas se pueden generar directamente o exportar como archivos COMTRADE. Se puede definir el fundamental para las tres tensiones y las tres corrientes, y mezclas de armónicos para cada uno de los canales de tensión o de corriente. Se indica la DAT (distorsión armónica total) de la señal para cada canal.

En el modo de salida estática, la herramienta emite valores siempre que esté en estado activado. En el modo de secuencia, se puede inyectar una secuencia compuesta por tres estados:

1. Pre-síñal: sólo para la onda fundamental
2. Señal: establece la señal, incluidos los armónicos
3. Post-síñal: sólo para la onda fundamental

Un temporizador arranca en el momento de la inyección del armónico y se detiene con un evento de trigger. Se indica el tiempo de respuesta.



CB Simulation

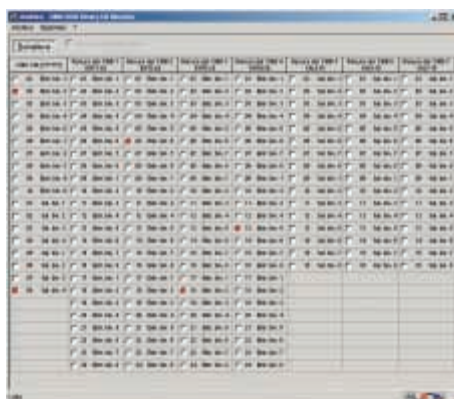
Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓	✓	✓	✓

(for CMC 256)

Para muchos relés de protección, es necesario tener los contactos auxiliares del interruptor de potencia (IP) conectados y operativos, para un funcionamiento correcto. La simulación del IP que se ejecuta en el CMC 256, simula los contactos auxiliares durante una prueba. En función de las entradas y salidas binarias disponibles, es posible simular el funcionamiento monopolar y tripolar del IP. Una pantalla de señales de tiempo muestra la situación real.

CB Simulation consta de dos elementos:

- El módulo de configuración del IP, que se utiliza para especificar los parámetros temporales y el modo de operación de CB Simulation. Se puede utilizar como un módulo independiente o incrustado en el OMICRON Control Center.
- CB Simulation se ejecuta en el firmware del CMC. Activa los contactos auxiliares del IP (52a, 52b) en respuesta a los comandos de disparo y de cierre.



Binary I/O monitor

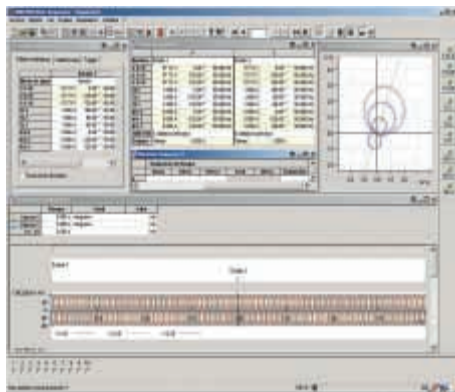
Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓	✓	✓	✓

Binary I/O Monitor (Monitor de E/S binarias) indica el estado de todas las entradas y salidas binarias del equipo de prueba conectado. También puede indicar los cambios en los transitorios que se producen entre las actualizaciones periódicas de la información mostrada. Esto resulta muy útil durante la creación de secuencias de pruebas o para la resolución de problemas. Una función de detención permite al usuario congelar la pantalla para realizar una investigación pormenorizada. Esta herramienta es muy útil en particular cuando se trabaja con el CMB IO-7 (con una gran cantidad de entradas y salidas binarias). Una aplicación típica es la prueba de la lógica de control de los dispositivos de maniobra de una bahía de subestación. Este monitor trabaja en paralelo con cualquier módulo de prueba de OMICRON.



Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓			✓

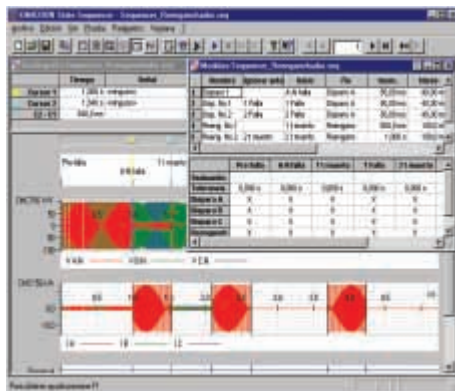
State Sequencer



State Sequencer es una herramienta muy flexible para determinar los tiempos de funcionamiento y las secuencias lógicas de temporización. Las condiciones de salida (tensión y corriente, salidas binarias) definen un estado y también se establece una condición que ponga fin al estado en cuestión. Para definir una secuencia de prueba pueden encadenarse varios estados individuales. La transición de un estado al siguiente se puede producir después de un tiempo fijo, tras una condición de activación en las entradas binarias de CMC, un pulso de sincronización GPS o al pulsar una tecla. Es posible la salida estática de estados individuales.

Definición de los estados individuales

En un estado, se pueden definir de forma independiente hasta 16 señales con parámetros de amplitud, fase y frecuencia. Además de la introducción directa de las tensiones y corrientes individuales, el Cálculo de falla (falta) permite calcular automáticamente las magnitudes de prueba introducidas con uno de los siguientes modos: Fase-neutro, Fase-Fase, componentes simétricas, potencias, valores de falla (falta), Z con corriente o tensión constantes. Para relés de distancia, se pueden definir puntos de prueba directamente en el plano de impedancia interactivo, que muestren las especificaciones del propio archivo XRIO del equipo en prueba cargado.



Medida

Las medidas de tiempo se pueden definir basándose en esta cadena de estados. Los estados se pueden utilizar para verificar el funcionamiento correcto del relé. Se pueden especificar condiciones de temporización para la evaluación de la prueba (por ejemplo, un relé dado debe dispararse en los dos ciclos siguientes al inicio del estado de falla (falta)). Se pueden especificar tiempos de disparo y desviaciones individuales (positivas y negativas) para cada condición de medida. Si el tiempo medido está dentro de este intervalo, el resultado de la prueba será "correcta"; de lo contrario, "incorrecta".

Aparte de las medidas de temporización (activadas siempre por un evento, como un disparo), se pueden realizar evaluaciones de nivel. Una evaluación de nivel es positiva si los estados definidos en las salidas del relé conectadas a las entradas binarias son verdaderas (lógicamente) durante todo el estado especificado. No se necesitan cambios en los valores binarios.

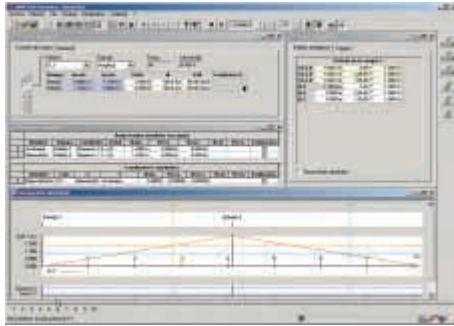
Una vez definidos, los estados y las condiciones de temporización se pueden copiar y pegar fácilmente en una secuencia.

Evaluación e informes

Las condiciones de medida se muestran en una tabla. Después de ejecutar una prueba, esta tabla contiene también los tiempos reales y las desviaciones medidos. La última columna contiene la información de prueba "correcta" o "incorrecta". Todas las señales temporales (tensiones, corrientes y entradas binarias) se pueden mostrar de forma gráfica para ayudar a estudiar la reacción del relé. Las señales se pueden activar individualmente, con la posibilidad de ampliar puntos específicos en el tiempo. Los cursores de datos facilitan el desplazamiento por las señales temporales para buscar valores en tiempos específicos. Las funciones del informe son idénticas a las de todos los demás módulos de prueba automáticos.

State Sequencer admite la unidad de entrada/salida binaria CMB IO-7.

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓			✓



Ramping

Ramping genera rampas de amplitud, fase o frecuencia para las salidas de corriente y tensión. También puede determinar valores umbrales de operación, como el arranque mínimo o la histéresis de conmutación

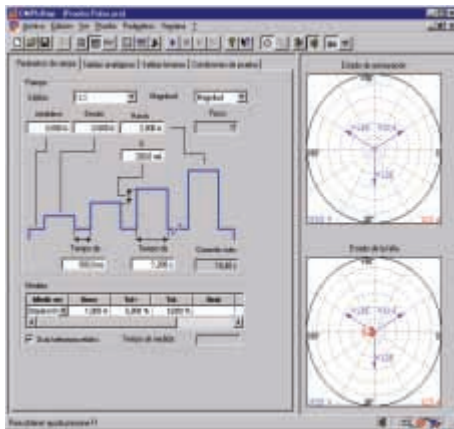
Se pueden realizar pruebas automatizadas con rampas, que permiten probar funciones tanto simples como complejas. La flexibilidad de este módulo permite utilizar dos rampas simultáneas sincronizadas de diferentes variables y funciones con un máximo de cinco segmentos de rampa consecutivos cada una.

Características

- Pruebas automatizadas utilizando secuencias de rampa
- Rampas simultáneas para dos variables y funciones independientes (por ejemplo, V/Hz)
- Definición de hasta cinco segmentos de rampa consecutivos
- Control visual de los valores de salida (vista de tiempo)
- Visualización de los resultados de la prueba con evaluación automática
- Función de repetición de la prueba con cálculos estadísticos
- Cálculo de relaciones de los dos valores de rampa, como por ejemplo, relación de restablecimiento
- Característica única de "un paso atrás" para realizar pruebas rápidas y precisas
- Evaluación automática de los resultados

Aplicaciones típicas

- Pruebas de arranque/reposición
- Evaluación de la relación de restablecimiento



Pulse Ramping

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
	✓	✓			✓

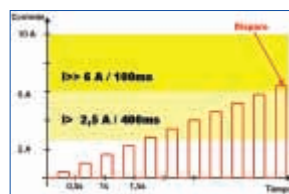
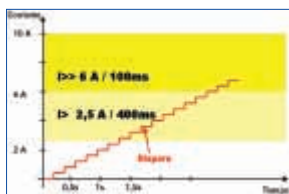
Pulse Ramping permite determinar de forma sencilla, rápida, precisa y completa los valores de arranque de los relés multifuncionales. *Pulse Ramping* permite probar el valor de arranque de un elemento de protección sin desactivar las funciones asociadas. El disparo es el único contacto necesario. Esto elimina una posible fuente de error, ya que no es necesaria la reparametrización del relé. El uso de *Pulse Ramping* evita también el uso de una alta corriente continua de prueba para los relés electromecánicos con ajustes instantáneos altos

Otras funciones son:

- Modelo de falla (falta) de protección de distancia con el interfaz XRIO
- Definición del estado de restauración
- Pruebas de extremo a extremo con un pulso de GPS
- Creación automática de informes
- Evaluación automática de los resultados

Aplicaciones típicas:

- Pruebas de arranque de
- relés multifuncionales con elementos que se solapan,
- relés de sobrecorriente con varios elementos,
- protección del generador,
- protección del motor,
- relés de índice de cambio (incluye df/dt)



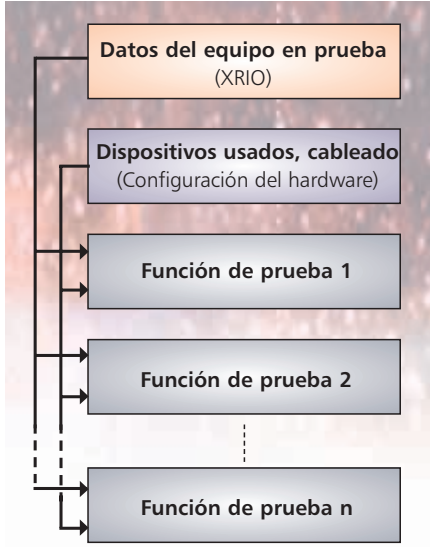
Ejemplo con relé de sobrecorriente:

Sin *Pulse Ramping*, no es posible determinar la $I >>$ arranque (instantánea) debido a que la rampa ya lleva a un disparo en el área $I >$ (sobrecorriente temporizada).

Con *Pulse Ramping*, es fácil determinar el valor de arranque de $I >>$, ya que los pulsos de 200 mseg nunca ocasionan un disparo en la región $I >$.



Los módulos de software OMICRON ofrecen un conjunto completo de funciones para realizar pruebas convencionales de forma manual o automática. Pero además, las posibilidades de automatización que ofrece *OMICRON Control Center* son únicas. Se pueden crear, mantener y distribuir fácilmente planes de prueba completos y reducir de forma notable la duración de las pruebas.



OMICRON Control Center

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
	✓	✓		✓	✓

Gracias a la tecnología patentada* de *OMICRON Control Center (OCC)*, es posible probar todas las funciones de un equipo en prueba con un solo plan de prueba, definido en un documento OCC.

Un documento OCC consta básicamente de los elementos siguientes:

Datos del equipo en prueba Un potente entorno del equipo en prueba, definido en XRIO, para describir o crear modelos de todos los parámetros y ajustes del equipo en prueba. Los datos del equipo en prueba se pueden importar o introducir de forma manual. Los convertidores XRIO realizan la transferencia de ajustes del relé al software de pruebas de forma rápida y sencilla.

Configuración del hardware Información sobre los dispositivos, las entradas y salidas, y las conexiones del cableado Especificadas en el componente de Configuración del hardware (HCC). Presente durante todo el plan de pruebas para todas las funciones y módulos de prueba integrados.

Módulos de prueba con ajustes de la prueba (puntos de prueba, etc.) Número y tipo de módulos de prueba integrados, en función de la complejidad de las pruebas que se desea realizar. Con la tecnología LinkToXRIO, todos los módulos de prueba "generales" tienen acceso a los parámetros XRIO y permiten definir ajustes de prueba para los parámetros del equipo en prueba. Las pruebas se adaptan automáticamente a los ajustes modificados del equipo en prueba.

Opcional: gráficos, textos de las instrucciones, etc. Guía al usuario durante el proceso de prueba según las especificaciones de la prueba (diagramas de conexiones, instrucciones de verificación, etc.) compatibles con *Pause Module*, *Text View*, *ExeCute*.

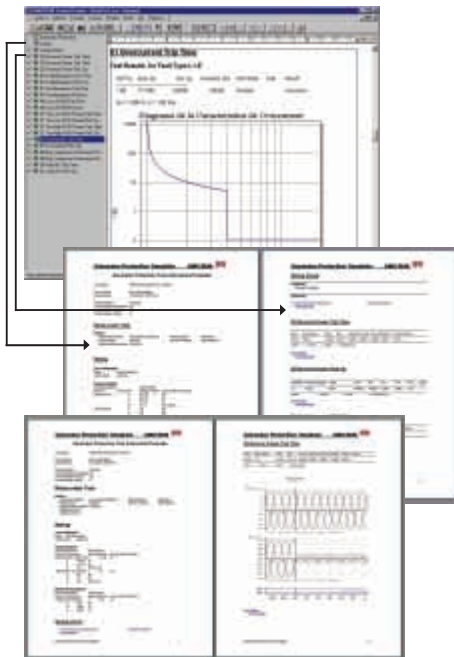
Resultados (después de la prueba) Contiene todos los resultados de la prueba en formato seguro con datos exactos, la evaluación automática de los puntos de prueba según las tolerancias y el informe de la prueba creado automáticamente (personalizable para atender las necesidades de la organización).

Para adaptar un plan de prueba para un determinado parámetro, sólo es necesario cambiar este parámetro en XRIO; todos los ajustes de la prueba se adaptan automáticamente, ya que se establecen en función de los parámetros del dispositivo.

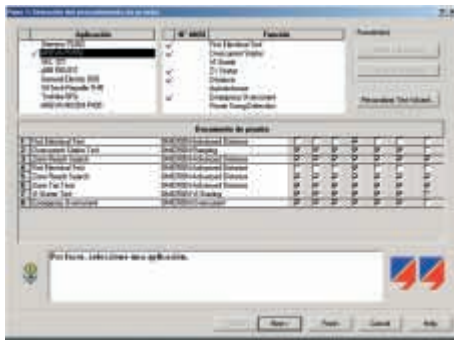
Reutilización

Los documentos OCC se pueden utilizar fácilmente como plantillas para las mismas pruebas u otras similares. Simplemente copiando el archivo, borrando los resultados de la prueba anterior y reiniciando la prueba, ésta vuelve a realizarse exactamente con los mismos ajustes, configuración y especificaciones. Para pruebas similares, en las que únicamente varían los parámetros (por ejemplo, en subestaciones con varios alimentadores), sólo es necesario copiar el archivo OCC y ajustar los parámetros.

Test Wizard, una herramienta eficaz y personalizable para la generación automática de planes de prueba optimizados de Control Center, completa la "caja de herramientas" de prueba automática y creación de planes de prueba de OMICRON.



* Patentes Nos. US 6,418,389 B2 y EP 0 904 548 B1



Test Wizard

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
	✓	✓		✓	✓

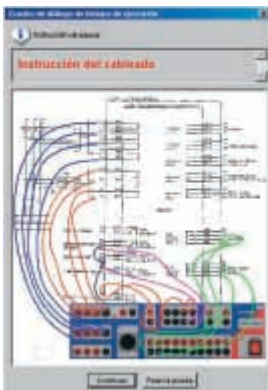
Test Wizard es una herramienta sencilla y eficaz para la generación automática de planes de prueba diseñados específicamente para una aplicación en el OCC.

El fundamento del *Test Wizard* es su "base de conocimientos", una base de datos de planes de prueba individuales predefinidos para cada tipo de equipo en prueba normalizado. Esta base de datos puede ser personalizada y ampliada por el usuario.

Una vez identificado el equipo en prueba (por ejemplo, un determinado relé de distancia), *Test Wizard* proporciona una lista de todas las funciones de protección disponibles en el equipo (distancia, recierre automático, etc.). En esta lista, el usuario selecciona las funciones que desea probar y el *Test Wizard* incorpora automáticamente las funciones de prueba correspondientes en un documento OCC estructurado.

Como un asistente, el *Test Wizard* guía al usuario a través del proceso de selección de las funciones de prueba necesarias según la aplicación de interés y las combina automáticamente para obtener un plan de prueba completo en un documento OCC.

Este exclusivo *Test Wizard* tiene un enorme valor, especialmente cuando se utiliza con relés multifuncionales, y constituye también una potente plataforma para la creación, distribución y mantenimiento de plantillas de prueba normalizadas.



Pause Module, Text View, ExeCute

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
	✓	✓		✓	✓

Estos pequeños módulos se ejecutan en OCC y admiten algunos aspectos de automatización.

Pause Module

Permite configurar puntos de interrupción en las pruebas automáticas. Los diseñadores de pruebas pueden especificar las instrucciones que desean mostrar como mensajes emergentes (por ejemplo, incluir un diagrama de cableado).

Text View

Permite incrustar y mostrar un archivo de texto o de registro durante la ejecución de una prueba automática.

ExeCute

Permite ejecutar aplicaciones externas (programas) junto con parámetros de datos o archivos durante la ejecución de Control Center para una prueba automática, utilizando un documento OCC (por ejemplo, la reparametrización de un relé durante una prueba de tipo).

CM Engine - interfaz de programación

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
	✓	✓		✓	✓

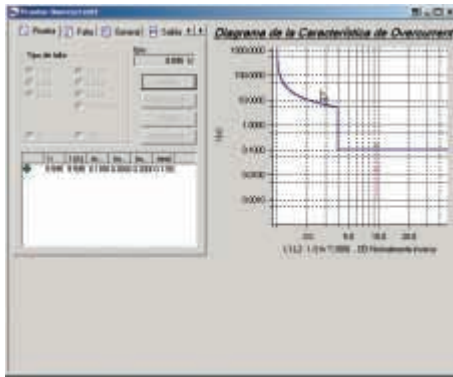
Para aplicaciones muy especiales, el interfaz de programación *CM Engine*, una biblioteca de lenguaje de comandos para plataformas Windows de 32 bits (Windows 98/2000/XP), permite a los usuarios de las unidades de prueba CMC escribir sus propios programas. De este modo, se pueden atender requisitos de prueba y control específicos; por ejemplo, las pruebas de aceptación en fábrica que realizan los fabricantes de relés de protección.

Los programas pueden crearse en uno de los lenguajes de programación comunes; por ejemplo, C/C++, Visual Basic o Pascal. También se puede controlar el hardware de prueba CMC desde aplicaciones de otros proveedores que admitan *Microsoft Automation*.



Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
	✓	✓			✓

Overcurrent



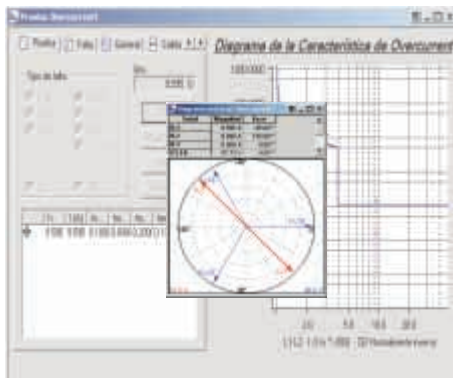
Pruebas automáticas

- Pruebas de tiempo de disparo por sobrecorriente
- Evaluación de curvas de sobrecorriente
- Pruebas de arranque/reposición

Overcurrent se utiliza para probar de forma manual o automática los relés de sobrecorriente (direccionales y no direccionales). El software muestra la característica del relé en un diagrama de tiempo vs. corriente. Cada punto de prueba se define en esta característica y después se agrega a una lista de puntos de prueba. Se realiza una evaluación para cada punto de prueba, basada en la tolerancia del tiempo de disparo predefinida.

Características clave

- Evaluación para cada punto de prueba
- Pruebas automatizadas
- Característica para secuencia cero y negativa
- Definición de una secuencia de punto de prueba
- Prueba de la característica inicial/evaluación automática
- Pruebas con o sin corriente de carga
- Generación automática de informes



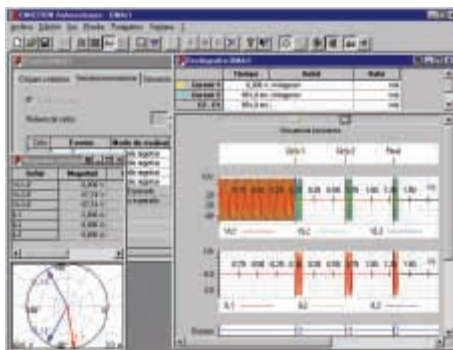
Es posible definir cuatro características distintas para cada relé: falla (falta) de línea a tierra, falla (falta) de línea a línea, secuencia cero y secuencia negativa.

Las curvas o características temporales se pueden basar en una tabla de corriente vs. tiempo definida por el usuario o en distintas características predefinidas del relé. Las características del relé disponibles desde las plantillas OMICRON son: curvas estándar inversas, tal como se definen en IEC 255-4 (BS 142), y curvas específicas de relé, basadas en la fórmula de la norma IEEE (PC37.112).

El interfaz del relé de OMICRON (XRIO) permite importar y exportar datos de relé. La automatización de la prueba es posible mediante una simple definición de los puntos de prueba en una lista de puntos de prueba definida por el usuario. Un interfaz gráfico de usuario muestra los valores de salida en el diagrama vectorial.

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
	✓	✓			✓

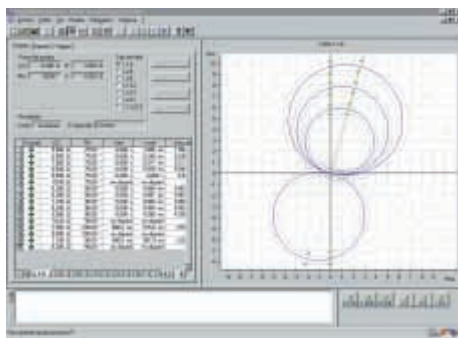
Autoreclosure



La configuración de las secuencias de prueba para la función de recierre automático (AR) es eficaz y permite ahorrar tiempo. *Autoreclosure* configura automáticamente las condiciones de la prueba para la secuencia correcta e incorrecta. El usuario puede modificar las condiciones de medida para ajustarlas a sus necesidades específicas. También se evalúan automáticamente los criterios esenciales, como el disparo trifásico final al terminar una secuencia incorrecta.

La generación de las magnitudes de falla (falta) no realiza ninguna suposición respecto a la naturaleza de la protección, lo que permite probar la sobrecorriente, la distancia o los relés diferenciales de la línea con AR. La especificación de la falla (falta) se realiza por el tipo y las magnitudes de la falla (falta), apoyada por el Cálculo de falla (falta) integrado y la funcionalidad de LinkToXRIO. Para probar la protección de distancia, se puede especificar la falla (falta) en el plano de impedancia.

La secuencia de prueba se muestra en función del tiempo y se presenta una lista de eventos con evaluaciones.



Distance

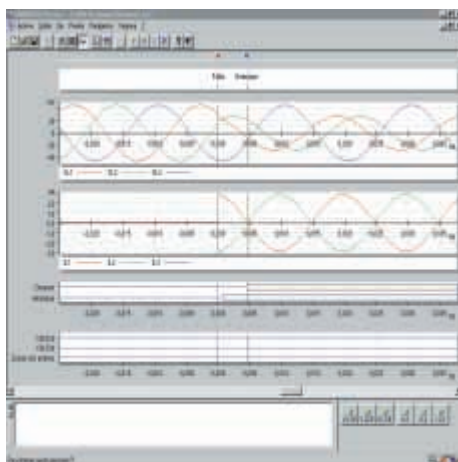
Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
	✓	✓			✓

Distance proporciona la funcionalidad para definir y realizar pruebas de los relés de distancia por medio de evaluaciones de los elementos de impedancia y usando definiciones de disparo simple en el plano de impedancias Z con representación en pantalla de la característica gráfica.

Definición de las características del relé

Un editor gráfico de la característica permite definir rápida y fácilmente las características nominales del relé y los ajustes. Se pueden definir zonas de arranque, disparo, extensión y de no-disparo, usando los elementos predefinidos. Se proporciona una vista general completa de todas las zonas definidas.

El interfaz XRIO estándar permite importar directamente los datos del relé del software de configuración de los parámetros del relé. Los ajustes de impedancia para las zonas se introducen y representan como valores primarios o secundarios, a elección del usuario.

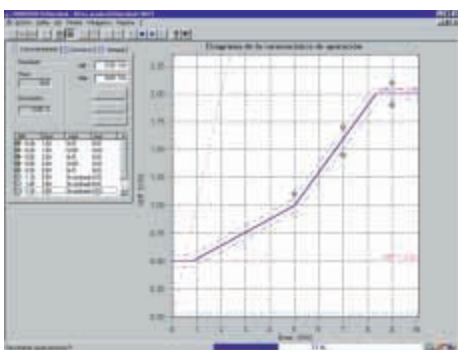


Definición de las pruebas

Las pruebas se definen en el plano de impedancia: Los puntos de prueba se añaden a la tabla de los puntos de prueba con el ratón, o se introducen con el teclado. Esta tabla está dividida de acuerdo a los diferentes bucles de falla (falta) (A-N, B-N, C-N, A-B, etc.). Se pueden definir los puntos de prueba para varios bucles de falla (falta) a la vez (p. ej., para todos los bucles monofásicos) o para cada bucle de falla (falta) por separado.

Cuando se realiza una prueba, se procesan por turnos las listas de los puntos de prueba de cada bucle de falla (falta). La reacción del relé se compara con los ajustes especificados nominales y se hace una evaluación. Los resultados se representan de forma gráfica en el plano de impedancias y de forma numérica en la tabla de los puntos de prueba.

Para un análisis más detallado de los resultados, se pueden representar gráficamente las tensiones y las corrientes pertenecientes a un punto de prueba, así como y la reacción del relé (conmutación de los contactos de salida). Se puede medir el tiempo entre diferentes puntos utilizando los cursores.



Differential

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
	✓	✓			✓

Differential proporciona una solución compacta de prueba para los relés de protección diferencial de la línea, el generador, la barra y el transformador. Realiza pruebas monofásicas de la característica de operación (valor de arranque, prueba de la pendiente) y la función de bloqueo por corriente de energización (prueba de restricción (frenado) por armónicos).

Permite abordar los ajustes de toma variables, como los de algunos relés electromecánicos más antiguos (como GE BDD o Westinghouse HU).

Para la prueba de la característica de operación se definen los puntos de prueba en el plano I_{diff}/I_{restricción} (frenado), ya sea usando el ratón o introduciéndolos con el teclado. Un interfaz gráfico de usuario facilita la definición de la prueba.

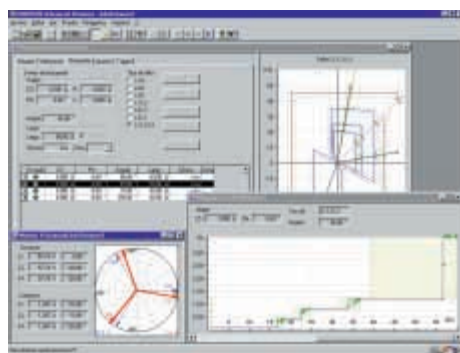
Differential prueba también la función de restricción (frenado) por armónicos. Para esta función, los puntos prueba se determinan por la corriente diferencial y el porcentaje del armónico superpuesto.

Las corrientes de prueba pertenecientes a los puntos de prueba se inyectan en el relé y se evalúa la reacción del relé.



Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
		✓			✓

Advanced Distance



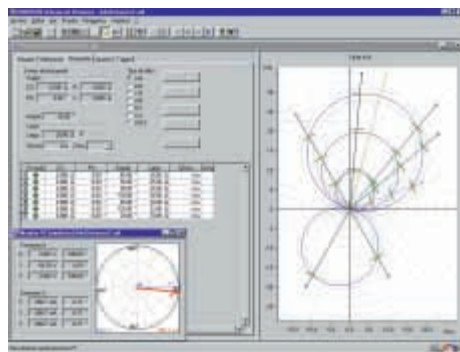
Advanced Distance proporciona funciones avanzadas adicionales a las funciones básicas de *Distance*:

- Pruebas de búsqueda y verificación
- Ajuste de la prueba en relación con los alcances de la zona y el ángulo de la línea ("disparos relativos")
- Prueba de varios bucles de falla (falta)

Pruebas de disparo, de búsqueda y de verificación

En una **prueba de disparo** (el único modo incluido en el módulo *Distance*), los puntos de prueba de la tabla de puntos de prueba se procesan automáticamente.

En la **prueba de búsqueda**, los alcances de la zona se determinan automáticamente. Las transiciones de zona se buscan a lo largo de las líneas de búsqueda especificadas en el plano de impedancia, utilizando un algoritmo optimizado. Es posible definir una serie de líneas de búsqueda en un solo paso. Todas las líneas de búsqueda definidas se guardan en una tabla para procesarse automáticamente.



En una **prueba de verificación**, los puntos de prueba se establecen automáticamente en los límites de tolerancia de las zonas. La configuración se lleva a cabo con líneas de prueba (líneas de verificación) de forma similar a una prueba de búsqueda, pero sólo se establecen puntos de prueba en las intersecciones de las líneas de verificación con las tolerancias de la zona. La prueba de Verificación es una eficaz prueba general del relé que requiere un mínimo tiempo de prueba. Esto permite verificar rápidamente si se cumplen las especificaciones, especialmente en caso de pruebas de rutina.

Hay distintas formas de añadir puntos y líneas de prueba a las tablas. Los parámetros se pueden definir de forma precisa mediante entradas numéricas o señalando determinadas posiciones en el diagrama de la característica. Un cursor magnético permite seleccionar valores útiles. Los comandos del ratón, los menús contextuales y los métodos abreviados en el teclado facilitan la introducción de datos.

En *Advanced Distance*, una prueba puede incluir cualquier combinación de pruebas de disparo, búsqueda o verificación. Durante la ejecución de la prueba, todos los ajustes de la prueba se procesan secuencialmente.

Definiciones de prueba relativas

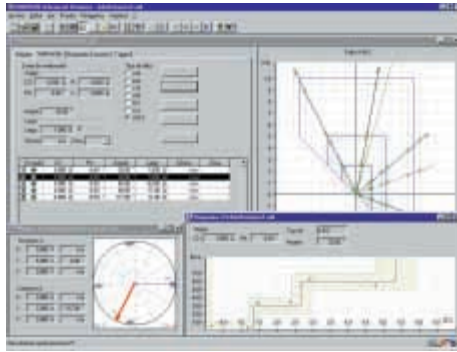
Una característica revolucionaria es que los ajustes de la prueba se pueden establecer en función de la característica del relé de distancia. Los puntos de prueba no se introducen en valores R, X, Z absolutos ni en valores de ángulo, sino que hacen referencia a los alcances de la zona y al ángulo de la línea. Los ajustes relativos se pueden aplicar a los alcances y ángulos, e manera conjunta o individual.

Los puntos de prueba definidos respecto a los alcances de la zona (p. ej., 90% de la zona 1, 110% de la zona 1, 90% de la zona 2...) tienen la magnitud de la impedancia ajustada automáticamente a los valores reales definidos en los datos de los equipos en prueba.

Los puntos y las líneas de prueba (búsqueda/verificación) definidos respecto al ángulo de la línea se entrelazan en función del ajuste del ángulo de la línea en el archivo XRIO del equipo en prueba. Con esta función, se pueden crear plantillas de prueba reutilizables que se adaptan a los ajustes reales del relé.

Modelo de impedancia de fuente constante

Además de los modelos de corriente y tensión de prueba constantes de *Distance*, *Advanced Distance* proporciona el modelo de prueba de impedancia de fuente constante, que es útil en ciertos casos en los que parámetros como SIR (relación de impedancia de fuente) son importantes.



Corriente de carga

Para verificar el comportamiento especial de ciertos relés, que sólo se produce cuando hay una corriente (de carga) de pre-falla (falta) presente (p. ej., funcionamiento del disparo acelerado), se puede superponer una corriente de carga.

Prueba de varios bucles de falla (falta) en un módulo de prueba

Advanced Distance proporciona una ayuda especial al realizar las pruebas de varios bucles de falla (falta) en un solo módulo de prueba. Se incluyen varias fichas para todos los modos de prueba (disparo, búsqueda, verificación) con una tabla de puntos de prueba independiente para cada tipo de falla (falta). Es posible realizar ajustes individuales en la prueba de cada tipo de falla (falta), pero en el caso habitual de que se utilicen los mismos ajustes para tipos de falla (falta) relacionados, hay funciones que permiten utilizar los mismos ajustes simultáneamente en varios tipos de falla (falta).

Interfaz de usuario con múltiples ventanas

El interfaz de usuario se puede configurar individualmente usando los siguientes elementos:

Prueba

Esta vista contiene las tablas de puntos de prueba para las pruebas de Disparo, Búsqueda y Verificación, y el plano de impedancia. En esta vista se realizan las definiciones de las pruebas. Durante y después de la ejecución de las pruebas, esta vista presenta los resultados numéricamente en las tablas y gráficamente en el plano de impedancia.

Diagrama Z/t

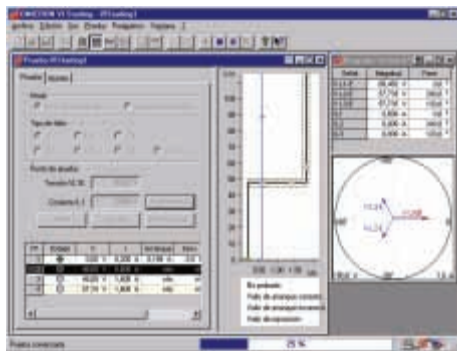
Esta vista muestra la curva de tiempo escalonado de disparo con respecto a la impedancia a lo largo de una determinada línea. La línea real se determina apuntando en el plano de impedancia o efectuando una selección en una de las tablas de prueba. También es posible definir puntos de prueba y ver las evaluaciones en el diagrama.

Diagrama vectorial

El diagrama vectorial muestra los fasores de las tensiones y corrientes, tanto para las magnitudes de fase como para los componentes de secuencia. Los valores numéricos correspondientes se muestran en la tabla adjunta.

Oscilografía

En esta vista se muestran las tensiones, corrientes y señales binarias cuando finaliza un disparo. Esto es útil para realizar investigaciones más detalladas (p. ej., medidas de tiempo usando cursores).



VI Starting

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
		✓			✓

Prueba automática de VI starting de los relés de distancia

VI Starting prueba la característica de arranque de sobrecorriente dependiente de la tensión empleada en un gran número de relés de distancia. Además, es la herramienta ideal para muchas pruebas de funciones de sobrecorriente y baja tensión. Encuentra el valor de arranque, el valor de reposición y la relación para cualquier punto de prueba especificado.

Ventajas

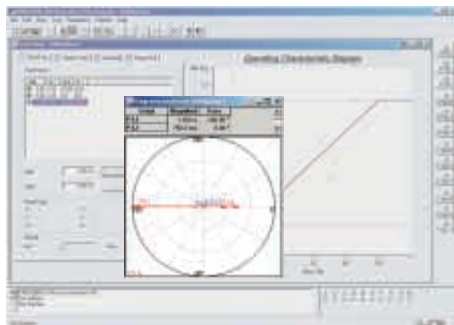
- Búsqueda automática de características
- Prueba automática según las características especificadas
- Determinación automática de los valores de arranque y reposición
- Características independientes para el arranque de fase a tierra y fase a fase
- Funcionamiento intuitivo, con representación gráfica de la prueba
- Presentación clara de los resultados en forma gráfica y de tabla

Características

- Especificación de fallas (faltas) sencilla, con el tipo y las magnitudes de la falla (falta)
- Generación de magnitudes realistas de la prueba, con modelos para fallas (faltas) de fase a tierra, bifásicas y trifásicas
- Diagrama vectorial con representación numérica adicional de las magnitudes de la prueba
- Evaluación automática de los resultados
- Generación automática de informes de la prueba
- Interfaz XRIO para las características VI

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
		✓			✓

Advanced Differential



Advanced Differential es un conjunto de módulos de prueba que constituyen una solución de prueba completa para esquemas diferenciales. El método patentado* es especialmente útil para esquemas diferenciales de transformador con un máximo de 3 devanados y hasta 9 corrientes para inyectar.

El extenso modelado del equipo protegido (transformador de potencia), el equipo secundario (TC, conexión de los TC) y las características del relé proporciona los datos para los cálculos necesarios para facilitar las pruebas. El cálculo automático de las corrientes de prueba elimina las tareas manuales que más tiempo consumen y más riesgo de error tienen. La prueba del funcionamiento correcto del relé se convierte en un proceso sencillo, rápido y rentable.

Esta solución de prueba permite:

- Realizar pruebas con todos los tipos de falla (falta) (L-N, L-L, L-L-L)
- Pruebas de disparo en puntos de prueba predefinidos o buscar pruebas
- Evaluar y valorar los resultados, comparándolos con las características y las tolerancias
- Generar informes y la representación gráfica de los resultados en los diagramas de las características
- No es necesario bloquear las funciones relacionadas con la tensión (importantes para probar los relés multifuncionales)

Para los transformadores, los cálculos automáticos de las corrientes que se van a inyectar se basan en:

- Los datos del transformador (datos nominales, grupo vectorial)
- Las relaciones del TC y las conexiones
- El tipo de falla (falta)
- El lado de la falla (falta)/suministro (primario, secundario, etc.)
- La corriente de carga
- La amplitud y la corrección de la fase

Para el relé de protección, la evaluación de los valores medidos se basa en:

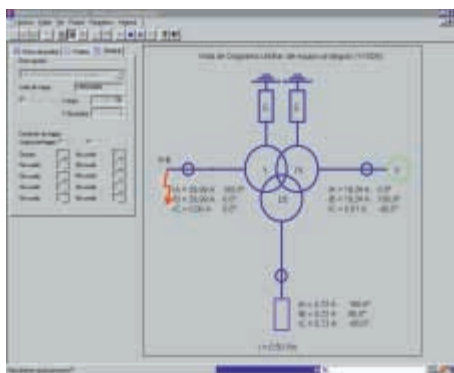
- La característica de operación
- El cálculo de pol
- La eliminación de la secuencia cero

Si se utiliza una combinación adecuada de unidad de prueba y amplificador, los módulos pueden controlar hasta 9 corrientes, y permiten cómodamente la protección de un transformador de tres devanados.

Para las aplicaciones que no incluyan transformadores, como las pruebas de protección diferencial del generador, los cálculos de corriente se llevan a cabo sin el modelo del transformador. Estos módulos de prueba también son adecuados para probar otras funciones de los relés diferenciales, tales como una función de respaldo y protección de sobrecorriente o una función de sobrecarga integradas en el relé.

A continuación se describen los cuatro módulos de prueba:

Diff Configuration

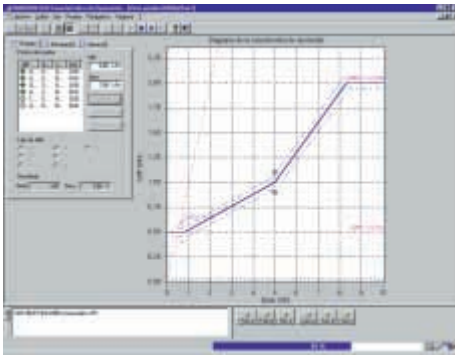


Este módulo simula fallas (faltas) pasantes para verificar que la protección es estable para las fallas (faltas) fuera de la zona protegida. Como el estudio de la estabilidad puede exigir la observación de varias medidas, el módulo proporciona al usuario la opción de verificar las lecturas antes de continuar con la prueba. Se pueden introducir los valores reales del relé en las condiciones de falla (falta) (corrientes de operación o de restricción (frenado) de las diferentes fases) para la documentación completa en el informe.

El módulo *Diff Configuration* prueba:

- El cableado secundario y los transformadores interpuestos (relés electromecánicos y numéricos)
- El ajuste correcto de los parámetros de los relés digitales (especificación del equipo protegido)
- La eliminación de la secuencia cero

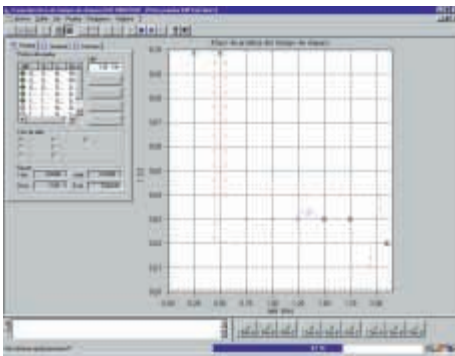
* Patente Nos. US 6,396,279 B1 y EP 0 904 549 B1



Diff Operating Characteristic

El módulo *Diff Operating Characteristic* prueba el funcionamiento de la protección en cuanto a fallas (faltas) dentro de la zona protegida.

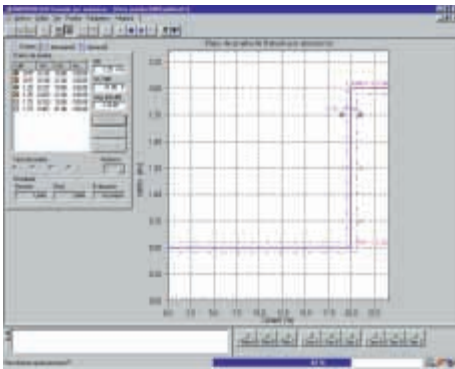
Las corrientes inyectadas en el relé se calculan a partir de los pares de valores I_{diff}/I_{bias} especificados en el plano I_{diff}/I_{bias} . Esto se relaciona directamente con la forma en que los fabricantes especifican habitualmente la característica de operación. La reacción correcta del relé, disparo o no disparo, se evalúa comparándola con la característica especificada



Diff Trip Time Characteristic

Este módulo prueba la dependencia entre el tiempo de disparo y la magnitud de la corriente diferencial.

Diff Trip Time Characteristic mide los tiempos de disparo a las corrientes diferenciales especificadas. La configuración de corriente real para una corriente diferencial concreta se calcula automáticamente. Los puntos de prueba se definen en el diagrama de la característica del tiempo de disparo y las medidas se evalúan comparándolas con esta característica.



Diff Harmonic Restraint

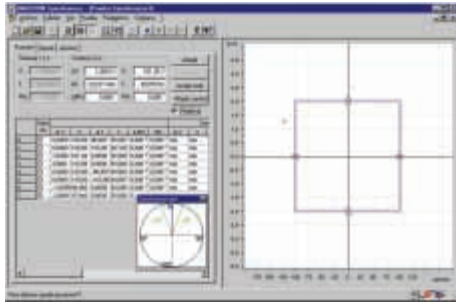
Diff Harmonic Restraint prueba la función de bloqueo por corriente de energización (avalancha) y saturación del TC de un relé diferencial. Para esta prueba, se inyectan corrientes con el 2nd o 5th armónico superpuesto. Los puntos de prueba se definen en el diagrama de la característica del restricción (frenado) por armónicos, en el que la corriente diferencial se traza sobre el contenido del armónico de la corriente de prueba.

Para simular diferentes condiciones de corriente de energización (avalancha), se puede especificar el desplazamiento de la fase inicial entre la onda fundamental y las armónicas.



Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
		✓			✓

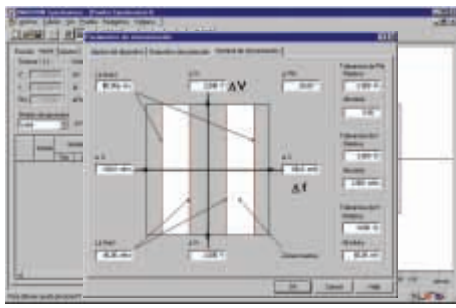
Synchronizer



Para probar un relé de sincronización, el equipo de pruebas debe simular la aplicación en la que se utiliza el relé. Los relés de sincronización están diseñados para medir sistemas contiguos con respecto al ángulo de fase, la frecuencia y la magnitud de la tensión, a modo de salvaguarda contra la interconexión de dos sistemas no sincronizados.

Synchronizer permite la sincronización trifásica a trifásica, si se utiliza un amplificador de tensión CMS 156 junto con la unidad de prueba CMC 256/156. Para una sincronización monofásica a monofásica, no se necesita un amplificador adicional. Con un CMC 256, es posible la sincronización trifásica a monofásica, utilizando la cuarta fase de tensión adicional para representar uno de los sistemas.

Synchronizer puede utilizarse en modo monofásico para simular dos sistemas que se van a sincronizar (1 y 2). El sistema 1 se fija a la amplitud y frecuencia especificadas. La segunda salida de tensión representa el sistema 2, es decir, el generador o el sistema que se va a sincronizar. La amplitud y la frecuencia del software están controladas por el sistema 2.



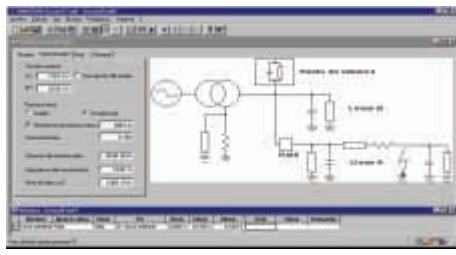
El software detecta automáticamente el comando de cierre del interruptor de potencia desde el relé y, teniendo en cuenta este tiempo de cierre, evalúa si se produce la sincronización en la ventana de sincronización. El control de la segunda salida es variable en diferentes modos de prueba. La frecuencia y la amplitud se pueden variar linealmente dependiendo de las constantes de tiempo de ramping del generador.

Para sincronizar dispositivos que tengan funciones de ajuste automático, se pueden utilizar los comandos de control de ajuste ($f\uparrow$, $f\downarrow$, $V\uparrow$, $V\downarrow$), para controlar la segunda salida de tensión. Para simular el sistema real lo más exactamente posible, se dispone de un modelo de generador dinámico. Las secuencias de contacto binario de los comandos de ajuste y los cambios de tensión y frecuencia se pueden supervisar gráficamente para ver el progreso de la sincronización.

El software tiene implementado un sincronoscopio que elimina la necesidad de contar con otros instrumentos de prueba para los dispositivos sincronizados.

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
		✓			✓

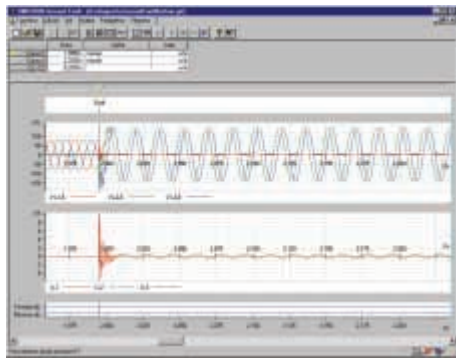
Transient Ground Fault



Transient Ground Fault prueba la decisión direccional de los relés de falla (falta) a tierra transitoria. Genera las tensiones y corrientes transitorias durante una falla (falta) a tierra en una simulación de falla (falta) con un modelo de red predefinido. La simulación de la red proporciona a la prueba formas de onda realistas de corriente y tensión. El modelo simula una línea auxiliar. Las magnitudes calculadas están determinadas por los parámetros de la línea y la red de alimentación.

Para probar la decisión direccional de los relés de falla (falta) a tierra de estado estable, pueden generarse continuamente las magnitudes de falla (falta) a tierra de estado estable tras el proceso de transitorios.

Para probar los relés en dirección tanto hacia adelante como hacia atrás, se puede aplicar la falla (falta) en diferentes alimentadores.



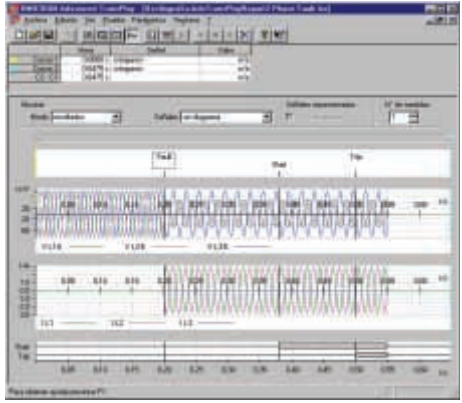
El módulo realiza una evaluación automática de los datos medidos, basándose en la aplicación específica del usuario. Las señales de salida se muestran en una vista aparte. También se pueden mostrar o imprimir con el informe de la prueba generado automáticamente. La ejecución de la prueba se puede iniciar de forma manual o sincronizarse con una señal de trigger externo.

- Este módulo es especialmente útil para
- configurar los relés,
 - verificar la característica direccional del relé.

También es posible simular sistemas trifásicos y bifásicos (como los que emplean algunos sistemas ferroviarios).

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
		✓			✓

Advanced TransPlay



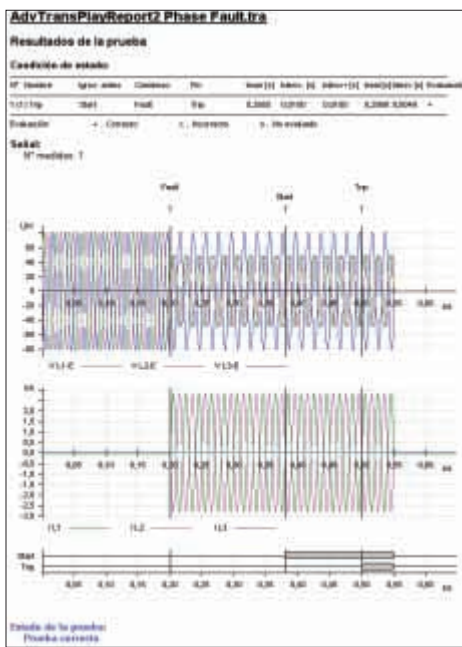
- La herramienta ideal para
- la resolución de problemas con registros de fallas (faltas)
 - la evaluación de relés con archivos transitorios (p. ej., cálculos de EMTP)
 - las pruebas de extremo a extremo

Advanced transplay es una herramienta universal para utilizar el sistema CMC para realizar pruebas con señales transitorias.

Los datos de señales transitorias obtenidos de dispositivos de registro de fallas (faltas) o programas de simulación de red, se pueden cargar y ver, procesar y reproducir con *Advanced TransPlay*. La reacción del dispositivo de protección probado con estas señales se graba y evalúa, y se genera un informe de la prueba.

Advanced TransPlay admite los formatos de archivo COMTRADE (C37.111-1991 y P37.111/D11), PL4 (ASCII para PC), TRF y CSV. Una vez que se ha cargado un archivo transitorio, se selecciona con marcadores la parte de la señal que se desea reproducir y las partes irrelevantes se ocultan. Es posible repetir partes de la señal; por ejemplo, para extender el tiempo de prefalla (falta). Se pueden definir marcadores para señalar eventos importantes del registro, como el inicio de la falla (falta), arranques, disparos, etc. Estos marcadores son la base para las medidas de tiempo.

Advanced TransPlay no sólo reproduce señales de tensión y corriente; también puede reproducir las señales binarias de un registro de fallas (faltas) a través de las salidas del transistor y del relé del CMC. Es posible añadir otras señales binarias (como las señales enviadas/recibidas de la portadora de esquemas basados en la comunicación).



Durante la reproducción, se aplica la tensión, la corriente y las señales binarias seleccionadas al dispositivo de protección. Si es necesario, se puede sincronizar la reproducción mediante GPS o mediante un pulso de tiempo aplicado a una entrada binaria.

- La reacción del dispositivo de protección se mide y se evalúa basándose en las medidas de tiempo. Es posible realizar medidas de tiempo absolutas y relativas:
- Las medidas de tiempo absolutas determinan, por ejemplo, los tiempos de arranque o disparo del relé durante la reproducción de señales.
 - Las medidas relativas comparan la reacción del relé durante la reproducción con el comportamiento almacenado en la grabación (referencia).

- Esto permite investigar:
- si el relé presenta dispersión (diferencias entre la grabación y el comportamiento real durante la reproducción).
 - cómo funciona otro dispositivo de protección en las mismas condiciones.

Advanced Transplay proporciona un modo de repetición y muestra los resultados individuales para cada repetición, y los valores de la media y la desviación estándar (funciones estadísticas).

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
		✓			✓

Annunciation Checker



Los dispositivos de protección actuales emiten cientos de señales de estado diferentes o valores analógicos medidos. Cada señal se puede mostrar en distintos lugares.

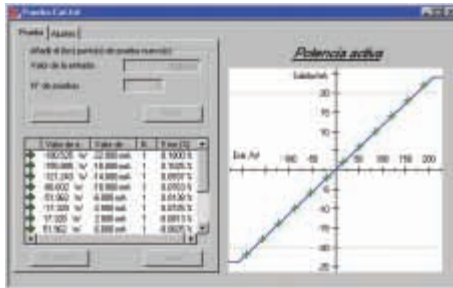
Annunciation Checker ayuda al técnico de puesta en servicio a verificar que la asignación de cada mensaje a su posición esperada y el cableado se han realizado correctamente.

Se puede crear una especificación de la prueba antes de la prueba, o adaptarla de forma flexible mientras se ejecuta la prueba. La especificación de la prueba se realiza en una cuadrícula de señales o posiciones.

Las señales activan al dispositivo de protección y se generan como disparos o estados estables. El técnico de pruebas puede desplazarse por la cuadrícula de la prueba en cualquier orden (p. ej., señal a señal o posición a posición). Cada celda de la cuadrícula se corresponde con un indicador de señal en una determinada posición. La respuesta del indicador se evalúa de forma manual. Los resultados de la prueba se resumen en un informe tabulado de la prueba.

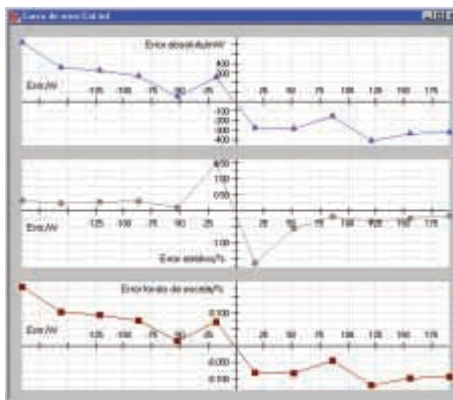
Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
				✓	✓

Transducer



El módulo de software para probar los convertidores de medida permiten las pruebas manuales o automáticas de todas las funciones de medida, como

- Potencia real monofásica o trifásica
- Potencia reactiva monofásica o trifásica
- Potencia aparente monofásica o trifásica
- Frecuencia
- Corriente
- Tensión (fase a tierra, fase a fase)
- $\cos \varphi$
- Ángulo de fase (V-I, V-V, I-I)
- Magnitudes de CC (corriente, tensión, potencia)
- Media con signo de las corrientes



El módulo admite las pruebas de los siguientes tipos de características:

- Lineal
- Compuesta
- Cuadrática
- Simétrica o no simétrica

La definición de la característica que se corresponde con los ajustes del equipo en prueba es sencilla y se muestra de forma gráfica. Los ajustes por defecto de la prueba se obtienen a partir de la definición del equipo en prueba, lo que facilita la definición de una prueba automática de la característica de los convertidores.

Si es necesario volver a ajustar un convertidor de medidas, se utiliza el modo de "prueba manual". Es posible generar todas las magnitudes de entrada deseadas para el convertidor. Además, se puede cambiar fácilmente entre los puntos importantes de una característica, cuando aparece un error del convertidor con un valor de entrada determinado.

Una prueba automática incluye la salida secuencial de la tabla de puntos de prueba predefinida, así como la documentación y la evaluación de los resultados.



Aquí, los puntos de prueba representan el valor de entrada del convertidor de medidas. Además, el comportamiento al cambiar la tensión de entrada o la frecuencia se puede utilizar como una opción.

El error de un convertidor se determina comparando la señal teórica y la señal de salida medida realmente. Los errores relativos, absolutos y de clase se obtienen y se muestran gráficamente en un diagrama. Si se realizan varias pruebas, se indica el error medio.

Es posible añadir secuencias o puntos de prueba únicos a la tabla de puntos de prueba. La tabla incluye:

- Valor de entrada
- Valor de salida
- Error de la clase
- Evaluación (prueba correcta o incorrecta)

En el ciclo de prueba automático se procesan sucesivamente todos los puntos de prueba. La característica de transferencia, con todos los puntos de prueba (correctos o incorrectos) se representa de forma gráfica. Si es necesario comprobar pantallas remotas durante la ejecución de la prueba, ésta se puede controlar también de forma manual.

Se pueden probar los convertidores de medida de sistemas tanto de 3 hilos (circuito Aaron) como de 4 hilos. La corriente y la tensión se pueden generar como señales sinusoidales puras o superponerse con armónicos o componentes de CC.

Con frecuencia, los convertidores de nueva generación ya no tienen salidas clásicas de mA o VCC. Ahora, transmiten los datos medidos a través de un protocolo de transferencia o presentan los valores en una pantalla. El modo de "prueba de circuito abierto" permite probar este tipo de transductores.

Para lograr una mayor precisión para la calibración y las pruebas, se recomienda utilizar la opción EP (Precisión aumentada) del CMC 156 o el CMC 256.

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
			✓	✓	✓

Meter

El enfoque de OMICRON simplifica notablemente las pruebas de contadores de energía. Hasta ahora, el método habitual ha sido emplear una fuente de alimentación estabilizada pero no muy precisa conjuntamente con un contador de referencia.

Gracias a la utilización de la tecnología de hardware más avanzada, OMICRON facilita grupos de prueba tan precisos y fiables que la propia fuente de señal representa la referencia (esto es especialmente aplicable a la opción de precisión aumentada (EP) de los equipos de prueba CMC 156 o CMC 256). Esto hace innecesario el uso de un contador de referencia en la mayoría de los casos. Los equipos de prueba CMC no sólo suministran las señales de prueba, sino que también tienen entradas para los pulsos del contador, lo que hace posibles las pruebas en circuito cerrado. Con este fin, existen cabezales ópticos de exploración disponibles para capturar pulsos emitidos por LED de infrarrojos.

Meter permite las pruebas manuales o automáticas de los contadores de energía. La prueba automática está controlada por una tabla de puntos de prueba. Cada línea de esta tabla representa un punto de prueba, que puede realizarse en uno de los modos siguientes:

- Prueba de carga Precisión de la unidad de medida (método de potencia en el tiempo)
- Prueba del mecanismo Precisión de todo el contador (pantalla incluida)
- Prueba del mecanismo Prueba de los registros internos del contador controlado por señales
- Prueba de inyección Comprobación rápida (cableado, sentido de giro)
- Prueba en vacío Con carga cero no se efectúa el arranque
- Prueba de arranque Arranque con cargas pequeñas

En las columnas de la tabla se muestran los parámetros de prueba individuales, los criterios de evaluación de la unidad (tolerancia, comportamiento nominal) y el resultado de la prueba, incluida la evaluación (correcta o incorrecta). Para los contadores multifuncionales o los contadores con rotación en dos sentidos, existe una tabla disponible para cada función de prueba (varias fichas). Las líneas de prueba se pueden repetir varias veces. En este caso, se muestra la desviación estándar junto con el error del contador, lo que permite obtener conclusiones sobre si la prueba es adecuada. Los pasos de una prueba simple (p. ej., los evaluados como incorrectos) se pueden repetir cuando se termina de ejecutar la prueba, sin necesidad de repetir la prueba completa.

Para probar el comportamiento del contador con componentes armónicas o de CC, se dispone de las siguientes formas de onda de señales de corriente:

- Seno
- Seno + Armónicos
- Seno + CC

Las magnitudes de la prueba se muestran de forma gráfica mediante diagramas vectoriales de tensión, corriente y potencia, en el lado derecho de la pantalla.

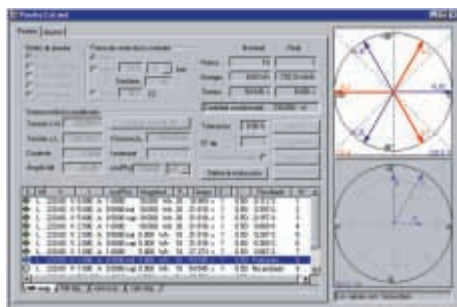
- La prueba se puede realizar con cualquier carga equilibrada o desequilibrada para:
- Medidores monofásicos (o un solo elemento de medida de un medidor trifásico)
 - Contadores de 3 hilos
 - Contadores de 4 hilos

Es posible especificar todos los parámetros de forma independiente para cada fase en una vista detallada. Se indica la potencia activa, reactiva y aparente de cada fase y de todo el sistema rotante. Se admite la prueba de las siguientes funciones del contador:

- Importación/exportación de Wh
- Importación/exportación de varh
- VAh
- I²h and U²h (pérdidas con/sin carga de los transformadores)
- Qh (magnitud-hora)

Los resultados de una prueba automática se resumen claramente en un informe de prueba tabulado (una línea por punto de prueba). Para una prueba manual en la que se generen magnitudes de prueba sin definir un procedimiento de prueba completo, se puede comprobar rápidamente el funcionamiento correcto de los contadores. En este modo, se puede determinar también la constante de un medidor, en caso de que se desconozca o existan dudas sobre ella.

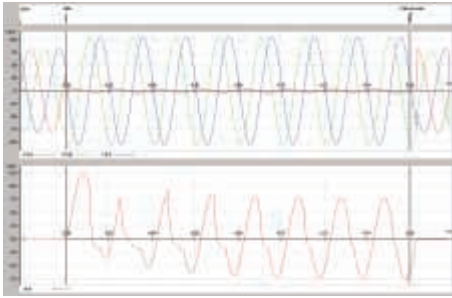
Al probar con un contador de referencia, se utiliza el CMC como fuente de corriente y de tensión. En una prueba de carga, se registran los pulsos del medidor sometido a prueba, así como los del medidor de referencia. Estos últimos constituyen la referencia del cálculo de error. Además, es posible eliminar los errores del CMC, utilizando una referencia del 0,02 o el 0,01% y los mismos puntos de prueba antes de realizar la prueba.





NetSim - Software de Simulación de Red

VESM5100



L-N Falla (falta) con saturación del TC

Este módulo de prueba permite simulaciones y pruebas de redes de sistemas de potencia con señales transitorias dentro de las competencias del técnico de puesta en servicio y del comprobador de rutinas. Las configuraciones estándar de red con una sencilla configuración de parámetros permiten simulaciones instantáneas de "hacer clic y ejecutar" con salida de señal mediante el equipo de prueba CMC.

Aplicaciones

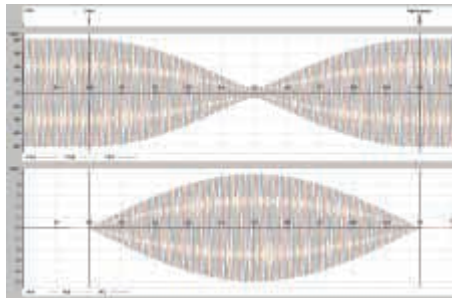
- Pruebas de relés en condiciones reales
- Evaluación de los ajustes del relé para aplicaciones de protección más difíciles.
- Prueba de algoritmos de protección avanzada
- Pruebas sencillas de protección de líneas de extremo a extremo, con sincronización de tiempo GPS

Las tensiones y corrientes transitorias se calculan a partir de un modelo digital de red y ofrecen una aproximación óptima de los eventos reales en una red eléctrica.

Casos de prueba para el simulador digital de redes

- Líneas simples (radial o 2 fuentes)
- líneas paralelas (incluido el acoplamiento mutuo)
- líneas paralelas aterrizada
- líneas de tres terminales
- Oscilaciones de potencia (sincrona o asincrona)

Pueden crearse casos de prueba por encargo.



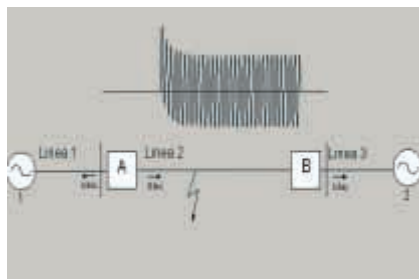
Voltajes y corrientes durante una oscilación asíncrona de potencia

Simulación de eventos

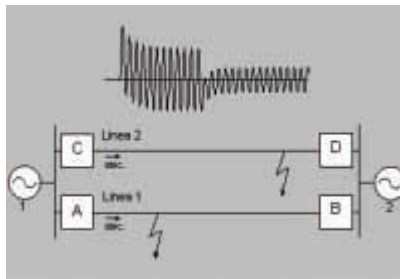
- Tipos de falla (falta) L-N, L-L, L-L-N, L-L-L, L-L-L-N
- Situación seleccionable de la falla (falta)
- Resistencia de la falla (falta) seleccionable (simulación de arco)
- Fallas (faltas) simultáneas en líneas paralelas
- Fase abierta
- Línea auxiliar
- Conectar a falla (falta)
- Oscilación de potencia
- Repetición automática de pruebas con parámetros variables
- Exportación COMTRADE para formas de onda simuladas

En la simulación del sistema de energía se tienen en cuenta todos los componentes y parámetros fundamentales, como por ejemplo:

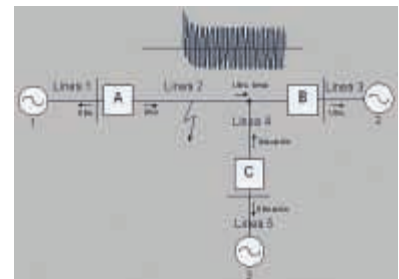
- Fuentes de tensión
- Líneas y alimentadores, segmentos, transposiciones, acoplamiento mútuo
- Buses y nodos, interruptores de potencia
- Saturación del TC



Línea Radial



Línea Paralela



Línea de Tres Terminales

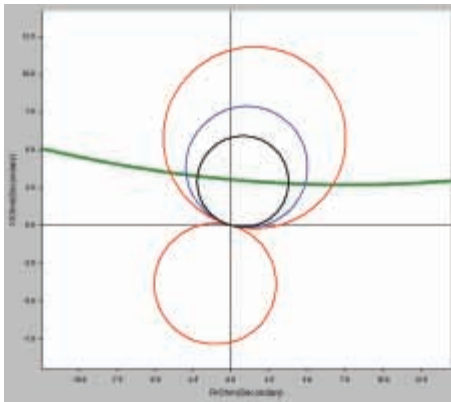


Diagrama de posición durante una oscilación de potencia asincrónica simulada con NetSim (mostrada en TransView)

Pruebas de oscilación de potencia

Las magnitudes realistas del sistema eléctrico generadas por NetSim son fundamentales para probar con éxito las funciones avanzadas de bloqueo por oscilación de potencia en los relés modernos, en los que falla la mayoría de las rampas de impedancia simples o las secuencias de estados de impedancia. También se pueden generar **oscilaciones de potencia asíncronas** con varios deslizamientos polares para probar de forma eficaz las funciones en asincronismo. El caso de la prueba de **oscilación de potencia sincrónica** simula una oscilación transitoria que vuelve a un estado estable.

Línea de tres terminales

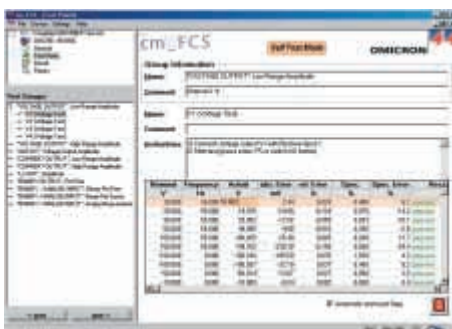
Debido a razones de coste evidentes, las líneas ramificadas se instalan cada vez con más frecuencia. En función de los valores de impedancia (por ejemplo, ramificación del cable en sistemas aéreos) o de la disposición topográfica (p. ej., ramificación cercana a un extremo), la protección de distancia puede tener problemas de alcance importantes con esta configuración. La configuración de línea de tres terminales es un caso de prueba ideal para investigar las condiciones en las líneas ramificadas. Se ofrece una asistencia considerable para buscar los ajustes de protección optimizados para esta difícil situación.

Aplicaciones de extremo a extremo

Los beneficios de la prueba dinámica de extremo a extremo de todo el esquema de protección usado en líneas de transmisión son bien conocidos. También son conocidas las dificultades para realizar esta prueba: tiempo, complejidad, intensidad del trabajo de preparación y presión de tiempo en el momento de realizar la prueba. *NetSim* supera estas barreras con un software sencillo, modelos definidos y cálculos automáticos de los diferentes casos de prueba.

Las herramientas de análisis disponibles en el mercado (p.e. EMTP, ATP, etc.) son diseñadas para ser usadas por expertos en análisis de sistemas de potencia. *NetSim* fue diseñado principalmente para las necesidades específicas del ingeniero de protección. La integración del CMGPS en *NetSim* asegura una completa sincronización de la ejecución de la prueba garantizando una mejor precisión. Una secuencia de varios casos de prueba puede ser integrada en el módulo Control Center y ser ejecutada con solo un clic del mouse.

Ba	Pr	AP	Me	Mt	Un
✓	✓	✓	✓	✓	✓



Software de Calibración de Campo *cm_FCS*

El software de calibración de campo *cm_FCS* ayuda a los usuarios a realizar una calibración o una autoverificación. Existen varias plantillas de prueba disponibles para las unidades de prueba CMC 256 y CMC 156/151. Se puede llevar a cabo una calibración con cualquier dispositivo de referencia adecuado que tenga una precisión suficiente.

Los usuarios del CMC 256 pueden realizar una autoverificación utilizando las entradas de medida analógicas de la propia unidad de prueba CMC. El número de puntos de prueba incluidos se puede adaptar a las necesidades del usuario.

El software guía al usuario por el procedimiento y proporciona un informe de calibración. Antes de devolver una unidad a OMICRON para una calibración de fábrica (que siempre incluye un reajuste), se puede realizar una calibración de campo utilizando *cm_FCS* en las instalaciones del cliente. Siempre que los resultados documentados en el informe de calibración estén dentro de las especificaciones, no será necesario realizar una calibración de fábrica.

Las unidades de prueba CMC tienen una desviación muy pequeña a lo largo de muchos años y en consecuencia, es muy raro que se necesite una calibración de fábrica.



EnerLyzer

VESM2050

EnerLyzer es una opción de software para el CMC 256, que permite utilizar potentes funciones analógicas de medida. Con esta opción, es posible reconfigurar cada una de las diez entradas binarias para utilizarlas como entradas analógicas de medida. En consecuencia, la combinación de un CMC 256 con *EnerLyzer* es una unidad multifuncional de registro y medida. *EnerLyzer* se puede utilizar conjuntamente con cualquier módulo de prueba de Test Universe.

Se pueden medir tensiones de hasta 600 Vrms. O bien, se pueden medir las corrientes utilizando pinzas de corriente con salidas de tensión o derivadores de medida. Hay cinco rangos de medida que utilizan la precisión óptima, coincidiendo con las señales que se desea medir. Los datos de medida se pueden mostrar como valores primarios o secundarios. Los resultados se pueden resumir en un informe de medidas.

Multímetro

En este modo, es posible utilizar las 10 entradas como entradas de tensión o de corriente. Se pueden medir los valores de CA o CC. Para la CA, es posible determinar dos frecuencias distintas (p. ej., generador/red).

EnerLyzer muestra las siguientes magnitudes:

- Valor de rms y fase para V, I (CA)
- Componentes simétricas
- Tensión fase-fase
- Dos frecuencias
- Potencia activa, reactiva y aparente por fase y trifásica
- $\cos \phi$
- Valores de CC para tensión, corriente y potencia

Análisis de armónicos

Este modo permite el análisis en línea de una señal hasta el 64º armónico (a 50/60 Hz).

EnerLyzer muestra las siguientes magnitudes:

- Valor de rms y fase del fundamental
- Frecuencia, valor de rms y DAT de la señal global
- Valor de rms y fase del armónico

Las señales también se pueden capturar utilizando una función de "instantánea" y representarse gráficamente.

Registro transitorio

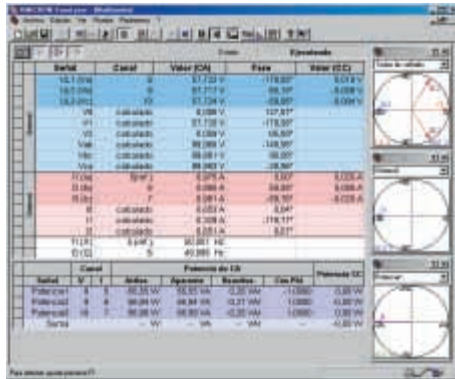
Con *EnerLyzer*, es posible utilizar el CMC 256 como un potente registro transitorio de 10 canales. El tiempo de grabación máximo depende de la velocidad de muestreo y del número de canales que se desee grabar (un canal grabado a 3 kHz da un tiempo de grabación de más de 5 min.). Cada grabación se guarda en formato COMTRADE. La velocidad de muestreo, el tiempo del pre-trigger y el tiempo de grabación se pueden ajustar para cada grabación.

La grabación se puede activar de forma manual o con un trigger definido. El trigger puede ser una tensión, corriente o nivel binario específico con una pendiente ascendente o descendente, o un determinado evento de calidad de energía.

Triggers de calidad de energía

Se pueden combinar distintos criterios de calidad de energía para activar la grabación de señales:

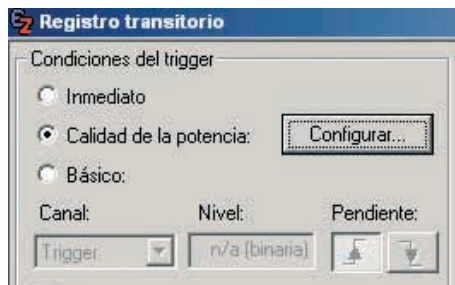
- Triggers de elevación/caída: se activan cuando se produce cierta elevación o caída en un canal concreto.
- Armónicos: se activan cuando un determinado armónico o la distorsión total de los armónicos superan un cierto nivel especificado como porcentaje del valor nominal.
- Frecuencia: se activa cuando la frecuencia excede la desviación especificada para la frecuencia nominal en hertzios.
- Cambio de frecuencia: se activa cuando el cambio de frecuencia sobrepasa la frecuencia especificada.
- Corte: se activa después de producirse un determinado número de cortes de una duración y amplitud concretas.



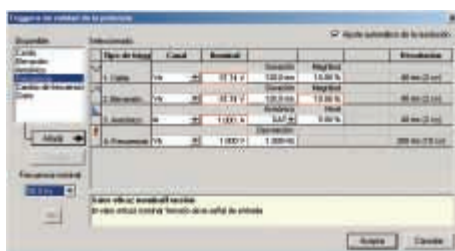
Multímetro



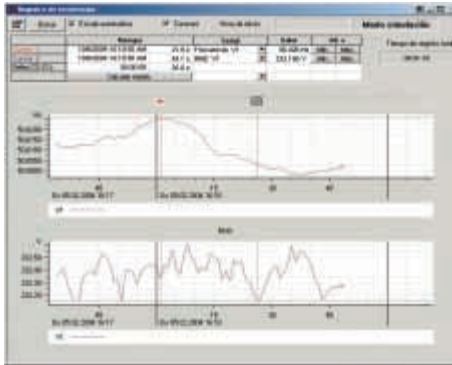
Análisis de armónicos



Registro transitorio, Triggers



Triggers de calidad de energía



Registro de tendencias

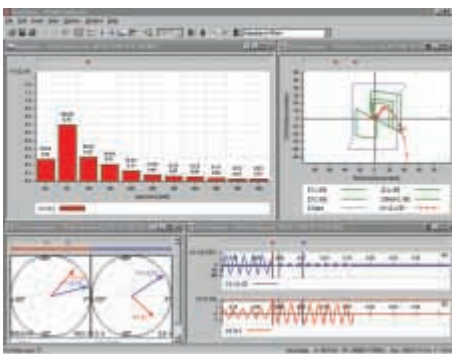
Registro de tendencias

Registra las siguientes cantidades a lo largo del tiempo:

- Frecuencia 1 (cualquier canal)
- Frecuencia 2 (cualquier canal)
- Corrientes (valor de rms)
- Tensión (valor de rms)
- Ángulos de fase
- Potencia real (monofásica y trifásica)
- Potencia reactiva (monofásica y trifásica)
- Potencia aparente (monofásica y trifásica)
- $\cos \varphi$

Cada tipo de magnitud (frecuencias, corrientes o potencias reales) se representa en función del tiempo en un diagrama distinto. La cantidad total de muestras en todos los gráficos está limitada a 4 millones. Si se sobrepasa el límite, la grabación continúa y se eliminan del gráfico las muestras más antiguas. Es posible realizar medidas en un periodo de tiempo muy largo, eligiendo una frecuencia de actualización de medidas grande; una frecuencia de 10 seg permite realizar medidas continuas a lo largo de varias semanas.

La visualización y el análisis profundo de los registros transitorios se puede realizar con *TransView*, incluido con *EnerLyzer*. Los registros transitorios se pueden volver a reproducir con *Advanced TransPlay* o *TransPlay*. *EnerLyzer* admite la unidad de entrada/salida binaria CMB IO-7.

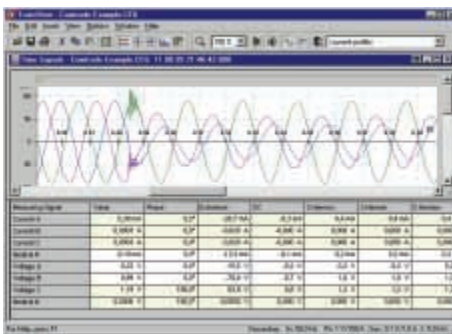


TransView

VESM2051

TransView es un software de visualización y análisis de señales binarias y analógicas grabadas, a menudo eventos transitorios en la red, grabadas en registros transitorios (relés de protección, CMC 256 *EnerLyzer*, registradores de fallas (perturbaciones)). Procesa los datos grabados de forma gráfica y calcula otras magnitudes del sistema de energía a partir de los datos de medida, como impedancias, vectores de potencia, valores de rms, etc. Las magnitudes se pueden representar como valores primarios o secundarios en diferentes vistas.

Para el análisis de un registro transitorio, se puede medir la amplitud y el tiempo con dos cursores. Los valores de tensión y corriente en la posición de los cursores se muestran en el diagrama vectorial o en la tabla de valores. La función zoom permite representar los valores en cada vista con una escala óptima. *TransView* permite el análisis simultáneo de varios registros, p. ej., de los dos extremos de una línea. *TransView* admite formatos COMTRADE (IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange for Power Systems).



Señales de tiempo - Aquí se representan las señales analógicas y binarias como una función a lo largo del tiempo. Las magnitudes analógicas se pueden representar como valores instantáneos o rms.

Diagramas vectoriales - Esta vista muestra las cantidades medidas y calculadas (p. ej., las componentes simétricas) como vectores complejos en los puntos temporales definidos.

Diagramas de posición - Esta vista muestra magnitudes complejas como diagramas de posición. Los diagramas de posición de la impedancia se pueden representar junto con las zonas de disparo de los relés de distancia. Los ajustes de zona se pueden importar con el formato XRIO.

Armónicos - La vista de armónicos muestra los valores rms de los armónicos de las magnitudes medidas seleccionadas como gráficos de barras. Los valores de amplitud se muestran en valores absolutos y como porcentaje del fundamental. Los armónicos se determinan mediante por medio de una DFT (transformada discreta de Fourier) de ciclo completo.

Tabla de valores - La vista de tabla muestra los valores de varias señales en las posiciones del cursor. Las señales están dispuestas en filas, en las que cada columna contiene los valores correspondientes.

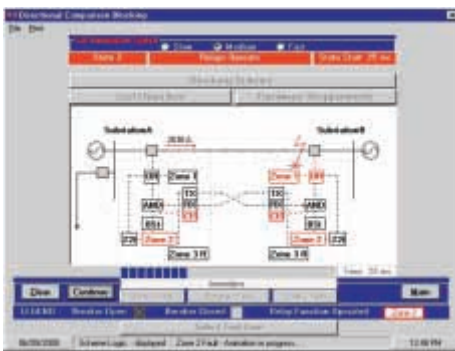
TransView admite datos en formato COMTRADE (Formato común normalizado IEEE para las comunicaciones de datos transitorios para los sistemas de potencia).



DLogicPro

DLogicPro está diseñado para probar esquemas lógicos que se encuentran en relés de protección del alimentador de distribución. Contiene 13 de los esquemas más habituales (Arranque de carga en frío, Ahorro de fusibles, Supervisión de TC y TT, Bloqueo de línea de alimentación, Lógica de disparo acoplado, Detección de conductor averiado, Lógica selectiva de sobrecorriente y disparo de respaldo, Conectar a falla (falta), Fallo del interruptor, Recierre del bloqueo y Lógica de protección del bus) en la protección de la línea de alimentación. Incluye el objetivo de la prueba, la animación de esquemas, las conexiones de hardware y la ejecución de casos de prueba en los que el CMC simula el sistema de potencia

- Arranque con carga fría
- Salvaguarda del fusible
- Supervisión de TC/TP
- Cierre con falla
- Bloqueo del alimentador
- Lógica de disparo simpatético
- Detección de conductor con falla
- Lógica de disparo de respaldo
- Falla de interruptor
- Bloqueo del recierre
- Lógica de protección de barra
- Lógica de sobrecorriente selectiva



PQPro

PQPro es la cuarta herramienta del grupo de herramientas de prueba de esquemas y ofrece varias ventajas como herramienta de evaluación y entrenamiento de la calidad de la potencia. Incluye 13 de los esquemas lógicos de detección de la calidad de la potencia más comunes y permite al usuario comprender y probar estas funciones de supervisión de la calidad de la potencia basadas en componentes de frecuencia fundamentales.

Una de las principales preocupaciones de las empresas eléctricas y la industria más sensibles son los eventos de variación de la tensión que pueden provocar interrupciones en los procesos o servicios, y causar grandes pérdidas. Las industrias definen sus propias características de tolerancia a las variaciones de tensión, habitualmente de acuerdo con una norma de diseño u operativa específica (como la curva CBEMA en EE.UU.). Los ajustes por defecto para las caídas y elevaciones se basan en la norma IEEE 1159. Sin embargo, el usuario puede introducir ajustes específicos para cada prueba basados en la norma que se está utilizando, y convertirlos en los ajustes por defecto, ya que se guardan en un archivo aparte. PQPro contiene las siguientes pruebas:

- Caída de tensión instantánea, momentánea o temporal
- Elevación de tensión instantánea, momentánea o temporal
- Interrupción de tensión breve, temporal o sostenida
- Variación del factor de potencia, la tensión o la frecuencia
- Desequilibrio de la tensión

Se necesita CM Engine para utilizar estos módulos. Estos pueden ser comprados individualmente o como un paquete.

Referencias de opciones:

Herramientas de prueba de esquemas T&D (<i>CommPro, LogicPro, DLogicPro</i>)	VESM5750
Herramientas de prueba de esquemas de transmisión (<i>CommPro, LogicPro</i>)	VESM5700
Herramienta de prueba de esquemas de calidad de potencia (<i>PQPro</i>)	VESM5770

Pruebas Basadas en Comunicaciones

Pruebas Basadas en Comunicaciones

OMICRON es un líder en proveer las soluciones de prueba de protección basada en comunicación*. La tecnología de protecciones ha sido conducida por la integración de sistemas para reducir costo y la necesidad de más información del sistema de protección.

OMICRON provee una solución integrada con la opción de hardware NET-1 para el CMC 256, combinada con una opción del software basada en el protocolo requerido.

Protocolo de software GSSE - UCA 2.0 pruebas

La especificación de UCA 2,0 era la primera en detallar el modelado de objeto y el interfaz de comunicaciones de los dispositivos de protección usados en subestaciones. Este protocolo especifica el estado de los eventos de subestación orientados hacia objetos genéricos (GOOSE) sobre Ethernet que substituyen y mejoran las convencionales señales binarias y de enclavamiento cableadas de los relés de protección y demás sistemas.

Los mensajes de eventos de subestación orientados hacia objetos genéricos (IEC GOOSE) también contienen las señales binarias de estado usadas para disparo y enclavamiento. Este subgrupo se llama estado del evento genérico de subestación (GSSE), que substituye al anterior UCA GOOSE usado con el UCA 2,0. La prueba con ambos tipos de mensajes del estado se puede realizar con la opción de software siguiente:

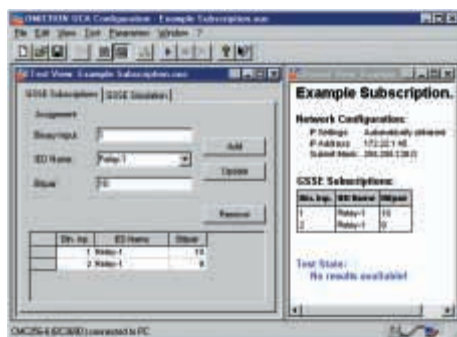
- Software de protocolo GSSE para NET-1 (IEC 61850-7-2 GSSE y UCA 2.0 GOOSE)

Protocolo de software GOOSE - IEC 61850 pruebas

El estándar internacional IEC 61850 formalizado y ampliado en la especificación de UCA para abarcar todos los dispositivos en la subestación. También especifica un mensaje IEC GOOSE pero se amplía para incluir el estado de los valores de los datos. Esta estructura ampliada del mensaje se llama un IEC GOOSE completo y requiere un protocolo ampliado para enviarlo y recibirlo. La prueba del IEC GOOSE requiere del software siguiente:

- Software de protocolo GOOSE para Net-1 (IEC 61850-7-2 GOOSE)

Un módulo común del software de configuración para suscripción o simulación de mensajes GOOSE y GSSE, realiza las asignaciones lógicas entre las entradas y salidas binarias del CMC 256 y la indicación de estado en los mensajes. Soporte para los protocolos específicos adicionales de la subestación, tales como el bus de proceso de IEC 61850-9-2 puede ser provista en futuras mejoras del software.



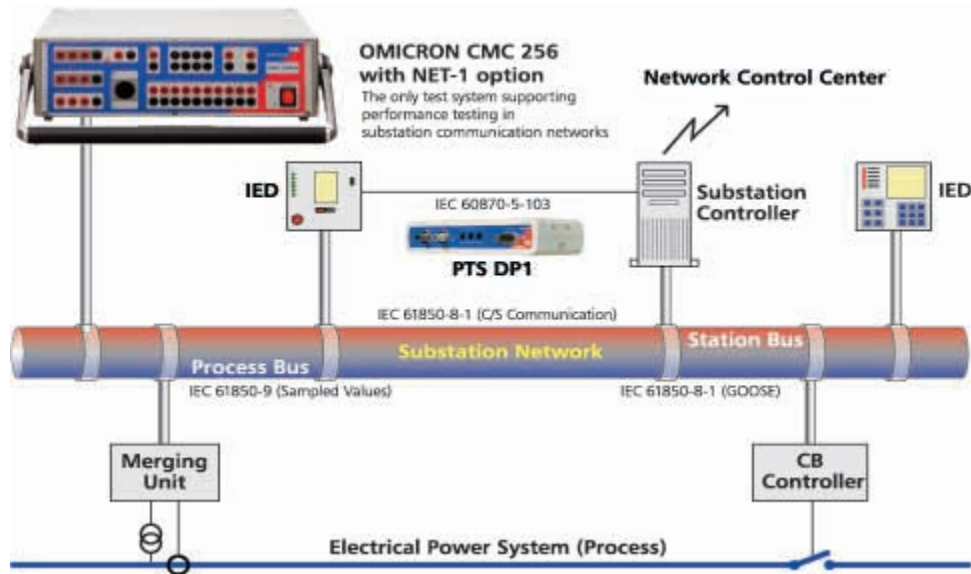
Definición de parámetros de suscripción en el módulo de configuración GSSE

NET-1 Hardware

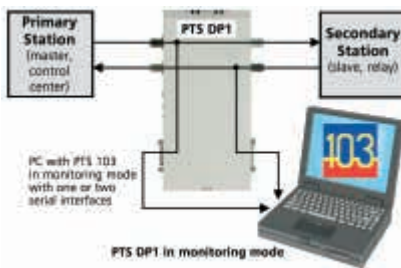
La opción de hardware Net-1 para el CMC 256 substituye la interfaz paralela y proporciona un nuevo interfaz de control tipo Ethernet para el equipo de prueba. Esta opción requiere la versión 2.0 del software Test Universe que funciona con Microsoft Windows 2000 o sistemas operativos XP. Esto ahora permite la interconexión a las redes basadas en Ethernet o a dispositivos que usan protocolos de comunicación de subestación. El hardware Net-1 (véase p.30) tiene dos interfaces de Ethernet:

- Conector RJ45 estándar - 10/100Base-TX para cable CAT5,10/100 Mbits/seg
- Conector dedicado MTRJ - 100Base-FX para cable de fibra óptica





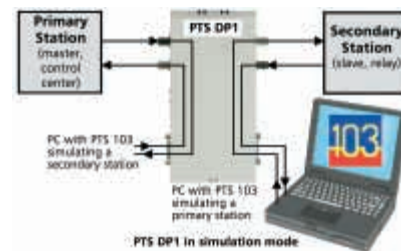
PTS 103 - Para prueba de protocolos de control IEC 60870-5-103



El sistema de prueba de protocolos PTS 103 es un software que permite supervisar, simular y analizar el "Protocolo de protección" IEC 60870-5-103. La supervisión captura mensajes de un enlace de datos establecido entre una estación primaria y una secundaria. Es posible capturar simultáneamente mensajes en ambas direcciones (principal a esclavo y esclavo a principal). En el modo de simulación, el *PTS 103* asume la función activa de una estación primaria o secundaria. Esto es útil durante la puesta en servicio, para configurar enlaces de datos cuando la instalación aún está incompleta o para otros fines, como las pruebas de protección con solo un relé.

Aplicaciones

- Pruebas de relés con supervisión simultánea de protocolo
- Resolución de problemas en enlaces IEC 60870-5-103
- Puesta en servicio de enlaces IEC 60870-5-103
- Lectura de registros de fallas (faltas) de relés



Ventajas

- Los filtros configurables permiten la captura dirigida de mensajes
- Interpretación de mensajes en texto sin formato, incluso para los mensajes de ámbito privado (específicos del fabricante)
- Análisis de mensajes capturados en modo de simulación
- Lectura de los registros de fallas (faltas) de los relés sin software de relé dedicado
- Importación de archivos de registro de protocolo en los planes de prueba del OMICRON Control Center para la elaboración de informes completos



PTS DP1

Este adaptador de interfaz permite acceder fácilmente a los enlaces de comunicación óptica (fibra de vidrio de 820 nm). Está diseñado para utilizarse con el *PTS 103*. En el modo de supervisión del *PTS 103*, funciona como un repetidor totalmente transparente con dos interfaces de supervisión (RS232). En el modo de simulación del *PTS 103*, es un RS232 doble y bidireccional al convertidor óptico.

Referencias de opciones:

Unidad PTS 103 DP1	VESC0020
Software PTS 103	VESC0010
PTS DP1	VEHC0030

Descripción Del Hardware

El compromiso de OMICRON con la innovación se hace evidente en las extraordinarias características y la calidad absoluta de sus unidades de prueba. OMICRON ha aprovechado la tecnología más avanzada tanto en el desarrollo como en el control de calidad, para establecer nuevas pautas en el equipo de pruebas trifásicas avanzadas, en términos de flexibilidad, precisión, portabilidad y fiabilidad. Cada dispositivo se desarrolla de acuerdo con las normas CEI (IEC) internacionales y se verifica por parte de organismos de homologación como UL o TÜV.

Equipos de Prueba

Las unidades de prueba controladas por PC de OMICRON generan las señales de prueba digitalmente (tecnología DSP), lo que da como resultado señales de prueba sumamente precisas, incluso con amplitudes pequeñas. El diseño electrónico de los amplificadores internos y el uso de unidades de fuente de alimentación con modo de conmutación garantizan el menor peso y volumen. En la parte posterior de las unidades de prueba existen canales independientes con señales de bajo nivel, que se pueden utilizar para controlar amplificadores externos para aplicaciones que necesitan más canales de señales, o corrientes, tensiones o potencias más altas. Las señales de bajo nivel también se pueden utilizar para equipos en prueba que tengan entradas de bajo nivel. Todas las salidas de corriente y tensión son totalmente a prueba de sobrecargas y cortocircuitos, y están protegidas frente a la sobretensión y las señales externas transitorias de alta tensión.

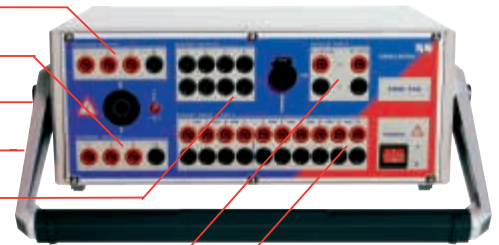
CMC 156 - Unidad de prueba de tensión trifásica/corriente trifásica

La solución compacta para pruebas trifásicas de relés, convertidores y contadores de energía. Con un peso de sólo 9.8 kg es la solución ideal para aplicaciones que requieren un alto grado de portabilidad.

Opciones disponibles de Hardware:

- EP para precisión extendida

- 3 salidas x 125 V
- 3 salidas x 12.5 A
- 6 salidas de bajo nivel (parte posterior)
- 2 entradas de contador (parte posterior)
- 4 salidas binarias
- Entradas de medida de CC
- 10 entradas binarias



CMC 256 - Unidad de prueba de tensión tetrafásica/corriente hexafásica

El CMC 256 es la solución universal para prueba de todo tipo de relés de protección, desde relés electromecánicos hasta relés digitales de última generación, y todo tipo de contadores y convertidores de energía y dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Es la primera opción para aplicaciones que exigen la máxima versatilidad, capacidad de medición, prueba de protocolos de red (NET-1) y capacidad de registro de transitorios y medición.

Opciones disponibles del hardware:

- NET-1
- EP para precisión extendida

- 4 salidas x 300 V
- 6 salidas x 12.5 A / 3 x 25 A
- 6 salidas de bajo nivel (parte posterior)
- 2 entradas de contador (parte posterior)
- fFuente de alimentación CC (0 ... 264 V)
- 4 salidas binarias
- Entradas de medida de CC
- 10 entradas binarias/
Entradas de medida analógicas



Incluido en todos los paquetes de software, un modo restringido EnerLyzer permite el uso de tres entradas de voltaje (rms) para mediciones de hasta 600V o tres corrientes por medio de una pinza de corriente. Todas las entradas análogas de medición están disponibles con la adición de la opción de EnerLyzer (véase p.24).



NET-1 opción de hardware (para CMC 256)

La nueva manera de controlar el equipo de prueba se realiza vía Ethernet. Esta tecnología de red ofrece muchas nuevas oportunidades, además de solamente sustituir la interfaz paralela ahora es posible controlar el equipo a través de una red. Otra ventaja es el soporte de los protocolos de comunicación de subestación según IEC 61850 y UCA 2,0 que también se basan en Ethernet.

La opción de hardware Net-1 para el CMC 256 substituye la interfaz paralela y proporciona un nuevo interfaz del control de Ethernet para el sistema de la prueba. Esta opción requiere la versión 2.0 del software *Test Universe* que funciona en Microsoft Windows 2000 o sistemas operativos de XP. El hardware Net-1 tiene dos interfaces Ethernet:

- Conector RJ45 estándar - 10/100Base-TX para cable CAT5, 10/100 Mb/s/seg
- Conector dedicado MTRJ - 100Base-FX para cable de fibra óptica, 100 Mb/s/seg.

La opción NET-1 se puede pedir con un equipo nuevo o como actualización para un CMC 256. Los equipos con la opción NET-1 ya no tienen un interfaz de puerto paralelo.

EP (precisión extendida) Opción de hardware

Equipado con la opción de precisión extendida (EP), un equipo de prueba se convierte en una fuente de alta precisión para varias aplicaciones. Una es la prueba de contadores de energía de clase 0.2S de acuerdo a IEC 62053 (anteriormente 60687, 0... 300V trifásico para el CMC 256 EP) sin un medidor de referencia adicional. Esta alta precisión también hace al CMC 256 o CMC 156 ideal para la fabricación de equipos en su proceso de investigación y desarrollo, pruebas tipo, calibración y demostración.

La opción EP puede ser ordenada en conjunto con una nueva unidad o un equipo existente CMC 256 o CMC 156 que puede ser mejorado en una fecha posterior.

Amplificadores

Se pueden utilizar los siguientes amplificadores inteligentes en combinación con cualquier unidad de prueba CMC multifásica mencionada en las páginas anteriores para ampliar el rango de pruebas y la potencia. Es posible conectar en paralelo hasta 4 unidades amplificadoras de corriente para lograr una salida trifásica de hasta 200 A. La interconexión entre el CMC y las unidades amplificadoras se realiza mediante un cable de control que se conecta en la parte posterior de las unidades. Las salidas de los amplificadores están aisladas galvánicamente de la entrada y de la tierra, y se pueden usar de forma independiente y adicional a las del CMC 256/156 (p. ej., para pruebas de protección diferencial). Las salidas del amplificador se pueden configurar de distintas formas (conectadas en paralelo, en serie, etc.).

CMA 156 - Amplificador de corriente hexafásico (6 x 25 A)

VEHV1010



Recomendado para pruebas que exigen

- corrientes/potencia más altas en la trayectoria de la corriente.
- más de 3/6 canales de corriente (por ejemplo, para probar la protección diferencial de un transformador de 3 devanados).

El CMA 156 incluye 6 canales de corriente independientes, dispuestos en dos grupos aislados (A, B). Por ejemplo, si se conectan las seis fases de corriente en paralelo, se puede administrar una alimentación de hasta 420 VA y una corriente de hasta 150 A, que permiten probar una amplia gama de relés electromecánicos.

CMA 56 - Amplificador de corriente trifásico (3 x 50 A)

VEHV0010



Recomendado para pruebas que exigen

- corrientes/potencia más altas en la trayectoria de la corriente
- más canales de corriente

En las aplicaciones trifásicas, las salidas ofrecen un rango de 0 a 50 A con una potencia máxima de 140 VA por fase. En las aplicaciones monofásicas, es posible lograr una potencia de salida de hasta 420 VA y una corriente de hasta 150 A.

CMS 156 - Amplificador trifásico de tensión y corriente (3 x 250 V, 3 x 25 A)

VEHV1030



Recomendado para pruebas que exigen

- corriente/tensión más altos.
- mayor potencia en la trayectoria de tensión/corriente.
- hasta 9 fases de corriente independientes (con el CMC 256) (p. ej., para probar relés diferenciales) o
- 6 fases de tensión independientes (p. ej., para probar dispositivos de sincronización con 6 tensiones independientes).
- en las aplicaciones monofásicas, es posible lograr una potencia de salida de hasta 210 VA y corrientes de hasta 75 A.

CMS 251/252 - Amplificador mono/bifásico de tensión o corriente de alta potencia (125 V, 12.5 A, 1500 VA)

VEHV1050/VEHV1060



Las unidades de amplificación de alta potencia CMS 251 y CMS 252 permiten probar incluso los relés electromecánicos de mayor carga y de todo tipo (sobrecorriente, baja tensión, relés de falla (falta) a tierra, etc.).

El sistema monofásico CMS 251 y el sistema bifásico CMS 252 proporcionan amplificadores en modo dual que pueden funcionar independientemente como una fuente de tensión o de corriente (seleccionable por el usuario).

CMC 256-6 Equipo de prueba 4 voltajes / 6 Fases de Corriente

CMC 256-6 EP Equipo de prueba hexafásico (precisión extendida)



Especificaciones

Sección generador/amplificador

Generadores/amplificadores de tensión (véase el diagrama)

Rango de valores	
c.a. tetrafásica (L-N)	4 x 0 ... 300 V ($V_{L4}(t)$ calculada automáticamente: $V_{L4} = (V_{L1} + V_{L2} + V_{L3}) * C$ o libremente programable)
c.a. monofásica (L-L)	1 x 0 ... 600 V
dc (L-N)	4 x 0 ... ±300 V
Potencia	
c.a. trifásica (L-N)	3 x 85 VA a 85 ... 300 V
c.a. V_{L4} (L-N)	1 x 85 VA a 85 ... 300 V
c.a. tetrafásica (L-N)	4 x 50 VA a 75 ... 300 V
c.a. monofásica (L-N)	1 x 150 VA a 75 ... 300 V
	(típ. 200 VA a 100 ... 300V)
c.a. monofásica (L-L)	1 x 150 VA a 150 ... 600 V
c.c. (L-N)	1 x 360 W a ±300 V
Precisión	error < 0.025% típ. (<0.1% gar.) a 30 ... 300 V
	<0.015% típ. (<0.05% gar.)
Distorsión (THD+N) ²	150 V, 300 V
Rango de tensiones de salida	5 mV en el rango de 150 V
Resolución	10 mV en el rango de 300 V

Generadores/amplificadores de corriente CMC 256-6

Amplificadores de corriente del grupo A y/o B

Rango 12.5 A

Rango de valores	
c.a. trifásica (L-N)	6 x 0 ... 12.5 A
c.a. monofásica (3L-N)	2 x 0 ... 37.5 A
c.c. (3L-N)	2 x 0 ... ±17.5 A
Potencia	
c.a. trifásica (L-N)	6 x 70 VA a 7.5 A
c.a. monofásica (3L-N)	2 x 210 VA a 22.5 A
c.a. monofásica (L-L)	2 x 140 VA a 7.5 A
c.c. (3L-N)	2 x 235 W a ±17.5 A
Resolución	500 μ A

Rango 1.25 A

Rango de valores	
c.a. trifásica (L-N)	6 x 0 ... 1.25 A
Potencia	
c.a. trifásica (L-N)	6 x 12.5 VA a 1.25 A
Resolución	50 μ A

Grupo A y B en serie

Potencia	Conexión externa ($I_{L2A} - I_{L2B}$)
c.a. monofásica ($I_{L1A} - I_{L1B}$)	280 VA a 7.5 A (40 V_{rms})

Generadores/amplificadores de corriente CMC 256-3 (o CMC 256-6 grupo A y B en paralelo) (véase el diagrama)

Rango 25 A

Rango de valores	
c.a. trifásica (L-N)	3 x 0 ... 25 A
c.a. monofásica (3L-N)	1 x 0 ... 75 A
c.c. (L-N)	1 x 0 ... ±35 A
Potencia	
c.a. trifásica (L-N)	3 x 140 VA a 15 A
c.a. monofásica (L-L)	1 x 280 VA a 15 A
c.a. monofásica (L-N)	1 x 420 VA a 45 A
c.c. (3L-N)	1 x 470 W a ±35 A

Rango 2.5 A

Rango de valores	
c.a. trifásica L-N	3 x 0 ... 2.5 A
Potencia	
c.a. trifásica (L-N)	3 x 25 VA
Resolución	100 μ A / 1 mA en el rango de 2.5 A / 25 A

Generadores/amplificadores de corriente general:

Precisión	error < 0.03% típ. (<0.1% gar.)
Distorsión (THD+N) ²	< 0.025% típ. (<0.07% gar.)
Tensión conforme máx. A, B	10 V_{rms} / 15 V_{pk}

Salidas de bajo nivel "LL out 1-6"

Rango de valores	6 x 0 ... 10 V_{pk} (LL out 1-6)
Corriente de salida máx.	1 mA
Precisión	error < 0.025% típ. (<0.07% gar.) a 1 ... 10 V_{pk}
Resolución	250 μ V
Distorsión (THD+N) ²	<0.015% típ. (<0.05% gar.)
Simulación CT/VT no convencional	lineal, Rogowski
Indicación de sobrecarga	Sí
Aislamiento	SELV
Posibilidad de utilización	Utilizable de forma totalmente independiente de las salidas del amplificador interno

Generadores, general

Gama de frecuencias	
Señales sinusoidales	10 ... 1000 Hz
Señales transitorias	c.c. ... 3.1 kHz
Precisión/derivada de la frecuencia	±0.5 ppm / ±1 ppm
Resolución de la frecuencia	< 5 μ Hz
Rango del ángulo de fase	-360° ... +360°
Resolución de fase	0.001°
Error de fase	<0.02° típ. (<0.1° gar.) a 50/60Hz
Ancho de banda (-3dB)	3.1kHz
Conexiones	
Salidas del amplificador	Todas las señales en enchufes tipo banana de 4 mm en el panel frontal; salida V_{L1} , V_{L3} y N y salida I_{L1} , I_{L3} y N del grupo A en el enchufe combinado de 8 pines del amplificador
Salidas de bajo nivel "LL out 1-6"	Enchufe combinado de 16 pines (lado posterior)

Todos los generadores de tensión y corriente son ajustables de forma continua e independiente en su amplitud, fase y frecuencia. Todas las salidas de corriente y de tensión son totalmente a prueba de sobrecarga y cortocircuito y están protegidas contra señales transitorias externas de alta tensión y contra sobretensión (indicación en el software mediante un mensaje de error). Los circuitos generador/amplificador y los circuitos de red están separados galvánicamente. Los circuitos de entrada de corriente, tensión, auxiliares de cc y binaria/análoga están separados galvánicamente entre sí.

Alimentación auxiliar de c.c.

Rangos de la tensión de salida	0 ... 264 V_{cc} , 0.2 A
	0 ... 132 V_{cc} , 0.4 A
	0 ... 66 V_{cc} , 0.8 A
Potencia	máx. 50 W
Precisión	error < 2% típ. (< 5% gar.)
Conexión	enchufes tipo banana de 4mm en el panel frontal

Protegido contra cortocircuitos, aislado de todos los restantes grupos galvánicos, indicación de señal de sobrecarga.

Sección de medida/temporizador

Entradas binarias

Número	10 entradas
Criterios de activación	Comutación alterna entre contactos sin potencial o tensión c.c. comparada con la tensión umbral
Característica de entrada	0 ... Umbral ±600 V_{cc} o sin potencial
Resolución del umbral	±2 mV, ±20 mV, ±200 mV, ±2 V, ±20 V en el rango 100 mV, 1 V, 10 V, 100 V, 600 V (rms)
Velocidad de muestreo	10 kHz
Resolución	100 μ s
Tiempo de medida máx.	Infinito
Función de conteo	<3 kHz, a un ancho de pulso >150 μ s
Aislamiento galvánico	5 grupos (2+2+2+2)
Tensión máx. de entrada	600 V_{rms} (850 V_{pk})
Conexión	enchufes tipo banana de 4 mm en el panel frontal (en combinación con entradas analógicas)

Entradas de contador de 100 kHz

Número	2
Frecuencia máx. de conteo	100 kHz
Ancho de pulso	>3 μ s
Tensión de umbral	6 V
Histeresis de tensión	2 V
Tensión máx. de entrada	±30 V
Aislamiento	SELV
Conexión	Enchufe combinado de 16 pines (lado posterior)

Entradas binarias

Relés	
Número	4
Tipo	Contactos de relé sin potencial, controlador por software

Capacidad de ruptura c.a. Vmáx: 300 V_{car}, Imáx: 8 A, Pmáx: 2000 VA
 Capacidad de ruptura c.c. Vmáx: 300 V_{dc}, Imáx: 8 A, Pmáx: 50 W
 Conexión enchufes tipo banana de 4 mm en el panel frontal

Transistor

Número 4
 Tipo Salidas de transistor de colector abierto
 Velocidad de actualización 10 kHz
 Imáx 5 mA
 Conexión Enchufe combinado de 16 pines (lado posterior)

Entradas de medida de tensión cc / I cc

Rango de entrada de medida de tensión 0 ... ±10 V
 Rangos de entrada de medida de corriente 0 ... ±1 mA, 0 ... ±20 mA
 Precisión error < 0.003% típ. (<0.02% gar.)
 Conexión enchufes tipo banana de 4 mm en el panel frontal

Entradas de medida analógicas ca+cc

(opcionalmente en conexión con *EnerLyzer*)¹
 Entradas de tensión analógicas ca+cc
 Número 10
 Rangos de entrada nominal 100 mV, 1 V, 10 V, 100 V, 600 V (rms)
 Precisión de la amplitud error < 0.06% típ. (<0.15% gar.)
 Ancho de banda c.c. ... 10 kHz
 Frecuencia de muestreo 28.44kHz, 9.48 kHz, 3.16 kHz
 Impedancia de entrada 500 kΩ // 50 pF
 Buffer de entrada de transitorios 3.5 s para los 10 canales de entrada a una frecuencia de muestreo de 28 kHz o 316 s con un canal y una frecuencia de muestreo de 3 kHz
 Las entradas pueden ser usadas con pinzas de corriente con salida de tensión o una resistencia en derivación externa y una pinza de corriente estándar

Pinzas de corriente

Funciones de medida

I_{cc}, V_{cc}, I_{car}, V_{car}, fase, frecuencia, potencia, energía, armónicos; posibilidad de registrar transitorios en todos los canales

Indicación de sobrecarga de entradas

Sí

Protección de entradas

Sí

Tensión máx. de entrada

600 V_{rms} (850 V_{pk})

Aislamiento galvánico

5 grupos (2+2+2+2+2)

Conexión

4 enchufes tipo banana en el panel frontal (combinados con entradas binarias)

General

Alimentación eléctrica

Tensión de entrada nominal 110 - 240 V_{car}, monofásica

Tensión de entrada admisible 99 ... 264 V_{ca}

Frecuencia nominal 50/60 Hz

Rango de frecuencias admisible 45 - 65 Hz

Consumo de potencia² 1.2 kVA a 115 V

1.6 kVA a 230 V

Corriente nominal 10 A

Conexión

Enchufe c.a. estándar (IEC 60320)

Condiciones medioambientales

Temp. de funcionamiento³ 0 ... +50°C (+32 ... +122°F)

Temp. de almacenamiento -25...+70°C (-13 ... +158°F)

Rango de humedad Humedad relativa 5...95%, no condensante

Vibración IEC 68-2-6 (20m/s² a 10 ... 150Hz)

Choque IEC 68-2-27 (15g/ 11ms semisinusoidal)

EMC Conformidad CE (89/336/CEE), EN 61326-1

Emisión EN 50081-2, EN 61000-3-2/3

Inmunidad FCC, subapartado B del apartado 15, clase A

EN 50082-2,

IEC 61000-4-2/3/4/5/6/11

Seguridad EN 61010-1, EN 60950,

IEC 61010-1, UL 3111-1

CAN/CSA-C22.2 No 1010.1

Certificaciones TÜV-GS; UL,CUL

Peso 15.7 kg (34.8 lb.)

Dimensiones 450 x 145 x 390 mm (17.7" x 5.7" x 15.4")

Misceláneo

Conexión al PC Puerto paralelo (conector IEEE1284-C)

CMC 56/156 con

compatibilidad de software Windows - SW (Test Universe)

Indicación de señal (LED) >42V para AUX-cc, y salidas de tensión

Enchufe de tierra Enchufe tipo banana de 4 mm; lado posterior

Autodiagnóstico del hardware en cada arranque. Supervisión automática de las salidas de tensión y corriente durante la prueba.

CMC 256-6 EP (precisión extendida)

Las especificaciones difieren de las del 256-6 estándar en los puntos siguientes⁴:

Generadores/amplificadores de corriente

Precisión error <0.02 % típ. (<0.05% gar.)

Generadores/amplificadores de tensión

Precisión error <0.02 % típ. (<0.05% gar.)

Generadores, general

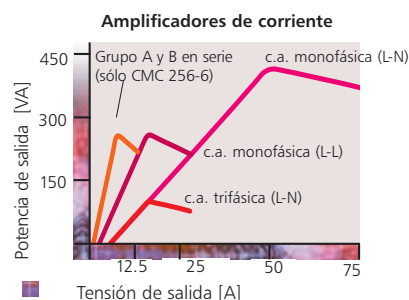
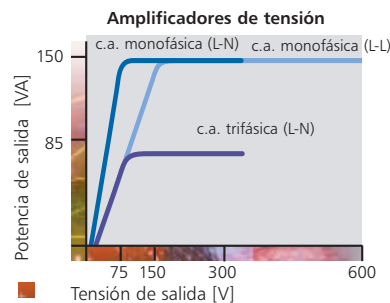
Error de fase <0.005° típ. (<0.02° gar.) at 50/60 Hz

Deriva de temperatura 0.0025%/°C

Potencia de salida

Precisión⁵ error <0.05% típ. (<0.1% gar.)
 con relación a los valores fijados (error relativo) a 0,1 ... 12,5 A (amplificador de corriente grupo A o B, 50/60 Hz) y 50 ... 300 V

Deriva de temperatura <0.001%/°C típ. (<0.005%/°C gar.)



Valores garantizados válidos durante un año dentro de 23°C ±5°C (73°F ±10°F), en la gama de frecuencias de 10 ... 100 Hz. Especificaciones para sistemas trifásicos bajo condiciones simétricas (0°, 120°, 240°).

- 1 Pueden usarse hasta tres entradas para medir valores rms sin la opción *EnerLyzer*.
- 2 Para tensiones de entrada de línea inferiores a 150V tiene lugar una reducción de la potencia de salida resultante disponible simultáneamente de los amplificadores de tensión/corriente y de la AuxDC. Las restantes especificaciones técnicas (por ej., la potencia de salida máxima de un amplificador individual) no se ven afectadas.
- 3 Para una temperatura operacional superior a +30°C puede aplicarse un ciclo de servicio de hasta el 50%.
- 4 Todas las restantes especificaciones son completamente equivalentes a los datos indicados para la unidad CMC 256-6 estándar.
- 5 Salidas de corrientes de carga admisibles:
 Rango 1.25 A: 0 ... 1 Ω y máx. 1 VA, cos φ = 0.5 ... 1
 Rango 12.5 A: 0 ... 0.5 Ω y máx. 6 VA, cos φ = 0.5 ... 1.
 Salidas de tensión de carga admisibles:
 máx. 10 VA a 50 ... 300 V, cos φ = 0.5 ... 1.
- 6 THD+N: Valores a 50/60Hz con un ancho de banda de 20kHz.



Centros de ventas y servicio de OMICRON

Norte y Suramérica

OMICRON electronics Corp. USA

12 Greenway Plaza, Suite 1510
Houston, TX 77046, USA
Teléfono: +1 713 830 4660
1-800-OMICRON
Fax: +1 713 830 4661
Email: info@omicronusa.com
Web: www.omicronusa.com

Europa / África / Oriente Medio

OMICRON electronics GmbH

Oberes Ried 1
A-6833 Klaus, Austria
Teléfono: +43 5523 507-0
Fax: +43 5523 507-999
Email: info@omicron.at
Web: www.omicron.at

Asia, Pacífico

OMICRON electronics Asia Ltd.

Unit 719, Tower II
Grand Central Plaza
138 Shatin Rural Committee Road
Shatin, Hong Kong
Teléfono: +852 2634 0377
Fax: +852 2634 0390
Email: info@asia.omicron.at
Web: www.omicron.at

Autotransformador STACO 6020E 6PS

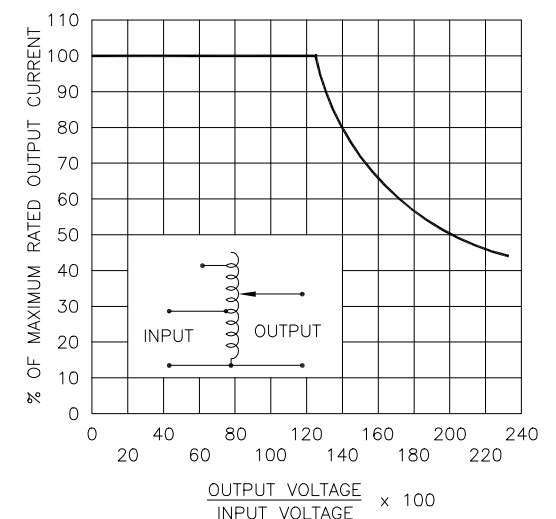
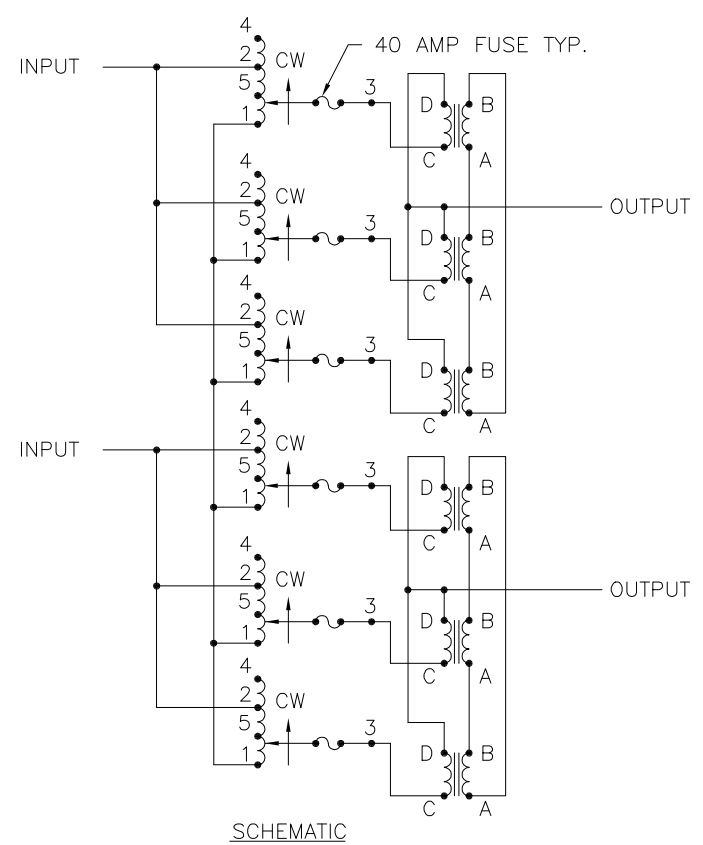
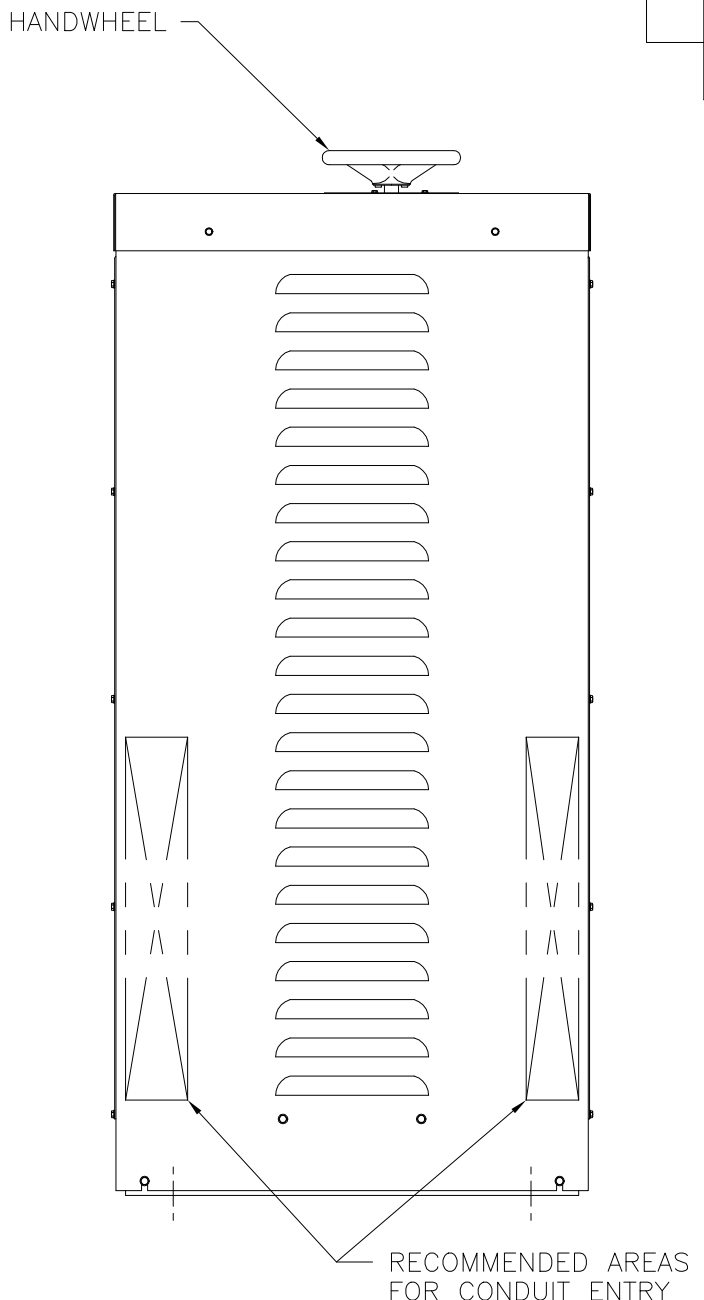
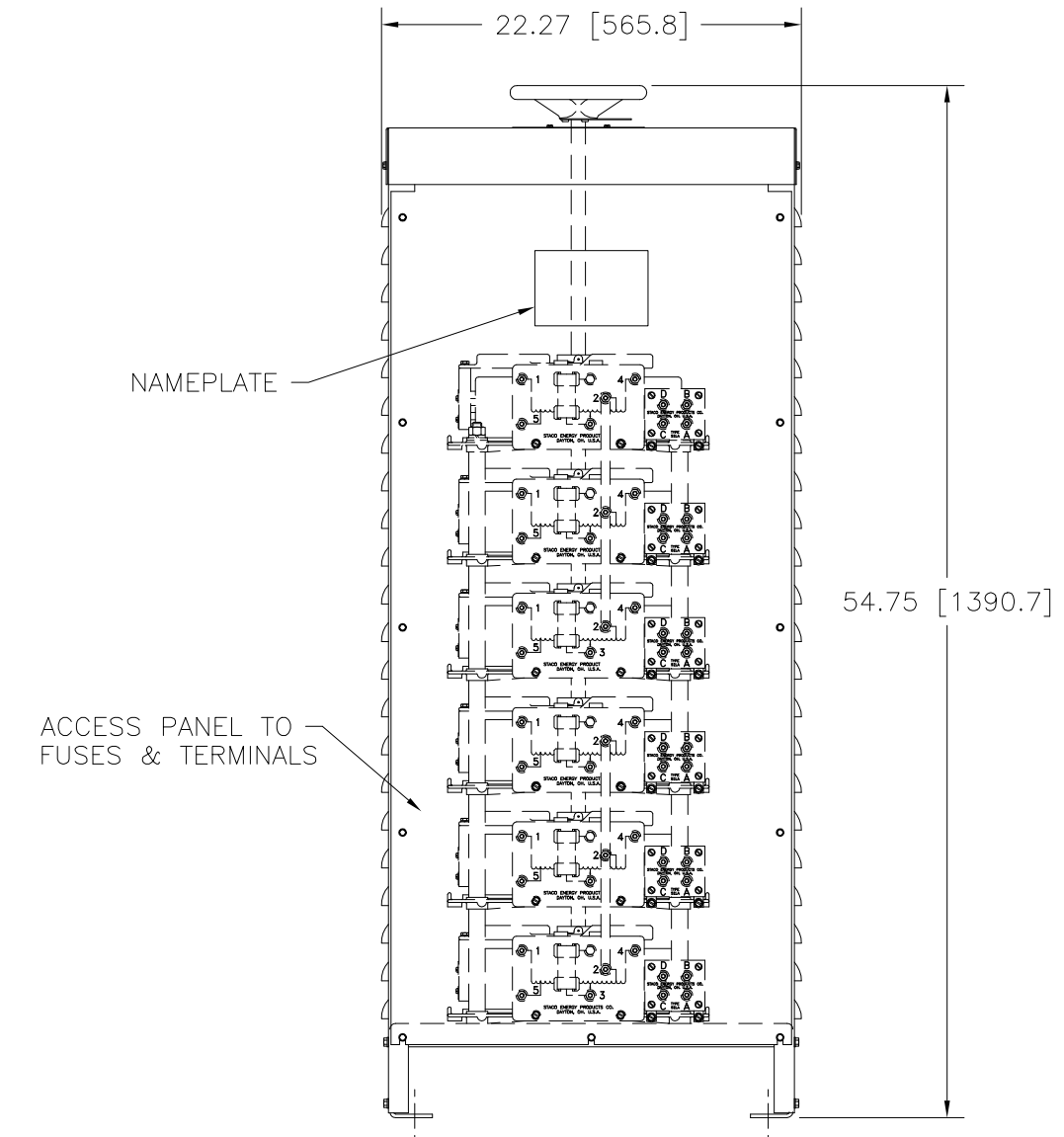
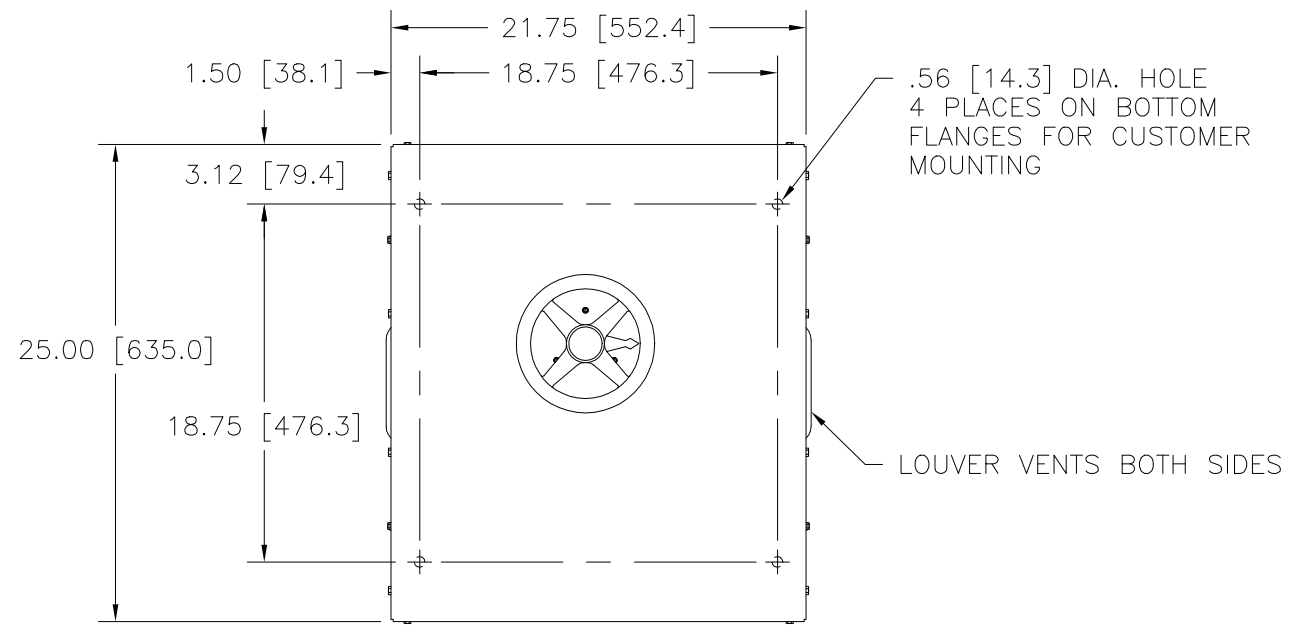


FIGURE A
 MAXIMUM OUTPUT CURRENT OF ANY DUAL INPUT VOLTAGE OR VOLTAGE DOUBLER UNIT OPERATED AT LOWER INPUT VOLTAGE.

* MAXIMUM OUTPUT CURRENT IN OUTPUT VOLTAGE RANGE FROM 0 TO 25 PERCENT ABOVE LINE VOLTAGE. AT HIGHER OUTPUT VOLTAGES, OUTPUT CURRENT MUST BE REDUCED ACCORDING TO RATING CURVE (SEE FIGURE A).

++ MAXIMUM KVA AT MAXIMUM OUTPUT AND CORRESPONDING DE-RATED CURRENT. MAXIMUM KVA AT LOWER OUTPUT VOLTAGES MAY BE CALCULATED FROM RATING CURVE, (SEE FIGURE A).

V.D. = VOLTAGE DOUBLER.

WIRING	INPUT		OUTPUT			SHAFT ROTATION FOR VOLTAGE INCREASE	TERMINAL CONNECTIONS FOR INCREASING VOLTAGE AS VIEWED FROM TOP	
	VOLTS	HERTZ	VOLTS	CONSTANT CURRENT LOAD			INPUT	OUTPUT
				MAX. AMPS	MAX. KVA			
SINGLE PHASE SERIES PARALLEL	480	50/60	0-480	105	50.4	CW	4-4	D-D
			0-560	105	58.8	CW	2-2	D-D
	240	50/60	0-560	105-45 V.D.	25.2++	CW	5-5	D-D

UNLESS OTHERWISE SPECIFIED, TOLERANCE IS # DECIMALS .XX .XXX .12 .000 .03 .1° 1-1/2°		UNITS IN [mm]	TITLE: SPECIFICATION CONTROL DRAWING VARIABLE TRANSFORMER 6020E-6PS		
MATERIAL: ALL DIMENSIONS APPLY AFTER PLATING		DATE: 12/7/94	FIRST USED ON: 6020E-6PS	DO NOT SCALE DWG.	
DRAWN BY: T.A.HUFF		DATE: 12/7/94	WEIGHT APPROX.:	CODE IDENT. NO. 83008	CUSTOMER APPROVAL: DATE:
CHECKER:		DATE:	SCALE: .2=1	DWG. NO. 032-7514	
ENGINEER:		DATE:	SHEET 1 OF 1		

The information and design disclosed herein was originated by and is the property of STACO ENERGY PRODUCTS CO., which reserves all patent, proprietary, design, manufacturing, reproduction, use and sale rights thereto, and to any article disclosed therein except to the extent rights are expressly granted to others. The foregoing does not apply to vendor proprietary parts.

Relé SEL 421

Specifications

General

AC Current Inputs (Secondary Circuits)

5 A nominal	15 A continuous, linear to 100 A symmetrical 500 A for 1 second 1250 A for 1 cycle
	Burden: 0.27 VA @ 5 A 2.51 VA @ 15 A
1 A nominal	3 A continuous, linear to 20 A symmetrical 100 A for 1 second 250 A for 1 cycle
	Burden: 0.13 VA @ 1 A 1.31 VA @ 3 A

AC Voltage Inputs

300 V _{L-N} continuous (connect any voltage up to 300 Vac)	
600 Vac for 10 seconds	
Burden:	0.03 VA @ 67 V 0.06 VA @ 120 V 0.8 VA @ 300 V

Power Supply

125/250 Vdc or 120/230 Vac	
Range:	85–300 Vdc <35 W or 85–264 Vac (30 Hz–120 Hz)
Burden:	<120 VA
48/125 Vdc or 120 Vac	
Range:	38–140 Vdc <35W or 85–140 Vac (30 Hz–120 Hz)
Burden:	<120 VA
24/48 Vdc	
Range:	18–60 Vdc
Burden:	<35 W

Control Outputs

Standard

Make:	30 A
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C
1s Rating:	50 A
MOV Protection (maximum voltage):	250 Vac/330 Vdc
Pickup/Dropout Time:	6 ms, resistive load
Update Rate:	1/8 cycle
Break Capacity (10000 operations):	
48 Vdc	0.50 A L/R = 40 ms
125 Vdc	0.30 A L/R = 40 ms
250 Vdc	0.20 A L/R = 40 ms
Cyclic Capacity (2.5 cycle/second):	
48 Vdc	0.50 A L/R = 40 ms
125 Vdc	0.30 A L/R = 40 ms
250 Vdc	0.20 A L/R = 40 ms
Note:	EA certified relays do not have MOV protected standard output contacts.

Hybrid (high current interrupting):

Make:	30 A
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C
1s Rating:	50 A
MOV Protection (maximum voltage):	330 Vdc
Pickup/Dropout Time:	6 ms, resistive load
Update Rate:	1/8 cycle
Break Capacity (10000 operations):	
48 Vdc	10.0 A L/R = 40 ms
125 Vdc	10.0 A L/R = 40 ms
250 Vdc	10.0 A L/R = 20 ms

Cyclic Capacity

(4 cycles in 1 second, followed by 2 minutes idle for thermal dissipation)

48 Vdc	10.0 A	L/R = 40 ms
125 Vdc	10.0 A	L/R = 40 ms
250 Vdc	10.0 A	L/R = 20 ms

Note: Do not use hybrid control outputs to switch ac control signals. These outputs are polarity dependent.

Fast Hybrid (high-speed high current interrupting):

Make:	30 A	
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C	
1 s Rating:	50 A	
MOV Protection (maximum voltage):	250 Vac/330 Vdc	
Pickup Time:	10 μs, resistive load	
Dropout Time:	8 ms, resistive load	
Update Rate:	1/8 cycle	
Break Capacity (10000 operations):		
48 Vdc	10.0 A	L/R = 40 ms
125 Vdc	10.0 A	L/R = 40 ms
250 Vdc	10.0 A	L/R = 20 ms

Cyclic Capacity

(4 cycles in 1 second, followed by 2 minutes idle for thermal dissipation)

48 Vdc	10.0 A	L/R = 40 ms
125 Vdc	10.0 A	L/R = 40 ms
250 Vdc	10.0 A	L/R = 20 ms

Note: Per IEC 60255-23 (1994), using the simplified method of assessment.

Note: Make rating per IEEE C37.90-1989.

Control Inputs

Direct Coupled (for use with dc signals)

Main Board	5 inputs with no shared terminals 2 inputs with shared terminals
INT1, INT5, and INT6 interface boards	8 inputs with no shared terminals
Range:	15–265 Vdc, independently adjustable
Accuracy:	±5% plus ±3 Vdc
Maximum Voltage:	300 Vdc
Sampling Rate:	1/16 cycle
Typical Burden:	0.24 W @ 125 Vdc

Optoisolated (use with ac or dc signals)

INT4 Interface Board: 6 inputs with no shared terminals
18 inputs with shared terminals
(2 groups of 9 inputs, with each group sharing one terminal)

Voltage Options: 24 V standard
48, 110, 125, 220, 250 V level sensitive

DC Thresholds (Dropout thresholds indicate level-sensitive option)

24 Vdc: Pickup 15.0–30.0 Vdc rms

48 Vdc: Pickup 38.4–60.0 Vdc rms;
Dropout <28.8 Vdc rms

110 Vdc: Pickup 88.0–132.0 Vdc rms;
Dropout <66.0 Vdc rms

125 Vdc: Pickup 105–150 Vdc rms;
Dropout <75 Vdc rms

220 Vdc: Pickup 176–264 Vdc rms;
Dropout <132 Vdc rms

250 Vdc: Pickup 200–300 Vdc rms;
Dropout <150 Vdc rms

AC Thresholds (Ratings met only when recommended control input settings are used—see Table 2.2 on page U.2.8.)

24 Vac: Pickup 12.8–30.0 Vac rms

48 Vac: Pickup 32.8–60.0 Vac rms;
Dropout <20.3 Vac rms

110 Vac: Pickup 75.1–132.0 Vac rms;
Dropout <46.6 Vac rms

125 Vac: Pickup 89.6–150.0 Vac rms;
Dropout <53.0 Vac rms

220 Vac: Pickup 150–264 Vac rms;
Dropout <93.2 Vac rms

250 Vac: Pickup 170.6–300 Vac rms;
Dropout <106 Vac rms

Current Drawn: 5 mA at nominal voltage
8 mA for 110 V option

Sampling Rate: 1/16 cycle

Frequency and Rotation

System Frequency: 50/60 Hz

Phase Rotation: ABC or ACB

Frequency Tracking Range: 40–65 Hz

Communications Ports

EIA-232: 1 Front & 3 Rear

Serial Data Speed: 300–57600 bps

Communications Card Slot for optional SEL-2701 Ethernet Processor

Time Inputs

IRIG-B Input–Serial Port 1

Input: Demodulated IRIG-B

Nominal Voltage: 5 Vdc +10%

Maximum Voltage: 8 Vdc

Input Impedance: 333 Ohms

Isolation: 500 Vdc

IRIG-B Input–BNC Connector

Input: Demodulated IRIG-B

Nominal Voltage: 5 Vdc +10%

Maximum Voltage: 8 Vdc

Input Impedance: 2500 Ohms

Operating Temperature

–40° to +85°C (–40° to +185°F)

Note: LCD contrast impaired for temperatures below –20° and above +70°C

Humidity

5% to 95% without condensation

Weight (Maximum)

3U Rack Unit: 17.5 lbs (8.0 kg)

4U Rack Unit: 21.5 lbs (9.8 kg)

5U Rack Unit: 25.5 lbs (11.6 kg)

Terminal Connections

Rear Screw-Terminal Tightening Torque, #8 Ring Lug

Minimum: 1.0 Nm (9 in-lb)

Maximum: 2.0 Nm (18 in-lb)

User terminals and stranded copper wire should have a minimum temperature rating of 90°C. Ring terminals are recommended.

Routine Dielectric Strength Tests (performed on each manufactured relay)

AC Current Inputs, optoisolated inputs, and output contacts: 2500 Vac for 10 s

Power Supply 3100 Vdc for 10 s

Type Tests

Electromagnetic Compatibility (EMC)

Electromagnetic Emissions: EN 50263: 1999

Emissions: IEC 60255-25 (2000)

Electromagnetic Compatibility Immunity

Conducted RF Immunity: ENV 50141: 1993, 10 V rms
IEC 60255-22-6 (2001), 10 V rms

Digital Radio Telephone RF: ENV 50204: 1995,
10 V/m at 900 MHz and 1.89 GHz

Electrostatic Discharge: IEC 60255-22-2 (1996),
Levels 1, 2, 3, 4
IEC 61000-4-2 (1995),
Levels 1, 2, 3, 4
IEEE C37.90.3-2001,
Levels 2, 4, and 8 kV contact;
Levels 4, 8, and 15 kV air

Fast Transient Disturbance: IEC 61000-4-4 (1995),
IEC 60255-22-4 (1992),
4 kV at 2.5 and 5 kHz

Magnetic Field Immunity: IEC 61000-4-8 (1993)
850 A/m for 3 seconds
IEC 61000-4-9 (1993)
850 A/m

Power Supply Immunity: IEC 61000-4-11 (1994),
5 cycles
IEC 60255-11 (1979)

Radiated Radio Frequency: ENV 50140: 1993,
IEC 60255-22-3 (1989)
IEC 61000-4-3 (1998) 10 V/m
IEEE C37.90.2-1995, 35 V/m
Exceptions:
DC Battery System Monitor
10 V/m (±10% ±3 V)
SEL-2701 Installed, 10 V/m

Surge Withstand:	IEC 60255-22-1 (1988), 2.5 kV peak common mode 2.5 kV peak differential mode IEEE C37.90.1-1989, 3.0 kV oscillatory 5.0 kV fast transient
------------------	--

Environmental

Cold:	IEC 60068-2-1 (1990) [EN 60068-2-1: 1993] Test Ad: 16 hours at -40°C
Dry Heat:	IEC 60068-2-2 (1974) [EN 60068-2-2: 1993], Test Bd: Dry heat, 16 hours at +85°C
Damp Heat, Cyclic:	IEC 60068-2-30 (1980), Test Db: 55°C, 6 cycles, 95% humidity
Object Penetration:	IEC 60529 (1989), IP30
Vibration:	IEC 60255-21-1 (1988), Class 1 IEC 60255-21-2 (1988), Class 1 IEC 60255-21-3 (1993), Class 2

Safety

Dielectric Strength:	IEC 60255-5 (1977), IEEE C37.90-1989, 2500 Vac on control inputs, control outputs, and analog inputs 3100 Vdc on power supply
Impulse:	IEC 60255-5 (1977), 0.5 J, 5 kV
Insulation Resistance:	IEC 60255-5 (1977), Resistance @ 500 V >1 minute. Resistance 10 M Ω -100 M Ω
Laser Safety (optional SEL-2701 Ethernet Processor):	21 CFR 1040.10, FDA, IEC 60825-1 (1993), ANSI Z136.1-1993, Class 1 ANSI Z136.2-1988, Service Group 1

Certifications

ISO:	Relay is designed and manufactured using ISO-9001 certified quality program.
Product Safety:	IEC 60255-6 (1988) [EN 60255-6: 1994]

Reporting Functions

High-Resolution Data

Rate:	8000 samples/second 4000 samples/second 2000 samples/second 1000 samples/second
Output Format:	Binary COMTRADE

Note: Per *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE C37.111-1999*

Event Reports

Storage:	35 quarter-second events or 24 half-second events
Maximum Duration:	Record events as long as 5 seconds
Resolution:	8- or 4-samples/cycle

Event Summary

Storage:	100 summaries
----------	---------------

Breaker History

Storage:	128 histories
----------	---------------

Sequential Events Recorder

Storage:	1000 entries
Trigger elements:	250 relay elements

Processing Specifications

AC Voltage and Current Inputs

8000 samples per second, 3 dB low-pass analog filter cut-off frequency of 3000 Hz.

Digital Filtering

Full-cycle cosine and half-cycle Fourier filters after low-pass analog and digital filtering.

Protection and Control Processing

8 times per power system cycle

Synchrophasors

Maximum data rate in messages per second:

IEEE PC37.118 protocol	60 (nominal 60 Hz system) 50 (nominal 50 Hz system)
SEL Fast Message protocol	20 (nominal 60 Hz system) 10 (nominal 50 Hz system)

Control Points

32 remote bits
32 local control bits
32 latch bits in protection logic
32 latch bits in automation logic

Relay Element Pickup Ranges and Accuracies

Mho Phase Distance Elements

Zones 1-5 Impedance Reach

Setting Range

5 A Model:	OFF, 0.05 to 64 Ω secondary, 0.01 Ω steps
1 A Model:	OFF, 0.25 to 320 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Sensitivity

5 A Model:	0.5 A _{p-p} secondary
1 A Model:	0.1 A _{p-p} secondary (Minimum sensitivity is controlled by the pickup of the supervising phase-to-phase overcurrent elements for each zone.)

Accuracy (Steady State):

$\pm 3\%$ of setting at line angle for SIR
(source-to-line impedance ratio)
< 30
 $\pm 5\%$ of setting at line angle for
30 \leq SIR \leq 60

Zone 1 Transient
Overreach:

< 5% of setting plus steady state
accuracy

SEL-421 Maximum
Operating Time:

0.8 cycle at 70% of reach and SIR = 1

SEL-421-1 Maximum
Operating Time:

1.5 cycle at 70% of reach and SIR = 1

Mho Ground Distance Elements

Zones 1-5 Impedance Reach

Mho Element Reach

5 A Model:	OFF, 0.05 to 64 Ω secondary, 0.01 Ω steps
------------	--

1 A Model:	OFF, 0.25 to 320 Ω secondary, 0.01 Ω steps
Sensitivity	
5 A Model:	0.5 A secondary
1 A Model:	0.1 A secondary (Minimum sensitivity is controlled by the pickup of the supervising phase and residual overcurrent elements for each zone.)
Accuracy (Steady State):	$\pm 3\%$ of setting at line angle for SIR < 30 $\pm 5\%$ of setting at line angle for $30 \leq \text{SIR} \leq 60$
Zone 1 Transient Overreach:	< 5% of setting <i>plus</i> steady state accuracy
SEL-421 Maximum Operating Time:	0.8 cycle at 70% of reach and SIR = 1
SEL-421-1 Maximum Operating Time:	1.5 cycle at 70% of reach and SIR = 1

Quadrilateral Ground Distance Elements

Zones 1-5 Impedance Reach

Quadrilateral Reactance Reach

5 A Model:	OFF, 0.05 to 64 Ω secondary, 0.01 Ω steps
1 A Model:	OFF, 0.25 to 320 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Quadrilateral Resistance Reach

5 A Model:	OFF, 0.05 to 50 Ω secondary, 0.01 Ω steps
1 A Model:	OFF, 0.25 to 250 Ω secondary, 0.01 Ω steps

Sensitivity

5 A Model:	0.5 A secondary
1 A Model:	0.1 A secondary (Minimum sensitivity is controlled by the pickup of the supervising phase and residual overcurrent elements for each zone.)

Accuracy (Steady State):	$\pm 3\%$ of setting at line angle for SIR < 30 $\pm 5\%$ of setting at line angle for $30 \leq \text{SIR} \leq 60$
--------------------------	--

Transient Overreach:	< 5% of setting plus steady state accuracy
----------------------	--

Instantaneous/Definite-Time Overcurrent Elements

Phase, Residual Ground, and Negative-Sequence

Pickup Range

5 A Model:	OFF, 0.25–100.00 A secondary, 0.01 A steps
1 A Model:	OFF, 0.05–20.00 A secondary, 0.01 A steps

Accuracy (Steady State)

5 A Model:	± 0.05 A plus $\pm 3\%$ of setting
1 A Model:	± 0.01 A plus $\pm 3\%$ of setting

Transient Overreach:

Time Delay:	0.00–16000.00 cycles, 0.125 cycle steps
-------------	---

Timer Accuracy:	± 0.125 cycle plus $\pm 0.1\%$ of setting
-----------------	---

Maximum Operating Time:	1.5 cycles
-------------------------	------------

Time-Overcurrent Elements

Pickup Range

5 A Model:	0.25–16.00 A secondary, 0.01 A steps
1 A Model:	0.05–3.20 A secondary, 0.01 A steps

Accuracy (Steady State)

5 A Model:	± 0.05 A plus $\pm 3\%$ of setting
1 A Model:	± 0.01 A plus $\pm 3\%$ of setting

Time Dial Range

US:	0.50–15.00, 0.01 steps
IEC:	0.05–1.00, 0.01 steps

Curve Timing Accuracy:	± 1.50 cycles plus $\pm 4\%$ of curve time (for current between 2 and 30 multiples of pickup)
------------------------	---

Reset:	1 power cycle or Electromechanical Reset Emulation time
--------	---

Ground Directional Elements

Neg.-Seq. Directional Impedance Threshold (Z2F, Z2R)

5 A Model:	–64 to 64 Ω
1 A Model:	–320 to 320 Ω

Zero-Seq. Directional Impedance Threshold (Z0F, Z0R)

5 A Model:	–64 to 64 Ω
1 A Model:	–320 to 320 Ω

Supervisory Overcurrent Pickup 50FP, 50RP

5 A Model:	0.25 to 5.00 A 3I0 secondary 0.25 to 5.00 A 3I2 secondary
1 A Model:	0.05 to 1.00 A 3I0 secondary 0.05 to 1.00 A 3I2 secondary

Undervoltage and Overvoltage Elements

Pickup Ranges:	Phase elements: 1–200 V secondary, 1 V steps
----------------	--

Phase-to-Phase Elements:	1.0–300.0 V secondary, 0.1 V steps
--------------------------	------------------------------------

Accuracy (Steady State):	± 1 V plus $\pm 5\%$ of setting
--------------------------	-------------------------------------

Transient Overreach:	< 5% of pickup
----------------------	----------------

Optional RTD Elements

(Models Compatible With SEL-2600A RTD Module)

12 RTD Inputs via SEL-2600A RTD Module and SEL-2800 Fiber-Optic Transceiver

Monitor Ambient or Other Temperatures

PT 100, NI 100, NI 120, and CU 10 RTD-Types Supported, Field Selectable

Up to 500 m Fiber-Optic Cable to SEL-2600A RTD Module

Breaker Failure Instantaneous Overcurrent

Setting Range

5 A Model:	0.50–50.0 A, 0.01 A steps
1 A Model:	0.10–10.0 A, 0.01 A steps

Accuracy

5 A Model:	± 0.05 A plus $\pm 3\%$ of setting
1 A Model:	± 0.01 A plus $\pm 3\%$ of setting

Transient Overreach:	< 5% of setting
----------------------	-----------------

Maximum Pickup Time:	1.5 cycles
----------------------	------------

Maximum Reset Time:	1 cycle
Timers Setting Range:	0–6000 cycles, 0.125 cycle steps (All but BFIDOn, BFISpN) 0–1000 cycles, 0.125 cycle steps (BFIDOn, BFISpN)
Time Delay Accuracy:	0.125 cycle plus $\pm 0.1\%$ of setting

Synchronism-Check Elements

Slip Frequency Pickup Range:	0.005–0.500 Hz, 0.001 Hz steps
Slip Frequency Pickup Accuracy:	± 0.0025 Hz plus $\pm 2\%$ of setting
Close Angle Range:	3–80°, 1° steps
Close Angle Accuracy:	$\pm 3^\circ$

Load-Encroachment Detection

Setting Range	
5 A Model:	0.05–64 Ω secondary, 0.01 Ω steps
1 A Model:	0.25–320 Ω secondary, 0.01 Ω steps
Forward Load Angle:	–90° to +90°
Reverse Load Angle:	+90° to +270°
Accuracy	
Impedance Measurement:	$\pm 3\%$
Angle Measurement:	$\pm 2^\circ$

Out-of-Step Elements

Blinders (R1) Parallel To The Line Angle	
5 A Model:	0.05 to 70 Ω secondary –0.05 to –70 Ω secondary
1 A Model:	0.25 to 350 Ω secondary –0.25 to –350 Ω secondary
Blinders (X1) Perpendicular To The Line Angle	
5 A Model:	0.05 to 96 Ω secondary –0.05 to –96 Ω secondary
1 A Model:	0.25 to 480 Ω secondary –0.25 to –480 Ω secondary

Accuracy (Steady State)	
5 A Model:	$\pm 5\%$ of setting plus ± 0.01 A for SIR (source to line impedance ratio) < 30 $\pm 10\%$ of setting plus ± 0.01 A for $30 \leq \text{SIR} \leq 60$
1 A Model:	$\pm 5\%$ of setting plus ± 0.05 A for SIR (source to line impedance ratio) < 30 $\pm 10\%$ of setting plus ± 0.05 A for $30 \leq \text{SIR} \leq 60$
Transient Overreach:	< 5% of setting <i>plus</i> steady state accuracy
Positive-Sequence Overcurrent Supervision	
Setting Range:	
5 A Model:	1.0–100.0 A, 0.01 A steps
1 A Model:	0.2–20.0 A, 0.01 A steps
Accuracy:	
5 A Model:	$\pm 3\%$ of setting plus ± 0.05 A
1 A Model:	$\pm 3\%$ of setting plus ± 0.01 A
Transient Overreach:	< 5% of setting

Timer Specifications

Setting Ranges

Breaker Failure:	0–6000 cycles, 0.125 cycle steps (All but BFIDOn, BFISpN) 0–1000 cycles, 0.125 cycle steps (BFIDOn, BFISpN)
Communications- Assisted Tripping Schemes:	0.000–16000 cycles, 0.125 cycle steps
Out-of-Step Timers	
OSBD, OSTD:	0.500–8000 cycles, 0.125 cycle steps
UBD:	0.500–120 cycles, 0.125 cycle steps
Pole Open Timer:	0.000–60 cycles, 0.125 cycle steps
Recloser:	1–99999 cycles, 1 cycle steps
Switch-Onto-Fault	
CLOEND, 52AEND:	OFF, 0.000–16000 cycles, 0.125 cycle steps
SOTFD:	0.50–16000 cycles, 0.125 cycle steps
Synchronism Check Timers	
TCLSBK1, TCLSBK2:	1.00–30.00 cycles, 0.25 cycle steps
Zone Time Delay:	0.000–16000 cycles, 0.125 cycle steps

Station DC Battery System Monitor Specifications

Operating Range:	0–350 Vdc
Input Sampling Rate:	2 kHz
Processing Rate:	1/8 cycle
Maximum Operating Time:	≤ 1.5 cycles
Setting Range	
DC settings:	15–300 Vdc, 1 Vdc steps
AC ripple setting:	1–300 Vac, 1 Vac steps
Accuracy	
Pickup Accuracy:	$\pm 3\%$ plus ± 2 Vdc (all elements but DC1RP and DC2RP) $\pm 10\%$ plus ± 2 Vac (DC1RP and DC2RP)

Metering Accuracy

All metering accuracy is at $0.1 \cdot I_{\text{nom}}$, 20°C, and nominal frequency unless otherwise noted.

Currents

Phase Current Magnitude	
5 A Model	$\pm 0.2\%$ plus ± 4 mA (2.5 – 15 A sec)
1 A Model	$\pm 0.2\%$ plus ± 8 mA (0.5 – 3 A sec)

Phase Current Angle

All Models	$\pm 0.2^\circ ((0.5 - 3) \cdot I_{\text{nom}})$
------------	--

Sequence Currents Magnitude

5 A Model	$\pm 0.3\%$ plus ± 4 mA (2.5–15 A sec)
1 A Model	$\pm 0.3\%$ plus ± 8 mA (0.5–3 A sec)

Sequence Current Angle

All Models	$\pm 0.3^\circ ((0.5 - 3) \cdot I_{\text{nom}})$
------------	--

Voltages

Phase and Phase-to-Phase Voltage Magnitude	$\pm 0.1\%$ (33.5 – 200 V_{L-N})
Phase and Phase-to-Phase Angle	$\pm 0.05^\circ$ (33.5 – 200 V_{L-N})

Sequence Voltage Magnitude $\pm 0.15\%$ (33.5 – 200 V_{L-N})

Sequence Voltage Angle $\pm 0.1^\circ$ (33.5 – 200 V_{L-N})

Frequency (Input 40-65 Hz)

Accuracy: ± 0.01 Hz

Power and Energy

Real Power, P (MW), Three Phase

At $0.1 \cdot I_{nom}$

Power factor unity $\pm 0.4\%$

Power factor 0.5 lag, 0.5 lead $\pm 0.7\%$

At $1.0 \cdot I_{nom}$

Power factor unity $\pm 0.4\%$

Power factor 0.5 lag, 0.5 lead $\pm 0.4\%$

Reactive Power, Q (MVAR), Three Phase

At $0.1 \cdot I_{nom}$

Power factor 0.5 lag, 0.5 lead $\pm 0.5\%$

At $1.0 \cdot I_{nom}$

Power factor 0.5 lag, 0.5 lead $\pm 0.4\%$

Energy (MWh), Three Phase

At $0.1 \cdot I_{nom}$

Power factor unity $\pm 0.5\%$

Power factor 0.5 lag, 0.5 lead $\pm 0.7\%$

At $1.0 \cdot I_{nom}$

Power factor unity $\pm 0.4\%$

Power factor 0.5 lag, 0.5 lead $\pm 0.4\%$

Synchrophasors

See Accuracy on page R.7.6 for test exclusions and details.

TVE (total vector error): $\leq 1\%$

Frequency Range: ± 5 Hz of nominal (50 or 60 Hz)

Voltage Range: 30 V – 150 V

Current Range: $(0.1 - 2) \cdot I_{nom}$ ($I_{nom} = 1A$ or $5A$)

Phase Angle Range: -179.99 to 180°

© 2000-2005 by Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. All rights reserved.

All brand or product names appearing in this document are the trademark or registered trademark of their respective holders. No SEL trademarks may be used without written permission. SEL products appearing in this document may be covered by US and Foreign patents.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. reserves all rights and benefits afforded under federal and international copyright and patent laws in its products, including without limitation software, firmware, and documentation.

The information in this document is provided for informational use only and is subject to change without notice. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. has approved only the English language document.

This product is covered by the standard SEL 10-year warranty. For warranty details, visit www.selinc.com or contact your customer service representative.

Date Code 20051107.

SEL-421/SEL-421-1 Relay Relay Data Sheet

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES

2350 NE Hopkins Court • Pullman, WA 99163-5603 USA

Phone: (509) 332-1890 • Fax: (509) 332-7990

Internet: www.selinc.com • E-mail: info@selinc.com



**Fluke 187/189 True-rms Digital
Multimeters**

Fluke 187/189 True-rms Digital Multimeters Extended Specifications



Memory and PC Communication Functions

PC Communication (187 and 189)

Using the optional Fluke View Forms software:

- Readings and data from the meter can be downloaded to a computer.
- Signals can be logged/monitored real-time with the meter in combination with a computer.

Stand-alone LOGGING (189 only)

The logging interval (time between two measurements) can be selected between 1 second and 99 minutes with incremental steps of 1 second. If the signal changes more than 4% (% is user-selectable with optional Fluke View Forms Software) in the interval between two measurements, then these additional values are also stored into the internal memory. In this way up to 995 measurements can be stored into the internal memory when logging.

Reading SAVE (189 only)

Up to 100 readings may be saved by the user in a memory separate from LOGGING memory. These readings may be viewed using VIEW MEM.

Nominal Specifications

Function	Ranges/Description
DC Voltage	0 to 1000V
DC Current	0 to 10A (20A for 30 seconds)
AC Voltage, True-rms	2.5 mV to 1000V - 100 kHz bandwidth
AC Current, True-rms	25 μ A to 10A (20A for 30 seconds)
Resistance	0 to 500 MOhms
Conductance	0 to 500 nS
Capacitance	0.001 nF to 50 mF
Diode Test	3.1V
Temperature	-200°C to 1350°C (-328°F to 2462°F)
Frequency	0.5 Hz to 1000 kHz
Accuracy (Basic DC V)	0.025%
(Basic AC V)	0.4%

Features

Feature	Description
Dual Displays	50,000 count primary display 5,000 count secondary display
Backlight with 2 brightness selections	Bright white backlight for clear readings in poorly lighted areas
Fast Autorange	Meter automatically selects best range - instantly
AC+DC True RMS, ac rms specified to 100 kHz	Choices for AC only, AC and DC dual display, or AC+DC readings
dBm, dBV	User selectable impedance references for dBm
AutoHOLD	Uses Touch Hold® feature to capture readings
Continuity/Open Test	Beeper sounds for Ohms readings below threshold or for momentary open circuit indication
Fast Bar Graph	51 Segments for peaking and nulling
Duty Cycle/Pulse Width	Measure time a signal is on or off in % or milliseconds
MIN MAX/Fast MIN MAX with Time Stamp	Record Maximum, Minimum, and Average values. Relative time for MAX and MIN, elapsed time for AVG. Reference to internal real time clock.
REL Δ	Relative measurements to reference, displayed as absolute value or percentage
Real time clock	Displays real time of day in hours and minutes
Input Alert™	Audible warning when leads are in current input terminals but rotary switch position does not correspond
Fuse warning	Indication on display when fuse is broken
Voltage warning	Indication on display when voltage on input terminals is higher than 30V
Low battery warning	Indication on display when batteries are low
Automatic power off and backlight off	With user selectable times. Can also be switched off
Closed Case Calibration	No internal adjustments needed
Battery/Fuse Access Door	Battery or fuse replacement without voiding calibration
Hi-Impact Overmold Case	Integrated Protective Holster provides superior impact protection for meter

Detailed Accuracy Specifications

Accuracy is specified for a period of one year after calibration, at 18 °C to 28 °C (64 °F to 82 °F), with relative humidity to 90 %. Accuracy specifications are given as: ± [% of reading] + [number of least significant digits]

AC mV, AC V, AC μA, AC mA, and AC A specifications are ac coupled, true rms and are valid from 5 % of range to 100 % of range. AC crest factor can be up to 3.0 at full-scale, 6.0 at half-scale except the 3000 mV and 1000 V ranges where it is 1.5 at full scale, 3.0 at half-scale.

Function	Range	Resolution	Accuracy				
			45 Hz-1 kHz	20-45 Hz	1 kHz-10 kHz	10 kHz-20 kHz	20 kHz-100 kHz
AC mV ^{1,2}	50.000 mV	0.001 mV	0.4 % + 40	2 % + 80	5 % + 40	5.5 % + 40	15 % + 40
	500.00 mV	0.01 mV	0.4 % + 40	2 % + 80	5 % + 40	5.5 % + 40	8 % + 40
	3000.0 mV	0.1 mV	0.4 % + 40	2 % + 80	0.4 % + 40	1.5 % + 40	8 % + 40
AC V ^{1,2}	5.0000 V	0.0001 V	0.4 % + 40	2 % + 80	0.4 % + 40	1.5 % + 40	8 % + 40
	50.000 V	0.001 V	0.4 % + 40	2 % + 80	0.4 % + 40	1.5 % + 40	8 % + 40
	500.00 V	0.01 V	0.4 % + 40	2 % + 80	0.4 % + 40	Not specified	Not specified
	1000.0 V	0.1 V	0.4 % + 40	2 % + 80	0.4 % + 40	Not specified	Not specified
dBV	-52 to -6	0.01 dB	0.1 dB	0.2 dB	0.5 dB	0.5 dB	1.4 dB
	-6 to +34	0.01 dB	0.1 dB	0.2 dB	0.1 dB	0.2 dB	0.8 dB
	+34 to +60	0.01 dB	0.1 dB	0.2 dB	0.1 dB	Not specified	Not specified

- For the 5,000 count mode, divide the number of least significant digits (counts) by 10.
- A residual reading of 8 to 180 digits with leads shorted, will not affect stated accuracy above 5 % of range.

Function	Range	Resolution	Accuracy			
			45-1 kHz	20-45 Hz	1-20 kHz	20 kHz-100 kHz
AC μA	500.00 μA	0.01 μA	0.75 % + 20	1 % + 20	0.75 % + 20	6 % + 40
	5,000.0 μA	0.1 μA	0.75 % + 5	1 % + 5	0.75 % + 10	2 % + 40
AC mA	50.000 mA	0.001 mA	0.75 % + 20	1 % + 20	0.75 % + 20	9 % + 40
	400.00 mA	0.01 mA	0.75 % + 5	1 % + 5	1.5 % + 10	4 % + 40
AC A	5.0000 A	0.0001 A	1.5 % + 20	1.5 % + 20	6 % + 40	Not specified
	10.000 A ¹	0.001 A	1.5 % + 5	1.5 % + 5	5 % + 10	Not specified

- 10 A continuous up to 35 °C, less than 10 minutes 35 °C to 55 °C. 20 A overload for 30 seconds maximum.

Function	Range	Resolution	Accuracy			
			DC	20 - 45 Hz	45 Hz - 1 kHz	1 kHz- 20 kHz
DC mV	50.000 mV	0.001 mV	0.1 % + 20	2 % + 80	0.5 % + 40	6 % + 40
	500.00 mV	0.01 mV	0.03 % + 2			
	3000.0 mV	0.1 mV	0.025 % + 5			
DC V	5.0000 V	0.0001 V	0.025 % + 10 ²	2 % + 40	Not specified	Not specified
	50.000 V	0.001 V	0.03 % + 3 ²			
	500.00 V	0.01 V	0.1 % + 2 ²			
	1000.0 V	0.1 V	0.1 % + 2 ²			
DC μA	500.00 μA	0.01 μA	0.25 % + 20	1 % + 20	1.0 % + 20	2 % + 40
	5,000 μA	0.1 μA	0.25 % + 2	1 % + 10	0.75 % + 10	2 % + 40
DC mA	50.000 mA	0.001 mA	0.15 % + 10	1 % + 20	0.75 % + 20	2 % + 40
	400.00 mA	0.01 mA	0.15 % + 2	1 % + 10	1 % + 10	3 % + 40
DC A	5.0000 A	0.0001 A	0.5 % + 10	2 % + 20	2 % + 20	6 % + 40
	10.000 A ¹	0.001 A	0.5 % + 2	1.5 % + 10	1.5 % + 10	5 % + 10

- 10 A continuous up to 35 °C, less than 10 minutes 35 °C to 55 °C. 20 A overload for 30 seconds maximum.
- 20 counts in dual display DC or AC+DC.
- See AC conversions notes for AC mV and V.

Function	Range	Resolution	Accuracy
Resistance ¹	500.00 Ω	0.01 Ω	0.05 % + 10 ³
	5.0000 kΩ	0.0001 kΩ	0.05 % + 2
	50.000 kΩ	0.001 kΩ	0.05 % + 2
	500.00 kΩ	0.01 kΩ	0.05 % + 2
	5.0000 MΩ	0.0001 MΩ	0.15 % + 4 ²
	30.000 MΩ	0.001 MΩ	1 % + 4 ²
	100.0 MΩ	0.1 MΩ	3 % + 2 ⁴
	500.0 MΩ	0.1 MΩ	10 % + 2 ⁴
Conductance	50.00 nS	0.01 nS	1 % + 10
Capacitance ³	1.000 nF	0.001 nF	2 % + 5
	10.00 nF	0.01 nF	1 % + 5
	100.0 nF	0.1 nF	
	1.000 μF	0.001 μF	
	10.00 μF	0.01 μF	
	100.0 μF	0.1 μF	
	1.000 mF	1 μF	
	10.0 mF	0.01 mF	
	50.00 mF	0.01 mF ⁶	3 % + 10
Diode Test ¹	3.1000 V	0.0001 V	2 % + 20
Frequency	500.00 Hz	0.01 Hz ⁷	± (0.0050 % + 1)
	5.0000 kHz	0.0001 kHz	
	50.000 kHz	0.001 kHz	
	999.99 kHz	0.01 kHz	
Duty Cycle	10.00% to 90.00 %	0.01 %	± (voltage range/input voltage) X 300 counts ^{11,12}
Pulse Width	499.99 ms	0.01 ms	± (3 % X (voltage range/input voltage) + 1 count) ^{11,12}
	999.9 ms	0.1 ms	
Temperature	-200 to +1350 °C -328 to +2462 °F	0.1 °C 0.1 °F	± (1 % of reading + 1 °C) ^{8,9} ± (1 % of reading + 1.8 °F) ^{8,9}
MIN MAX AVG	Response: 100 μs to 80 %		Specified accuracy ± 12 counts for changes > 200 ms in duration. (± 40 counts in AC for changes > 350 ms and inputs > 25 % of range)
FAST MN MX	250 μs ¹⁰		Specified accuracy ±100 counts up to 5,000 count (full range) reading. For higher peak readings (to 20,000 counts), specified accuracy ± 2% of reading.

- For the 5,000 count mode, divide the number of least significant digits (counts) by 10.
- For relative humidity greater than 70 %, resistance accuracy is 0.5 % over 1 MΩ and 2.5 % over 10 MΩ.
- Using relative mode (REL Δ) to zero residual reading.
- To ensure stated accuracy, switch to conductance mode and verify that the open circuit reading is less than 0.10 nS.
- For film capacitor or better, using Relative mode (REL Δ) to zero Residual on 1.000 nF and 10.00 nF ranges.
- Least significant digit not active above 10 mF.
- Reading will be 0.00 for signals below 0.5 Hz.
- Accuracy specification is relative to the user-adjustable temperature offset, and assumes ambient temperature stable to ± 1 °C.
- For ambient temperature changes of ± 5 °C, rated accuracy applies after 1 hour.
- For repetitive peaks; 2.5 ms for single events. Use DC function settings below 20 Hz. 50 mV range not specified.
- Frequency greater than 5 Hz, except for VDC, 500 mVDC and 3000 mVDC functions; 0.5 Hz to 1 kHz. Signals centered around trigger levels.
- Range/input ratios also apply to current functions. 500 counts or 5 % for 10 A ranges.

Input Characteristics

Function	Input Impedance (Nominal)					
Volts, mV	10 MΩ, < 100 pF					
	Common Mode Rejection Ratio			Normal Mode Rejection		
DC Volts, mV	>100 dB at dc, 50 Hz or 60 Hz ±0.1%			>90 dB at 50 Hz or 60 Hz ± 0.1%		
AC Volts, mV	> 90 dB dc to 60 Hz					
	Full-Scale Voltage					
	Open Circuit Test Voltage		To 5 MΩ	30 MΩ + nS		
Ohms	< 5 V		500 mV	3.1 V		
Diode Test	< 5 V		3.1000 V			
	Typical Short-Circuit Current					
	500 Ω	5 kΩ	50 kΩ	500 kΩ	5 MΩ	30 MΩ
Ohms	1 mA	100 μA	10 μA	1 μA	0.1 μA	0.1 μA
Diode Test	1 mA typical					

Frequency Counter Sensitivity

Input Range	Approximate VAC Sensitivity (RMS Sine Wave) ¹		VAC Bandwidth ³	Approximate VDC Trigger Levels ¹	VDC Bandwidth ³
	15 Hz to 100 kHz ²	500 kHz ²			
50 mV	5 mV	10 mV	1 MHz	-5 mV & 5 mV	1 MHz
500 mV	20 mV	20 mV	1 MHz	5 mV & 65 mV	1 MHz
3000 mV	500 mV	2000 mV	800 kHz	140 mV & 200 mV	90 kHz
5 V	0.5 V	2.0 V	950 kHz	1.4 V & 2.0 V	14 kHz
50 V	5 V	5.0 V	1 MHz	0.5 V & 6.5 V	> 400 kHz
500 V	20 V	20 V	1 MHz	5 V & 65 V	> 400 kHz
1000 V	100 V	100 V	> 400 kHz	5 V & 65 V	> 400 kHz

1. Maximum input = 10 x Range (1000 V max). Noise at low frequencies and amplitudes may affect accuracy.
2. Useable at reduced sensitivity to 0.5 Hz and 1000 kHz.
3. Typical frequency bandwidth with full scale (or maximum 2 X 10⁷ V-Hz product) RMS sine wave.

Burden Voltage (A, mA, μA)

Function	Range	Burden Voltage (typical)
mA - μA	500.00 μA	102 μV / μA
	5,000 μA	102 μV / μA
	50.000 mA	1.8 mV / mA
	400.00 mA	1.8 mV / mA
A	5.0000 A	0.04 V / A
	10.000 A	0.04 V / A

Safety Information

Maximum voltage between any terminal and earth ground.	1000 V dc or rms ac
Compliances	Complies with ANSI/ISA-S82.01-94, CSA C22.2 No 1010.1-92 to 1000 V Overvoltage Category III, 600 V Overvoltage Category IV, Pollution Degree 2 *
Certifications (listed and pending)	CSA per standard CSA/CAN C22.2 No. 1010.1-92 UL per standard UL 3111 TÜV per standard EN 61010 Part 1-1993
Surge Protection	8 kV peak per IEC 1010.1-92
⚠ Fuse Protection for mA or μA inputs	0.44 A (44/100 A, 440 mA), 1000 V FAST Fuse
⚠ Fuse Protection for A input	11 A, 1000 V FAST Fuse
Markings	CE, UL, and TÜV
* CAT III/CAT IV: OVERVOLTAGE (Installation) Category III/IV, Pollution Degree 2 per IEC1010-1 refers to the level of Impulse Withstand Voltage protection provided. Equipment of OVERVOLTAGE CATEGORY III is equipment in fixed installations. Examples include electricity meter and primary over-current protection equipment. Equipment of OVERVOLTAGE CATEGORY IV is equipment in the overhead or underground utility service to a fixed installation.	

General Specifications

Display (LCD)	Digital: 50000/5000 counts primary display, 5000 counts secondary display; updates 4/second. Analog: 51 segments, updates 40/second.
Operating Temperature	- 20 °C to + 55 °C
Storage Temperature	- 40 °C to + 60 °C
Temperature Coefficient	0.05 x (specified accuracy) / °C (<18 °C or >28 °C)
Relative Humidity	0 % to 90 % (0 °C to 35 °C) 0 % to 70 % (35 °C to 55 °C)
Altitude	Operating: 0-2000 meters per EN61010 CAT III, 1000 V; CAT IV, 600 V 0-3000 meters per EN61010 CAT II, 1000 V; EN61010 CAT III, 600 V; CAT IV, 300 V Storage: 0000 meters
Battery Type	4 AA Alkaline, NEDA 15A or LR6
Battery Life	72 Hours typical (with backlight off)
Shock Vibration	Per MIL-T-PRF 28800 for Class II instruments
Electromagnetic Compatibility (EMC)	Susceptibility and Emissions: Commercial Limits per EN61326-1
Size	10.0 cm x 20.3 cm x 5.0 cm (3.94 in x 8.00 in x 1.97 in) (Not Including Accessory Mount)
Weight	545 grams (1.2 lbs.)
Case Sealing	IP-42 per IEC 529, Section 3
Warranty	Lifetime
Calibration Interval	1 year

Fluke. *Keeping your world up and running.*

Fluke Corporation

P.O. Box 9090
Everett, WA USA 98206

Fluke Europe B.V.

P.O. Box 1186
5602 BD Eindhoven
The Netherlands

For more information call:

In the U.S.A. (800) 443-5853
or Fax (425) 356-5116
In Europe/M-East/Africa +31 (0)40 2 675 200
or Fax +31 (0)40 2 675 222
In Canada (905) 890-7600
or Fax (905) 890-6866
From other countries +1(425) 356-5500
or Fax +1(425) 356-5116

Web access: <http://www.fluke.com>

© 2000 Fluke Corporation. All rights reserved.
Printed in the Netherlands 9/00
Data subject to alteration without notice
Pub_ID: 10282-ENG
Rev.01

Pinzas amperimétricas serie 320

Pinzas amperimétricas de la serie 320

FLUKE®



Fluke 322

Fluke 321



Grandes prestaciones en un diseño reducido y compacto

Los modelos 321 y 322 de Fluke están diseñados para la medida de corriente, tensión AC y continuidad de circuitos, conmutadores, fusibles y contactos. Estas pinzas amperimétricas pequeñas y robustas son ideales para adaptarse a medidas de hasta 400 A en espacios reducidos. El modelo 322 ofrece también medida de tensión DC y tiene mayor resolución para corrientes inferiores a 40 A.

Características

	321	322
Diseño compacto	●	●
Desconexión automática	●	●
Retención de valores en pantalla	●	●
Indicación de batería baja	●	●
Corriente AC	●	●
Tensión DC		●

Especificaciones

Función	321		322		321 322	
	Rango	Resolución	Rango	Resolución	Precisión	
Corriente AC	400,0 A	0,1 A	400,0 A 400,0 A	0,01 A 0,1 A	1,8% ± 5 cuentas (50 - 60 Hz) 3,0% ± 5 cuentas (60 Hz - 400 Hz)	1,8% ± 5 cuentas (50 - 60 Hz) 3,0% ± 5 cuentas (60 Hz - 400 Hz)
Tensión AC	0-400,0 V 400-600 V	0,1 V 1 V	0- 400,0 V 400 - 600 V	0,1 V 1 V	1,2% ± 5 cuentas (50 - 400 Hz)	1,2% ± 5 cuentas (50 - 400 Hz)
Tensión DC			0 - 400,0 V 400 - 600 V	0,1 V 1 V		1% ± 5 cuentas
Resistencia	0 - 400,0 Ω	0,1 Ω	0 - 400,0 Ω	0,1 Ω	1% ± 5 cuentas	1% ± 5 cuentas
Continuidad	≤ 30 Ω		≤ 30 Ω			

Vida útil de las baterías: Típicamente 100 horas (Pilas alcalinas)

Peso: 0,23 kg
Garantía: 2 años

Tamaño (LxAxF): 190 mm x 63 mm x 35 mm

Apertura de la pinza: 25 mm

Accesorios incluidos

C23: Funda de transporte flexible, puntas de prueba TL75, (2) pilas alcalinas AA, hoja de instrucciones y hoja informativa de seguridad.

Información para pedidos

Fluke 321 Pinza amperimétrica
Fluke 322 Pinza amperimétrica
Fluke 112/322 Kit combinado para electricistas.

Combo Kit

Fluke 112/322 Kit



Accesorios recomendados



H3



TL223



L215

Pinzas amperimétricas serie 330

Pinzas amperimétricas de la serie 330

FLUKE®



Fluke 337

Fluke 336 Fluke 335

Fluke 334 Fluke 333



LISTED



Verdadero valor eficaz

La forma más cómoda de realizar medidas de corriente

Las pinzas amperimétricas de la serie 330 de Fluke le ofrecen todas las funciones necesarias para adaptarse a su forma de trabajar. Gracias a su reducido tamaño caben perfectamente en lugares de difícil acceso. Los mandos están colocados de forma que las medidas puedan hacerse con una sola mano. Tiene una gran pantalla con retroiluminación (excepto el modelo 333) de fácil lectura y un botón de "retención de

lectura en pantalla". Medida de corrientes de arranque (excepto el modelo 333) para medir en el arranque de motores, sistemas de iluminación, etc.

Todos los modelos disponen de una garantía de 3 años.

Características

Funciones	333	334	335	336	337
Verdadero valor eficaz			●	●	●
Pantalla con retroiluminación		●	●	●	●
Desconexión automática	●	●	●	●	●
Retención de valores en pantalla	●	●	●	●	●
Corriente de arranque de motores		●	●	●	●
Indicación de batería baja	●	●	●	●	●
Pinza grande				●	●
MÍN/MÁX					●
Corriente AC/DC				●	●

Especificaciones

Funciones	Rango	333	334	335	336	337
Corriente AC	0-400,0 A	2% ± 5 cuentas				
	0-600,0 A		2% ± 5 cuentas	2% ± 5 cuentas	2% ± 5 cuentas	
	0-999,9 A					2% ± 5 cuentas
Factor de cresta	0-600,0 A			2,4 @ 500 A	3 @ 500 A	
	0-999,9 A			3 @ 500 A	2,0 @ 600 A	
						3 @ 500 A
						2,5 @ 600 A
						1,42 @ 1.000 A
Corriente DC	0-600,0 A				2% ± 5 cuentas	
	0-999,9 A					2% ± 5 cuentas
Corriente de arranque	Tiempo de integración		100 mS	100 mS	100 mS	100 mS
Tensión AC	0-600,0 V	1% ± 5 cuentas	1% ± 5 cuentas	1% ± 5 cuentas	1% ± 5 cuentas	1% ± 5 cuentas
Tensión DC	0-600,0 V	1% ± 5 cuentas	1% ± 5 cuentas	1% ± 5 cuentas	1% ± 5 cuentas	1% ± 5 cuentas
Resistencia	0-600,0 Ω	1,5% ± 5 cuentas	1,5% ± 5 cuentas	1,5% ± 5 cuentas	1,5% ± 5 cuentas	1,5% ± 5 cuentas
	0-6,000 Ω		1,5% ± 5 cuentas	1,5% ± 5 cuentas	1,5% ± 5 cuentas	1,5% ± 5 cuentas
Continuidad		≤ 30 Ω	≤ 30 Ω	≤ 30 Ω	≤ 30 Ω	≤ 30 Ω
Frecuencia	5-400 Hz					0,5% ± 5 cuentas

Accesorios incluidos

C33: Funda de transporte flexible, cables de medida TL75, 2 pilas alcalinas AA, hoja de instrucciones y hoja informativa de seguridad

Información de pedidos

Fluke 333 Pinza amperimétrica
 Fluke 334 Pinza amperimétrica
 Fluke 335 Pinza amperimétrica de verdadero valor eficaz
 Fluke 336 Pinza amperimétrica de verdadero valor eficaz
 Fluke 337 Pinza amperimétrica de verdadero valor eficaz

Vida útil de las baterías: Pilas alcalinas, 150 horas

Tamaño (LxAxF):

238 mm x 79 mm x 41 mm (333, 334 y 335)
 251 mm x 79 mm x 41 mm (336 y 337)

Max Ø del conductor: 30 mm (333, 334, 335)
 42 mm (336, 337)

Peso: 0,312 kg
Garantía: 3 años

Accesorios recomendados



H3



TL223



L215

**Fuente DC CALIFORNIA INSTRUMENTS
3001i**

AC and DC Power Systems iX and i Series Programmable AC and DC Power Source / Analyzer

- **Combination AC and DC Power Source and Power Analyzer**
Replaces several instruments with a single multifunction unit
- **3000 VA to 30000 VA of Output Power**
Capable of handling a wide range of loads with 0 to 1 power factor
- **Arbitrary Waveform Generation**
Test products for harmonics immunity
- **Built-in Digital Power Analyzer**
Analyze frequency and time domain of both voltage and current on all phases
- **Scope Capture Capability**
Built in voltage and current waveform acquisition capability.
- **EN61000-3-2 and EN61000-3-3**
Meets source requirements for IEC Harmonics and Flicker testing



Integrated System

The iX Series represents a new type of AC and DC power source that addresses increasing demands on test equipment to perform more functions at a lower cost. By combining a flexible AC power source with a high end power analyzer, the iX Series systems are capable of handling applications that would traditionally have required multiple instruments.

The sleek integrated approach of the iX Series avoids the cable clutter that is commonly found in AC test setups. All connections are made internally and the need for external digital multimeters, power harmonics analyzer and current shunts or clamps is completely eliminated.

Using a state of the art digital signal processor in conjunction with precision high resolution A/D converters,

the iX Series provides more accuracy and resolution than can be found in some dedicated harmonic power analyzers. Since many components in the iX Series are shared between the AC source and the power analyzer, the total cost of the integrated system is less than the typical cost of a multiple unit system.

For less demanding applications, the i Series provides similar output and transient capabilities as the iX Series, as well as basic measurements.

Easy To Use Controls

Both the iX Series and i Series are microprocessor controlled and can be operated from an easy to use front panel keypad. Functions are grouped logically and are directly accessible from the keypad. This eliminates the need to search through various levels of menus and/or soft keys.

A large analog control knob can be used to quickly slew output parameters. This knob is controlled by a dynamic rate change algorithm that combines the benefits of precise control over small parameter changes with quick sweeps through the entire range.

Applications

With precise output regulation and accuracy, the iX Series AC and DC sources address many application areas for AC and DC power testing. They also provide high load current capability, multi or single phase output modes and built-in power analyzer measurements. Additional features like line distortion simulation (LDS), arbitrary waveform generation and programmable output impedance address requirements for product quality and regulatory compliance

iX and i Series - Multi-Function and Multi-Use

Product Evaluation and Test

Increasingly, manufacturers of electronic equipment and appliances are required to fully evaluate and test their products over a wide range of input line conditions. The built-in output transient generation and readback measurement capability offers the convenience of an easy to use and integrated test system.

Avionics

With an output frequency range to 500 Hz (800 Hz with -160 test option), the iX Series is well suited for aerospace applications. Precise frequency control and accurate load regulation are key requirements in these applications. The standard IEEE-488 control interface and SCPI command language provide for easy integration into existing ATE systems. Since the iX Series can eliminate the need for several additional pieces of test equipment and only occupies 7 inches of rack space, saving both cost and space. Instrument drivers for popular programming environments such as National Instruments LabView™ are available to speed up system integration.

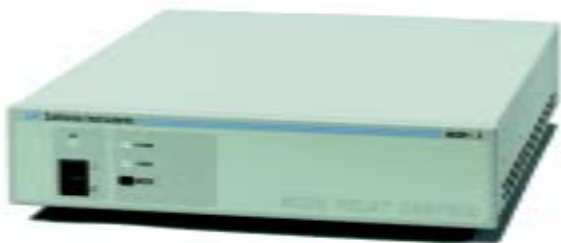
Regulatory Testing

As governments are moving to enforce product quality standards, regulatory compliance testing is becoming a requirement for a growing number of manufacturers. The iX Series is designed to meet AC source requirements for use in Euronorm EN 61000 compliance testing. For flicker testing, the programmable output impedance capability of the 3001iX, 5001iX and 15003iX can be used to create the required IEC 725 reference impedance.

Multi-Box Configurations

For high power applications, two or three 5001i/iX chassis can be combined to provide 10 to 15 kVA of single or three phase power.

A 9003iX, 15003iX or 15003i three phase configuration



can be ordered with the MODE-iX option. This option allows automatic switching between single or three phase output mode. In single phase mode, all current is available on phase A. The MODE-iX option switches the output from all three 5001i/iX amplifiers to a single output connector. Without the MODE-iX option, 15003i/iX systems are configured for three phase operation.

High Crest Factor

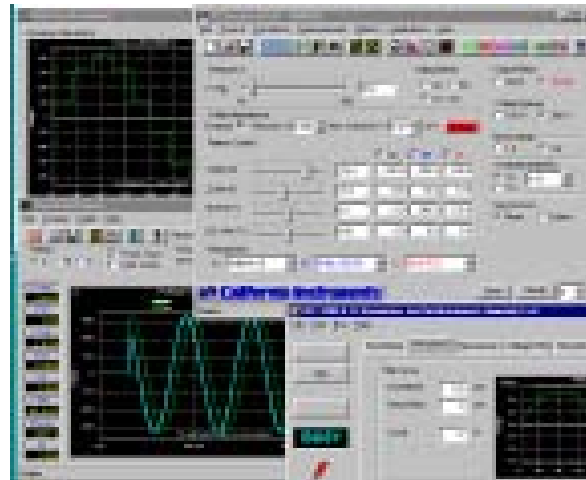
With a crest factor of up to 5:1, the i/iX Series AC source can drive difficult nonlinear loads with ease. Since many modern products use switching power supplies, they have a tendency to pull high repetitive peak currents. The 5001iX can deliver up to 110 Amps of repetitive peak current (low range) to handle such loads.

Remote Control

Standard IEEE-488 and RS232C remote control interfaces allow programming of all instrument functions from an external computer. The popular SCPI command protocol is used for programming. Drivers for several popular instrumentation programming environments are available to facilitate systems integration of the i/iX Series.

Application Software

Windows® application software is provided free of charge

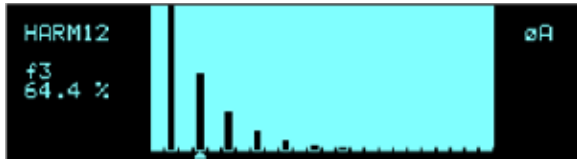


with the iX and i Series¹. This software provides easy access to the power source's capabilities without the need to develop any custom code. The following functions are available through this GUI program:

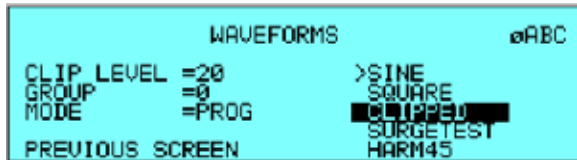
- Steady state output control (all parameters)
- Create, run, save, reload and print transient programs
- Generate and save harmonic waveforms [iX only]
- Generate and save arbitrary waveforms [iX only]
- Download data from a digital storage oscilloscope [iX only]
- Measure and log standard measurements
- Capture and display output voltage and current waveforms [iX only]
- Measure, display, print and log harmonic voltage and current measurements [iX only]
- Run **IEC61000-4-11**, **IEC61000-4-14** and **IEC61000-4-28** test programs
- Display IEEE-488 or RS232C bus traffic to and from the AC Source to help you develop your own test

¹ Requires PC running Windows Win98™ or Win 2000™. Recommended Pentium 400 MHz or better.

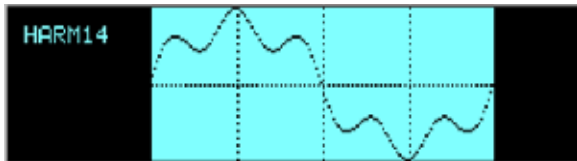
iX Series - Waveform Generation



Harmonic waveform, Fund., 3rd, 5th, 7th, 9th, 11th and



Two hundred user defined waveforms.



Arb. Waveform display mode from the front panel.

Harmonic Waveform Generation

Using the latest DSP technology, the iX Series controller is capable of generating harmonic waveforms to test for harmonics susceptibility of a unit under test. Included is a Graphical User Interface program that can be used to define harmonic waveforms by specifying amplitude and phase for up to 50 harmonics. The waveform data points are generated and downloaded by the GUI to the AC source through either the IEEE-488 or RS232C bus and remain in nonvolatile memory. Up to 200 waveforms can be stored and given a user defined name for easy recall.

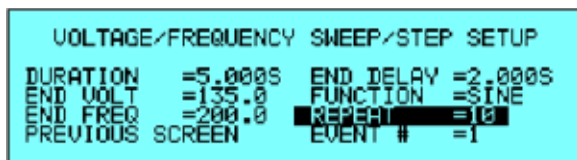
The three phase configuration iX Series offers independent waveform generation on each phase allowing three phase anomalies to be programmed. It also allows simulation of unbalanced harmonic line conditions.

Arbitrary Waveform Generation

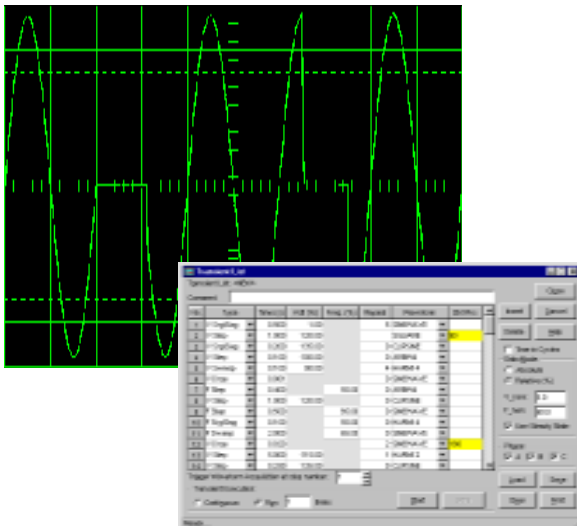
Using the provided GUI program or custom software, the user also has the ability to define arbitrary AC waveforms. The arbitrary waveform method of data entry provides an alternative method of specifying AC anomalies by providing specific waveform data points. The GUI program provides a catalog of custom waveforms and also allows real-world waveforms captured on a digital oscilloscope to be downloaded to one of the many AC source's waveform memories.

Arbitrary waveform capability is a flexible way of simulating the effect of real-world AC power line conditions on a unit under test in both engineering and production environments.

iX and i Series - AC and DC Transient Generation



Transient List Data Entry from the front panel.



Transient List Data Entry in GUI program.

The iX and i Series controller has a powerful AC and DC transient generation system that allows complex sequences of voltage, frequency and waveshapes to be generated. This further enhances the i/iX's capability to simulate AC line conditions or DC disturbances. When combined with the multi phase arbitrary waveform capabilities, the AC and DC output possibilities are truly exceptional. In three phase i/iX system configurations, transient generation is controlled independently yet time synchronized on all three phases. Accurate phase angle control and synchronized transient list execution provide unparalleled accuracy in positioning AC output events.

Transient programming is easily accomplished from the front panel where clearly laid out menu's guide the user through the transient definition process.

The front panel provides a convenient listing of the programmed transient sequence and allows for transient execution Start, Stop, Abort and Resume operations. User defined transient sequences can be saved to nonvolatile memory for instant recall and execution at a later time. The included Graphical User Interface program supports transient definitions using a spreadsheet-like data entry grid. A library of frequently used transient programs can be created on disk using this GUI program.

Specifications

Operating Modes

iX Series: AC, DC or AC+DC

i Series: AC or DC

AC Mode Output

Frequency

Range: 16 - 500/819 Hz²

Resolution: 0.01 Hz < 81.91 Hz
0.1 Hz > 82.0 Hz

Power

Maximum AC power per phase at full scale voltage:

Model:	Power
3001i/iX	3000 VA
5001i/iX	5000 VA
9003iX	3000 VA 3 ϕ
(with mode-iX)	9000 VA 1 ϕ
10001i/iX	10000 VA
15001i/iX	15000 VA
15003i/iX	5000 VA/ ϕ 3 ϕ
(with mode-iX)	15000 VA/ ϕ 1 ϕ
30003i/iX	10000 VA/ ϕ

Load Power Factor

0 to unity at full output VA

AC Voltage

Voltage Range Pairs:

	Low	High
i/iX	0-135 V	0-270 V
i/iX	0-150 V	0-300 V

Load Regulation

< 0.5% DC to 100 Hz

< 0.6 % 100 Hz to 500 Hz in high voltage range

< 2.2 % 100 Hz to 500 Hz in low voltage range

Line Regulation

< 0.1% for 10 % line change

Output Noise (20 kHz to 1 MHz)

< 250 mV_{rms} typ.

< 500 mV_{rms} max.

Harmonic Distortion

Less than 1% from 16 - 66 Hz

Less than 2% at 400 Hz

(into linear load)

DC Offset

< 20 mV

External Amplitude Modulation

Depth: 0 - 10 %

Frequency: DC - 2 KHz

Isolation Voltage

300 V_{RMS} output to chassis

AC Current

Peak Repetitive AC Current

Model	High rng	Low rng
3001i/iX	96.0	110.0
5001i/iX	96.0	110.0
9003iX 1 ϕ	288.0	330.0
per phs 3 ϕ	96.0	110.0
10001i/iX	192.0	220.0
15001i/iX	288.0	330.0
15003i/iX 1 ϕ	288.0	330.0
per phs 3 ϕ	96.0	110.0
30003i/iX 3 ϕ	192.0	220.0

Steady State AC Current

Model	270V rng	135V rng
3001i/iX	11.1	22.2
5001i/iX	18.5	37.0
9003i/iX 1 ϕ	33.3	66.6
per phs 3 ϕ	11.1	22.2
10001i/iX	37.0	74.0
15001i/iX	55.5	111.0
15003i/iX 1 ϕ	55.5	111.0
per phs 3 ϕ	18.5	37.0
30003i/iX 1 ϕ	37.5	74.0

Model	300V rng	150V rng
3001i/iX	10.0	20.0
5001i/iX	16.7	33.3
9003iX 1 ϕ	30.0	60.0
per phs 3 ϕ	10.0	20.0
10001i/iX	33.3	66.7
15001i/iX	50.0	100.0
15003i/iX 1 ϕ	50.0	100.0
per phs 3 ϕ	16.7	33.3
30003iX 3 ϕ	33.3	66.7

Programming Accuracy

Voltage (rms): ± 0.5 % of range, 16 to 400 Hz

Frequency: ± 0.01 % of programmed value.

Current Limit: - 0 % to + 7 % of programmed value + 0.5 A.

Phase: < 1.5° with balanced load @ 50/60 Hz.

Programming Resolution

Voltage (rms): 100 mV

Frequency:

0.01 Hz from 16 - 81.91 Hz
0.1 Hz from 82.0 - 500.0 Hz

Current Limit:

0.1 A for single units

1.0 A for paralleled units.

Phase: 0.1°

Output Relay

Push button controlled or bus controlled output relay

Output impedance [iX only]

Programmable Z on 3001iX, 5001iX, 9003iX and 15003iX (3 ϕ mode only) for 50 Hz fundamental.

Resistive:

range 17 - 1000 mOhm
resolution 4 mOhm
accuracy 2 % FS

Inductive:

range 230 - 1000 μ H
resolution 4 μ H
accuracy 2 % FS

Measurements - Standard

Parameter	Range	Accuracy* (\pm)		Resolution
AC Measurements				
Frequency	16-500 Hz	0.01% + 0.01 Hz		0.01 Hz
		< 100 Hz	100 - 500 Hz	
RMS Voltage	0 - 300 V	0.05 V + 0.02%	0.1 V + 0.02%	10 mV
RMS Current	0 - 40 A	0.05 A + 0.02%	0.1 A + 0.02%	1 mA
Peak Current	0 - 120 A	0.05 A + 0.02%	0.1 A + 0.02%	1 mA
Crest Factor	0.00 - 6.00	0.05	0.05	0.01
Real Power	0 - 6 kW	10 W + 0.1%	20 W + 0.1%	1 W
Apparent Power	0 - 6 kVA	10 VA + 0.1%	20 VA + 0.1%	1 VA
Power Factor	0.00 - 1.00	0.01	0.02	0.01
DC Measurements				
DC Voltage	0 - 300 V	150 mV		10 mV
DC Current	0 - 40 A	70 mA		1 mA
Power	0 - 6 kW	15 W		1 W

* Measurement system bandwidth = DC to 19.5 kHz. Accuracy specifications are valid above 100 counts. Current and Power Accuracy specifications are times two for 10001i/iX /30003i/iX and times three for 15001i/iX and 9003iX and 15003i/iX with MODE-iX option when in single phase mode. For 10001i/iX, 15001i/iX and 30003i/iX, resolution decreases by factor of 10, ranges for current and power increases by factor of three. PF accuracy applies for PF > 0.5 and VA > 50 % of range.

Note 2: Standard Frequency is 16-500Hz. 16-819Hz available with options -ABD, -160, and -704.

Note 1: Specifications are warranted over an ambient temperature range of 25 \pm 5° C. Unless otherwise noted, specifications are per phase for a sinewave with a resistive load and apply after a 30 minute warm-up period. For three phase configurations, all specifications are for L-N. Phase angle specifications are valid under balanced load conditions only.

DC Mode Output

Maximum DC power at full scale of DC voltage range:

Model:	Power
3001i/iX	2100 W
5001i/iX	3500 W
9003iX	2100 W/ø 3ø 6300 W/ø 1ø
10001i/iX	7000 W
15001i/iX	10500 W
15003i/iX	3500 W/ø 3ø 10500 W/ø 1ø
30003i/iX	21000 W/ø 3ø

Voltage Ranges:

User selectable voltage range combinations:

Range:	High	Low
i/iX	0 - 270 V	0 - 135 V
i/iX	0 - 300 V	0 - 150 V

Load Regulation:

see AC mode

Line Regulation:

see AC mode

Output Noise:

< 250 mV_{rms} typ.
< 500 mV_{rms} max.
(20 kHz to 1 MHz)

Max. DC Current Capability:

Maximum DC current in lowest DC range pair:

Model	270 V	135 V
3001i/iX	7.8	15.6
5001i/iX	13	26
9003iX 1ø	23.4	46.8
3ø	7.8	15.6
10001i/iX	26	52
15001i/iX	39	78
15003i/iX 1ø	39	78
3ø	13	26
30001i/iX 3ø	26	52

Measurements - Harmonics

Parameter	Range	Accuracy* (±)	Resolution
Frequency			
Fundamental	16.00-500.0 Hz	0.01% + 0.01 Hz	0.01 Hz
Harmonics	32.00 Hz - 19.5 kHz		0.01 Hz
Phase	0.0 - 360.0°	2° typ.	0.5°
Voltage	Fundamental	250 mV	10 mV
Harmonics 2 - 50		0.1% + 250 mV+0.1% /1 kHz	10 mV
Current	Fundamental	50 mA	10 mA
Harmonics 2 - 50		0.1% + 50 mA +0.1% /1 kHz	10 mA

* Accuracy specifications are valid above 100 counts. Accuracy specifications are times three for three phase mode. Harmonics frequency range in three phase mode is 32 Hz - 6.67 kHz. Resolution decreases by factor of 10 for 9003iX and 15003iX with Mode-iX option in 1 phase mode and for 10001iX, 15001iX and 30003iX.

Current Limit:

Programmable from 0 A to max. current for selected range.

AC+DC Mode Output [iX only]

Power:

Full AC power if DC component is less than 20 % of full scale voltage. Full DC power if DC component is above 20 %.

System

Non Volatile Memory storage:

8 instrument setups
200 user defined waveforms

Waveforms

Waveform Types:

i Series: Sine
iX Series: Sine, Square, Clipped sine, User defined

User defined waveform storage:

Four groups of 50 user defined arbitrary waveforms of 1024 points for a total of 200. One group can be active at a time.

Transient Programming

Transient Types:

Voltage: drop, step, sag, surge, sweep
Frequency: step, sag, surge, sweep
Voltage and Frequency: step, sweep

Transient List Parameters:

Voltage, Frequency, Time or Cycles, Slew rate, Waveform shape, Phase angle, Repeat

Transient lists storage:

up to 32 transient steps per list

Time resolution / range:

1 ms / 1 ms - 90000 s

Maximum slew rate:

200 µs for 10% to 90% of full scale change into resistive load

Waveform Acquisition [iX only]

Channels:

Voltage and Current for each phase.

Memory Depth:

4096 samples/channel.

Maximum Sample Rate:

39.0625 ks/s.
Programmable from 39 ks/s to 3.9 ks/s over the bus.

Triggering:

Auto, Phase, Transient.

Trigger Delay:

Pre-trigger 0 - 104 ms 1ø
0 - 312 ms 3ø
Post-trigger 0 - 1000 msec.
(at max. sample rates)

Display:

Front panel Graphics Display with cursors.

Bus Interface:

Full bus access to waveform acquisition system.

Remote Control

IEEE-488 Interface:

IEEE-488 (GPIB) talker listener.
Subset:
AH1, C0, DC1, DT1, L3, PP0, RL2, SH1, SR1, T6
IEEE-488.2 SCPI Syntax

RS232C Interface:

9 pin D-shell connector
Handshake: CTS, RTS
Data bits: 7,8
Stop bits: 1,2
Baud rate: 9600, 19200, 38400
IEEE-488.2 SCPI Syntax
Supplied with RS232C cable

System Interface

Inputs:

Remote shutdown
External Sync
Clock/Lock (option)

Outputs:

Function Strobe
Clock/Lock (option)

Specifications - Continued

AC Input

Voltage:

Models 3001 and 9003:

208-240 \pm 10% V_{AC} (L-N, 1 ϕ)

All other models:

Standard:

208-240 \pm 10% V_{AC} (L-L, 3 ϕ)

Option -400:

400-480 \pm 10% V_{AC} (L-L, 3 ϕ)

(Input range must be specified when ordering)

Current:

Input Line Current (per phase)

Model:	187-264V	360-528V
3001i/iX	25 A	N/A
5001i/iX	23 A	12 A
9003iX	75 A	N/A
10001i/iX	46 A	24 A
15001i/iX	69 A	36 A
15003i/iX	69 A	36 A
30003i/iX	138 A	72 A

Inrush Current per chassis:

< 100 Apk for 100 μ s
at 208-240 V

< 50 Apk for 100 μ s
at 400-480 V

Frequency: 50-60 Hz \pm 10 %

Efficiency: 75 % typical

Power Factor: 0.6 typical

Hold-up Time: At least 10 ms

Protection

Over Load:

Constant Current or Constant Voltage mode

Over Temperature:

Automatic shutdown

Regulatory:

IEC1010, EN50081-2, EN50082-2, CE EMC and Safety Mark requirements

RFI Suppression:

CISPR 11, Group1 , Class A

Rear Panel Connectors

- AC Input terminal block with cover
- AC output terminal block with cover
- IEEE-488 (GPIB) connector
- 9 pin D-Shell RS232C connector*
- Remote voltage sense terminal block
- System Interface Connector (*RS232 DB9 to DB9 cable supplied)

Physical

Dimensions per 5001iX unit

Height : 7" (178 mm)

Width : 19" (483 mm)

Depth : 24" (610 mm)

(Depth includes rear panel connectors)

Weight per 5001iX chassis

61 lbs / 28 Kg net

115 lbs / 52 Kg shipping

Vibration and Shock:

Designed to meet NSTA project 1A transportation levels

Air Intake/Exhaust:

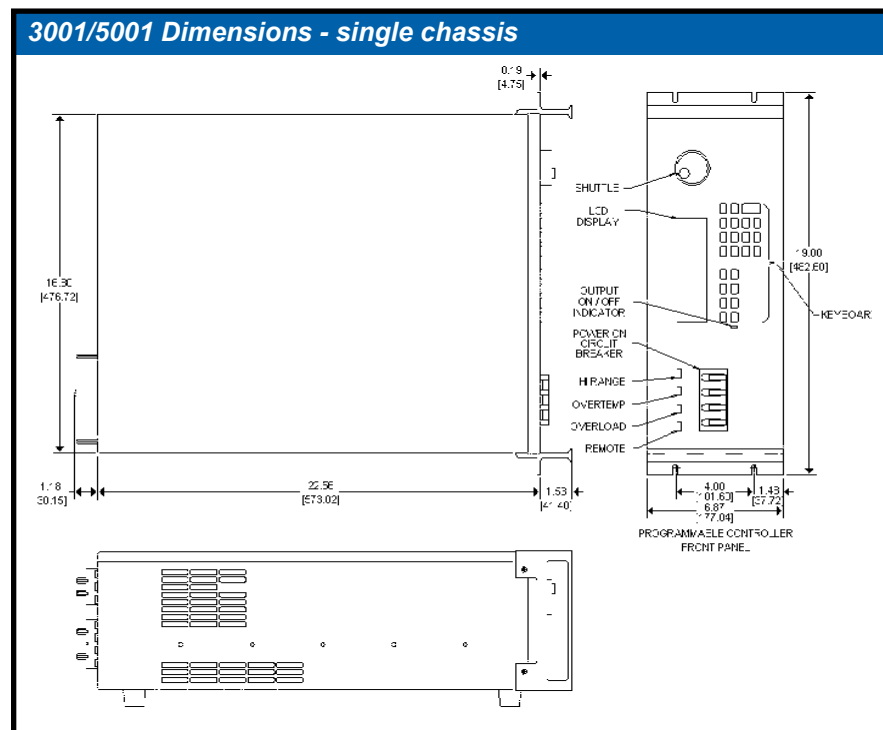
Forced air cooling, side air intake, rear exhaust

Operating Humidity:

0 to 95 % RAH, non condensing.

Operating Temperature:

0 to 40° C



Ordering Information

Model	Output Power AC	Phase Output	Max. current per phase				Input Voltage ²
			135 V range AC	DC	270 V range AC	DC	
3001i/iX	3 kVA	1	22	15.6	11	7.8	208-240V
5001i/iX	5 kVA	1	37	26	18.5	13	208-240V
5001i/iX-400	5 kVA	1	37	26	18.5	13	400-480V
9003iX ¹	9 kVA	3	22	15.6	11	7.8	208-240V
10001i/iX ¹	10 kVA	1	74	52	37	26	208-240V
10001i/iX-400 ¹	10 kVA	1	74	52	37	26	400-480V
10002i/iX ¹	10 kVA	2	37	26	18.5	13	208-240V
10002i/iX-400 ¹	10 kVA	2	37	26	18.5	13	400-480V
15001i/iX ¹	15 kVA	1	111	78	55.5	39	208-240V
15001i/X-400 ¹	15 kVA	1	111	78	55.5	39	400-480V
15003i/iX ¹	15 kVA	3	37	26	18.5	13	208-240V
15003i/iX-400 ¹	15 kVA	3	37	26	18.5	13	400-480V
30003i/iX ¹	30 kVA	3	74	52	37	26	208-240V
30003i/iX-400 ¹	30 kVA	3	74	52	37	26	400-480V

Note (1): Supplied with System Interface cable(s). Controller in master unit only.

Note (2): All input voltage specifications are for Line to Line three phase except 3001iX and 9003iX which require single phase input only.

Note (3): For 10002iX split phase system specifications, refer to 5001iX for each phase.

Model

Refer to table shown for model numbers and configurations.

Output Switch (3 phase)
Includes -411 option. Refer to EOS data sheet for details.

Supplied with

User Manual, Programming Manual, Software (all on CD ROM) and RS232C serial cable.

-LKM Clock/Lock Master
-LKS Clock/Lock Auxiliary
-LNS Internal AC Line Sync.
-MODE-iX Switches between 1 and 3 phz output modes, for 9003iX or 15003i/iX only.

Options

- 160 RTCA/DO-160D and EU-ROCAE test firmware. Refer to -160 option data sheet for details.
- 400 400-480 Volt Line to Line AC input.
- 411 IEC61000-4-11 test firmware. See also EOS1/3.
- 413 IEC61000-4-13 Harmonics and Interharmonics test firmware.
- 704 Mil Std 704D/E test firmware. Refer to -704 option data sheet for details.
- EOS-1 IEC61000-4-11 Electronic Output Switch (1 phase) Includes -411 option. Refer to EOS data sheet for details.
- EOS-3 IEC61000-4-11 Electronic

OMNI-1-18i Impedance matching network for single phase 3001i/iX or 5001i/iX to support IEC-1000-3-3 flicker tests.
OMNI-3-18i Impedance matching network for three phase 9003iX or 15003i/iX systems to support IEC-1000-3-3 flicker tests.
OMNI-3-37i Impedance matching network for three phase 30003i/iX systems to support IEC-1000-3-3 flicker tests.
-RMS Rackmount Slides.
-WHM Watt-Hour Measurement option.
-XLS External AC Line Sync adaptor. (-LNS and XLS are mutually exclusive)

Feature Comparison

Series:	i	iX
AC mode	x	x
DC mode	x	x
AC+DC mode		x
Transient programming	x	x
Arbitrary waveforms		x
Measurements	x	x
Harmonic measurements		x
Waveform acquisition		x
Programmable Impedance		x
IEEE/RS232	x	x

Cabinet Systems

Multi box iX Series systems can be factory installed and wired in 19 inch cabinets. Cabinet configurations can be ordered by preceding the model number with a "C" prefix. Contact factory for pricing and details



Contact California Instruments:

TEL: 858 677-9040

FAX: 858 677-0940

Email: sales@calinst.com

Web URL: <http://www.calinst.com>

California Instruments

9689 Towne Centre Drive, San Diego, CA 92121-1964

(858) 677-9040

FAX : (858) 677-0940

© Copyright 2001, California Instruments Corp.

Specifications subject to change without notice

Printed in the USA.

DSiiiX 4/06

**Relé GE Multilin IAC51A801A de General
Electric.**



Time-overcurrent protection of AC circuits and apparatus.

Features and Benefits

- 6 inverse time/current operating curves
- Target seal-in units available
- Instantaneous units available
- Drawout case

Applications

- Feeder, AC machines & transformers
- Applications where operating time is inverse to operating current

Protection and Control

- Ground and f time O/C and U/C
- Overload motor protection
- Instantaneous overcurrent (optional)



Introduction

The listing of IAC Models, on pages 310 through 314 is organized by time/ current characteristics into fourteen tables.

To find a known model number:

1. See WHERE TO FIND IAC MODELS on this page to determine correct table and page.
2. Turn to that table for sequential listing of models.

To find a model number for a known application:

1. See APPLICATION, to determine time/current characteristics and/or specific application desired.
2. See WHERE TO FIND IAC MODELS to determine correct table and page.
3. Use the rating and comment columns of that table to determine Model Number with desired features.

Description

IAC relays are used in the protection of industrial and utility power systems against either phase or ground overcurrent. They are single phase (although some models contain more than one unit), non-directional, current sensitive, ac devices. The basic operating mechanism (the time unit) produces one of several available operating characteristics. The operating time is inversely related to operating current which permits close coordination with other protective devices. It consists of a magnetic core operating coil, an induction disc, damping magnet, and a mechanical target. The IAC relay

may also include one or more hinged armature instantaneous overcurrent units, with integral target.

The IAC relay is mounted in a drawout case, permitting front access to the relay for testing and maintenance. Testing can be accomplished, without removing the relay, by using XLA test plugs.

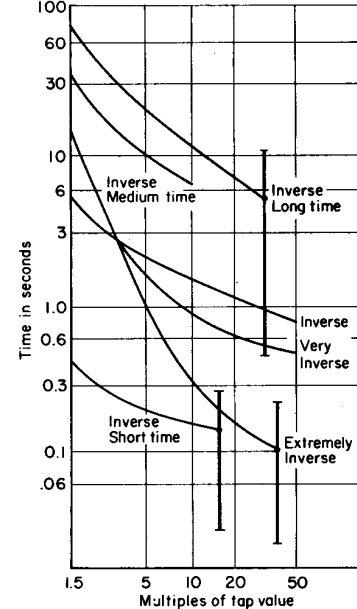
Applications

IAC relays are used for protection of feeders, transmission lines, alternating current machines, transformers, and for numerous other applications where a relay is required whose operating time is inversely related to operating current.

Available Inverse Time/Current Characteristics

Six inverse time/current operating characteristics are available for the time unit of the IAC (see Figure 1).

Fig. 1. Typical operating characteristics of 60 Hz IAC relays. The No. 5 time-dial setting is shown for each curve, and the range of time adjustment from 0.5 to 10 time-dial settings is shown for the extremely inverse, the inverse short time, and the inverse long time relays.



The three standard time characteristics are as follows:

INVERSE TIME relays (see Table 1) are generally applied where the short-circuit current magnitude is dependent largely upon the system generating capacity at the time of the fault.

VERY INVERSE TIME relays (see Table 2) are best applied on systems where the magnitude of the short circuit current flowing through any given relay is dependent mainly upon the relative location of the fault with respect to the relay and only slightly or not at all upon the system generating capacity.

EXTREMELY INVERSE TIME relays (see Table 3) are intended for applications, such as on utility distribution feeders, where sufficient time delay must be provided to allow a re-energized circuit to pick up without unnecessary tripping during the inrush period, and at the same time coordinate properly with power fuses and fuse cutouts.

Where to find IAC models

Models of These Designs	Time/Current Characteristics	60 Hz	50 Hz
IAC 51, 52, 60	Inverse Time	Table 1	Table 8
IAC 53, 54, 80	Very Inverse Time	Table 2	Table 9
IAC 77, 78, 90	Extremely Inverse Time	Table 3	Table 10
IAC 55, 56, 68, 85, 95	Inverse, Short Time	Table 4	Table 11
IAC 57	Inverse, Medium Time	Table 5	Table 12
IAC 66	Inverse, Long Time	Table 6	Table 13
IAC 59	Inverse, Over- and Undercurrent	Table 7	Table 14

Three additional time characteristics are available as follows:

INVERSE SHORT TIME relays (see Table 4) are used on equipment where tripping must be relatively fast but should not approach the operating time of an instantaneous unit. Protection of power rectifiers is an example of such an application.

INVERSE MEDIUM TIME relays (see Table 5) are used as generator or transformer neutral relays or as backup protection for feeder ground faults. Also, the inverse medium time relay may be used where a slower relay is required to obtain coordination.

INVERSE LONG TIME relays (see Table 6) are designed for applications requiring long time delay. The major area of usefulness is in the protection of motors against overloads under conditions where the customary thermal devices are not applicable.

Instantaneous Unit

Instantaneous units are used to provide tripping with no intentional time delay for currents exceeding a predetermined value. Typically, if the fault current magnitude under maximum generating conditions triples as a fault is moved toward the relay location from the far end of the line, then an instantaneous unit is desirable.

High dropout instantaneous units are available and are used together with other devices to obtain time-delay tripping. One application is motor protection, where the high dropout unit supervises the time unit for tripping during starting and overload conditions. For special feeder applications, the high dropout unit can supervise the time unit to prevent the overtravel from causing undesired tripping and to permit shorter coordination margins.

Specific Applications

MOTOR PROTECTION RELAYS provide overcurrent protection for starting, overload, and fault conditions. The IAC66K relay has an inverse long time characteristic (as described above), which approximates the motor thermal limit, and two instantaneous overcurrent units. The first instantaneous unit is set above the maximum motor starting current and protects for fault conditions only. The second, a special high dropout unit, is customarily used for supervising the time overcurrent unit to permit tripping for stall and heavy overload conditions. Operation of only the time unit indicates a light or moderate overload condition and can be used as an alarm. The IAC66M relay is similar except that the high dropout instantaneous unit is used in conjunction with a 0.1 sec time delay telephone relay which blocks operating during initial inrush conditions, allowing the unit to be set more sensitively.

LOAD CENTER PROTECTION The IAC66T relay, which has a static timer unit used with a high dropout instantaneous unit, is designed to protect medium voltage circuits supplying low voltage load centers. This relay coordinates with the short time and long time overcurrent trip characteristics of 600 V air circuit breakers.

OVER- AND UNDERCURRENT RELAYS (see Table 7) are used where an indication of the variation of a current between maximum and minimum limits is required. These relays do not have a time dial. The time characteristics are determined by the contact settings.

TORQUE CONTROLLED RELAYS have wound shading coils connected to terminal studs. Operation of the time-overcurrent unit thus depends on the closing of an external contact across those terminals. The overcurrent relay can be supervised by some

external device, such as a directional relay.

Features

Time-Overcurrent

Time-overcurrent units are available in several ranges to meet current pickup settings of from 0.1 to 16 A. Sensitivity is determined by discrete tap-plug settings, and a time dial provides a continuously adjustable time delay over the entire range. IAC model numbers which end in "8__A", such as IAC51B801A, provide an extended range of settings with a ratio of maximum setting to minimum setting of 8:1. Most other IAC relays have a ratio of 4:1. The available tap settings are listed below for the common time overcurrent units:

AVAILABLE SETTINGS

Time overcurrent units with 8:1 range of settings:

- 0.5-4.0 A unit: 0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1, 1.2, 1.5, 2, 2.5, 3, and 4 A taps
- 1.5-12 A unit: 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, and 12 A taps
- 2-16 A unit: 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12 and 16 A taps

Other common IAC time overcurrent units:

- 0.5-2.0 A: 0.5, 0.6, 0.8, 1, 1.2, 1.5 and 2 A
- 0.6-1.8 A: 0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.4, 1.6 and 1.8 A
- 1.5-4.5 A: 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0, and 4.5 A
- 1.5-6.0 A: 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, and 6 A
- 2.5- 5.0 A: 2.5, 2.8, 3.1, 3.5, 4, 4.5 and 5 A
- 2.5-7.5 A: 2.5, 3.0, 3.5, 4.0, 5.0, 6.0, and 7.5 A
- 4.0-8.0 A: 4, 4.5, 5, 5.6, 6, 6.3, 7.1 and 8 A
- 4.0-12.0 A: 4, 5, 6, 7, 8, 10 and 12 A
- 4.0-16.0* A: 4, 5, 6, 8, 10, 12 and 16 A

* Some 4-16 A units also have 7 A tap.

IAC Relays With 8:1 Range Units

TIME OVERCURRENT UNIT

Tap Setting	IAC51 and 52		IAC53 and 54		IAC77 and 78	
	Taps 0.5-4.0 (A)	Taps 2-16 (A)	Taps 0.5-4.0 (A)	Taps 1.5-12 (A)	Taps 0.5-4.0 (A)	Taps 1.5-12 (A)

CONTINUOUS-CURRENT RATING

0.5	1.6		4.0		3.5	
0.6	1.8		4.5		3.7	
0.7	2.0		5.0		4.0	
0.8	2.1		5.5		4.5	
1.0	2.3		6.0		5.0	
1.2	2.7		7.0		5.5	
1.5	3.0		7.5	10.0	6.0	9.5
2.0	3.5	8	9.0	11.5	7.0	10.5
2.5	4.0	9	10.0	13.0	8.0	11.5
3.0	4.5	10	11.0	14.5	9.0	12.5
4.0	5.0	12	12.0	17.0	10.0	14.0
5.0		14		19.0		15.5
6.0		15		20.0		17.0
7.0		16		20.0		18.0
8.0		17.5		20.0		19.0
10.0		20		20.0		20.0
12.0		20		20.0		20.0
16.0		20				20.0

ONE SEC RATING

All	70 A	260 A	140 A	260 A	125 A	260 A
-----	------	-------	-------	-------	-------	-------

INSTANTANEOUS UNIT

Instantaneous Unit Range	Connection of Instantaneous Unit — High or Low Range		Continuous Rating (A)	One Sec Rating (A)
0.5-4.0	Low	0.5-2.0	0.75	25
	High	1.0-4.0	1.5	50
2-16	Low	2-8	3.0	130
	High	4-16	6.0	260
10-80	Low	10-40	15.0	400
	High	20-80	25.0	600
20-160	Low	20-80	25.0	600
	High	40-160	25.0	600

Low range refers to coils connected in series. High range refers to coils connected in parallel.

IAC Relays With 4:1 Range Units

TIME-OVERCURRENT UNIT

Time Unit Range	One Sec Rating (A)	Continuous Rating ^{①②} (A)
4-16 A		
IAC51, 52, 53, 54, 77, 78	260	10
1.5-6 A		
IAC51, 52	215	5
IAC53, 54	260	5
IAC77, 78	200	6
0.5-2 A		
IAC51, 52	70	1.5
IAC53, 54	130	1.5
IAC77, 79	65	3

- ① The continuous rating of the coil circuit applies to all Time Unit taps up to, and including, the value of the rating. For taps above this value, the rating is the same as the tap value.
- ② Continuous ratings of relays having instantaneous units is the value shown or 1.5 times the minimum setting of the instantaneous units, whichever is the lower of the two values.

Instantaneous Overcurrent

Instantaneous overcurrent units are available in several ranges to meet current settings between 1.0 and 160 A. The instantaneous unit in IAC relays with model numbers ending in "8_A" has a maximum setting to minimum setting ratio of 8:1. It uses two separate windings which can be connected either in series (for low range) or in parallel (for high range) with pickup continuously adjustable over each range. The instantaneous unit used in most other IAC relays uses a single winding with a ratio of maximum to minimum setting of 4:1, with continuously adjustable pickup. These instantaneous units drop out at 40 percent or more of setting at minimum setting and 50 percent at maximum setting. High dropout units are also available which drop out at 80 percent or more of setting at minimum setting and 90 percent at maximum setting.

Except as noted in the tables, the TOC unit operating coil is connected in series with the instantaneous unit operating coil if both are present, and each is set independently.

Target and Seal-in

Target and seal-in units, which are included with all time units except as noted in the tables of relay models, are dual rated. 0.2 and 2.0 A taps are standard; contact factory for form numbers of other ratings available. The seal-in unit picks up to bypass the contacts of the time unit during trip circuit energization. The 2 A tap is generally used, except where the relay contacts are used to energize auxiliary relays or other low-current devices.

Contacts

Each unit, time or instantaneous, has one or two output contacts (if two contacts per unit, those contacts will have one side common). Contacts of a relay

with more than one unit are generally not electrically separate except as noted in the tables. An exception is the high-dropout instantaneous unit, whose contacts are electrically separate from other contacts in the relay.

The current closing rating of the contacts is 30 A for voltage not exceeding 250 V. The current carrying rating of the relay is limited by the tap being used on the target and seal-in units as indicated in the following table:

Ratings of Target Seal-In Units, High Seismic (HI-G)

	Dual Rated			
	0.2/2.0 A		0.6/2.0 A	
	0.2	2.0	0.6	2.0
Carry 30 A for (sec)	0.05	2.2	0.5	3.5
Carry 10 A for (sec)	0.45	20.0	5.0	30
Carry continuously (A)	0.37	2.3	1.2	2.6
Min. Operating (A)	0.2	2.0	0.6	2.0
Min. Drop-out (A)	0.05	0.5	0.15	0.5
DC resistance (Ohms)	8.3	0.24	0.78	0.18
DC resistive Interrupting rating (A)	2.5 A @ 125 VDC			

If the total tripping current exceeds 30 A, an auxiliary relay must be used in conjunction with IAC relays.

After tripping occurs, the tripping circuit of these relays must be opened by an "a" auxiliary switch on the circuit breaker or by other external automatic means, because the circuit is sealed closed while tripping current is flowing. The contacts will open in 6 cycles (1/10 sec) with normal adjustment of "wipe", permitting use of the relay in instantaneous reclosing schemes.

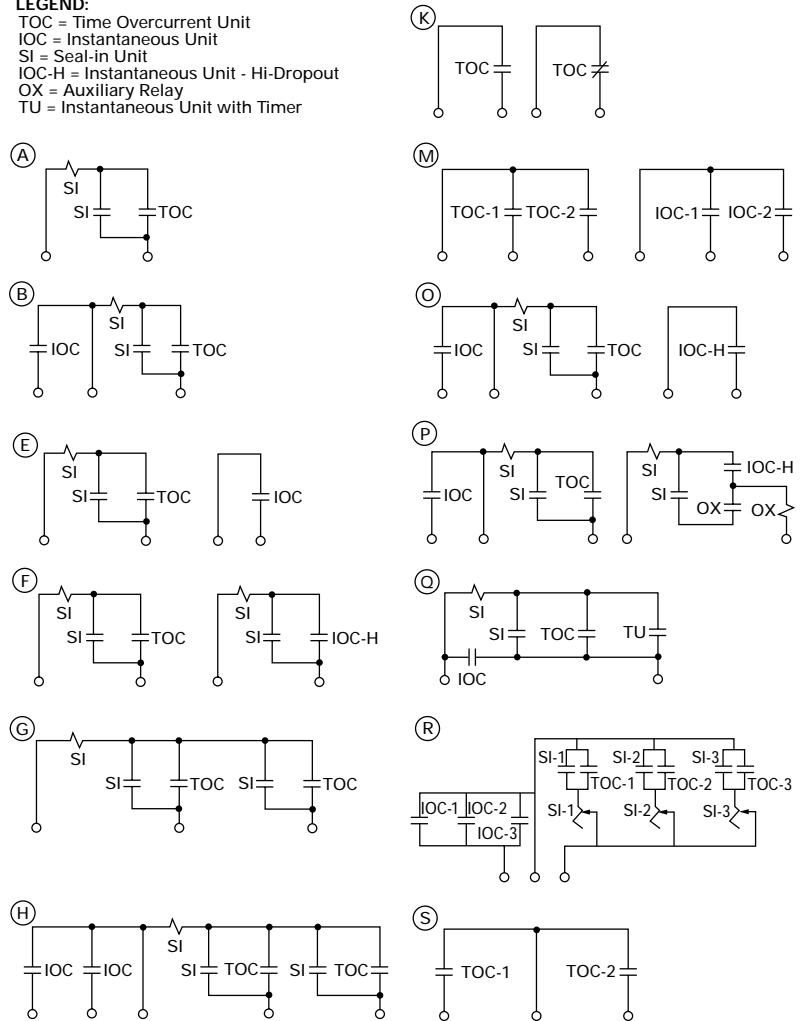
Operating Coil Ratings

Note that relays with both time overcurrent and instantaneous units are limited to the lesser of the respective current ratings, since the operating coils are connected in series.

Simplified Output Contact Arrangements

Fig. 2. As referenced in tables

LEGEND:
 TOC = Time Overcurrent Unit
 IOC = Instantaneous Unit
 SI = Seal-in Unit
 IOC-H = Instantaneous Unit - Hi-Dropout
 OX = Auxiliary Relay
 TU = Instantaneous Unit with Timer



Ordering

To order select the basic model and the desired features from the Selection Guide.

IAC	**	*	*	*	*	A			
IAC							IAC time-overcurrent relay		
							Time Curve	60 Hz	50Hz
51							Inverse, 1 NO	Refer to: Table 1	Table 8
52							Inverse, 2 NO	Refer to: Table 1	Table 8
60							Inverse, torque control	Refer to: Table 1	Table 8
53							Very inverse, 1 NO	Refer to: Table 2	Table 9
54							Very inverse, 2 NO	Refer to: Table 2	Table 9
80							Very inverse, torque control	Refer to: Table 2	Table 9
77							Extremely inverse, 1 NO	Refer to: Table 3	Table 10
78							Extremely inverse, 2 NO	Refer to: Table 3	Table 10
90							Extremely inverse, torque control	Refer to: Table 3	Table 9
55							Inverse, short time	Refer to: Table 4	Table 11
95							Inverse, short time, low burden	Refer to: Table 4	Table 11
57							Inverse, medium time	Refer to: Table 5	Table 11
66							Inverse, long time	Refer to: Table 6	Table 12
59							Inverse, over and undercurrent	Refer to: Table 7	Table 14
	*						Features (see Tables 1- 14)		
		*	*	*			TOC/IOC current ranges and others (see Tables 1- 14)		



60 Hz Models

Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments	Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments	
TABLE 1. INVERSE TIME CHARACTERISTIC RELAYS										
IAC51A801A	0.5-4	----	1 N.O.		IAC52A801A	0.5-4	----	2 N.O.		
A802A	2-16	----	See Fig. 2-A		A802A	2-16	----	See Fig. 2-G		
IAC51B801A	0.5-4	0.5-4			IAC52B801A	0.5-4	0.5-4			
B802A	2-16	0.5-4			B802A	2-16	0.5-4			
B803A	0.5-4	2-16			B803A	0.5-4	2-16			
B804A	2-16	2-16	1 N.O.		B804A	2-16	2-16	2 N.O.		
B805A	0.5-4	10-80	See Fig. 2-B		B805A	0.5-4	10-80	See Fig. 2-H		
B806A	2-16	10-80			B806A	2-16	10-80			
B807A	0.5-4	20-160			B807A	0.5-4	20-160			
B808A	2-16	20-160			B808A	2-16	20-160			
IAC51N7A	1.5-6	----		Control VDC	IAC60A12A	1.5-6	----			
N8A	1.5-6	----		125	A15A	0.5-2	----	1 N.O.	Torque controlled time unit will operate only when an external contact (wired to shading coil) is closed.	
N13A	0.5-2	----		250	A111A	4-16	----	See Fig. 2-A		
N14A	0.5-2	----		125						
N16A	1.5-6	----	1 N.O.	250	IAC60B11A	1.5-6	4-16			
N17A	1.5-6	----	See Fig. 2-A	24	B13A	1.5-6	10-40			
N101A	4-16	----		48	B15A	1.5-6	2-8			
N102A	4-16	----		125	B16A	0.5-2	4-16	1 N.O.	Similar to IAC60A with instantaneous unit.	
N111A	4-16	----		250	B20A	1.5-6	20-80	See Fig. 2-B		
				48	B21A	2-8	10-40			
IAC51V2A	1.5-6	10-30			B112A	4-16	20-80			
V3A	1.5-6	4-12			B114A	4-16	10-40			
V5A	0.5-2	2-6			B115A	4-16	4-16			
V6A	1.5-6	2-6						2 Units	2 Units	
V101A	4-16	10-30	1 N.O.	High dropout instantaneous unit.	IAC60T1A	0.5-4	2-50			
V104A	4-16	4-12	See Fig. 2-F	Two target seal-in units.	T2A	2-16	2-50	1 N.O.	See Fig. 2-M	
V105A	4-16	20-60			T3A	0.5-4	2-50			
V106A	0.5-2	10-30							Control VDC	
									48/125	Has two PJC instantaneous units. No target seal-in units.
									48/125	
									125/250	

60 Hz Models

Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments	Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments
--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------	--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------

TABLE 2. VERY INVERSE TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC53A10A	0.1-0.4	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC53T801A	0.5-4	0.5-4	1 N.O. See Fig. 2-E	Time unit and instantaneous unit contacts are electrically separate.			
A19A	0.15-0.6	----			T802A	0.5-4	2-16					
A801A	0.5-4.0	----			T803A	0.5-4	10-80					
A803A	1.5-12	----			T804A	0.5-4	20-160					
IAC53B32A	0.1-0.4	1-4	1 N.O. See Fig. 2-B		T805A	1.5-12	0.5-4					
B34A	0.15-0.6	10-40			T806A	1.5-12	2-16					
B38A	0.1-0.4	0.5-2			T807A	1.5-12	10-80					
B50A	0.1-0.4	4-16			T808A	1.5-12	20-160					
B54A	0.1-0.4	10-40			IAC54A10A	0.1-0.4	----	2 N.O. See Fig. 2-G				
B76A	0.1-0.4	2-8			A801A	0.5-4	----					
B78A	0.1-0.4	20-80			A803A	1.5-12	----					
B801A	0.5-4	0.5-4			2 N.O. See Fig. 2-H		IAC54B801A	0.5-4	0.5-4			
B803A	0.5-4	2-16					B803A	0.5-4	2-16			
B805A	0.5-4	10-80					B805A	0.5-4	10-80			
B807A	0.5-4	20-160					B807A	0.5-4	20-160			
B809A	1.5-12	0.5-4					B809A	1.5-12	0.5-4			
B810A	1.5-12	2-16	B810A	1.5-12			2-16					
B811A	1.5-12	10-80	B811A	1.5-12			10-80					
B812A	1.5-12	20-160	B812A	1.5-12			20-160					
IAC53M3A	1.5-6	10-30	1 N.O. See Fig. 2-F	High dropout instantaneous unit. Two target seal-in units.	IAC80L1A	4-16	----	1 N.O. See Fig. 2-A	Torque controlled time unit will operate only when an external contact (wired to shading coil) is closed.			
M4A	0.5-2	1-3			L2A	1.5-6	----					
M5A	0.5-2	2-6			L3A	0.5-2	----					
M6A	1.5-6	4-12			2 Units		IAC80P1A	4-16	----	1 N.O. per unit See Fig. 2-S	Control VDC 125/250 Similar to 125/250 IAC80L except 48/125 two units.	
M7A	1.5-6	2-6						P2A	1.5-6			----
M9A	0.5-2	4-12						P3A	4-16			----
M10A	0.5-2	0.5-1.5						2 Units	2 Units			IAC80T1A
M11A	1.5-6	0.5-1.5	T2A	1.5-12	2-50							
IAC53M101A	4-16	4-12	1 N.O. See Fig. 2-F	High dropout instantaneous unit. Two target seal-in units.								
M102A	4-16	10-30										
M103A	4-16	20-60										

Case Sizes and Approximate Weights

IAC Relay Model	Case Size	Approx. Wt. in lbs (kg)	
		Net	Ship
51N, 66T	S2	12 (5.4)	18 (8.2)
66M, 80P	M1	18 (8.2)	28 (12.7)
60T, 80T, 90T	L2	18 (8.2)	28 (12.7)
All others listed	S1	12 (5.4)	18 (8.2)

60 Hz Models

Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments	Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments
--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------	--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------

TABLE 3. EXTREMELY INVERSE TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC77A15A	0.1-0.4	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC78A7A	0.1-0.4	----	2 N.O. See Fig. 2-G							
A801A	0.5-4	----			A801A	0.5-4	----								
A803A	1.5-12	----			A803A	1.5-12	----								
IAC77B55A	0.1-0.4	4-6	1 N.O. See Fig. 2-B		IAC788801A	0.5-4	0.5-4	2 N.O. See Fig. 2-H							
B57A	0.1-0.4	0.5-2			B803A	0.5-4	2-16								
B60A	0.1-0.4	2-8			B805A	0.5-4	10-80								
B69A	0.1-0.4	20-80			B807A	0.5-4	20-160								
B71A	0.1-0.4	1-4			B809A	1.5-12	0.5-4								
B73A	0.1-0.4	10-40			B810A	1.5-12	2-16								
B801A	0.5-4	0.5-4			B811A	1.5-12	10-80								
B803A	0.5-4	2-16			B812A	1.5-12	20-160								
B805A	0.5-4	10-80			IAC90B1A	1.5-6	10-40			1 N.O. See Fig. 2-B	Torque controlled time unit will operate only when an external contact (wired to shading coil) is close.				
B807A	0.5-4	20-160			B2A	0.5-2	4-16								
B809A	1.5-12	0.5-4			IAC90T1A	2 Units	2 Units			1 N.O. See Fig. 2-M	Control VDC 48/125 48/125				
B810A	1.5-12	2-16										T2A	0.5-4	2-50	Has two PJC instantaneous units. No target seal-in units.
B11A	1.5-12	10-80											T2A	1.5-12	
B812A	1.5-12	20-160													
IAC77M3A	4-16	4-12	1 N.O. See Fig. 2-F	High dropout instantaneous unit. Two target seal-in units.	M4A	4-16	10-30								
M4A	4-16	10-30			M5A	1.5-6	2-6								
M5A	1.5-6	2-6													

TABLE 4. INVERSE, SHORT TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC55A2A	1.5-6	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC55B104A	4-16	20-80	1 N.O. See Fig. 2-B	Time unit and instantaneous unit coil leads are brought out to separate studs.
A3A	0.5-2	----			B115A	4-16	4-16		
A101A	4-16	----			B121A	4-16	40-160		
IAC55B2A	1.5-6	10-40	1 N.O. See Fig. 2-B		IAC55F1A	4-16	4-16	1 N.O. See Fig. 2-B	
B3A	0.5-2	10-40			F2A	1.5-6	4-16		
B9A	1.5-6	4-16			F3A	4-16	0.5-2		
B10A	0.5-2	4-16			F4A	1.5-6	1.5-6		
B17A	0.5-2	2-8			F6A	0.5-2	0.5-2		
B19A	1.5-6	20-80			F7A	1.5-6	2-8		
B20A	1.5-6	2-8			IAC95F1A	1.5-6	1.5-5		
B25A	0.5-2	1-4							
B101A	4-16	10-40							

TABLE 5. INVERSE, MEDIUM TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC57A2A	1.5-6	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC57B2A	1.5-6	10-40	1 N.O. See Fig. 2-B	
A3A	0.5-2	----			B3A	0.5-2	10-40		
A101A	4-16	----			B10A	1.5-6	20-80		
			B13A	1.5-6	4-16				
			B101A	4-16	10-40				
			B104A	4-16	20-80				

60 Hz Models

15

Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments	Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments
--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------	--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------

TABLE 6. INVERSE, LONG TIME CHARACTERISTIC RELAYS

Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments	Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments		
IAC66A51A	0.6-1.8	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC66M51A	1.5-4.5	2-16		Hi Dropout Instantaneous		
A52A	1.5-4.5	----								4-16	Control VDC
A53A	4-12	----									
IAC66B51A	0.6-1.8	2-16	1 N.O. See Fig. 2-B	Two instantaneous units; one standard, one high dropout. Two seal-in units. Aux. telephone relay for 0.1 sec time delay pickup of high dropout unit.							
B52A	1.5-4.5	2-16									
B53A	4-12	2-16									
B54A	0.6-1.8	10-80									
B55A	1.5-4.5	10-80									
B56A	4-12	10-80									
B57A	4-12	20-160									
IAC66C51A	0.6-1.8	2-16			1 N.O. See Fig. 2-E	Time unit and instantaneous unit contact leads are brought out separately.					
C52A	1.5-4.5	2-16									
C53A	4-12	2-16									
C54A	0.6-1.8	10-80									
C55A	1.5-4.5	10-80									
C56A	4-12	10-80									
C57A	1.5-4.5	0.5-4									
IAC66K51A	0.6-1.8	2-16	1 N.O. See Fig. 2-O	Hi Dropout Instantaneous	Two instantaneous units, one standard and one high dropout.	IAC66T51A	1.5-4.5	10-80	See Fig. 2-Q		
										1-4	7-28
										10-40	4-16
										2-8	7-28
										2-8	10-40
										10-40	10-40
										2-8	4-16
										4-16	10-40
										10-80	4-16
										10-80	10-40
										10-80	10-40
										20-160	20-80
										2-16	4-16
										10-80	10-40
										10-80	20-80
										4-12	4-16

TABLE 7. INVERSE TIME, OVER- AND UNDERCURRENT RELAYS

IAC59C1A	0.5-2	---	1 N.O. & 1 N.C. See Fig. 2-K	No target seal-in unit.
C2A	1.5-6	---		
C103A	4-16	---		

50 Hz Models

Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments	Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments
--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------	--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------

TABLE 8. INVERSE TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC51A804A	0.5-4	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC51V102A	4-6	10-30	1 N.O. See Fig. 2-F	High dropout instantaneous unit. Two target seal-in units.
A805A	2-16	----							
IAC51B821A	0.5-4	0.5-4			IAC52A804A	0.5-4	----	2 N.O. See Fig. 2-G	
B822A	2-16	0.5-4			A805A	2-16	----		
B823A	0.5-4	2-16	1 N.O. See Fig. 2-B		IAC52B821A	0.5-4	0.5-4		
B824A	2-16	2-16			B822A	2-16	0.5-4		
B825A	0.5-4	10-80			B823A	0.5-4	2-16	2 N.O. See Fig. 2-H	
B826A	2-16	10-80			B824A	2-16	2-16		
B827A	0.5-4	20-160			B825A	0.5-4	10-80		
B828A	2-16	20-160			B826A	2-16	10-80		
				Control VDC	B827A	0.5-4	20-160		
IAC51N9A	1.5-6	----		125	B828A	2-16	20-160		
N10A	1.5-6	----		250					
N18A	0.5-2	----	1 N.O. See Fig. 2-A	125	IAC60A14A	0.5-2	----	1 N.O. See Fig. 2-A	Torque controlled time unit will operate only when an external contact (wired to shading coil) is closed.
N103A	4-16	----		125	A16A	1.5-6	----		
N104A	4-16	----		250	A113A	4-16	----		
N119A	4-16	----		48					
					IAC60B117A	4-16	10-40	1 N.O. See Fig. 2-B	Similar to IAC60A with instantaneous unit.
					B118A	4-16	4-16		
					B119A	4-16	20-80		

TABLE 9. VERY INVERSE TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC53A801A	0.5-4	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC54A801A	0.5-4	----	2 N.O. See Fig. 2-G	
803A	1.5-12	----			A803A	1.2-12	----		
IAC53B61A	0.1-0.4	4-16			IAC54B801A	0.5-4	0.5-4		
B801A	0.5-4	0.5-4	1 N.O. See Fig. 2-B		B803A	0.5-4	2-16	2 N.O. See Fig. 2-H	
B803A	0.5-4	2-16			B805A	0.5-4	10-80		
B805A	0.5-4	10-80			B807A	0.5-4	20-160		
B807A	0.5-4	20-160			B809A	1.5-12	0.5-4		
B809A	1.5-12	0.5-4			B810A	1.5-12	2-16		
B810A	1.5-12	2-16			B811A	1.5-12	10-80		
B811A	1.5-12	10-80			B812A	1.5-12	20-160		
B812A	1.5-12	20-160			B813A	0.1-0.4	4-16		
IAC53T801A	0.5-4	0.5-4			IAC80L4A	4-16	4-16	1 N.O. See Fig. 2-A	Torque controlled time unit will operate only when an external contact (wired to shading coil) is closed.
T802A	0.5-4	2-16							
T803A	0.5-4	10-80	1 N.O. See Fig. 2-E	Time unit and instantaneous unit contacts are electrically separate.					
T804A	0.5-4	20-160							
T805A	1.5-12	0.5-4							
T806A	1.5-12	2-16							
T807A	1.5-12	10-80							
T808A	1.5-12	20-160							

50 Hertz Models

Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments	Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments
--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------	--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------

TABLE 10. EXTREMELY INVERSE TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC77A804A	0.5-4	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC78A804A	0.5-4	----	2 N.O. See Fig. 2-G	
A805A	1.5-12	----			IAC78A805A	1.5-12	----		
IAC77B58A	0.02-0.08	0.04-0.16	1 N.O. See Fig. 2-B		IAC78B821A	0.5-4	0.5-4	2 N.O. See Fig. 2-H	
B821A	0.5-4	0.5-4			B822A	1.5-12	0.5-4		
B822A	1.5-12	0.5-4			B823A	0.5-4	2-16		
B823A	0.5-4	2-16			B824A	1.5-12	2-16		
B824A	1.5-12	2-16			B825A	0.5-4	10-80		
B825A	0.5-4	10-80			B826A	1.5-12	10-80		
B826A	1.5-12	10-80			B827A	0.5-4	20-160		
B827A	0.5-4	20-160			B828A	1.5-12	20-160		
B828A	1.5-12	20-160							
	3 Units	3 Units							
IAC77S823A	0.5-4	2-16	1 N.O. See Fig. 2-R						
S826A	1.5-12	10-80							

TABLE 11. INVERSE, SHORT TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC55A5A	1.5-6	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC55F5A	4-16	4-16	1 N.O. See Fig. 2-B	Time unit and instantaneous unit coil leads are brought out to separate studs.
A6A	0.5-2	----							
A104A	4-16	----							
IAC55B6A	1.5-6	10-40	1 N.O. See Fig. 2-B		IAC95F2A	1.5-6	1.5-5	1 N.O. See Fig. 2-E	Moderately short-time characteristic. Low burden.
B7A	0.5-2	10-40							
B14A	0.5-2	4-16							
B22A	0.5-2	2-8							
B105A	4-16	10-40							
B108A	4-16	20-80							
B122A	4-16	4-16							

TABLE 12. INVERSE, MEDIUM TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC57A6A	0.5-2	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC57B6A	1.5-6	10-40	1 N.O. See Fig. 2-B	
A8A	1.5-6	----							
A104A	4-16	----							

50 Hertz Models

Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments	Model Number	Time Over-Current Unit Range (A)	Instant. Unit Range (A)	No. of Contacts Per Unit	Comments
--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------	--------------	----------------------------------	-------------------------	--------------------------	----------

TABLE 13. INVERSE, LONG-TIME CHARACTERISTIC RELAYS

IAC66A54A	0.6-1.8	----	1 N.O. See Fig. 2-A		IAC66K54A	0.6-1.8	10-80	1 N.O. See Fig. 2-O		Hi-Dropout Instantaneous	
A55A	1.5-4.5	----			K61A	1.5-4.5	10-80			2-8	Two instantaneous units: one standard and one high dropout.
A56A	4-12	----			K62A	1.5-4.5	10-80			2-8	
IAC66B58A	0.6-1.8	2-16	1 N.O. See Fig. 2-B		K63A	1.5-4.5	20-160	4-16			
B59A	1.5-4.5	10-80			K71A	4-12	10-80	4-16			
B60A	4-12	10-80			K72A	4-12	20-160	4-16			
IAC66C58A	0.6-1.8	2-16	1 N.O. See Fig. 2-E	Time unit and instantaneous unit coil leads are brought out to separate studs.	DC Control Voltage 48/125/250			1 N.O. See Fig. 2-P		Hi-Dropout Instantaneous	
C59A	1.5-4.5	10-80			IAC66M63A	1.5-4.5	10-80			20-80	Two instantaneous units: one standard and one high dropout. Two seal-in units. Aux. Telephone relay for 0.1 sec time delay pickup of high dropout.
C60A	4-12	10-80			M64A	1.5-4.5	20-160			20-80	
			M65A	4-12	10-80	20-80					
			M67A	4-12	20-160	20-80					

TABLE 14. INVERSE TIME OVER- AND UNDERCURRENT RELAYS

IAC59C4A	0.5-2	----	1 N.O. & 1 N.C. See Fig. 2-E	No target seal-in unit.
C5A	1.5-6	----		
C106A	4-16	----		

**Transformador de corriente CELSA IB-
50,75/5, 1.25 VA.**



TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

para protección

Clases 5P10, 10P10, 5P5 y 10P5

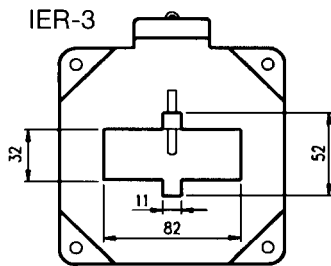
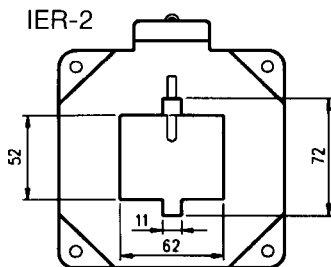
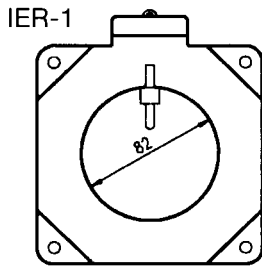
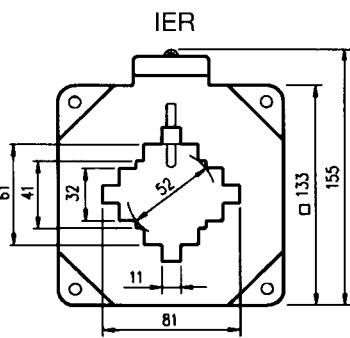
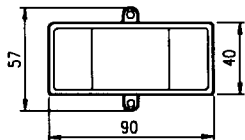
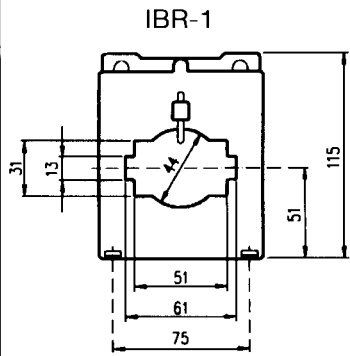
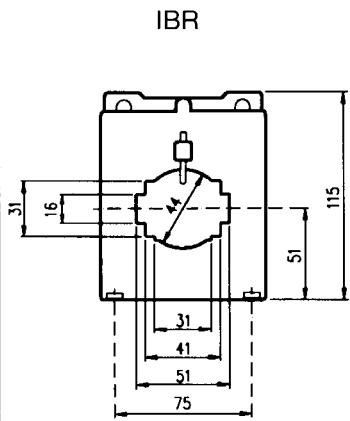
IB-50	IER-1
IBG-50	IER-2
IBR	IER-3
IBR-1	IRP
IER	IRM

CURRENT TRANSFORMERS

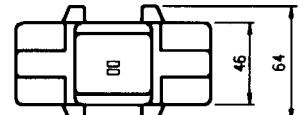
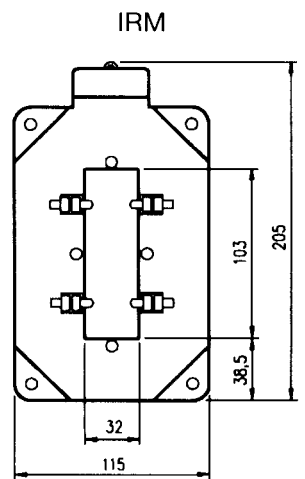
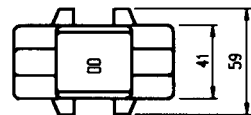
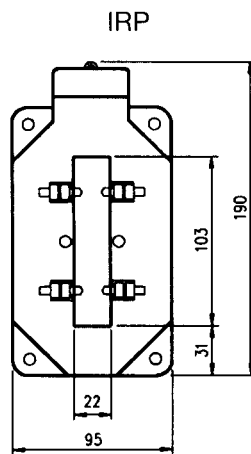
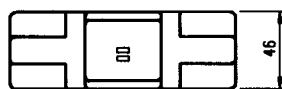
for protection

Classes 5P10, 10P10, 5P5 and 10P5





TODOS / ALL



I _n (A)	IBR, IBR-1					IER, -1, -2, -3					IRP					IRM				
	Potencias de precisión Rated burdens VA				Peso Weight (g)	Potencias de precisión Rated burdens VA				Peso Weight (g)	Potencias de precisión Rated burdens VA				Peso Weight (g)	Potencias de precisión Rated burdens VA				Peso Weight (g)
	.../5 A		.../1 A			.../5 A, .../1 A					.../5 A, .../1 A					.../5 A, .../1 A				
	Clase / Class		Clase / Class		Clase / Class				Clase / Class				Clase / Class							
5P5	10P5	5P5	10P5	5P10	10P10	5P5	10P5	5P10	10P10	5P5	10P5	5P10	10P10	5P5	10P5	5P10	10P10	5P5	10P5	
75																				
100																				
125																				
150																				
200																				
250						-	1,25	2,5	2,5	1070										
300						1,25	1,25	3,75	3,75	1110										
400	1,25	1,25	1,25	1,25	505	1,25	1,25	5	5	1155										
500	1,25	1,25	2,5	2,5	530	2,5	2,5	7,5	7,5	1210										
600	2,5	2,5	2,5	2,5	555	1,25	1,25	5	5	1065										
750	2,5	2,5	3,75	3,75	595	2,5	2,5	7,5	7,5	1120	1,25	1,25	7,5	7,5	905					
800	2,5	2,5	3,75	3,75	605	1,25	1,25	7,5	7,5	1070	1,25	2,5	7,5	7,5	940					
1000	2,5	2,5	5	5	605	2,5	2,5	10	10	1130	2,5	2,5	10	10	940					
1200	1,25	1,25	3,75	3,75	560	2,5	3,75	10	10	1190	3,75	3,75	10	10	990					
1500	1,25	1,25	5	5	625	5	5	15	15	1270	5	5	15	15	1080	3,75	5	15	15	1195
1600						5	5	15	15	1305	5	5	15	15	1095	5	5	15	15	1200
2000						5	5	20	20	1420	5	5	20	20	1215	5	7,5	20	20	1315
2500											7,5	7,5	20	20	1400	7,5	7,5	20	30	1510
3000																10	10	30	30	1635
4000																10	10	30	45	1875

REFERENCIA DEL TRANSFORMADOR / TRANSFORMER REFERENCE


Tipo <i>Type</i>		Intensidad secundaria <i>Secondary current</i>	Clase de precisión <i>Accuracy class</i>	Intensidad primaria <i>Primary current</i>	
IB-50	1032 0	.../1 A 3	10 P 5 0	75 A	4750 750 A 5750
IBG-50	1037 0	.../5 A 7	5 P 5 2	100 A	5100 800 A 5800
IBR	1040 0		10 P 10 4	125 A	5125 1000 A 6100
IBR-1	1040 1		5 P 10 6	150 A	5150 1200 A 6120
IER	1050 0			200 A	5200 1500 A 6150
IER-1	1050 1			250 A	5250 1600 A 6160
IER-2	1050 2			300 A	5300 2000 A 6200
IER-3	1050 3			400 A	5400 2500 A 6250
IRP	1055 0			500 A	5500 3000 A 6300
IRM	1060 0			600 A	5600 4000 A 6400

REFERENCIAS - EJECUCIONES ESPECIALES
REFERENCES - SPECIAL EXECUTIONS

- 129 Intensidad primaria no normalizada
130 Potencia de precisión no normalizada
133 Transformador para dos intensidades nominales primarias

- 129 Non-standard primary current
130 Non-standard rated output
133 Transformer for two rated primary currents

REFERENCIAS - ACCESORIOS
REFERENCES - ACCESSORIES

- 8970 902 0104 Fijación a base para IB-50 e IBG-50
8970 906 1020 Fijación a base para IBR e IBR-1
8970 901 0101 Fijación a raíl DIN-EN 50022 de 35 x 7,5 mm para IB-50 e IBG-50
8971 902 0101 Barra primaria de cobre, 125 x 20 x 6 mm
8971 902 0102 Barra primaria de cobre, 180 x 20 x 10 mm
8971 902 0103 Barra primaria de cobre, 180 x 30 x 10 mm
8971 904 0101 Barra primaria de cobre, 180 x 40 x 10 mm
8971 903 0101 Barra primaria de cobre, 205 x 60 x 10 mm
8971 903 0102 Barra primaria de cobre, 240 x 80 x 10 mm
8971 905 0101 Barra primaria de cobre, 240 x 100 x 10 mm
8972 902 0109 IBD-1 (casquillo primario para IB-50)

- 8970 902 0104 Mounting bracket for IB-50 and IBG-50
8970 906 1020 Mounting bracket for IBR and IBR-1
8970 901 0101 Base for mounting on a 35 x 7.5 mm DIN-EN 50022 rail (for IB-50 and IBG-50)
8971 902 0101 Primary copper bar, 125 x 20 x 6 mm
8971 902 0102 Primary copper bar, 180 x 20 x 10 mm
8971 902 0103 Primary copper bar, 180 x 30 x 10 mm
8971 904 0101 Primary copper bar, 180 x 40 x 10 mm
8971 903 0101 Primary copper bar, 205 x 60 x 10 mm
8971 903 0102 Primary copper bar, 240 x 80 x 10 mm
8971 905 0101 Primary copper bar, 240 x 100 x 10 mm
8972 902 0109 IBD-1 (primary bush for IB-50)

ESPECIFICACIÓN DE PEDIDO
ORDERING INFORMATION

1. Tipo
2. Relación de transformación
3. Clase de precisión y factor límite de precisión
4. Ejecuciones especiales (añadir sus referencias a la del transformador)

Ejemplo: IER 1000/5 A, clase de precisión 10 P 5
Ref. : 1050 070 6100

1. Type
2. Transformation ratio
3. Accuracy class and accuracy limit factor
4. Special executions (add their references to the transformer reference)

Example: IER 1000/5 A, accuracy class 10 P 5
Ref. : 1050 070 6100

CELSA Aparatos de Medida, S.A.

C/ Plátanos, 19-25 / E-46025 VALENCIA (SPAIN)
P.O. Box 10243 / E-46080 VALENCIA (SPAIN)
Tel.: Nac. 96 340 03 22 / Int... + 34 96 340 03 22
Fax: Nac. 96 348 44 69 / Int... + 34 96 346 23 55
E-mail: Nac. nacional@celsavalencia.com / Int. export@celsavalencia.com
Web site: www.celsavalencia.com

CELSA Messgeräte GmbH

Barthelsmühlring 16
D-76870 KANDEL (GERMANY)
Tel. Nat: 07275 / 9883-0
Fax Nat: 07275 / 9883-33
E-mail: info@celsa-messgeraete.de
Web site: www.celsa-messgeraete.de

HORARIO: Lunes - Viernes 7.45 - 15.00 h / WORKING HOURS: Monday - Friday 7.45 - 15.00 h

**Transformador de corriente CELSA IBO
5/5, 10 VA**



IBO	IER
IBO-50	IER-1
IBA	IER-2
IBP	IER-3
IB	IBR
IB-50	IBR-1
IBG	IRP
IBG-1	IRM
IBG-50	ICM

TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

para medida

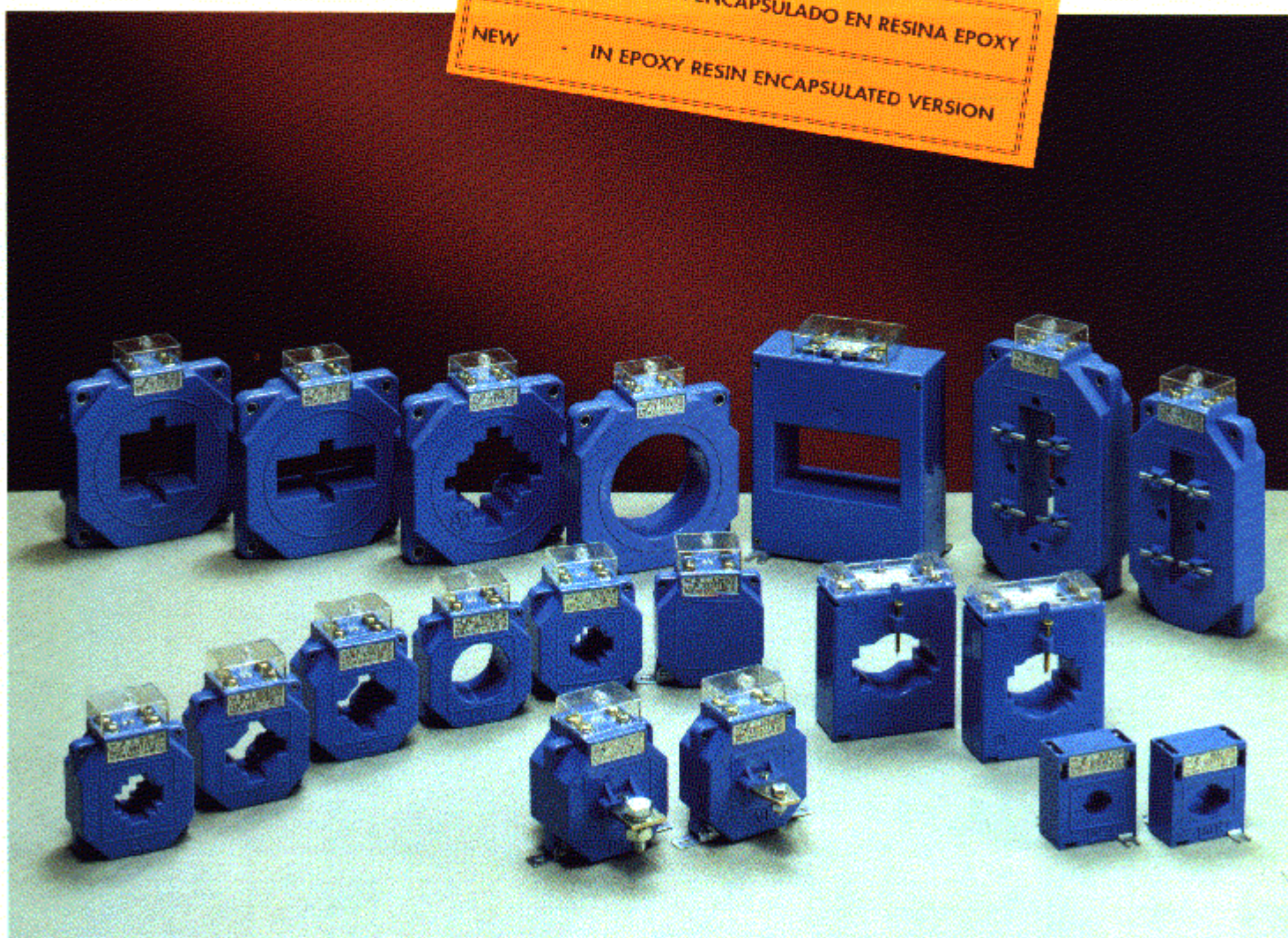
Clases 0,5 , 1 y 3

CURRENT TRANSFORMERS

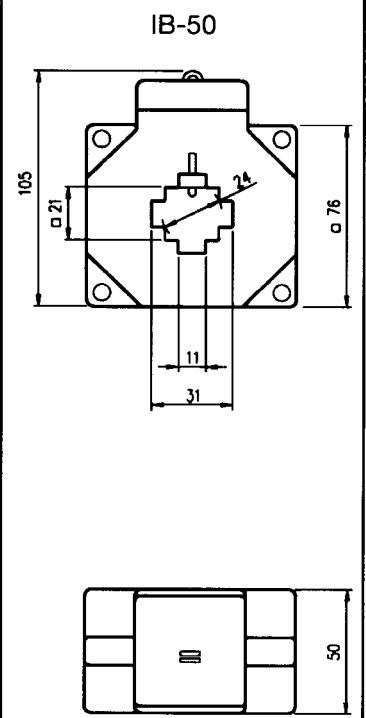
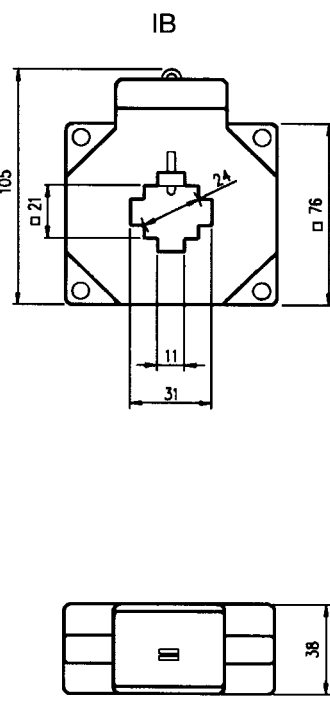
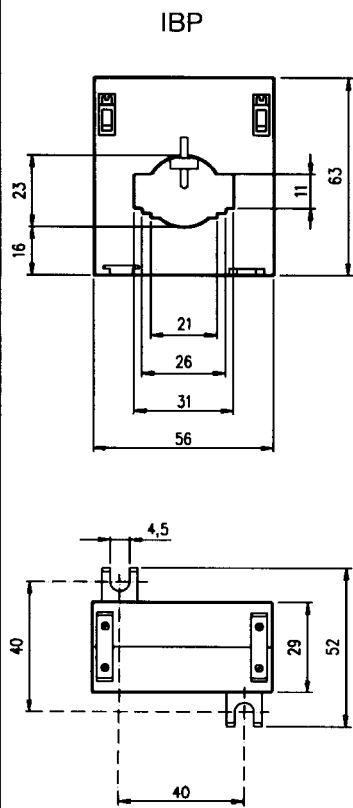
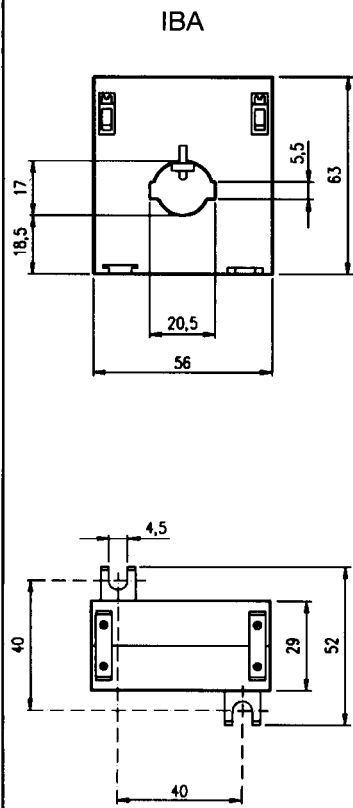
for measurement

Classes 0.5 , 1 and 3

NUEVO - VERSION ENCAPSULADO EN RESINA EPOXY
NEW - IN EPOXY RESIN ENCAPSULATED VERSION



Dimensiones en mm / Dimensions in mm

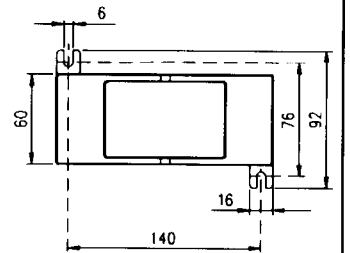
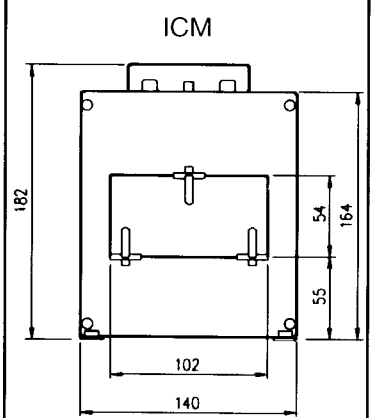
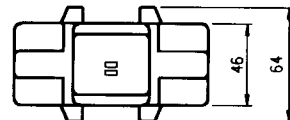
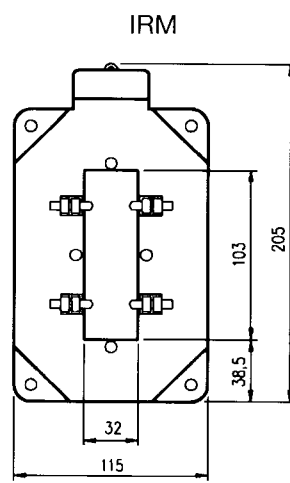
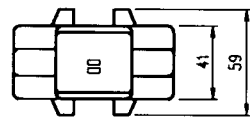
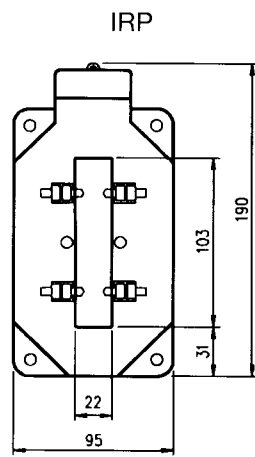
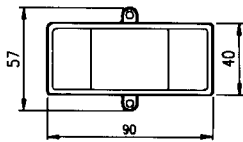
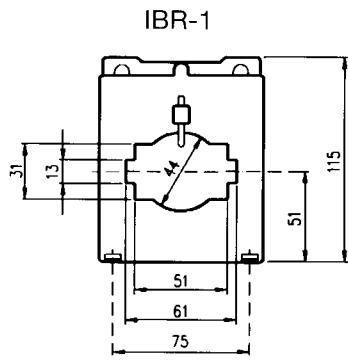
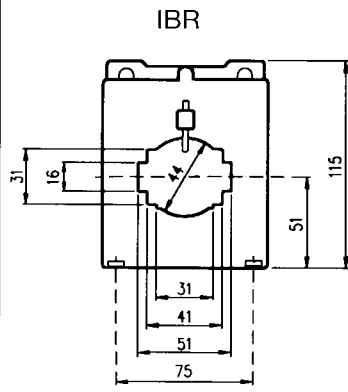


I _n (A)	IBA				IBP				IB				IB-50				
	Potencias de precisión Rated burdens			Peso Weight	Potencias de precisión Rated burdens			Peso Weight	Potencias de precisión Rated burdens			Peso Weight	Potencias de precisión Rated burdens			Peso Weight	
	Clase / Class				Clase / Class				Clase / Class				Clase / Class				
	0,5	1	3	0,5	1	3	0,5	1	3	0,5	1	3	0,5	1	3		
5																	
10																	
15																	
20																	
25																	
30																	
40	-	-	1,25	225													
50	-	1,25**	1,25	225						-	1,25**	1,25	585				
60	-	1,25**	2,5	230						-	1,25**	2,5	590				
75	-	1,25	2,5	225						-	2,5**	3,75	595				
100	-	2,5	3,75	235						-	2,5	5	590	1,25	3,75	7,5	780
125	1,25	—*	3,75	5	235					-	3,75	7,5	605	2,5	5	10	795
150	1,25	5	5	240	-	2,5	2,5	180	1,25	3,75	10	610	3,75	7,5	15	830	
200	2,5	5	7,5	250	-	2,5	3,75	185	3,75	5	10	630	7,5	15	20	830	
250					1,25	2,5	3,75	190	3,75	5	10	445	10	20	30	855	
300					2,5	2,5	3,75	205	5	7,5	10	465	10	20	30	865	
400					2,5	3,75	5	195	5	10	15	495	10	20	20	585	
500					3,75	2,5*	5	2,5*	5	3,75*	150	7,5	15	20	30	645	
600					3,75	2,5*	5	3,75*	7,5	5*	155	10	20	20	30	625	
750																	
800																	
1000																	
1200																	
1500																	
1600																	
2000																	
2500																	
3000																	
4000																	

* Para .../1A / For .../1A
 ** Sólo para amperímetros / Only for ammeters

* Para .../1A / For .../1A

** Sólo para amperímetros
 Only for ammeters



I _n (A)	IBR, IBR-1				IRP				IRM				ICM			
	Potencias de precisión Rated burdens			VA	Peso Weight	Potencias de precisión Rated burdens			VA	Peso Weight	Potencias de precisión Rated burdens			VA	Peso Weight	
	Clase / Class					Clase / Class					Clase / Class					Clase / Class
	0,5	1	3	(g)	0,5	1	3	(g)	0,5	1	3	(g)	0,5	1	3	(g)
5																
10																
15																
20																
25																
30																
40																
50																
60																
75																
100																
125																
150																
200																
250																
300																
400	5	7,5	10	505												
500	7,5	10	10	530												
600	10	10	15	555												
750	10	15	20	595	10	15	30	905					15	20	30	1675
800	10	15	20	605	10	15	30	940					15	20	30	1675
1000	10	15	20	605	15	20	30	940					20	30	45	1760
1200	10	15	20	560	15	20	30	990					30	45	60	1850
1500	10	20	30	625	20	30	45	1080	20	30	45	1195	30	45	60	1975
1600					20	30	45	1095	20	30	45	1200	30	45	60	2075
2000					30	45	60	1215	30	45	60	1315	45	60	60	2230
2500					45	60	60	1400	45	60	60	1510	60	60	60	2600
3000									45	60	60	1635	60	60	60	2450
4000									60	60	60	1875				

REFERENCIA DEL TRANSFORMADOR / TRANSFORMER REFERENCE

□ □ □ □ □

 ↓
Tipo
Type

□ □

 ↓
Intensidad secundaria
Secondary current

□ □ □ □

 ↓
Intensidad primaria
Primary current

IBA	1010 0	IBR	1040 0	.../1 A	10	5 A	3500	300 A	5300
IBP	1015 0	IBR-1	1040 1	.../5 A	50	10 A	4100	400 A	5400
IBO	1020 0	IER	1050 0			15 A	4150	500 A	5500
IBO-50	1025 0	IER-1	1050 1			20 A	4200	600 A	5600
IB	1030 0	IER-2	1050 2			25 A	4250	750 A	5750
IB-50	1032 0	IER-3	1050 3			30 A	4300	800 A	5800
IBG	1035 0	IRP	1055 0			40 A	4400	1000 A	6100
IBG-1	1035 1	IRM	1060 0			50 A	4500	1200 A	6120
IBG-50	1037 0	ICM	1065 0			60 A	4600	1500 A	6150
						75 A	4750	1600 A	6160
						100 A	5100	2000 A	6200
						125 A	5125	2500 A	6250
						150 A	5150	3000 A	6300
						200 A	5200	4000 A	6400
						250 A	5250		

REFERENCIAS - EJECUCIONES ESPECIALES
REFERENCES - SPECIAL EXECUTIONS

129 Intensidad primaria no normalizada	129 Non-standard primary current
130 Potencia de precisión no normalizada	130 Non-standard rated output
031 Frecuencia nominal no normalizada	031 Non-standard rated frequency
133 Transformador para dos intensidades nominales primarias (excepto IBA e IBP)	133 Transformer for two rated primary currents (except IBA and IBP)
131 Placa de características metalizada (estándar para IBR, IBR-1 e ICM)	131 Metallized rating plate (standard for IBR, IBR-1 and ICM)
132 IBO/s (transformador saturable para amperímetros bimetálicos)	132 IBO/s (saturating current transformer for bimetallic ammeters)

REFERENCIAS - ACCESORIOS
REFERENCES - ACCESSORIES

8970 900 1004 Fijación a base para IBA e IBP	8970 900 1004 Mounting bracket for IBA and IBP
8970 902 0104 Fijación a base para IBO, IBO-50, IB, IB-50, IBG, IBG-1 e IBG-50	8970 902 0104 Mounting bracket for IBO, IBO-50, IB, IB-50, IBG, IBG-1 and IBG-50
8970 906 1020 Fijación a base para IBR, IBR-1 e ICM	8970 906 1020 Mounting bracket for IBR, IBR-1 and ICM
8970 900 0101 Fijación a rail DIN-EN 50022 de 35 x 7,5 mm para IBA e IBP	8970 900 0101 Base for mounting on a 35 x 7.5 mm DIN-EN 50022 rail (for IBA and IBP)
8970 901 0101 Fijación a rail DIN-EN 50022 de 35 x 7,5 mm para IBO, IBO-50, IB, IB-50, IBG, IBG-1 e IBG-50	8970 901 0101 Base for mounting on a 35 x 7.5 mm DIN-EN 50022 rail (for IBO, IBO-50, IB, IB-50, IBG, IBG-1 and IBG-50)
8971 902 0101 Barra primaria de cobre, 125 x 20 x 6 mm	8971 902 0101 Primary copper bar, 125 x 20 x 6 mm
8971 902 0102 Barra primaria de cobre, 180 x 20 x 10 mm	8971 902 0102 Primary copper bar, 180 x 20 x 10 mm
8971 902 0103 Barra primaria de cobre, 180 x 30 x 10 mm	8971 902 0103 Primary copper bar, 180 x 30 x 10 mm
8971 904 0101 Barra primaria de cobre, 180 x 40 x 10 mm	8971 904 0101 Primary copper bar, 180 x 40 x 10 mm
8971 903 0101 Barra primaria de cobre, 205 x 60 x 10 mm	8971 903 0101 Primary copper bar, 205 x 60 x 10 mm
8971 903 0102 Barra primaria de cobre, 240 x 80 x 10 mm	8971 903 0102 Primary copper bar, 240 x 80 x 10 mm
8971 905 0101 Barra primaria de cobre, 240 x 100 x 10 mm	8971 905 0101 Primary copper bar, 240 x 100 x 10 mm
8972 902 0109 IBD-1 (casquillo primario para IB-50)	8972 902 0109 IBD-1 (primary bush for IB-50)
8972 902 0108 IBD-2 (casquillo primario para IB)	8972 902 0108 IBD-2 (primary bush for IB)

ESPECIFICACIÓN DE PEDIDO
ORDERING INFORMATION

1.- Tipo	1.- Type
2.- Relación de transformación	2.- Transformation ratio
3.- Ejecuciones especiales (añadir sus referencias a la del transformador)	3.- Special executions (add their references to the transformer reference)
Ejemplo: IBO-50 100/5 A, 10 VA clase de precisión 0,5	Example: IBO-50 100/5 A, 10 VA accuracy class 0.5
Ref.: 1025 050 5100 / 130, 10 VA clase de precisión 0,5	Ref.: 1025 050 5100 / 130, 10 VA accuracy class 0.5

CELSA Aparatos de Medida, S.A.
CELSA Messgeräte GmbH

C/ Plátanos, 19-25 / E-46025 VALENCIA (SPAIN)
 P.O. Box 10243 / E-46080 VALENCIA (SPAIN)
 Tel.: Nac. 96 340 03 22 / Int... + 34 96 340 03 22
 Fax: Nac. 96 348 44 69 / Int... + 34 96 346 23 55
 E-mail: Nac. nacional@celsavalencia.com / Int. export@celsavalencia.com
 Web site: www.celsavalencia.com

Barthelsmühlring 16
 D-76870 KANDEL (GERMANY)
 Tel. Nat: 07275 / 9883-0
 Fax Nat: 07275 / 9883-33
 E-mail: info@celsa-messgeraete.de
 Web site: www.celsa-messgeraete.de

HORARIO: Lunes - Viernes 7.45 - 15.00 h / WORKING HOURS: Monday - Friday 7.45 - 15.00 h

**Wattmetro METRIX tipo TRMS referencia
PX120**



VATIMETROS DIGITALES TRMS

		
Referencia	PX120	PX110
Naturaleza de las redes	Monofásica y Trifásica 3 cables equilibrado (T3FE)	Monofásica
Número de puntos	3 líneas de 4 dígitos / 14 mm.	
Ancho de banda	de c.c. a 1 KHz	
POTENCIA ACTIVA		
Escalas	10 W a 1 KW - 1 KW a 6 KW	
Resolución	0,1 W - 1 W	
Precisión básica en CA/CC	1%L ± 2D / 2%L ± 3D	
POTENCIA APARENTE, REACTIVA		
Escalas	10* a 1K* - 1K* a 6K*	
Resolución / precisión básica	0,1* - 1* / 2%L ± 2D	
FACTOR DE POTENCIA		
Alcance	1,00	
Resolución	0,01 / 3%L ± 2D	
TENSION		
Alcance	0,5 a 600 V RMS	
Resolución	100 mV	
Precisión básica en CA/CC	0,5%L ± 2D / 1%L ± 3D	
Impedancia de entrada	1 MW	
CORRIENTE		
Escalas	10 mA a 2 A - 2 A a 10 A RMS	
Resolución	1 mA - 10 mA	
Precisión básica en CA/CC	0,5%L ± 2D / 1%L ± 3D	
CORRIENTE DE ARRANQUE		
Escalas	5 A - 65 A (pico)	
Resolución / Precisión	100 mA / 10%L ± 2D	
* Potencia aparente = VA - Potencia reactiva = VAR - En trifásico, la medida sólo es exacta para las señales sinusoidales		