UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN BANCO DE ENSAYOS PARA DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES DE PROTECCIÓN (IED's) PARA EL LABORATORIO DE PROTECCIONES DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: JEFFERSON WALTER QUICHIMBO LLIVICURA

JUAN PABLO VÉLEZ SAGUAY

TUTOR: ING. FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE, MGTR.

Cuenca – Ecuador

2021

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Jefferson Walter Quichimbo Llivicura con documento de identificación N° 0105964860 y Juan Pablo Vélez Saguay con documento de identificación N° 0105181556; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 20 de septiembre del 2021

Atentamente,

Jefferson Walter Quichimbo Llivicura	Juan Pablo Vélez Saguay
0105964860	0105181556

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Jefferson Walter Quichimbo Llivicura con documento de identificación N° 0105964860 y Juan Pablo Vélez Saguay con documento de identificación N° 0105181556, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: "Diseño e implementación de un banco de ensayos para dispositivos electrónicos inteligentes de protección (IED's) para el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 20 de septiembre del 2021

Atentamente,

Jefferson Walter Quichimbo Llivicura
0105964860

Juan Pablo Vélez Saguay
0105181556

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN BANCO DE ENSAYOS PARA DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES DE PROTECCIÓN (IED's) PARA EL LABORATORIO DE PROTECCIONES DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA, realizado por Jefferson Walter Quichimbo Llivicura con documento de identificación N° 0105964860 y por Juan Pablo Vélez Saguay con documento de identificación N° 0105181556, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 20 de septiembre del 2021

Atentamente,

Firmado electrónicamente por:
FLAVIO ALFREDO
QUIZHPI PALOMEQUE

_____

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque, Mgtr.

0102257482

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por brindarme salud y vida para culminar una de mis más grandes metas, a mis familiares y amigos que me apoyaron durante este proceso educativo, a nuestro tutor del proyecto de titulación Ing. Flavio Quizhpi, por el apoyo que nos brindó en cada uno de los pasos para culminar este proyecto de titulación.

No ha sido sencillo este proceso, por eso agradezco a mi compañero de proyecto Juan Vélez, por compartir su tiempo y esfuerzo y así cumplir todos los objetivos propuestos en el proyecto de titulación.

Jefferson Walter Quichimbo Llivicura

Totalmente agradecido primeramente a Dios por guiarme para la culminación de mi carrera profesional, a nuestro tutor Ing. Flavio Quizhpi por el apoyo brindado a lo largo de este proyecto, a la Universidad Politécnica Salesiana por brindarme la oportunidad de profesionalizarme en sus aulas, a mi compañero de fórmula Walter por alcanzar juntos este logro tan anhelado.

Juan Pablo Vélez Saguay

DEDICATORIA

A mis padres María Rosa y Rómulo David, por los consejos brindados durante este tiempo de estudio, para alcanzar una de mis metas más importantes de mi vida, a mis hermanos y hermanas, Julia, Oswaldo, Geovanny, Wilmer, Sandra, Freddy, Janneth, Jenny y David por su apoyo incondicional para cumplir los objetivos propuestos, también a las personas que formaron parte de este camino, por llegar en el momento adecuado y brindarme su apoyo desinteresado, a todos ellos gracias infinitas….

Jefferson Walter Quichimbo Llivicura

A mi padre en el cielo Juan Ignacio, a mi madre Ana María por todo el apoyo incondicional que me brindaron día a día para alcanzar esta meta. A mi tía Hilda "mosquita" por estar siempre pendiente de todos en la familia, a mis hermanos Rocío, Guillermo, Luis y Pedro porque sin duda alguna me brindaron todo el cariño para poder culminar mis estudios, a mi cuñada Rita por ser siempre ese apoyo en momentos difíciles.

Juan Pablo Vélez Saguay

RESUMEN

El objetivo de este proyecto es el diseño e implementación de bancos de ensayos para dispositivos electrónicos inteligentes de protección (IED's), que serán implementados en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca, estos bancos serán utilizados con fines académicos permitiendo la elaboración de pruebas de protecciones de los estudiantes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

El diseño de los bancos de ensayo se realizó de manera estructural y eléctrica, cumpliendo con los requerimientos de la Universidad Politécnica Salesiana, con el objetivo de manejar de forma didáctica estos dispositivos inteligentes.

Se realiza la descripción del sistema eléctrico de potencia, así como de las fallas más comunes en el sistema eléctrico, con la implementación de estos bancos de ensayos se busca poner a prueba los IED's, comprobando el correcto funcionamiento de estos dispositivos.

Finalmente se desarrolla pruebas de funcionamiento de los dispositivos de protección, mediante la inyección de corriente y voltajes externos (CMC 356), donde el software de cada equipo nos facilita informes detallados de las pruebas tanto del IED (DIGSI 5) como del CMC 356 (Test Universe).

ABSTRACT

The objective of this project is the design and implementation of test benches for intelligent electronic protection devices (IED's), which will be implemented in the electrical protection's laboratory of the Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca headquarters, these benches will be used for academic purposes allowing the preparation of protection tests for students of the Electrical Engineering Career.

The design of the test benches was carried out in a structural and electrical manner, complying with the requirements of the Universidad Politécnica Salesiana, in order to didactically handle these smart devices.

The description of the electrical power system is made, as well as the most common faults in the electrical system, with the implementation of these test benches it is sought to test the IEDs, checking the correct operation of these devices.

Finally, some functional tests of the protection devices are carried out, by means of the injection of current and external voltages (CMC 356), where the software of each unit provides us with detailed reports of the tests of both the IED (DIGSI 5) and the CMC 356 (Test Universe).

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO 1: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 17
1.1 Problema de Estudio 17
1.2 Justificación 17
1.3 Objetivos 18
1.3.1 Objetivo General 18
1.3.2 Objetivos Específicos 18
1.4 Metodología 18
1.4.1 Estudio del Estado del Arte 19
1.4.2 Análisis 19
1.4.3 Diseño 19
1.4.4 Implementación 20
1.4.5 Resultados 20
CAPÍTULO 2: PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA 21
2.1 Definición general de un sistema eléctrico de potencia 21
2.2 Perturbaciones en un sistema eléctrico de potencia 21
2.2.1 Sobrecargas 21
2.2.2 Cortocircuitos 22
2.2.3 Sobretensiones 22
2.2.4 Subtensiones 23
2.2.5 Desequilibrio 23
2.2.6 Oscilaciones de frecuencia 23
2.2.7 Retornos de energía 24
2.3 Protección de sistemas eléctricos de potencia 24
2.3.1 Funcionamiento del sistema de protección 24
2.3.2 Zonas de protección 25
2.3.2.1 Protección primaria 25
2.3.2.2 Protección de respaldo 26
2.3.3 Características de los sistemas de protección 27
2.3.3.1 Confiabilidad 27
2.3.3.2 Rapidez 27
2.3.3.3 Selectividad 27
2.3.3.4 Sensibilidad 27
2.3.3.5 Economía y simplicidad 28
2.3.4 Componentes de un sistema de protecciones 28
2.3.4.1 Transformadores de medida (TM) 28

2.3.4.1.1 Transformador de corriente (TC) ... 29
2.3.4.1.2 Transformador de tensión (TP) ... 29
2.3.4.2 Relés de protección ... 30
2.3.4.3 Interruptores de potencia ... 31
2.3.4.4 Fuente auxiliar de voltaje ... 32
2.3.5 Protección de sobrecorriente ... 32
2.3.5.1 Protección de sobrecorriente de disparo instantáneo ... 33
2.3.5.2 Protección de sobrecorriente de disparo temporizado ... 33
2.3.5.3 Protección de sobrecorriente direccional ... 35
2.3.5.4 Funcionamiento de la protección de sobrecorriente ... 36
2.3.5.4.1 Protección de sobrecorriente en redes radiales ... 36
2.3.5.4.2 Protección de sobrecorriente en redes en malla o anillo ... 37
2.3.6 Protección de distancia ... 39
2.3.6.1 Protección de distancia tipo Impedancia ... 40
2.3.6.2 Protección de distancia tipo Reactancia ... 41
2.3.6.3 Protección de distancia tipo Admitancia (Mho) ... 42
2.3.6.4 Protección de distancia tipo poligonal ... 43
2.3.6.5 Zonas de protección en líneas de potencia ... 44
2.3.6.6 Funcionamiento de la protección a distancia ... 45
CAPÍTULO 3: DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LOS BANCOS DE ENSAYOS ... 47
3.1 Normativas ... 47
3.1.1 Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2568:2010. Requisitos para Tableros, Gabinetes, Cajas de paso, Cajas de alumbrado, Racks y Accesorios de Rack ... 47
3.1.2 Normativa de diseño eléctrico (IEC 61439) ... 47
3.2 Diseño mecánico estructural ... 48
3.2.1 Diseño mecánico de los bancos de ensayos ... 49
3.2.2 Diseño de paneles de acrílico para IED's y borneras ... 51
3.2.3 Representación 3D final ... 52
3.3 Diseño eléctrico ... 53
3.3.1 Diagrama unifilar y de protecciones ... 53
3.3.2 Dimensionamiento de dispositivos de protección ... 53
3.3.3 Dimensionamiento de conductores ... 54
3.3.4 Disposición de componentes eléctricos ... 55
3.4 Construcción de los bancos de ensayos ... 56
3.4.1 Construcción mecánica de los armarios ... 56
3.4.2 Montaje de paneles de acrílico e IED's ... 57
3.4.3 Montaje de rieles y canaletas ... 58
3.4.4 Colocado de bornes tipo banana en los paneles ... 58

3.4.5 Montaje de puertos Ethernet 59
3.4.6 Montaje de selectores de encendido/apagado y tomacorrientes 60
3.4.7 Montaje de borneras de paso, breakers y bornes de alimentación 61
3.4.8 Cableado 62
3.4.9 Etiquetado 65
3.4.10 Comprobación de continuidad de puertos y borneras 66
3.4.11 Bancos de ensayos terminados 67
3.5 Resumen de gastos 67
CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DE LOS BANCOS DE ENSAYOS 68
4.1 Funciones de protección de los IED´s 68
4.1.1 Funciones de protección de IED de sobrecorriente 7SJ85 68
4.1.2 Funciones de protección de IED de distancia 7SA86 68
4.2 Breve descripción de DIGSI 5 V8.0 69
4.3 Breve descripción del entorno de simulación Test Universe V4.0 y equipo de pruebas de relés CMC 356 70
4.4 Descripción de puertos y borneras del equipo de pruebas CMC 356 72
4.5 Descripción de puertos, borneras, panel frontal y botonería de los IED's 72
4.5.1 Descripción de puertos de comunicación 72
4.5.1.1 DIGSI 5: (Puerto J) 73
4.5.1.2 ETH-BA-2EL: (Posición de módulo E) 73
4.5.1.3 USART-AC-2EL: (Posición de módulo F) 73
4.5.1.4 Puerto USB 74
4.5.2 Descripción de borneras de los paneles acrílicos 74
4.5.2.1 ENTRADAS ANALÓGICAS DESDE TC 75
4.5.2.2 ENTRADAS ANALÓGICAS DESDE TP 75
4.5.2.3 ENTRADAS BINARIAS 75
4.5.2.4 SALIDAS BINARIAS 76
4.5.3 Descripción del panel frontal y botonería de los IED´s 77
4.5.3.1 Señalización del estado de funcionamiento 78
4.5.3.2 Pantalla integrada 78
4.5.3.3 Teclas de navegación 79
4.5.3.4 Teclas de libre programación 79
4.5.3.5 Teclado numérico y teclas funcionales conmutables 79
4.5.3.6 Teclas de control 79
4.5.3.7 Recubrimiento de la conexión USB 80
4.5.3.8 Tira de etiquetas 80
4.5.3.9 Tecla de Reset y prueba de los LEDs 80
4.5.3.10 Diodos luminosos de 2 colores 80

4.6 Primera inicialización de los IED´s 80
4.6.1 Inicializado en modo error 80
4.6.2 Carga de controladores a DIGSI 5 81
4.6.3 Códigos de producto para los IED´s 82
4.7 Despliegue de pestañas y funciones generales de la pantalla integrada 83
4.7.1 Avisos 83
4.7.2 Valores de medida 83
4.7.3 Órdenes 84
4.7.4 Parámetro 84
4.7.5 E/S binaria 84
4.7.6 Comunicación 84
4.7.7 Funciones del equipo 84
4.7.8 Test & diagnost. 85
4.8 Conexionado de CMC 356 con IED´s 85
4.9 Modos de trabajo de los equipos 87
4.9.1 Modo de puesta en marcha 87
4.9.2 Modo de simulación 88
4.9.3 Modo de proceso 88
CAPÍTULO 5: PRUEBAS REALIZADAS EN LOS EQUIPOS 89
5.1 Datos de planta del proyecto 89
5.2 Pruebas realizadas con los equipos en modo de puesta en marcha 90
5.2.1 Pruebas de comprobación de entradas binarias 91
5.2.2 Pruebas de comprobación de salidas binarias 92
5.2.3 Pruebas de comprobación de LEDs 94
5.2.4 Inyección de corrientes y voltajes desde la maleta de pruebas CMC 356 95
5.3 Pruebas realizadas con los equipos en modo de simulación 100
5.3.1 Simulación de entradas de corriente y voltaje con DIGSI 5 100
5.3.2 Simulación de función de protección 50/51 de disparo de tiempo definido 102
5.4 Pruebas realizadas con los equipos en modo de proceso 104
5.4.1 Pruebas de función de protección de sobrecorriente 50/51 no direccional en fallas trifásicas 105
5.4.1.1 Prueba de función 50/51 de disparo de tiempo definido 105
5.4.1.2 Prueba de función 50/51 de disparo de tiempo normalmente inverso 106
5.4.1.3 Prueba de función 50/51 de disparo de tiempo muy inverso 108
5.4.1.4 Prueba de función 50/51 de disparo de tiempo extremadamente inverso .. 109
5.4.2 Pruebas de función de protección de sobrecorriente 50/51N no direccional en fallas monofásicas 110
5.4.2.1 Falla L1-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo definido 110

5.4.2.2 Falla L2-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo normalmente inverso 111
5.4.2.3 Falla L3-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo muy inverso 113
5.4.2.4 Falla L1-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo extremadamente inverso 114
CONCLUSIONES 116
RECOMENDACIONES 117
BIBLIOGRAFÍA 118
ANEXOS 119

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Zonas de protección primaria 26
Figura 2. Componentes de un sistema de protecciones 28
Figura 3. Bloque general de etapas de operación de un relé digital (IED) 31
Figura 4. Curva de disparo instantáneo 33
Figura 5. Curva de protección de retardo de tiempo fijo de tres niveles 34
Figura 6. Curvas de retardo de tiempo inverso 35
Figura 7. Falla en red radial y funcionamiento de protección de sobrecorriente 36
Figura 8. Falla en una red en malla y funcionamiento de protección de sobrecorriente direccional 38
Figura 9. Funcionamiento del relé de distancia 40
Figura 10. Zona de protección de relé de impedancia 41
Figura 11. Zona de protección de relé de reactancia 41
Figura 12. Zona de protección de relé tipo Mho 42
Figura 13. Diferentes zonas de protección de la característica Mho 43
Figura 14. Zonas de protección de relé tipo poligonal 44
Figura 15. Zonas de protección del relé de distancia 44
Figura 16. Funcionamiento del relés de distancia 45
Figura 17. Diseño del armario vista frontal 3D 49
Figura 18. Armario vista frontal 3D con puertas superiores abiertas 50
Figura 19. Armario vista posterior 3D con puertas abiertas 50
Figura 20. Diseño de paneles para IED de protección a distancia 51
Figura 21. Diseño de paneles para IED de protección de sobrecorriente 52
Figura 22. Representación 3D final de los armarios para ensayos 52
Figura 23. Diagrama unifilar de protecciones del sistema eléctrico 53
Figura 24. Vista posterior del armario, disposición de componentes eléctricos 55
Figura 25. Construcción de los armarios 56

Figura 26. Construcción mecánica terminada 57
Figura 27. Montaje de paneles de acrílico e IED’s en los módulos 57
Figura 28. Montaje de rieles y canaletas 58
Figura 29. Montaje de borneras tipo banana hembra 59
Figura 30. Montaje de puertos Ethernet 59
Figura 31. Montaje de selectores on/off 60
Figura 32. Montaje de tomacorrientes 60
Figura 33. Montaje de borneras de paso 61
Figura 34. Montaje de bornes de alimentación 61
Figura 35. Montaje de barra de puesta a tierra 62
Figura 36. Cableado de las entradas de corriente alterna 62
Figura 37. Cableado de las entradas de voltaje alterno y E/S binarias 63
Figura 38. Instalación de Patch Cord hacia los puertos frontales 63
Figura 39. Cableado de los bornes de alimentación principal del tablero 64
Figura 40. Instalación de cable concéntrico, prensaestopas y clavija industrial 64
Figura 41. Base para clavija industrial 65
Figura 42. Etiquetado de cables 66
Figura 43. Comprobación de continuidad en cada uno de los bornes 66
Figura 44. Bancos de ensayos terminados 67
Figura 45. Entorno del software DIGSI 5 70
Figura 46. CMC 356 del laboratorio de protecciones UPS cuenca 70
Figura 47. Ventana principal del software Test Universe 71
Figura 48. Descripción de borneras frontales del CMC 356 72
Figura 49. Puertos de comunicación de los IED´s 73
Figura 50. Borneras del panel del relé de distancia 74
Figura 51. Borneras del panel del relé de sobrecorriente 74
Figura 52. Descripción de panel frontal 77
Figura 53. Primera inicialización de los IED´s 81
Figura 54. Carga de controladores al software DIGSI 5 81
Figura 55. Cuadro de diálogo en DIGSI 5 para la introducción de códigos de producto 82
Figura 56. Menú principal de la pantalla integrada 83
Figura 57. Conexión trifásica de transformadores de corriente con conexión de I4 85
Figura 58. Conexión trifásica de transformadores de corriente sin conexión de I4 86
Figura 59. Conexión trifásica de transformadores de voltaje sin conexión de V4 86
Figura 60. Conexiones de los IED´s con el CMC 356 87
Figura 61. Diagrama del sistema de potencia realizado en DIGSI 5 90
Figura 62. Activación del IED en modo de puesta en marcha 91

Figura 63. Activación de salida de relé en modo de test 91
Figura 64. Activación de entradas binarias desde DIGSI 5 92
Figura 65. Visualización de activación de entradas binarias en la pantalla integrada 92
Figura 66. Activación de salidas binarias desde DIGSI 5 93
Figura 67. Visualización de activación de salidas binarias en la pantalla integrada 93
Figura 68. Comprobaciones de estados de las entradas y salidas binarias 94
Figura 69. Activación de LEDs desde DIGSI 5 94
Figura 70. Activación de LEDs en el panel frontal 95
Figura 71. Prueba 1 de inyección de voltajes y corrientes desde CMC 356 96
Figura 72. Prueba 1 de lectura de voltajes y corrientes desde IED 97
Figura 73. Prueba 2 de inyección de voltajes y corrientes desde CMC 356 98
Figura 74. Prueba 2 de lectura de voltajes y corrientes desde IED 98
Figura 75. Prueba 3 de inyección de voltajes y corrientes desde CMC 356 99
Figura 76. Prueba 3 de lectura de voltajes y corrientes desde IED 99
Figura 77. Ingreso de datos de simulación de corrientes 100
Figura 78. Ingreso de datos de simulación de voltajes 100
Figura 79. Diagrama fasorial de voltajes y corrientes simulados 101
Figura 80. Valores primarios de voltajes y corrientes simulados 101
Figura 81. Valores secundarios de voltajes y corrientes simulados 102
Figura 82. Configuración de la simulación de protección 50/51 de tiempo definido 103
Figura 83. Resultado de la simulación en el IED 103
Figura 84. Resultado de simulación de perturbografías 104
Figura 85. Resultado de simulación de avisos de disparo 104
Figura 86. Característica de disparo por 50/51 de tiempo definido en el CMC 105
Figura 87. Resultado de la protección 50/51 de tiempo definido en el IED 106
Figura 88. Característica de disparo por 50/51 de tiempo normalmente inverso en el CMC 107
Figura 89. Resultado de la protección 50/51 de tiempo normalmente inverso en el IED 107
Figura 90. Característica de disparo por 50/51 de tiempo muy inverso en el CMC 108
Figura 91. Resultado de la protección 50/51 de tiempo muy inverso en el IED 108
Figura 92. Característica de disparo por 50/51 de tiempo extremadamente inverso en el CMC 109
Figura 93. Resultado de la protección 50/51 de tiempo extremadamente inverso en el IED 109
Figura 94. Característica de disparo por 50/51N de tiempo definido en el CMC 110
Figura 95. Resultado de la protección 50/51N de tiempo definido en el IED 111
Figura 96. Característica de disparo por 50/51N de tiempo normalmente inverso en el CMC 112
Figura 97. Resultado de la protección 50/51N de tiempo normalmente inverso en el IED 112
Figura 98. Característica de disparo por 50/51N de tiempo muy inverso en el CMC 113
Figura 99. Resultado de la protección 50/51N de tiempo muy inverso en el IED 114

Figura 100. Característica de disparo por 50/51N de tiempo extremadamente inverso en el CMC 115
Figura 101. Resultado de la protección 50/51N de tiempo extremadamente inverso en el IED115

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Dimensionamiento de interruptores termomagnéticos en AC 54
Tabla 2. Conductores utilizados en los circuitos de los bancos 55
Tabla 3. Codificaciones de cables y borneras de paso 65
Tabla 4. Resumen de gastos de implementación..... 67
Tabla 5. Funciones de pruebas con el equipo CMC 356..... 71
Tabla 6. Umbrales de reacción de las entradas digitales..... 76
Tabla 7. Tipos de salidas binarias de los IED´s 77
Tabla 8. datos de planta..... 90
Tabla 9. Prueba 1 de inyección de voltajes y corrientes 96
Tabla 10. Prueba 2 de inyección de voltajes y corrientes 97
Tabla 11. Prueba 3 de inyección de voltajes y corrientes 99
Tabla 12. Datos de la simulación de función de protección 50/51..... 102
Tabla 13. Datos de la prueba de función de protección 50/51 de disparo de tiempo definido.. 105
Tabla 14. Datos de la prueba de función de protección 50/51 de disparo de tiempo normalmente inverso..... 106
Tabla 15. Datos de la prueba de función de protección 50/51 de disparo de tiempo muy inverso 108
Tabla 16. Datos de la prueba de función de protección 50/51 de disparo de tiempo extremadamente inverso..... 109
Tabla 17. Datos de la prueba de función de protección 50/51N de disparo de tiempo definido110
Tabla 18. Datos de la prueba de función de protección 50/51N de disparo de tiempo normalmente inverso..... 111
Tabla 19. Datos de la prueba de función de protección 50/51N de disparo de tiempo muy inverso..... 113
Tabla 20. Datos de la prueba de función de protección 50/51N de disparo de tiempo extremadamente inverso..... 114

CAPÍTULO 1: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Problema de Estudio

Actualmente la filosofía de protecciones de una subestación eléctrica está basada en la operación de dispositivos electrónicos para una correcta protección del sistema eléctrico de potencia [1]. Estos relés de protección modernos se definen como Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's). En la actualidad los IED's están copando el mercado gracias a su característica de diseño compacto y grandes funcionalidades de protección, control, monitoreo y medida. A más de ello se caracterizan por ser confiables y con tiempos de respuesta mucho menores que los relés electromecánicos.

El ritmo de la tecnología de protecciones de sistemas eléctricos de potencia continúa expandiéndose a grandes pasos, de esta manera los ingenieros deben estar constantemente relacionados con estas nuevas tecnologías como son los diversos estándares de comunicación y arquitecturas de redes modernas de sistemas eléctricos. Desafortunadamente en mucho de los casos los estudiantes universitarios de pregrado y posgrado no desarrollan capacidades para configurar, implementar y operar estos relés de protección, ya que el modelo de estudio de estos dispositivos se concentra únicamente en métodos teóricos y simulaciones.

Esto ocurre debido a la falta de laboratorios de prueba y funcionamiento de los IED's donde se pueda realizar ensayos de funcionamiento y simulación de fallas en estos dispositivos. El problema inicial es que el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca no dispone de un módulo de pruebas de sistemas de protecciones para aprendizaje práctico académico de los estudiantes de pregrado y posgrado.

1.2 Justificación

La Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca ha iniciado el proceso de construcción e implementación del Laboratorio de Protecciones, y en su primera etapa se inició con la adquisición del dispositivo para pruebas de relés de protección (CMC 356 de la marca OMICRON). Este dispositivo permite realizar las pruebas necesarias para asegurar la operación adecuada de los IED's. Consta de elementos electrónicos y opera a través de un software que simula fallas eléctricas mediante la inyección de corrientes en los relés puestos a prueba, además trabaja con el protocolo de comunicaciones IEC 61850 para realizar la comunicación con los IED's.

Además del dispositivo de pruebas de relés, es necesario implementar bancos de ensayos que contenga relés de sobrecorriente y de protección de distancia en donde se pueda analizar su comportamiento frente a fallas eléctricas. El banco de ensayos a realizar dispondrá de normativas de construcción que garanticen seguridad del personal (ISO 45001) y diseño eléctrico adecuado del tablero (IEC 61439).

Los módulos de ensayos para IED's permitirá ampliar el desarrollo y la investigación de nuevos trabajos enfocados a la protección de sistemas eléctricos de potencia, simulación de fallas y tiempos de respuesta, pruebas de funcionamiento de los equipos, aplicación del protocolo de comunicaciones IEC 61850, interoperabilidad, entre otros proyectos de estudio e investigación.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar el diseño e implementación de un banco de ensayos para dispositivos electrónicos inteligentes de protección (IED's) para conformar el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudiar los IED's de protección a distancia y de sobrecorriente que serán utilizados en el banco de ensayos, así como su función en los sistemas eléctricos de potencia.
- Investigar las pruebas y procedimientos de simulación de fallas de sobrecorriente mediante el equipo CMC 356.
- Realizar el diseño eléctrico y estructural del banco de ensayos para relés de protección considerando normativas de diseño eléctrico (IEC 61439), estructural (NTE INEN 2568:2010) y seguridad (ISO 45001).
- Realizar la construcción del módulo y su implementación eléctrica.
- Realizar la descripción de los módulos terminados y realizar pruebas iniciales en los equipos, así como también realizar pruebas de sobrecorriente en cada equipo.

1.4 Metodología

Este proyecto se desarrollará en cinco etapas, las cuales se centran en el diseño eléctrico y estructural de un banco de pruebas para los IED's.

1.4.1 Estudio del Estado del Arte

En esta etapa se revisará los elementos teóricos necesarios para el desarrollo del proyecto. Se realizará investigaciones de manejo, configuración y conexión de los equipos de protección en subestaciones como dispositivos de protección de sobrecorriente, y protección a distancia de líneas eléctricas. Se revisará el funcionamiento del módulo de pruebas y calibración de equipos de medida (CMC OMICROM 356), en esta parte también se investigará la configuración del software que maneja este equipo para las pruebas de los IED's.

1.4.2 Análisis

Se realizará un análisis general de los elementos necesarios para el funcionamiento y posterior implementación del banco de pruebas.

1.4.3 Diseño

En esta etapa se plasmará toda la información obtenida para realizar el diseño eléctrico de conexionado de los dos tipos de IED's conjuntamente con el módulo de pruebas CMC 356. Se realizará un diagrama eléctrico unifilar que será primordial para una mejor comprensión en la etapa de implementación eléctrica. Se tomará en cuenta también los dispositivos de protecciones del banco de pruebas y la señalización.

El diseño estructural se realizará con las normativas de construcción de tableros de ensayo (NTE INEN 2568:2010) con elementos de prueba y borneras con su respectiva identificación que será de utilidad al momento de realizar las respectivas pruebas con los IED's.

El diseño también considera la incorporación de un espacio para colocar un switch de comunicaciones y el equipo de pruebas CMC 356, de esta manera se podrá trabajar de manera con los equipos. Todos los equipos tanto relés, dispositivo de pruebas CMC 356 como equipos de comunicación (switch industrial) deben soportar el protocolo de comunicaciones 61850 para el envío y recepción de mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), MMS (Manufacturing Message Specification) y SV (Sampled Values), de manera que cumplan con el estándar IEC 61850 para redes de comunicación y automatización de sistemas de potencia.

1.4.4 Implementación

En la etapa de implementación estructural del tablero de pruebas se realizará una estructura metálica de acero inoxidable para montar lo equipos; la rotulación y agujerado se realizará en material acrílico, elementos y piezas adicionales se consideran en esta etapa de implementación de la estructura. Luego se realizará la implementación eléctrica y de todos los elementos como son: IED´s, breakers, borneras, canaletas, rieles, marquillado en cables, disposición de elementos internos, cables de alimentación general, atornillado de elementos metálicos, puestas a tierra, correas plásticas para sujeción y colocación de paneles de acrílico con rotulación.

1.4.5 Resultados

En esta etapa se dará a conocer el resultado del trabajo realizado; mismos que deben satisfacer los objetivos propuestos anteriormente. Además, una vez terminado los módulos se realizará las pruebas necesarias de comprobación de cableado y continuidad, además de pruebas para la primera inicialización de los IED´s. Se describirá todos y cada uno de los bornes de entradas y salidas digitales y analógicas, así como módulos de comunicación y panel frontal de los equipos IED´s. Se realizará pruebas de simulaciones en los equipos y pruebas de funciones de protección.

CAPÍTULO 2: PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 Definición general de un sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) está conformado por centrales generadoras, transformadores de potencia, líneas de transmisión y sistemas de distribución. Este sistema de potencia tiene la finalidad de entregar energía eléctrica hacia los consumidores considerando aspectos técnicos y económicos además de garantizar su continuidad. Para cumplir con estos requerimientos, el SEP está dotado de diferentes elementos de protección que hacen que permanezca el mayor tiempo posible en condiciones normales de funcionamiento [1].

2.2 Perturbaciones en un sistema eléctrico de potencia

Las perturbaciones en un SEP hacen que todo el sistema trabaje en condiciones anormales. Su origen puede ser de diversas fuentes ya sea por cortocircuitos o por cambios de niveles de tensión o frecuencia que originan que el sistema pase a funcionar en un estado de operación anormal pudiendo afectar tanto a equipos conectados al sistema como a personas [2].

Los diferentes tipos de perturbaciones que pueden aparecer en un SEP se detallan a continuación.

2.2.1 Sobrecargas

La sobrecarga es el aumento de la corriente muy por encima de sus valores nominales y su origen se puede dar por causas como cortocircuitos que no se despejan a tiempo o por una carga que consume más corriente de lo que soporta la red. Las redes eléctricas son diseñadas para que soporten ciertas sobrecargas sin que se produzcan daños, para esto se considera la magnitud de la corriente de sobrecarga y el tiempo de duración de la misma. Si la red no está diseñada para soportar esa sobrecarga o si esta es producida debido a fallas, los conductores y equipos sufrirán sobrecalentamientos provocando su deterioro y posterior destrucción [1].

2.2.2 Cortocircuitos

Los cortocircuitos son ocasionados por la pérdida de aislamiento en dos elementos que tengan diferencia de potencial. También son ocasionados por el contacto accidental entre fases o entre fase y tierra de una red eléctrica, este contacto puede ser directo o mediante arco eléctrico. Los efectos son el incremento de la corriente debido a la baja impedancia existente entre los dos puntos de contacto. Sus consecuencias son la caída de tensión parcial o total del sistema, destrucción del material y esfuerzos electromecánicos en la red. Las líneas, barras, conmutadores y los sistemas de protección deben ser diseñados de manera que puedan soportar las corrientes de cortocircuito por un determinado tiempo [1].

Los tipos de cortocircuitos se clasifican según las partes en que se pongan en contacto y son las siguientes:

- Monofásico a tierra: El conductor entra en contacto con tierra, este es el más común.
- Bifásico: Es el contacto entre dos fases.
- Bifásico a tierra: Contacto de dos fases a tierra.
- Trifásico: Contacto de las tres fases, considerado por provocar las corrientes de cortocircuito más altas.
- Trifásico a tierra: Las tres fases en contacto con tierra.

2.2.3 Sobretensiones

Las sobretensiones es el aumento de voltaje por encima de sus valores nominales. Estas sobretensiones son originadas principalmente por descargas atmosféricas y por falsas maniobras en equipos lo que origina este incremento de voltaje. Sus efectos son el deterioro del aislamiento al superar su tensión dieléctrica, además de presentarse arcos eléctricos que causan averías en los equipos sometidos a estas sobretensiones [1].

Las tensiones a las que están sometidos los aislamientos se clasifican en cuatro.

Tensión de servicio: Es el nivel de tensión nominal que puede soportar los elementos del sistema eléctrico, aunque esta tensión también puede presentar variaciones pequeñas frecuentes, se consideran constantes al momento de realizar el cálculo de aislamiento de equipos [1].

Sobretensiones internas temporales: Estas sobretensiones no superan por encima de 1,5 veces la tensión de servicio. La importancia de estas sobretensiones es que en base a ellas se calculan las características de los pararrayos [1].

Sobretensiones internas de maniobra: Estas son producidas por maniobras en los interruptores de potencia al realizar la conexión o desconexión de barras o líneas energizadas o por el enganche de líneas en vacío. Normalmente son fuertemente amortiguadas y de corta duración [1].

Sobretensiones externas o atmosféricas: Son ocasionadas por la caída de un rayo en las líneas o sus proximidades, son de duración mucho menor que las sobretensiones por maniobra. Para proteger el sistemas eléctrico de estas sobretensiones se utiliza pararrayos o descargadores para que descarguen estas elevadas tensiones a tierra, evitando así posibles perforaciones en el aislamiento de la red eléctrica [1].

2.2.4 Subtensiones

Las Subtensiones es la disminución de voltaje por debajo de su valor nominal, su origen se presenta cuando existe un cortocircuito o la puesta en marcha de cargas grandes, por lo que pueden ser transitorias o de carácter permanente [2].

2.2.5 Desequilibrio

Es causado por un reparto desigual de cargas entre las diferentes fases del sistema eléctrico o por la rotura de conductores lo que provoca que las corrientes de las fases sean de diferente magnitud y/o ángulo, provocando la aparición de corrientes y voltajes en secuencia negativa y cero [1].

2.2.6 Oscilaciones de frecuencia

Las oscilaciones de frecuencia se presentan debido a una respuesta lenta de compensación de frecuencia por parte de unidades generadoras, causado por la repentina salida o ingreso de carga de la red eléctrica. Esto provoca que exista variaciones en el flujo de potencia activa y el SEP sufra pérdida de estabilidad [3].

2.2.7 Retornos de energía

Es la energía que circula en sentido contrario a la establecida de forma convencional, es decir, desde los generadores hacia las barras, de las líneas de alta tensión hacia las subestaciones y desde estas hacia los sistemas de distribución. Las causas para que se produzca retornos de energía es debido a fatores climáticos como atmosféricos, fallos electromecánicos, vegetación o factores humanos [1].

2.3 Protección de sistemas eléctricos de potencia

Los factores más importantes en el funcionamiento de un SEP son la continuidad y la calidad del servicio de energía eléctrica. La continuidad del servicio hace referencia a que la energía producida en las centrales de generación llegue hacia los consumidores de forma ininterrumpida. El factor de calidad se refiere a que la energía entregada en los centros de consumo debe tener unas determinadas condiciones técnicas que garanticen el funcionamiento adecuado de los equipos conectados al sistema eléctrico [4].

Cuando se producen fallas en el sistema eléctrico los componentes y equipos conectados a red pueden operar en condiciones desequilibradas e incluso producir su daño. En el caso de no controlar o despejar la falla, esta podría extenderse a través de la red y sus efectos pueden alcanzar incluso zonas alejadas del lugar donde ocurrió. Por esta razón el SEP debe ser equipado con dispositivos de protección que minimicen los efectos derivados de los diferentes tipos de falla que puedan producirse y de esta manera aumentar la calidad del servicio de energía eléctrica y su continuidad [4].

2.3.1 Funcionamiento del sistema de protección

La primera acción de los sistemas de protección es desconectar el circuito en falla e impedir que esta se propague hacia el resto de la red evitando daños de los equipos directamente afectados. A pesar de realizar la desconexión, esta acción puede originar transitorios como sobretensiones, descompensación entre generación, desequilibrio, consumo con cambio de frecuencia, etcétera. Por lo que el sistema de protección debe actuar en segunda instancia desconectando los circuitos que no están directamente afectados por la falla pero que sienten los efectos de esta. Una vez que la falla y sus efectos han sido despejados, se debe realizar acciones para restablecer el servicio a valores iniciales de funcionamiento [4].

El sistema de protección en general está compuesto por transformadores de medida TC (Transformador de Corriente) y TP (Transformador de Potencial) que son los encargados de medir las magnitudes de corriente y voltaje respectivamente. Las señales recibidas por los TC y TP son enviadas a los relés de protección en menor valor y proporcional a la magnitud de señal de entrada en estos transformadores. Los relés a su vez mandan una señal de disparo para que un interruptor de potencia abra o cierre elementos del sistema eléctrico ante presencia de fallas [2].

2.3.2 Zonas de protección

Los equipos de protección están localizados de manera que cada generador, transformador, barras, líneas de transmisión y demás elementos puedan desconectarse por completo del resto del sistema [4]. Esto hace que todo el sistema eléctrico quede dividido en zonas que se desconectan fácilmente al menor tiempo posible y que la falla no se propague al resto de componentes de la red eléctrica. Estas zonas se conocen como zonas de protección [1].

2.3.2.1 Protección primaria

El sistema de protección primaria es la encargada de despejar la falla en primera instancia al menor tiempo posible y con la intervención del menor número de elementos de protección. Las zonas de protección primaria están definidas entorno a cada elemento del sistema eléctrico, cada zona se traslapa con la adyacente, de manera que en el sistema no queda ninguna zona que no sea protegida. Generalmente los transformadores de medida TC y TP son los que marcan los límites de estas zonas de protección [3].

Si existe una falla dentro de una zona de protección, el interruptor que debe dispararse es solamente el que se encuentra dentro de esa zona, y ningún otro más. Si la falla se produce en alguna zona de traslape, entonces se puede disparar más interruptores que cubran un área más amplia necesaria para aislar la falla [3], estas zonas de protección primaria se pueden ver en la figura 1.

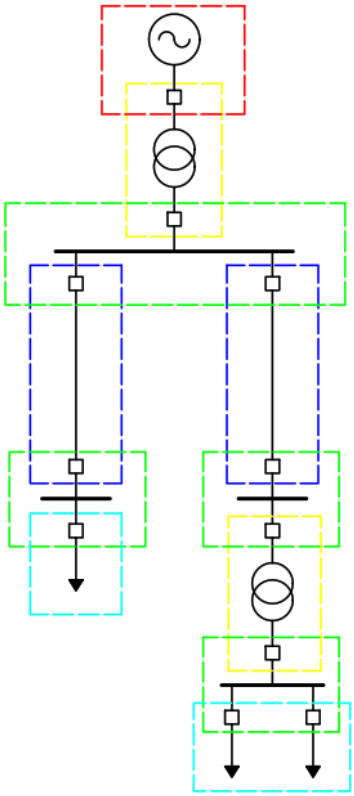


Figura 1. Zonas de protección primaria (Elaboración propia) [1].

2.3.2.2 Protección de respaldo

Si la protección primaria no logra despejar la falla ya sea por la magnitud de la falla, o por daños en los transformadores de medida, relés o interruptores de potencia, es necesario proveer al sistema una protección de respaldo. La protección de respaldo debe actuar en un tiempo retardado después que la protección primaria actúa. Este retardo de tiempo es indispensable para evitar que disparen tanto la protección primaria como de respaldo al mismo tiempo, solo en caso de fallar la protección primaria, la de respaldo entrará en función. Este retardo de funcionamiento de una protección con respecto a la otra se llama coordinación de protecciones. Otra consideración a tomar en cuenta es que la alimentación y control de las dos protecciones debe ser independiente una de la otra para que un posible fallo no afecte a las dos en conjunto [1].

Una misma protección puede desempeñar la función de protección primaria de un elemento y a la misma vez de protección de respaldo de otro elemento. Además, una protección de respaldo pasa a ser una protección primaria cuando esta última se encuentra fuera de servicio o en mantenimiento [4].

2.3.3 Características de los sistemas de protección

Todo el conjunto que conforma los sistemas de protección debe cumplir con ciertas características que garanticen su funcionamiento adecuado y del resto del SEP, estas características se detallan a continuación.

2.3.3.1 Confiabilidad

Característica de un sistema de protección para actuar cuando se lo requiera, evitando actuaciones innecesarias o incorrectas y de la misma manera debe de actuar con efectividad cuando se presente una falla [3].

2.3.3.2 Rapidez

Cuando se haya detectado una falla, esta debe ser despejada los más rápido posible reduciendo así los efectos que esta podría ocasionar en el resto del sistema. El tiempo de despeje de la falla depende de la configuración del dispositivo de protección y de su tecnología empleada, además de ciertos parámetros que debe cumplir el conjunto en general como por ejemplo las velocidades de respuesta de los interruptores automáticos asociados [4].

2.3.3.3 Selectividad

Las protecciones deben tener la capacidad de diferenciar las zonas donde se producen las fallas, si una falla se origina en una zona específica los sistemas de protección deben aislar únicamente el área afectada y no involucrar el resto de la red. Si la falla se origina fuera de su zona de protección, esta debe dejar que las protecciones de esa zona actúen y así no involucrar más área de la red eléctrica. En el caso de que las protecciones de la zona adyacente no logren despejar la falla será necesario que otras protecciones se activen para despejarla, esto se logra configurando los relés de acuerdo a zonas de protección y tiempos de disparo [4].

2.3.3.4 Sensibilidad

El sistema de protección debe detectar variaciones anormales que puedan suscitarse en la red eléctrica. Por más mínimas que estas sean, la protección debe ser capaz de diferenciarlas si son producto de fallas o no. La sensibilidad de los equipos dependerá

mucho de la configuración de los relés para identificar condiciones límite antes de producir un disparo [4].

2.3.3.5 Economía y simplicidad

Los equipos a utilizarse deben tener altos niveles de seguridad y brindar una máxima protección a un mínimo costo. Se debe evitar complejidades al momento de realizar un diseño de protecciones debido a que podría inducir a errores de funcionamiento del sistema [3].

2.3.4 Componentes de un sistema de protecciones

La protección de un SEP está conformada por transformadores de medida (TM) que permiten captar las magnitudes de corriente o voltaje de la línea o elemento protegido, relés de protección que analizan las señales recibidas desde los TM, interruptores de potencia y alarmas que se activan bajo las órdenes de los relés de protección y fuentes auxiliares de voltaje que alimentan a los relés, alarmas e interruptores de potencia [4]. Un esquema de cómo se encuentra conformado un sistema de protecciones se muestra en la figura 2.

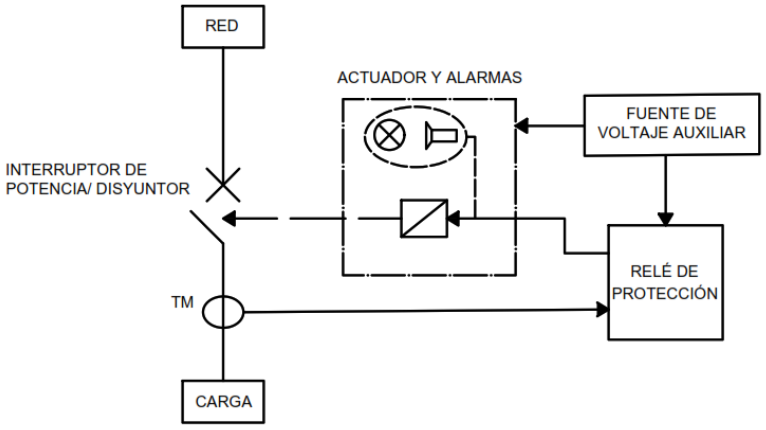


Figura 2. Componentes de un sistema de protecciones (Elaboración propia) [5].

2.3.4.1 Transformadores de medida (TM)

El primer elemento que conforma un sistema de protección es el transformador de medida y es el encargado de receptar los valores de corriente o voltaje y reducir sus magnitudes. En el secundario de estos transformadores se obtendrá estos valores en menor magnitud y proporcionales a la señal de entrada. Es necesario realizar esta transformación debido a que la alimentación de los relés no puede realizarse directamente desde la línea de alto

voltaje. La precisión de estos transformadores está determinada de acuerdo a su clase. Esta clase de precisión hace referencia al máximo error que puede tener cuando opera en condiciones para las cuales fue diseñado. Cuanto menor sea el valor de la clase de precisión, mayor será su exactitud, esto es determinante para que la protección pueda actuar de forma segura y no realice acciones incorrectas provocadas por posibles valores erróneos obtenidos de estos transformadores [4].

Además se aprovecha el aislamiento galvánico típico de los transformadores para poder aislar el resto de equipos de protección de los altos voltajes de los circuitos primarios [6]. Según las magnitudes que transforman estos se dividen en transformadores de corriente (TC) y transformadores de tensión (TP) [4].

2.3.4.1.1 Transformador de corriente (TC)

Este transformador se conecta en serie con la línea donde se requiere medir su corriente. El valor nominal de corriente en el secundario de estos transformadores es de 5 Amperios, aunque también se utiliza el valor de 1 Amperio. Es habitual que estos transformadores tengan varios secundarios con diferentes características ya que cada secundario es independiente debido a que tienen su propio núcleo [4].

La selección de los transformadores de corriente se rige de acuerdo a varios factores [3]

- Función a desempeñar
- El tipo de aislamiento
- La potencia nominal
- La clase de precisión
- El tipo de conexión
- La corriente nominal primaria y secundaria

2.3.4.1.2 Transformador de tensión (TP)

Son transformadores que tienen las mismas características funcionales que los transformadores de potencia, su fin es reducir las elevadas magnitudes de voltaje que normalmente se encuentran en el orden de los kilovoltios a valores aceptables para ser medidos por los relés. Las magnitudes de voltaje del secundario se encuentran en el orden de los 110 V a 120 V entre fase y neutro. En estos transformadores el voltaje del devanado del secundario debe ser proporcional al voltaje del devanado del primario, para lograr esto

las caídas de voltaje en los dos devanados y la corriente de magnetización deben ser muy pequeñas [3][4].

De acuerdo al nivel de voltaje donde se utilicen se clasifican en dos tipos de transformadores. Para sistemas de transmisión se utiliza los de tipo capacitivo que consiste en un divisor de voltaje capacitivo y para sistemas de distribución se utiliza el de tipo inductivo similar a un transformador convencional de potencia que realiza transformación de voltaje mediante devanados sobre un núcleo de hierro [6].

Estos transformadores deben tener la característica de reproducir fiablemente en el secundario los efectos de régimen permanente y transitorios que se presentan en el devanado del primario y de estar preparados para soportar cargas de hasta 10 veces su potencia nominal sin aumentar su temperatura de operación de forma crítica [6].

2.3.4.2 Relés de protección

Los relés son los elementos más importantes en la protección de un SEP debido a que son los encargados de comandar la actuación de apertura o cierre de los interruptores de potencia. Estos relés reciben las señales analógicas de voltaje y corriente obtenidas de los TC y TP para acondicionarlas y procesarlas al formato que el relé necesita. Las señales son comparadas con los valores de referencia precargados en los relés, para luego enviar señales digitales de salida que posteriormente controlarán a los interruptores de potencia. Los valores precargados o valores seteados se configuran en función del tipo de protección del relé y de las condiciones en que se necesita que actúe [4].

De las señales convertidas al formato de lectura del relé se obtienen valores eficaces, valores máximos, componentes de secuencia, armónicos fundamentales o de orden superior, etcétera. Estos valores representarán el funcionamiento del SEP y son indicadores para determinar si el sistema se encuentra en falla o no. Los relés deben tener la capacidad de tomar decisiones de actuación mediante una lógica de disparo acorde a las funciones de protección de cada relé. Si se determina que existe anormalidades de funcionamiento en el SEP, el relé inmediatamente abrirá o cerrará sus contactos auxiliares que energizan los circuitos de disparo de los interruptores de potencia, sistemas de alarmas y de envío de información a los centros de control y maniobras [4].

Las etapas de operación de un relé se esquematizan en la figura 3.

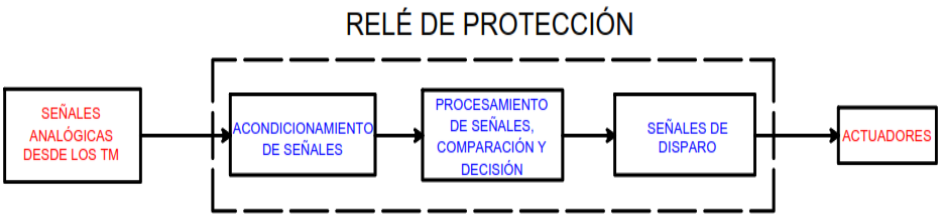


Figura 3. Bloque general de etapas de operación de un relé digital (IED), (Elaboración propia) [1].

Los relés se clasifican según su construcción y según su tipo de protección[4][7].

Según su construcción se clasifican en:

- Relés Electromagnéticos: Armadura móvil y núcleo de succión
- Relés de Inducción: Disco
- Relés Electrodinámicos: Interacción de bobinas
- Relés Electrónicos: funcionamiento mediante electrónica analógica
- Relés Digitales: Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's)

Según su tipo de protección se clasifican en:

- Relés de sobrecorriente
- Relés Direccionales
- Relés Diferenciales
- Relés de Distancia
- Relés Pilotos
- Relés Estáticos

Dentro del trabajo realizado nos vamos a relacionar con dos tipos de relés de protección, específicamente con los IED's de protección de sobrecorriente y los IED's de protección de distancia, por lo cual las características y la función de protección de estos IED's se detallan en los siguientes capítulos y subcapítulos.

2.3.4.3 Interruptores de potencia

Los interruptores de potencia son conocidos también como disyuntores y su finalidad es conectar o desconectar circuitos especialmente cuando se encuentran en condiciones de falla. Esta acción la pueden realizar mientras el circuito se encuentre con o sin la presencia de carga. Si se encuentran con carga, el efecto de abrir o cerrar el circuito hace que aparezca un arco eléctrico entre sus contactos y que dependerá del nivel de voltaje en el que se encuentre el interruptor, de la potencia transmitida y de la distancia de separación

entre estos contactos. Es necesario atenuar este arco eléctrico para evitar el deterioro de las partes de contacto de estos interruptores [7].

Los interruptores de potencia disponen de medios de extinción de arco mediante diversos métodos por lo cual se pueden clasificar por su tipo de extinción, entre los más comunes tenemos de tres tipos [7].

- Interruptor en aceite
- Interruptor con cámara de vacío
- Interruptor con Hexafluoruro de Azufre (SF6)

El funcionamiento del interruptor de potencia es controlado por el relé de protección, las señales de control de los relés llegan hacia contactos auxiliares en los interruptores donde se encuentran elementos de accionamiento como bobinas o motores, los mismos que activarán un sistema mecánico que realizará la apertura del interruptor. Los sistemas mecánicos de apertura pueden conformar elementos neumáticos, hidráulicos o resortes [2].

2.3.4.4 Fuente auxiliar de voltaje

Es un elemento tan importante como el resto de componentes de protección ya que es el encargado de suministrar energía a los relés, interruptores de potencia, alarmas y otros elementos especialmente cuando el SEP se encuentra en estados o periodos de ausencia de energía. Cuando ocurre una falla, los interruptores de potencia realizan acciones de apertura de circuitos y es necesario obtener un voltaje auxiliar que energicen las bobinas y motores de los interruptores para cerrar de nuevo el circuito. Además, estas fuentes de voltaje deben ser insensibles ante los transitorios presentes en el SEP y durante fallas, normalmente una fuente auxiliar está conformada por un sistema batería-rectificador [3].

2.3.5 Protección de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente se basa en la comparación del valor de corriente de falla con el valor de corriente de referencia cargado previamente en el relé de protección. El valor de referencia se establece de acuerdo a las condiciones donde se instale el relé y la configuración del sistema eléctrico, por lo que debe ser reajustado si la configuración del sistema cambia. La protección actúa cuando una intensidad de corriente excede el valor de corriente de referencia. Las protecciones de sobrecorriente se clasifican en función del tiempo de respuesta ante fallas y pueden ser de disparo instantáneo y disparo temporizado [4].

2.3.5.1 Protección de sobrecorriente de disparo instantáneo

La protección de sobrecorriente de disparo instantáneo es aquella que opera de manera inmediata cuando la intensidad de corriente de falla alcanza el valor de intensidad de referencia. Esta protección de tiempo instantáneo utilizan el código 50 según la norma ANSI para su representación [4][7]. En la figura 4 se muestra la curva característica de disparo de una protección instantánea, donde la corriente de falla (I_F) alcanza el valor de referencia (I_{ref}) e inmediatamente ocurre el disparo.

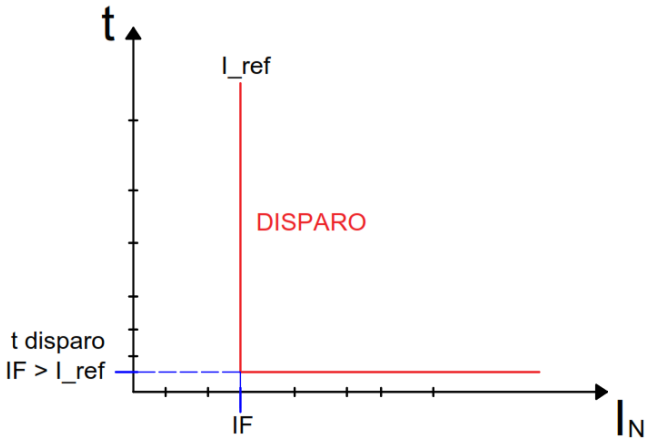


Figura 4. Curva de disparo instantáneo, (Elaboración propia) [1].

2.3.5.2 Protección de sobrecorriente de disparo temporizado

El disparo de la protección ocurre después de un determinado tiempo luego de que la intensidad de corriente de falla alcanza el valor de referencia. Esta protección utiliza el código 51 para su representación y se clasifican en dos tipos según su tiempo de retardo, protección de sobrecorriente con retardo de tiempo fijo y protección de sobrecorriente con retardo de tiempo inverso [4][7].

- **Protección con retardo de tiempo fijo**

En la protección con retardo de tiempo fijo, el tiempo de retardo no depende de la intensidad de corriente de falla. Si la intensidad de corriente de falla es menor a la corriente de referencia, la protección no se activa, pero si la intensidad supera el valor de referencia, la protección se activa después de transcurrir un tiempo. Esta protección se ajusta de acuerdo a diferentes niveles de corriente utilizando diferentes tiempos de operación según las necesidades, especialmente para despejar fallas en el punto más cercano donde estas ocurren. Los tiempos de retardo fijos son utilizados en la coordinación de protecciones para realizar disparos sucesivos utilizando tiempos diferidos, moviéndose atrás hacia la fuente [6].

En la figura 5 se muestra una curva de protección de retardo de tiempo fijo de tres niveles, si la corriente de falla (I_{F1}) supera el primer valor de referencia, la protección disparará luego de transcurrir un tiempo (t_IF1). De la misma manera ocurrirá para cada escalón con los diferentes valores de referencia de corriente, esto se realiza con el objetivo de coordinar los disparos con otras protecciones [1][2].

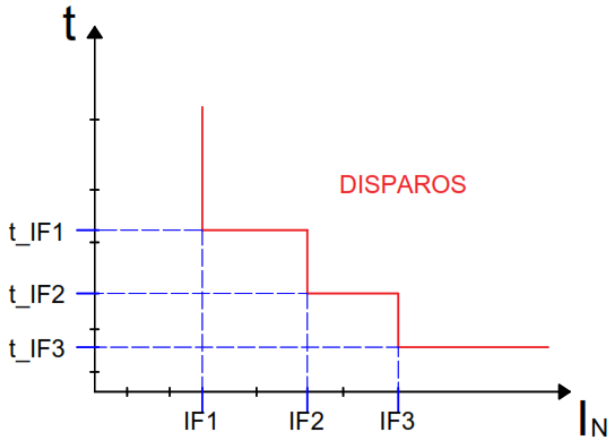


Figura 5. Curva de protección de retardo de tiempo fijo de tres niveles, (Elaboración propia) [1].

- **Protección con retardo de tiempo inverso**

La protección de tiempo inverso se caracteriza porque su actuación ocurre en un tiempo inversamente proporcional a la intensidad de corriente de falla. Por lo que mientras mayor sea la intensidad de corriente de falla, menor será el tiempo de retraso de la protección para producir un disparo. Esta protección se clasifica de acuerdo a su curva característica que identifica su velocidad de operación y pueden ser de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso [4].

En la figura 6 se muestra las tres curvas con retardo de tiempo inverso donde la protección producirá un disparo luego de transcurrir un tiempo que es dependiente de la intensidad de la corriente de falla [1].

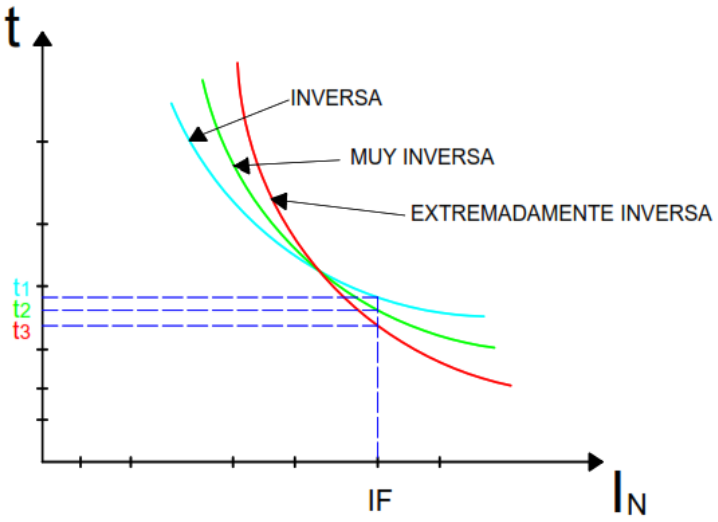


Figura 6. Curvas de retardo de tiempo inverso, (Elaboración propia) [7].

2.3.5.3 Protección de sobrecorriente direccional

En un sistema eléctrico complejo, la coordinación de disparos de las diferentes protecciones se hace cada vez más complicada, ya sea en líneas eléctricas con dos o más fuentes de alimentación o en sistemas de configuración en malla o anillo. Para lo cual se emplea la protección de sobrecorriente direccional que puede distinguir no solo la magnitud de la corriente sino también su sentido. Cuando existe una falla en una red mallada, el sentido de la corriente puede fluir desde los dos lados de la línea hasta donde se haya producido la falla. Es aquí donde actúan esta protección que realizan un disparo de acuerdo a un sentido de corriente en particular y así evitar desconexión innecesaria de otros equipos [1][2].

Su función de protección se basa en la medición de la intensidad de la corriente y la comparación de un fasor de referencia, la comparación de este fasor es lo que determina el sentido de la corriente de falla por lo general es el fasor entre el voltaje y la corriente que atraviesa el elemento a proteger [3]. El ángulo formado entre la magnitud de la corriente y voltaje se denomina Ángulo de Máximo Torque (AMT), este valor también debe ser seteado en el relé para que realice la comparación en conjunto con el valor de referencia de corriente [2].

La protección direccional es comúnmente utilizada para proteger líneas de distribución, transformadores de distribución, motores entre otras cargas. Además como protección de respaldo de transformadores de potencia, generadores de gran tamaño y protección de emergencia para protección a distancia de líneas y diferenciales de línea, de acuerdo a la norma ANSI el código con el que se identifica esta protección es el 67/67N [1].

2.3.5.4 Funcionamiento de la protección de sobrecorriente

La aplicación de protecciones de sobrecorriente depende de la topología del sistema en donde se vayan a instalar, para ello se debe realizar la selección de las diferentes características y tipos de protección según la configuración del SEP o sistema que se requiera proteger. Comúnmente para redes radiales se utiliza la protección de sobrecorriente de disparo instantáneo y disparo temporizado, en tanto que para proteger redes en configuración en malla o anillo se utiliza la protección de sobrecorriente direccional [4].

2.3.5.4.1 Protección de sobrecorriente en redes radiales

En una red radial el sentido de la corriente siempre es desde el punto más cercano de la generación hasta las cargas conectadas a esta red, por lo que si ocurriese una falla en un punto de esta red, la única corriente que aporta a la falla proviene desde el lado de los generadores ya que se puede considerar despreciable las corrientes provenientes de posibles inversiones del funcionamiento de motores en las cargas. En primera instancia se conoce el sentido de corriente en este tipo de redes al momento de suscitarse una falla, lo que conlleva a utilizar la protección de sobrecorriente de disparo instantáneo o la protección de sobrecorriente de disparo temporizado es estos casos [4]. Un ejemplo del funcionamiento de estas protecciones en redes radiales se presenta en la figura 7.

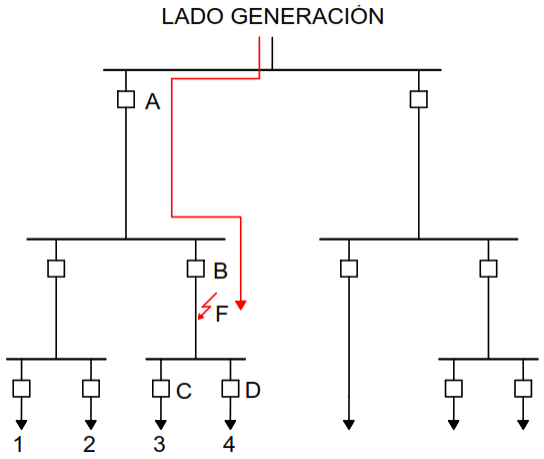


Figura 7. Falla en red radial y funcionamiento de protección de sobrecorriente, (Elaboración propia) [4].

De acuerdo a la figura anterior, una falla es producida en el punto F, el aporte de corriente a la falla se da desde el lado de la generación pasando por los interruptores A y B. Las protecciones C y D no perciben la intensidad de falla y si lograran abrirse no la despejaría,

en este caso la protección que debe actuar es el interruptor B dejando fuera de servicio solamente a las cargas 3 y 4 que son las que están directamente afectadas. Por otro lado, con la apertura del interruptor A se deja fuera de servicio a las cargas desde la 1 hasta la 4 por lo que no es conveniente que esta protección actúe. Para lograr que actúe solamente la protección B los relés deben trabajar con una protección de retardo de tiempo, de esta manera se logra la selectividad necesaria dejando fuera de servicio el menor número de circuitos posible [4].

El tiempo de retardo en los relés se debe configurar de manera creciente a medida que se acercan a la generación y más alejados del consumo, una protección en el punto A con mayor retardo de actuación que en el punto B, de esta manera se consigue la coordinación de disparo en este tipo de relés. Comúnmente se utiliza los retardos de tiempo inverso ya que permiten reducir la duración de la falla a medida que aumenta la intensidad de corriente. Los valores de referencia de corriente de falla deben ser configurados según la zona de protección, es decir, el valor de referencia de corriente en la protección en B debe ser la corriente de cortocircuito en C, en tanto que el valor de referencia de corriente en la protección A debe ser la corriente de cortocircuito en B. Si la protección B no logra despejar la falla, la protección A debe actuar seguidamente acorde a los tiempos de actuación [4].

2.3.5.4.2 Protección de sobrecorriente en redes en malla o anillo

Para la protección de sobrecorriente de sistemas mallados o en anillo es necesario utilizar el principio de direccionalidad para detectar el sentido de la corriente al producirse una falla. En este caso los relés de sobrecorriente direccional son los indicados para tal trabajo. En redes de potencia que contenga transformadores conectados en paralelo o líneas paralelas alimentadas por un extremo se requiere la medida de los voltajes y corrientes para determinar el AMT que determinará si la protección actúa o no acorde a la dirección de corriente de falla [1]. En figura 8 se muestra una falla producida en una red de dos trasformadores T1 y T2 conectados en paralelo.

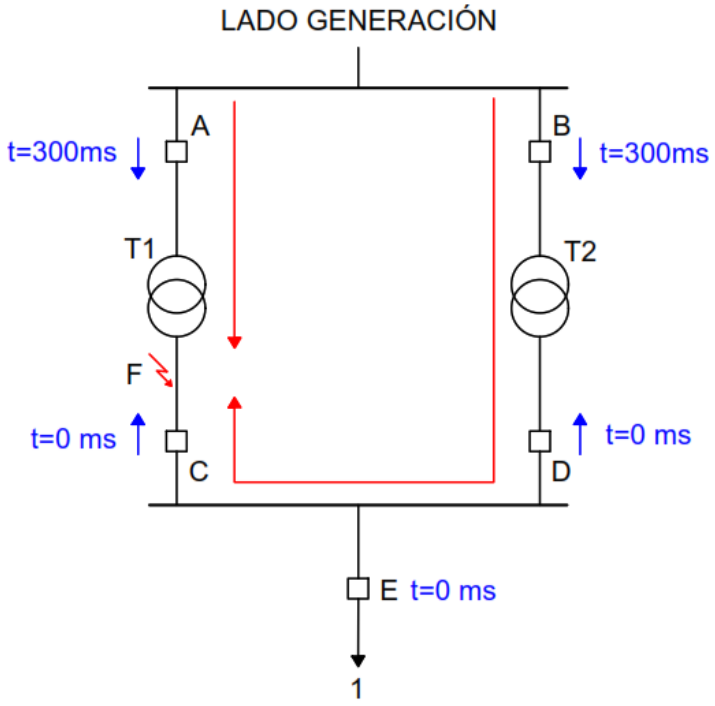


Figura 8. Falla en una red en malla y funcionamiento de protección de sobrecorriente direccional, (Elaboración propia) [1].

En la figura anterior los interruptores A, B, C y D están comandados por relés de sobrecorriente direccional y la dirección de corriente en la que actuarán se marca con una flecha azul, en tanto que el interruptor E está comandado por un relé de sobrecorriente. Cada protección está configurada con diferentes tiempos de operación tomado en consideración un tiempo ascendente a medida que el interruptor se acerca a la parte de la generación [1].

Una falla se produce en el punto F y los aportes de corriente a la falla se da desde el lado de la generación por dos caminos, un camino pasando por el interruptor A y otro camino pasando por los interruptores B, D y C.

En el instante que ocurre la falla todas las protecciones arrancan. El interruptor D queda bloqueado debido a que el sentido de corriente de falla es opuesto al valor seteado en este relé. El interruptor C dispara dado que el sentido de la corriente de falla coincide con la dirección del valor seteado en el relé y además su actuación está configurada en 0 ms.

Una vez que el interruptor C se abre, el flujo de corriente de aporte a la falla que pasa por los interruptores B, D y C queda interrumpido por lo que la protección B no actúa. Por último, el interruptor A dispara luego de haber transcurrido 300 ms según la coordinación realizada.

De esta manera se consigue la selectividad deseada dejando el transformador T1 aislado de la red y el transformador T2 en servicio. Esto se logra aplicando la coordinación adecuada ajustando los tiempos de actuación de los relés y el criterio de direccionalidad en estas protecciones de sobrecorriente [1].

2.3.6 Protección de distancia

Para la protección de líneas de gran longitud como líneas de transmisión o subtransmisión se utiliza la protección de distancia que puede diferenciar entre fallas cercanas o fallas lejanas medidas desde este relé. La actuación se regirá en base a zonas de protección o distancias establecidas para proteger diferentes tramos de una línea, el código con el que se identifica esta protección según la norma ANSI es el 21/21N [2].

Esta protección se basa en la medición de corriente y voltaje de falla para determinar una magnitud de impedancia ($Z = V/I$). Si ocurre una falla en un punto de la línea, el voltaje en dicho punto tenderá a ser un valor cercano a cero, pero mientras conforme nos alejamos del punto de falla el voltaje aumenta. Se aprovecha esta característica para medir el valor de impedancia desde la ubicación del relé de protección hasta la falla suscitada. Gracias a la proporcionalidad existente entre la impedancia y longitud de línea, se logra determinar la distancia en la que se produce una falla vista desde el relé de protección, es decir, si el valor de impedancia es pequeño quiere decir que la falla está cercana al relé, si el valor de impedancia es mayor, la falla se encuentra en un punto alejado del relé [1][7].

Generalmente la protección de distancia se utiliza conjuntamente con la protección de sobrecorriente direccional permitiendo despejar fallas delante de la línea protegida. En la figura 9 se muestra un esquema del funcionamiento del relé de distancia mediante la medición de voltaje y corriente de falla con TC’s y TP’s para determinar la impedancia de una sección de línea en falla [2].

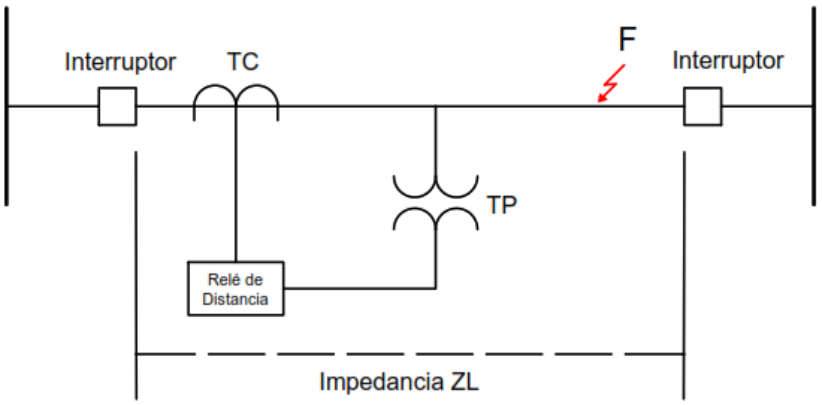


Figura 9. Funcionamiento del relé de distancia, (Elaboración propia) [2].

Las zonas de actuación de estos relés se rigen bajo valores límite de impedancia o componentes de impedancia que son la resistencia y reactancia de la línea. Estos valores pueden ser representados mediante un diagrama R/X y es donde se definirá el alcance de cada zona de protección para que el relé produzca un disparo [2]. Los relés de distancia se clasifican de acuerdo al diagrama característico y zonas de protección, los más comunes son de tipo impedancia, reactancia, admitancia (Mho) y poligonal [8].

2.3.6.1 Protección de distancia tipo Impedancia

Este tipo de relé de impedancia es utilizado para medir fallas entre fases de líneas de longitud media, en esta característica de medición no se toma en cuenta el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje de falla de línea protegida, además no dispone de direccionalidad por lo que no puede discriminar corrientes de falla que circulan en ambos sentidos de la línea [6][8].

El diagrama característico de este tipo de protección es un círculo con su centro en el origen del plano R/X, el área que protege este relé está limitada por el radio de dicho círculo, por lo tanto, el relé opera para todos los valores de impedancia menores que la Z de ajuste. Un diagrama de característica de impedancia para tres zonas de protección se muestra en la figura 10 [6].

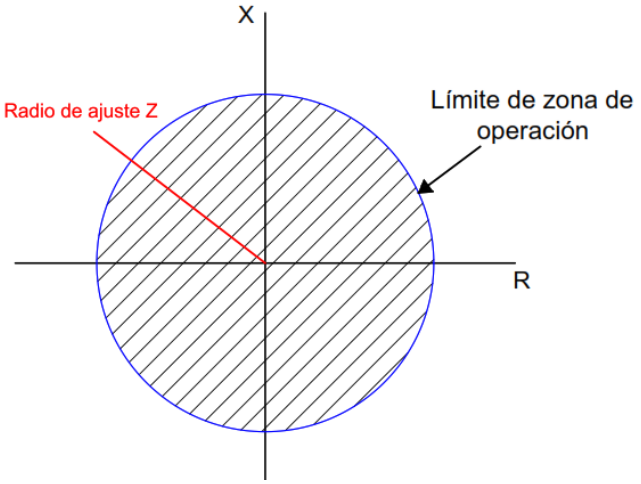


Figura 10. Zona de protección de relé de impedancia, (Elaboración propia) [6].

Algunas desventajas que puede darse al utilizar este tipo de relé de impedancia es que necesita de un elemento direccional que opere en conjunto para poder discriminar corrientes en los dos sentidos. Al producirse una falla en la línea existe la aparición de un arco eléctrico y su resistencia puede afectar en la medición de este relé. Esta característica es propensa de receptar las oscilaciones que se presenten en el SEP debido a la gran extensión que cubre por su característica circular con centro en el origen del plano R/X [9].

2.3.6.2 Protección de distancia tipo Reactancia

Este tipo de relé opera en función del valor de reactancia de la línea cuando está en falla midiendo solamente la componente reactiva de la impedancia así es que no depende de su resistencia. Es utilizado para protección de fallas entre fase y tierra, además por su alta velocidad de actuación es muy utilizado para proteger líneas de corta longitud, en la figura 11 se muestra la zona de protección de este tipo de relé [8].

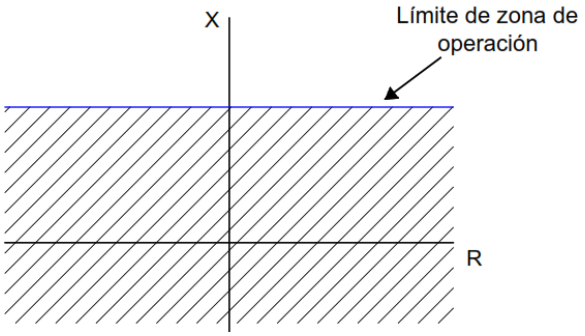


Figura 11. Zona de protección de relé de reactancia, (Elaboración propia) [8].

2.3.6.3 Protección de distancia tipo Admitancia (Mho)

Este tipo de relé es el más utilizado para la protección entre fases de líneas de larga distancia además de la protección contra oscilaciones de gran magnitud presentes en el SEP. Tiene la característica de ser direccional por naturaleza ya que opera con valores de impedancia y direccionalidad logrando así despejar solo las fallas que se encuentren por delante de este relé [6][8].

En el diagrama de la zona de protección el módulo de la impedancia forma un círculo el mismo que definirá la zona o región de actuación del relé. En la figura 12 se muestra una región de protección típica de un relé tipo Mho donde el diámetro de dicho círculo es el alcance del relé en determinada zona y el ángulo correspondiente a la impedancia medida [2].

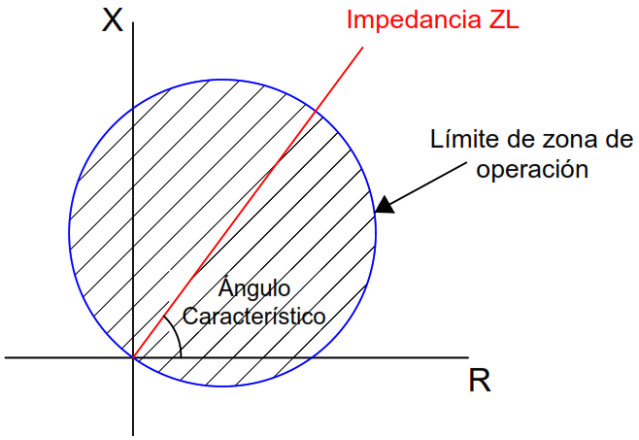


Figura 12. Zona de protección de relé tipo Mho, (Elaboración propia) [2].

En la figura 12 el origen de los ejes del diagrama hace referencia a la ubicación del relé de distancia y como se mencionó anteriormente el diámetro del círculo es el alcance de protección para una zona específica. Si se plantea la protección para diferentes zonas a diferentes distancias el diagrama resultante es el presentado en la figura 13, donde se considera la protección de cuatro zonas [2].

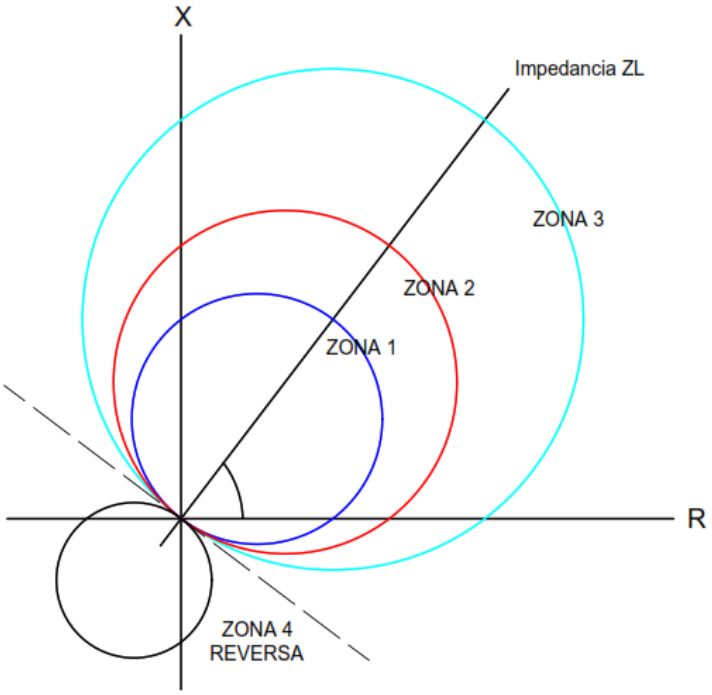


Figura 13. Diferentes zonas de protección de la característica Mho, (Elaboración propia) [2].

2.3.6.4 Protección de distancia tipo poligonal

En la actualidad son los relés más utilizados gracias a que trabajan con valores de resistencia, impedancia y direccionalidad de forma independiente lo que los hacen efectivos a la hora de cubrir zonas con mayor exactitud. La zona de protección de este relé forma un polígono y sus lados son los valores límite de impedancia, el disparo de estos relés se da solo cuando los tres elementos independientes han operado. En la figura 14 se muestra el diagrama característico de este relé para cuatro zonas de protección [2][8].

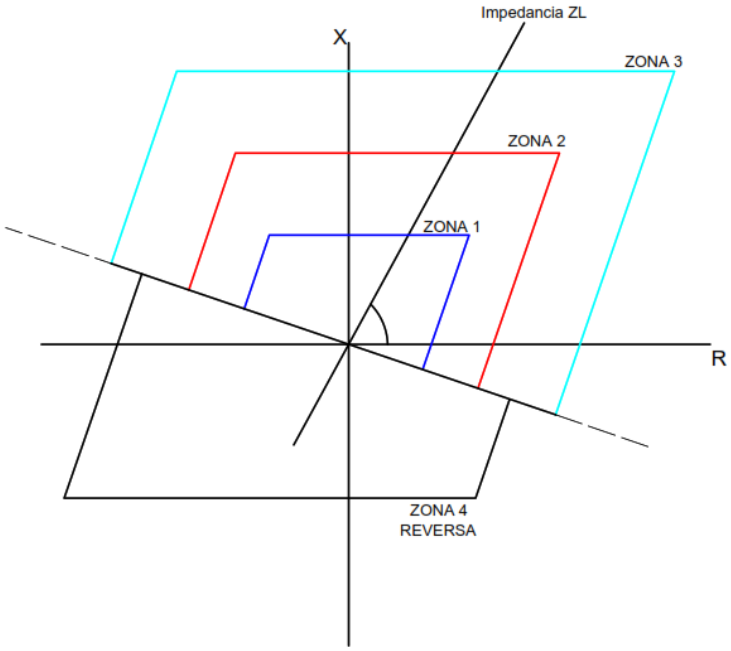


Figura 14. Zonas de protección de relé tipo poligonal, (Elaboración propia) [2].

2.3.6.5 Zonas de protección en líneas de potencia

Los relés de distancia normalmente trabajan en tres zonas de protección actuando en diferentes tiempos y velocidades de operación. La Zona 1 considerada de alta velocidad con accionamientos de tipo instantáneo. La Zona 2 y Zona 3 incluyen retardos en su activación para lograr una coordinación con otros relés de distancia de barras adyacentes, en la figura 15 se muestra esquemáticamente las zonas de protección del relé de distancia RD1 y el porcentaje de línea que cubre [1][2].

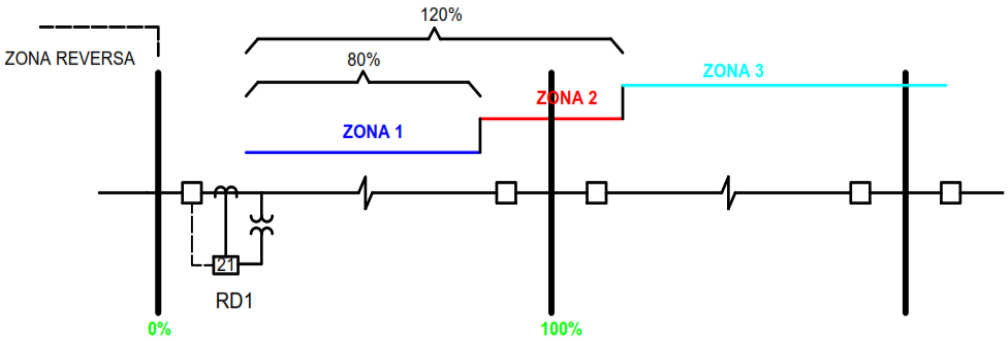


Figura 15. Zonas de protección del relé de distancia, (Elaboración propia) [7].

La **Zona 1** cubre el 80% de la longitud de la línea, el relé está configurado para operar en esta zona de manera instantánea, no se considera el 15% o 20% de la línea para evitar efectos de sobre alcance de la línea por errores en el TC y TP [2]. El tiempo de operación en esta zona es entre 1 y 3 ciclos (17 a 50 milésimas de segundo) [7].

La **Zona 2** cubre el 120% de la línea, es decir, el 100% de la línea que el relé protege más un 20% de la línea adyacente [2]. El tiempo de operación del relé en esta zona por lo general es de 12 a 30 ciclos (20 a 50 centésimas de segundo) [7].

La **Zona 3** funciona como protección de respaldo de la línea adyacente [2]. El tiempo de operación es de 60 a 180 ciclos (1 a 3 segundos) [7].

La **Zona de reversa** se considera como respaldo para la barra en donde se encuentra el relé y cubre el 25% hacia atrás de la barra local [2].

2.3.6.6 Funcionamiento de la protección a distancia

En el caso particular cuando una línea de potencia esta alimentada por generadores en sus dos extremos, es necesario utilizar la protección a distancia acompañada de una protección direccional. De esta manera se obtiene selectividad al momento de discriminar corrientes de falla, cuyo sentido provoquen el disparo innecesario de protecciones ya que en esta configuración el aporte de corriente a la falla podría venir desde dos o más fuentes de generación [1].

Para el ejemplo simplificado se considera una línea de potencia alimentada solo desde un extremo, y el otro extremo dirigido hacia la carga, por lo que una falla producida en esta línea tendrá un solo aporte de corriente a la falla que vendrá desde el lado de la generación [1].

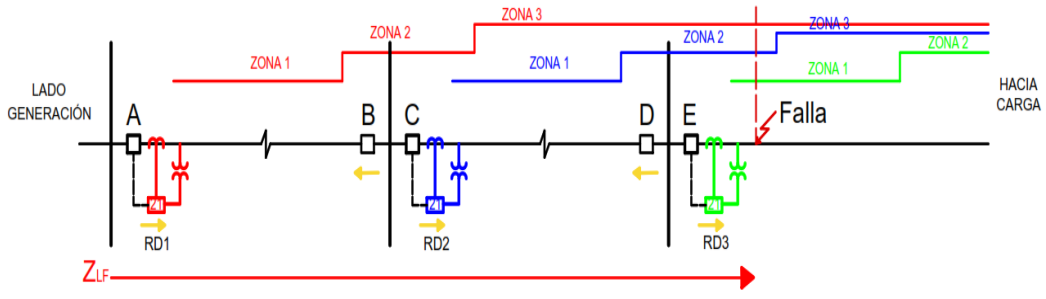


Figura 16. Funcionamiento del relés de distancia, (Elaboración propia) [1][7].

En la figura 16 se muestra tres líneas de potencia (línea A-B, línea C-D y línea E-Hacia Carga) conectadas con sus respectivas barras, una falla se produce en la línea E-Hacia Carga, el aporte de corriente hacia la falla proviene desde el lado de generación, de acuerdo al sentido de la corriente de falla los interruptores B y D no actúan [7].

Para despejar la falla el relé RD3 actuará en su zona 1 con un disparo instantáneo abriendo el interruptor E [7].

Si el relé RD3 no logra despejar la falla, el relé RD2 actuará en su zona 2 con un retardo de tiempo abriendo el interruptor C [7].

De no despejarse la falla por estos dos relés actuará el relé RD1 en su zona 3 con un retardo de tiempo mayor que RD3 y RD2, abriendo el interruptor A [7].

CAPÍTULO 3: DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LOS BANCOS DE ENSAYOS

3.1 Normativas

3.1.1 Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2568:2010. Requisitos para Tableros, Gabinetes, Cajas de paso, Cajas de alumbrado, Racks y Accesorios de Rack

Esta Norma establece los requerimientos que deben cumplir los tableros, gabinetes, cajas de paso, cajas de alumbrado, racks y accesorios de rack [10].

Todo recinto donde se ubiquen equipos eléctricos o electrónicos deben ser metálicos o plásticos [10].

La definición de tablero es: recinto independiente o auto-recinto de apoyo para el alojamiento de equipos eléctricos y/o electrónicos, estos tableros por lo general vienen provistos de puertas y/o paneles laterales, dobles fondos enteros o seccionados que pueden o no ser removibles [10].

La finalidad de los tableros es contener y proteger los equipos de automatización o control, con la funcionalidad para sistemas eléctricos de gran potencia [10].

Para la construcción de los tableros es necesario utilizar distintos espesores de materiales para zonas específicas y deben ser construidos de materiales sólidos, además su estructura y resistencia deben ser proporcionales a la carga mecánica que deben soportar [10].

La placa de montaje seccionada y de una sola pieza debe ser de 1,5 mm y 2mm de espesor respectivamente con una tolerancia de -10% cada una [10].

Debe contener accesorios que permitan la organización y presentación de cables o conjunto de cables utilizados en una instalación, de manera horizontal o vertical [10].

3.1.2 Normativa de diseño eléctrico (IEC 61439)

Esta norma establece técnicas y requisitos de verificación solo para los tableros ensamblados de potencia y control en baja tensión [11].

En esta Normativa se aplica para todos los tableros con una tensión nominal máxima de 1000V AC o 1500 VDC y con frecuencias inferiores a 1000 Hz [11].

Algunas de las especificaciones principales de la normativa IEC 61439 son las siguientes.

Deben ir conectados a un conductor de protección todas las partes conductoras expuestas o todas las partes metálicas a las que el usuario puede acceder directamente, aunque estén recubiertas por pintura o un revestimiento, excepto aquellas partes que posean propiedades aislantes conocidas y debidamente comprobadas. También se consideran conductoras las piezas metálicas a las que son inaccesibles para el usuario, pero accesible para el trabajador, aunque este esté calificado [11].

Se consideran partes no conductoras a las piezas metálicas intermedias que debido a su pequeño tamaño no pueden estar en contacto con el personal que utiliza o trabaja con el equipo, por ejemplo núcleo de contactores y electroimanes [11].

3.2 Diseño mecánico estructural

Los bancos de ensayos constan de dos gabinetes metálicos tipo armario de construcción en lámina de Tool de 2 mm de espesor. El diseño de estos armarios incorpora llantas tipo garruchas para su movilidad, además de puertas con paneles de acrílico transparente para mejor presentación, pintura electrostática al horno con un terminado de color blanco crema texturado. Se incorpora paneles de acrílico de 6 mm de espesor en color negro para rotulado de borneras y esquemas de conexión de cada IED para una fácil interpretación al momento de realizar las conexiones.

El diseño consta en colocar dos IED’s de la marca SIEMENS por cada armario, un IED de sobrecorriente (7SJ85) y un IED de distancia (7SA86), de manera que se obtenga dos módulos idénticos donde se pueda realizar ensayos de manera individual en cada módulo o mediante la comunicación entre ellos. Además, el diseño está enfocado en la incorporación del dispositivo de pruebas de relés CMC 356 de manera desmontable, así como un equipo conmutador industrial que será necesario para la comunicación entre IED’s y el CMC 356. De esta manera los armarios cuentan con espacios para colocar estos equipos y realizar los ensayos correspondientes. Los planos mecánicos de los armarios con dimensiones detalladas se encuentran en el ANEXO 1.

3.2.1 Diseño mecánico de los bancos de ensayos

Para el diseño de los armarios se utilizó el Software AutoCAD 2017 el mismo que tiene herramientas de modelado 3D. Las dimensiones de los armarios son de 950 mm de largo por 500 mm de ancho y con una altura de 1700 mm sin contar con las llantas, en la figura 17 se muestra una representación 3D del armario.

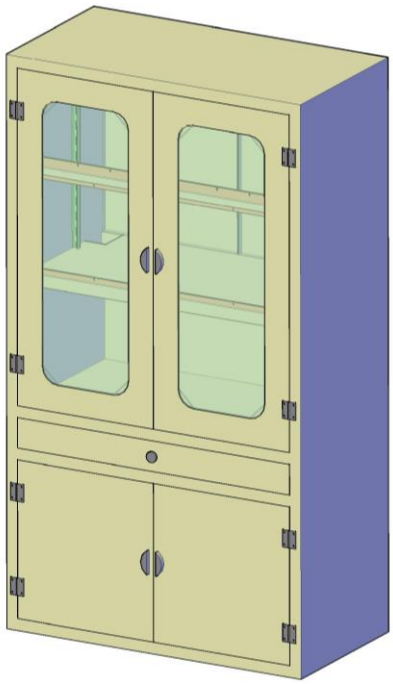


Figura 17. Diseño del armario vista frontal 3D, (Elaboración propia).

El interior del armario está distribuido de manera que los IED's se ubiquen en la parte superior y sus respectivos bornes por debajo de ellos. Así mismo un espacio de 880 mm de largo por 500 mm de ancho y una altura de 345 mm ubicado justo debajo de los bornes servirá para colocar el CMC 356, el conmutador industrial o una PC, en la figura 18 se muestra una vista frontal 3D del armario y los espacios donde serán colocados los IED's, borneras y el equipo CMC 356.

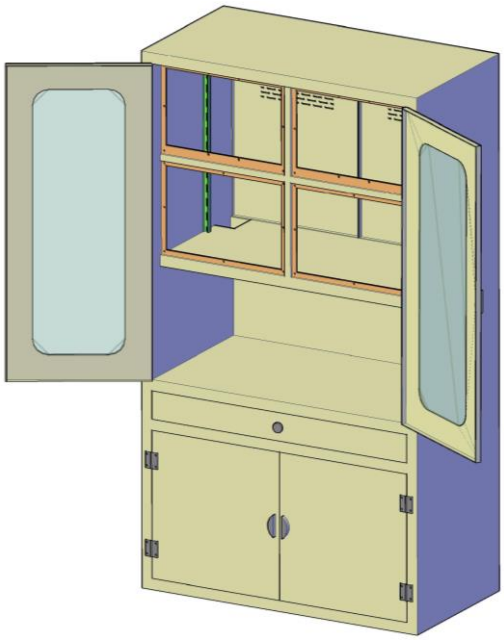


Figura 18. Armario vista frontal 3D con puertas superiores abiertas, (Elaboración propia).

La instalación eléctrica se realiza por la parte posterior de cada armario, para ello se diseña una puerta que será de utilidad en la etapa de montaje de equipos y elementos eléctricos y cuenta con rejillas de ventilación, además servirá para realizar inspecciones y/o modificaciones a futuro. En este espacio se coloca rieles, canaletas, equipos de protección, borneras de paso y demás elementos eléctricos. En la figura 19 se muestra una vista posterior de los armarios.

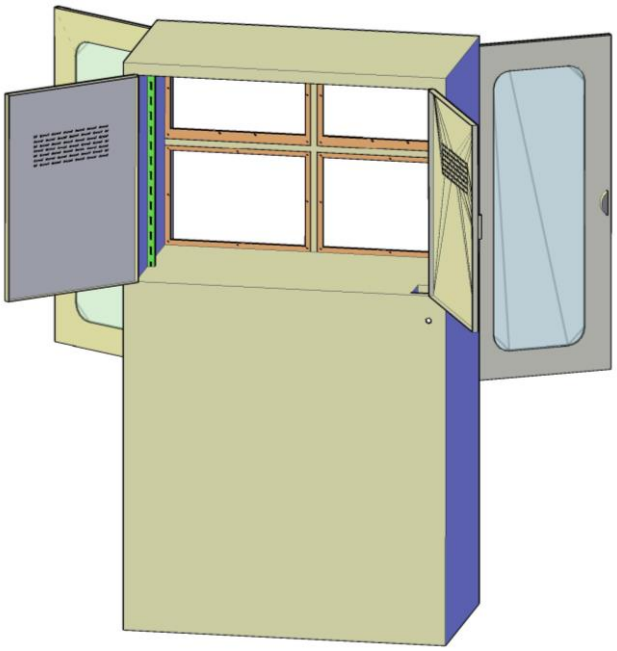


Figura 19. Armario vista posterior 3D con puertas abiertas, (Elaboración propia).

3.2.2 Diseño de paneles de acrílico para IED’s y borneras

Los paneles tienen dimensiones de 430 mm de largo por 300 mm de ancho, el material utilizado es un acrílico negro de 6 mm de espesor. Se realiza agujeros para incorporar los IED’s, bornes de conexión tipo banana, puertos Ethernet, selector de on/off y perforaciones para atornillado y sujeción. El diseño también cuenta con grabado laser de esquemas de conexión para identificar los diferentes bornes y puertos de cada IED. En las figuras 20 y 21 se muestra el diseño de los paneles de acrílico para los IED’s de sobrecorriente y de distancia.

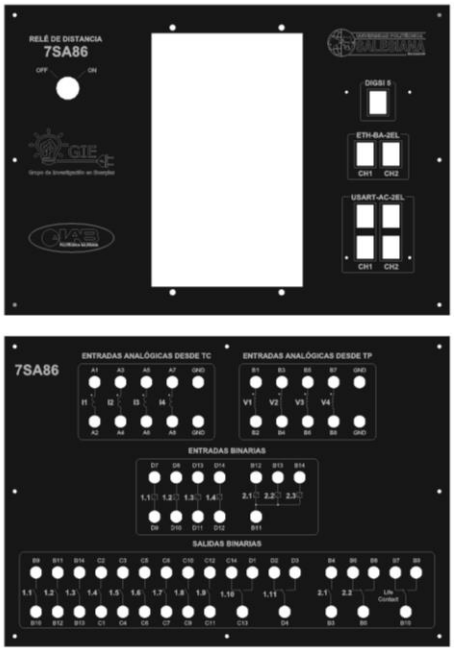


Figura 20. Diseño de paneles para IED de protección a distancia, (Elaboración propia).

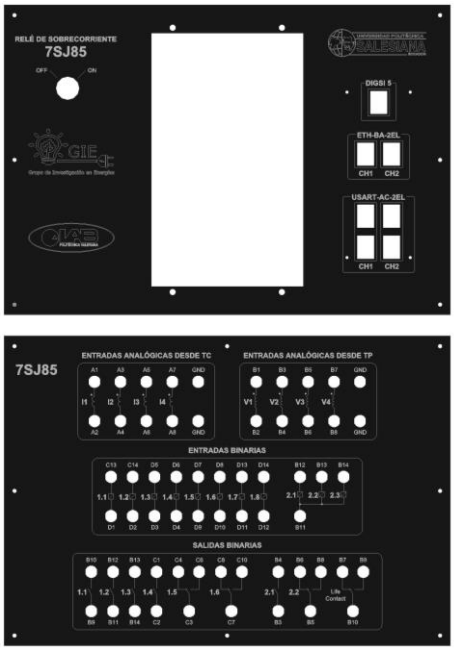


Figura 21. Diseño de paneles para IED de protección de sobrecorriente, (Elaboración propia).

3.2.3 Representación 3D final

El diseño final de los armarios incorpora el montaje de los paneles de acrílico y de los IED's, todas las puertas cuentan con cerraduras, los espacios en la parte inferior servirán para guardar equipos y componentes para realizar los ensayos. En la figura 22 se muestra la representación final de los armarios sin contar con las llantas.

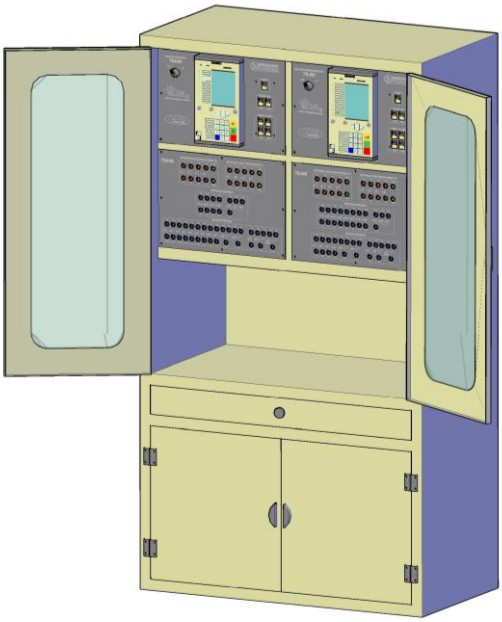


Figura 22. Representación 3D final de los armarios para ensayos, (Elaboración propia).

3.3 Diseño eléctrico

3.3.1 Diagrama unifilar y de protecciones

El diagrama mostrado en la figura 23 consta de una protección general de todo el armario para lo cual se coloca un breaker general para la alimentación del sistema. De este de deriva tres protecciones individuales, una para un tomacorriente en donde se conectará el equipo CMC 356, conmutador industrial o una PC y las dos protecciones restantes para proteger a cada IED, cada uno de los breakers es de un solo polo. Además, cada IED tiene un interruptor tipo giratorio para el encendido y apagado de los mismos.

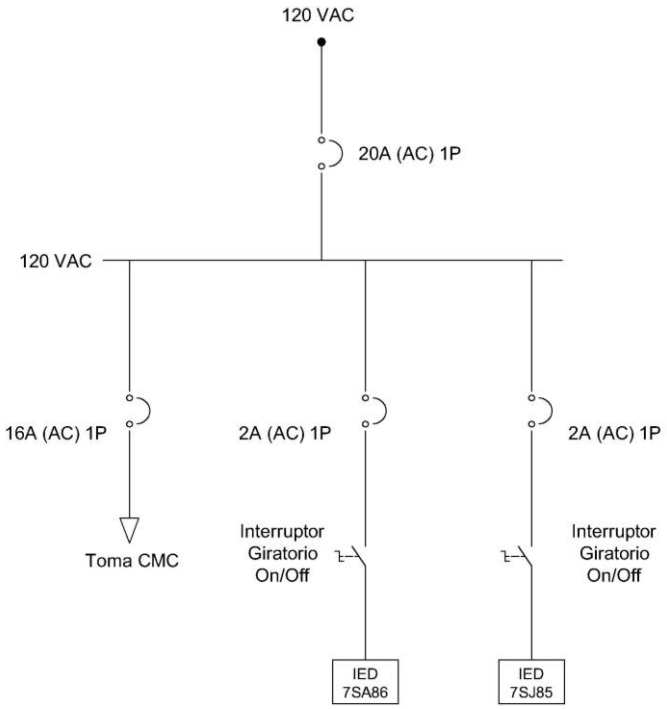


Figura 23. Diagrama unifilar de protecciones del sistema eléctrico, (Elaboración propia).

3.3.2 Dimensionamiento de dispositivos de protección

En la selección de los dispositivos de protección se considera la corriente nominal de consumo de los equipos multiplicada por 1.25 que es un factor de seguridad para el dimensionamiento de interruptores termomagnéticos. Los valores de corrientes nominales de cada equipo son obtenidos de los datos de placa de cada uno de ellos.

Para el caso del equipo de pruebas CMC 356 tiene un rango de corriente nominal que va desde los 12 A máx. para voltajes de alimentación menores a 170 Voltios y 10 A máx.

para voltajes de alimentación mayores a 170 Voltios. En este caso se consideró dimensionar el interruptor termomagnético para un valor de corriente nominal de 12 Amperios. En la tabla 1 se muestra los valores de los interruptores termomagnéticos utilizados.

Tabla 1. Dimensionamiento de interruptores termomagnéticos en AC.

Elemento a proteger	Voltaje de operación de los equipos	Corriente nominal de consumo	Corriente multiplicada por factor de seguridad (1.25)	Valor comercial de breaker
IED 7SA86	127 VAC	0.2 A	0.25 A	2 A
IED 7SJ85	127 VAC	0.2 A	0.25 A	2 A
Tomacorriente para el CMC 356	127 VAC	12 A	15 A	16 A
Protección general	127 VAC	12.4 A	15.5 A	20 A

Cabe señalar que cada IED tiene una protección interna mediante un fusible de 2 amperios de tipo lento a 250 Voltios en AC y 300 Voltios en DC lo que permite una doble protección a fallas eléctricas que se pueda presentar en los equipos [12].

3.3.3 Dimensionamiento de conductores

Para la selección de conductores eléctricos se considera que estos deben soportar un valor mayor a la corriente nominal del interruptor que los protege para asegurar que los conductores no presenten deterioros en caso de sobrecargas o cortocircuitos. En la tabla 2 se presenta el calibre en AWG de los conductores utilizados en los circuitos de alimentación de los tableros, bornes de conexión de para TC y TP y en las entradas y salidas digitales de los IED's.

Los calibres de cables para entradas de voltaje y corriente analógicas, así como de entradas y salidas digitales de los IED's se seleccionan en base a las recomendaciones de cableado de los equipos por parte de SIEMENS en sus datos técnicos de cableado, este documento se puede visualizar en el ANEXO 2 [13].

Tabla 2. Conductores utilizados en los circuitos de los bancos.

Circuito	Corriente nominal	Calibre de conductor utilizado
Entradas de corriente de IED (TC)	1 A / 5 A (en AC)	12 AWG
Entradas de voltaje de IED (TP)	---	14 AWG
Entradas binarias de IED	1.8 mA (En DC)	18 AWG
Salidas binarias de IED	5 A (en DC)	18 AWG
Alimentación IED	0.2 A (en AC)	14 AWG
Alimentación CMC	12 A (en AC)	12 AWG
Alimentación General	12.4 A (en AC)	12 AWG

La sección de conductor para toma de tierra general se utilizó de un calibre 12 AWG y para conexión a tierra de borneras de los IED's se utilizó un calibre 14 AWG.

3.3.4 Disposición de componentes eléctricos

La disposición de rieles DIN, canaletas, borneras de paso, y breakers de protección se muestra en la figura 24. Los planos de detalle se muestran en el ANEXO 3.

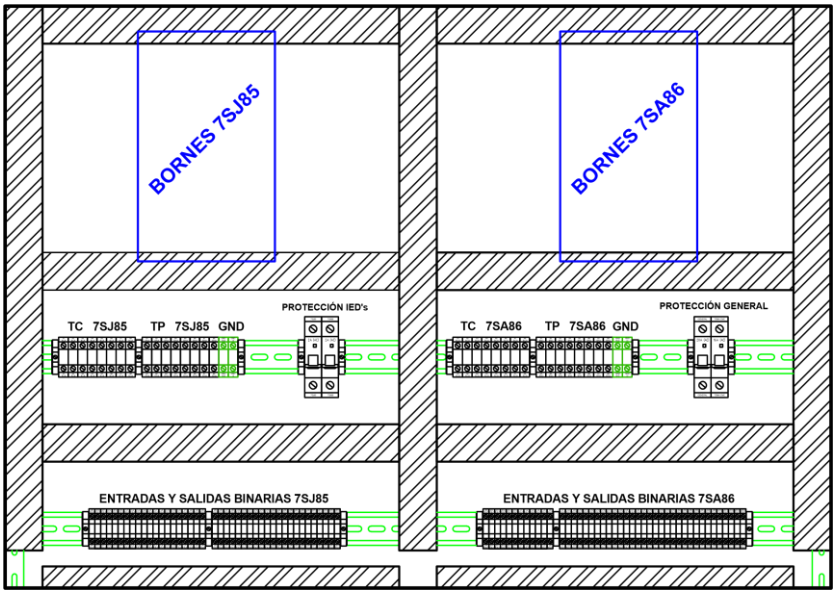


Figura 24. Vista posterior del armario, disposición de componentes eléctricos, (Elaboración propia).

3.4 Construcción de los bancos de ensayos

3.4.1 Construcción mecánica de los armarios

Consta de una estructura armada en lámina de TOOL de 2 mm de espesor y embutido en TOOL de 1,4 mm de espesor, el diseño de puertas y rejillas de ventilación son cortadas con equipo laser. Incorporación de cuatro llantas tipo garruchas para movilidad de los módulos. En la figura 25 se muestra el proceso de ensamblado mecánico de los bancos de ensayos.

Figura 25. Construcción de los armarios, (Fuente: Autores).

Los módulos tienen un terminado en color blanco crema texturado en pintura electrostática al horno, incorporación de bisagras y jaladeras de moldeado en plástico para mejor presentación. En las puertas superiores tiene paneles de acrílico transparente que brinda una vista interna de los equipos y sus componentes. En la figura 26 se muestra el módulo de pruebas y su armado mecánico terminado.

Figura 26. Construcción mecánica terminada, (Fuente: Autores).

3.4.2 Montaje de paneles de acrílico e IED’s

Se realiza el montaje de los paneles de acrílico superiores y el atornillado de los IED’s en las placas de metal de los módulos, de esta manera se logra una sujeción fija de los equipos entre los paneles de acrílico y los módulos de pruebas, esto se puede ver en la figura 27.

Figura 27. Montaje de paneles de acrílico e IED’s en los módulos, (Fuente: Autores).

3.4.3 Montaje de rieles y canaletas

Luego del montaje de los paneles superiores y los IED’s se procede a instalar en la parte posterior de los módulos los rieles DIN y canaletas para el cableado de los equipos. En la figura 28 se muestra el montaje de rieles tipo DIN y canaletas para cableado eléctrico.

Figura 28. Montaje de rieles y canaletas, (Fuente: Autores).

3.4.4 Colocado de bornes tipo banana en los paneles

Las borneras son de tipo banana hembra, se utilizó en color rojo para las entradas analógicas de voltajes y corrientes, de color azul para las entradas y salidas binaria y borneras de color verde para toma de referencia a tierra tal como se muestra en la figura 29.

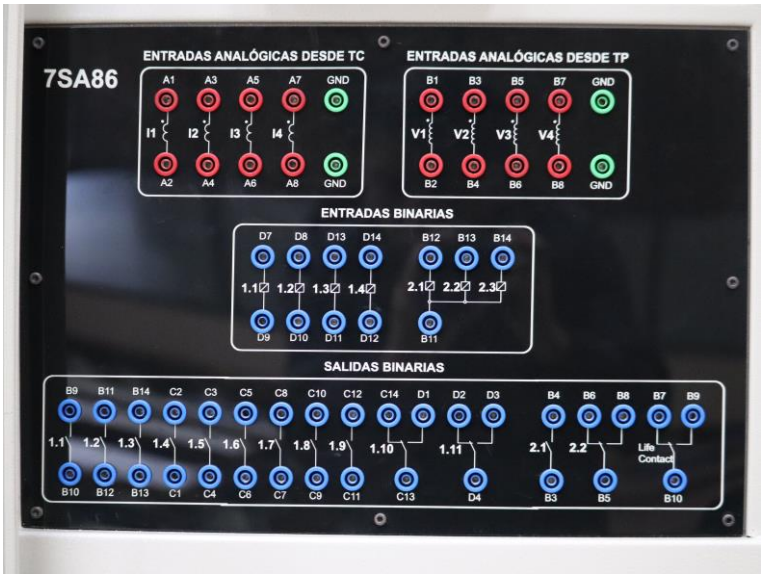


Figura 29. Montaje de borneras tipo banana hembra, (Fuente: Autores).

3.4.5 Montaje de puertos Ethernet

Los puertos Ethernet son colocados en la parte frontal de los módulos a lado de cada IED, de esta manera es más sencilla realizar las conexiones sin tener que acceder a la parte posterior de los IED´s, esto se muestra en la figura 30. Los puertos Ethernet son de categoría CAT 5e, y los Patch Cord de categoría CAT 6e.

Siemens recomienda como mínimo utilizar en sus sistemas de comunicaciones conectores y Patch Cord de categoría CAT 5 [12].

Figura 30. Montaje de puertos Ethernet, (Fuente: Autores).

3.4.6 Montaje de selectores de encendido/apagado y tomacorrientes

En la figura 31 se puede ver el colocado de selectores de encendido y apagado para cada uno de los IED's, de esta manera se puede encender los relés de manera independiente.

Figura 31. Montaje de selectores on/off, (Fuente: Autores).

Los tomacorrientes se colocan en la parte inferior de los tableros como se ve en la figura 32, sirven para la alimentación del equipo de pruebas CMC 356 y otros equipos necesarios para las pruebas.

Figura 32. Montaje de tomacorrientes, (Fuente: Autores).

3.4.7 Montaje de borneras de paso, breakers y bornes de alimentación

Las borneras de paso utilizadas son de tipo riel con tornillo, con capacidad de 800 V a 65 A para las conexiones de las entradas analógicas y de 800 V a 30 A para las entradas y salidas binarias, esto se muestra en la figura 33 y 34. Los breakers son colocados según la ubicación del diseño presentado anteriormente en el capítulo 3.3.4.

Figura 33. Montaje de borneras de paso, (Fuente: Autores).

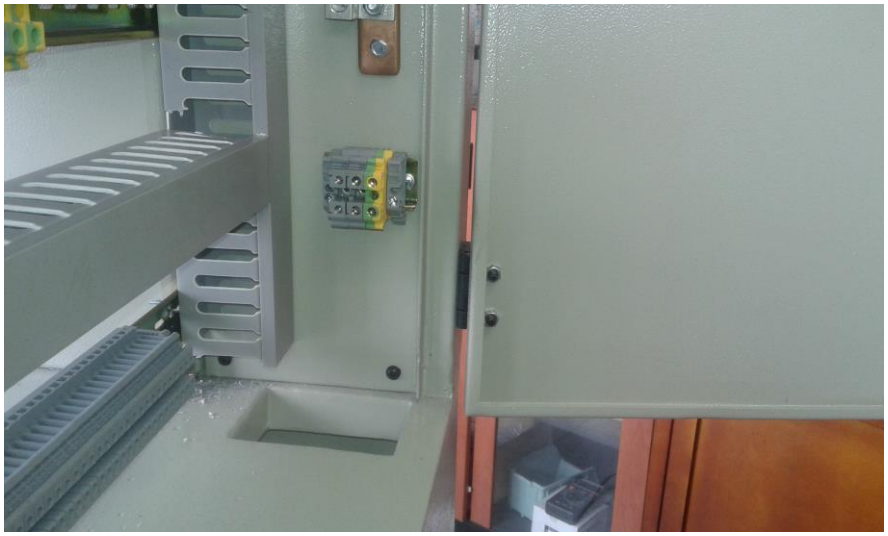


Figura 34. Montaje de bornes de alimentación, (Fuente: Autores).

En la figura 35 se puede ver el colocado de una barra de puesta a tierra para 10 salidas que será de punto equipotencial a tierra para todo el tablero en su conjunto mecánico como de dispositivos.

Figura 35. Montaje de barra de puesta a tierra, (Fuente: Autores).

3.4.8 Cableado

Para el cableado se realizó con codificación de colores acorde a cada entrada/salida de los IED's. Para las entradas corriente alterna desde los TC's se utilizó cable 12 AWG de color amarillo tal como se ve en la figura 36, para las entradas de voltaje alterno desde los TP's se utilizó cable 14 AWG de color negro. En el caso de las señales binarias de entrada y salida se utilizó cable 18 AWG de color azul como se muestra en la figura 37.

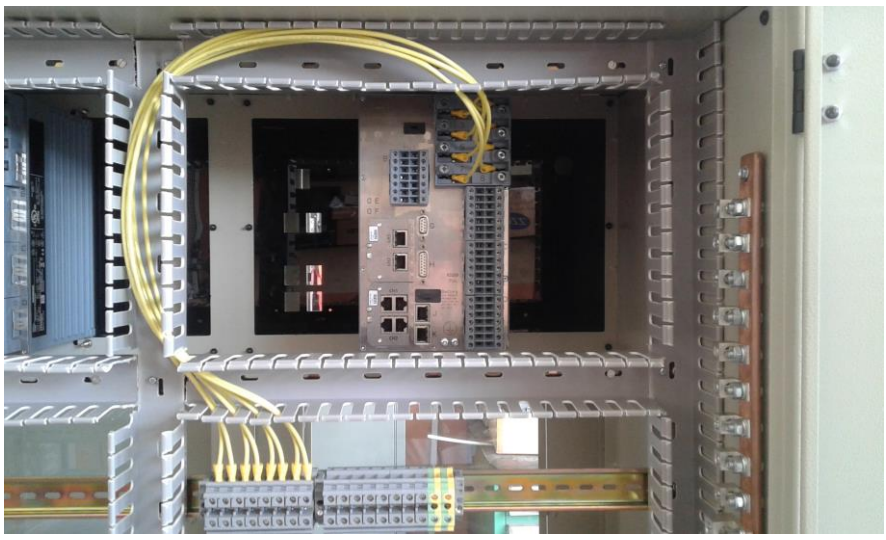


Figura 36. Cableado de las entradas de corriente alterna, (Fuente: Autores).

Figura 37. Cableado de las entradas de voltaje alterno y E/S binarias, (Fuente: Autores).

Figura 38. Instalación de Patch Cord hacia los puertos frontales, (Fuente: Autores).

La alimentación general interna del tablero se realizó con cable 12 AWG en codificación azul para fase, blanco para neutro y verde para tierra general como se muestra en la figura 39. Para la alimentación de los IED´s se utilizó cable 14 AWG en color negro para fase y en color blanco para neutro. Para aterrizar los equipos se instaló cable 12 AWG en color verde. En los bornes de toma de tierra de los paneles se colocó cable 14 AWG en color verde. Para el tomacorriente de 120 V se utilizó cable 12 AWG en color amarillo para fase, blanco para neutro y cable 14 AWG en color verde para la toma de tierra.

Figura 39. Cableado de los bornes de alimentación principal del tablero, (Fuente: Autores).

Para la toma de alimentación general se utilizó cable concéntrico de 3x12 AWG con una longitud de 2,5 metros. Así también se colocó un prensaestopa en el orificio de entrada para el cable de alimentación. Para la conexión general se colocó una base y clavija industrial de 2 polos y tierra de capacidad de 220 V a 32 amperios, la clavija de conexión general se muestra en la figura 40 mientras que su base se presenta en la figura 41.

Figura 40. Instalación de cable concéntrico, prensaestopas y clavija industrial, (Fuente: Autores).

Figura 41. Base para clavija industrial, (Fuente: Autores).

3.4.9 Etiquetado

En el etiquetado de los cables y bornes de paso se utilizó una codificación que consta de un serial distintivo y el número de borne que tiene los IED's, por ejemplo:

A1 TC-D: Borne A1 del transformador de corriente del relé de distancia.

B9 SB-S: Borne B9 de la salida binaria del relé de sobrecorriente.

A continuación, se presenta la tabla 3 de codificaciones utilizadas en el etiquetado de los cables y el resultado se presenta en la figura 42.

Tabla 3. Codificaciones de cables y borneras de paso.

CODIFICACIÓN DE BORNERAS DE PASO	
TC-S	Transformador de Corriente de relé de Sobrecorriente
TP-S	Transformador de Potencial de relé de Sobrecorriente
SB-S	Salidas Binarias de relé de Sobrecorriente
EB-S	Entradas Binarias de relé de Sobrecorriente
CV-S	Contacto Vivo de relé de Sobrecorriente
TC-D	Transformador de Corriente de relé de Distancia
TP-D	Transformador de Potencial de relé de Distancia
SB-D	Salidas Binarias de relé de Distancia
EB-D	Entradas Binarias de relé de Distancia
CV-D	Contacto Vivo de relé de Distancia
GND B-S	Ground de bornes de tablero de relé de sobrecorriente
GND S	Ground de relé de sobrecorriente
GND B-D	Ground de bornes de tablero de relé de distancia
GND D	Ground de relé de distancia

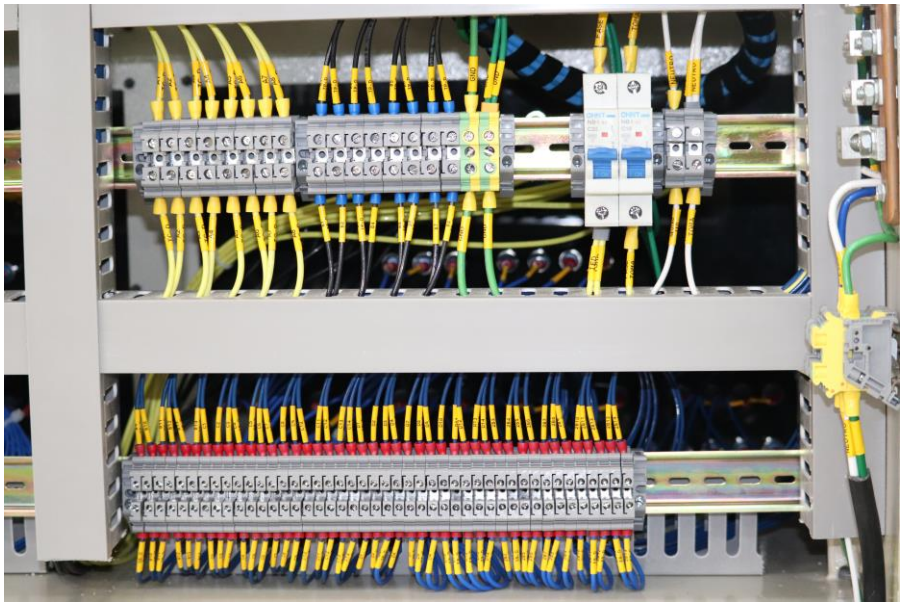


Figura 42. Etiquetado de cables, (Fuente: Autores).

3.4.10 Comprobación de continuidad de puertos y borneras

Se realizó las respectivas pruebas de continuidad de cada uno de los bornes de los IED's con los bornes de los paneles de acrílico como se ve en la figura 43. Así también se comprobó la continuidad en los puertos Ethernet de cada equipo, dando como resultado el armado y continuidad correcta de cables en los dos módulos.

Figura 43. Comprobación de continuidad en cada uno de los bornes, (Fuente: Autores).

3.4.11 Bancos de ensayos terminados

En la figura 44 se presenta los dos bancos de ensayos terminados y funcionales para realizar prácticas en el laboratorio de protecciones.

Figura 44. Bancos de ensayos terminados, (Fuente: Autores).

3.5 Resumen de gastos

En la tabla 4 se describe un resumen de los gastos generados para la implementación de los módulos, en el ANEXO 4 se puede ver una lista detallada de los materiales y equipos utilizados y sus costos.

Tabla 4. Resumen de gastos de implementación.

N°	Descripción	Cantidad	V. Unitario	V. Total
1	Relé 7SJ85 (P1254832)	2	$4.379,20	$8.758,40
2	Relé 7SA86 (P1A150335)	2	$6.496,00	$12.992,00
3	Gabinete metálico estructurado	2	$1.361,35	$2.722,70
4	Juego de paneles grabados 6mm	1	$299,04	$299,04
5	Material eléctrico	1	$1.386,50	$1.386,50
TOTAL				$26.158,64

CAPÍTULO 4: DESCRIPCIÓN DE LOS BANCOS DE ENSAYOS

4.1 Funciones de protección de los IED´s

4.1.1 Funciones de protección de IED de sobrecorriente 7SJ85

Este dispositivo ha sido creado específicamente para la protección de alimentadores, líneas y bancos de condensadores, su función principal es la protección contra sobrecorriente a varios niveles de voltaje, con el software DIGSI 5 podemos configurar y combinar las funciones según sea necesario. Los equipos trabajan con la normativa IEC y ANSI/IEEE, a continuación se presenta las principales funciones de protección de este equipo bajo la normativa ANSI/IEEE [14].

Norma ANSI 50/50N: Protección de sobrecorriente instantánea.

Norma ANSI 51/51N: Protección de sobrecorriente temporizado.

Norma ANSI 67/67N: Protección de sobrecorriente direccional.

Norma ANSI 79: Recierre automático.

Norma ANSI 86: Bloqueo.

Norma ANSI 27: Protección contra subtensión.

Norma ANSI 59: Protección contra sobretensión.

Norma ANSI 46: Protección de sobrecorriente de secuencia negativa.

Norma ANSI 81: Protección de frecuencia.

Norma ANSI 81U: Protección de baja frecuencia (deslastre de carga).

En el ANEXO 5 se presenta el alcance funcional de funciones de protección de este equipo.

4.1.2 Funciones de protección de IED de distancia 7SA86

El dispositivo ha sido creado específicamente para la protección de líneas, su función principal es la protección de distancia, con el software del dispositivo DIGSI 5 podemos configurar y combinar ciertas funciones según sea necesario. Los equipos trabajan con la

normativa IEC y ANSI/IEEE, a continuación se presenta las principales funciones de protección de este equipo bajo la normativa ANSI/IEEE [15].

Norma ANSI 21/21N: Protección de distancia.

Norma 50/50N: Protección de sobrecorriente instantánea.

Norma 51/51N: Protección de sobrecorriente temporizada.

Norma ANSI 27: Protección contra subtensión.

Norma ANSI 59: Protección contra sobretensión.

Norma 67/67N: Protección contra sobrecorriente direccional.

Norma ANSI 85/21: Teleprotección para protección a distancia.

Norma ANSI 79: Recierre automático.

Norma ANSI 86: Bloqueo.

Norma 85/67N: Teleprotección para protección contra sobrecorriente direccional.

En el ANEXO 5 se presenta el alcance funcional de funciones de protección de este equipo.

4.2 Breve descripción de DIGSI 5 V8.0

Es un software utilizado para la parametrización, puesta en marcha y el funcionamiento de equipos SIPROTEC de la marca SIEMENS, la conexión entre el equipo de protección y la PC donde se encuentra el software DIGSI 5, se hace mediante una conexión vía USB o puerto ethernet (puerto J) [16].

Existen tres variantes de DIGSI 5, para aplicaciones sencillas para el control de dispositivos SIPROTEC individuales, la variante DIGSI 5 Estándar que incluye editor de CFC y pantalla de Editor, y la variante DIGSI 5 Premium que incluye pruebas de dispositivos SIPROTEC y sus funciones, además de realizar análisis de los registros de error con SIGRA y su funcionalidad de trabajar con el protocolo IEC 61850 [16].

La versión de DIGSI 5 con la que cuenta el laboratorio de protecciones es la versión DIGSI 5 Premium, en la figura 45 se muestra el entorno de la aplicación DIGSI 5.

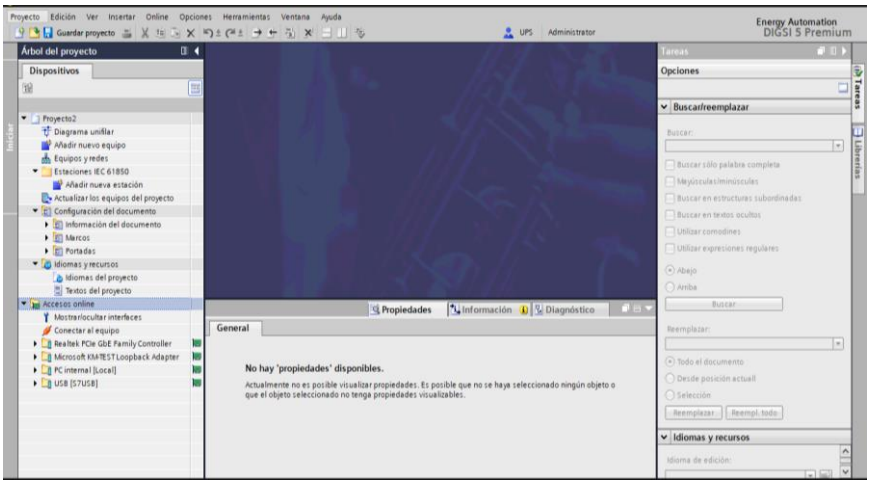


Figura 45. Entorno del software DIGSI 5, (Fuente: Autores).

4.3 Breve descripción del entorno de simulación Test Universe V4.0 y equipo de pruebas de relés CMC 356

El equipo de pruebas de relés CMC 356 sirve para realizar pruebas de relés ya sean mecánicos o relés inteligentes, proporciona varias posibilidades para probar los relés de sobrecorriente, de distancia o diferenciales, en la figura 46 se puede ver el equipo de pruebas CMC 356 que dispone el laboratorio de protecciones [17].

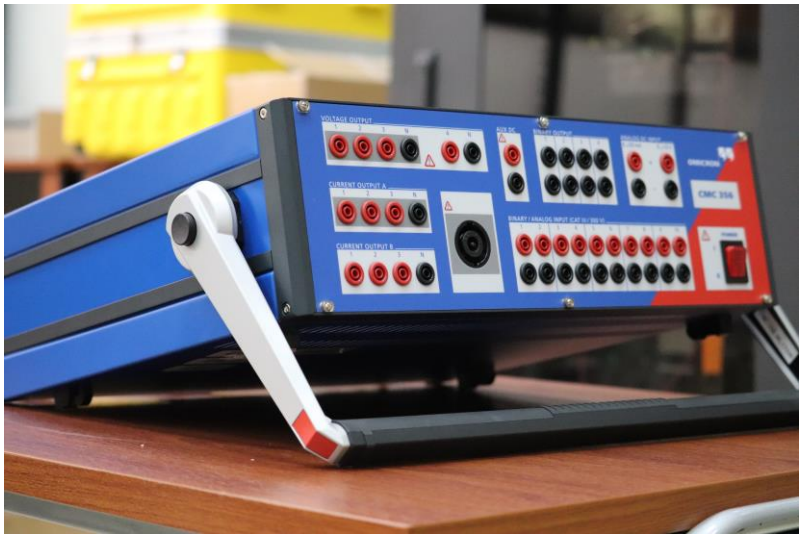


Figura 46. CMC 356 del laboratorio de protecciones UPS cuenca, (Fuente: Autores).

El software que utiliza este equipo es el Test Universe y aprovecha todas las funcionalidades del equipo de prueba CMC 356, se puede acceder a una variedad de plantillas de prueba de OMICROM y tiene la opción de crear plantillas de pruebas completas o plantillas personalizadas [18].

En la figura se figura 47 ver la ventana principal del software para configurar las pruebas en relés y en la tabla 5 se muestra las diferentes funciones de pruebas de este equipo.

Figura 47. Ventana principal del software Test Universe, (Fuente: OMICRON).

Tabla 5. Funciones de pruebas con el equipo CMC 356 [18].

OMICRON Control Center	Herramienta de automatización, plan de pruebas orientado por documento, plantilla y formulario de informe
QuickCMC	Cómodas pruebas manuales en el entorno de Test Universe
State Sequencer	Determinación de los tiempos de funcionamiento y las relaciones lógicas de sincronismo mediante secuencias de estados
TransPlay	Reproducción de archivos COMTRADE y grabación del estado de entradas binarias
Harmonics	Generación de señales con armónicos superpuestos
CB Configuration	Módulo para configurar la simulación del IP
Ramping	Determinación de los umbrales de magnitud, fase y frecuencia mediante definiciones de rampas
Pulse Ramping	Determinación de los umbrales de magnitud, fase y frecuencia
Overcurrent	Pruebas automáticas de características de sobrecorriente de secuencia negativa/positiva/homopolar
Distance	Evaluación de los elementos de impedancia mediante definiciones de disparo simple en el plano de impedancia Z
Advanced Distance	Evaluación de elementos de impedancia utilizando modos de pruebas automáticas
VI Starting	Prueba de la función de arranque de sobrecorriente dependiente de tensión de los relés de distancia
Autoreclosure	Prueba de la función de recierre automático con un modelo de falla integrado
Single-Phase Differential	l Pruebas monofásicas de la característica de operación y el bloqueo por corriente de avalancha
Advanced Differential	Pruebas completas de relés diferenciales trifásicos (cuatro módulos)
Annunciation Checker	Verificación de la disposición y el cableado correcto de los dispositivos de protección
Power	Pruebas con visualización y evaluación en el plano P-Q (básicas)
Advanced Power	Pruebas con visualización y evaluación en el plano P-Q (ampliadas)
Advanced TransPlay	Reproducción y procesamiento de archivos COMTRADE, PL4 o CSV
Transient Ground Fault	Simulación de fallas a tierra en redes aisladas o compensadas
Synchronizer	Prueba automática de dispositivos de sincronización y relés de comprobación de sincronización
Meter	Prueba de contadores de energía con una o varias funciones
Transducer	Pruebas de transductores de medida
PQ Signal Generator	Simulación de fenómenos de calidad de energía de acuerdo con IEC 61000-4-30 e IEC 62586
IEC 61850 Client/Server	Pruebas SCADA automáticas de acuerdo con IEC 61850
GOOSE Configuration	Pruebas con GOOSE de acuerdo con IEC 61850
Sampled Values Con.	Pruebas con Sampled Values de acuerdo con IEC 61850-9-2 ("9-2 LE") e IEC 61869-9
Aplicación CMControl P	Comprobación manual rápida y sencilla de los dispositivos de protección y medición
RelaySimTest	Pruebas de protección basadas en el sistema mediante la simulación de eventos realistas de los sistemas eléctricos
CM Engine	Interfaz de programación para controlar equipos de prueba CMC con software específico del usuario
EnerLyzer/EnerLyzer Live	Mediciones analógicas y registro de transitorios con equipos de prueba CMC
TransView	Análisis de señales transitorias para archivos COMTRADE
ADMO	Gestión de activos y mantenimiento de sistemas de protección Gestión de equipos de prueba
IEDScout	Herramienta de software universal para trabajar con IED (dispositivos electrónicos inteligentes) IEC 61850

4.4 Descripción de puertos y borneras del equipo de pruebas CMC 356

En la figura 48 se muestra la descripción de las borneras del CMC 356.

Figura 48. Descripción de borneras frontales del CMC 356, (Fuente: Autores).

(1) Salidas de voltaje 4 x 300 V, 2 x 600 V.

(2) Fuente auxiliar DC desde 0 V hasta 244 V.

(3) 4 salidas binarias.

(4) Entradas de medida de corriente continua de 0 a 10 V y de 0 a 20 mA.

(5) Botón de encendido general.

(6) Salidas de corriente 6x32 A / 6 x 340 VA, 3x64 A / 3x860 VA, 1 x 128 A / 1x 1000 VA.

(7) Salidas de corriente 6x32 A / 6 x 340 VA, 3x64 A / 3x860 VA, 1 x 128 A / 1x 1000 VA.

(8) Zócalo combinado del generador 3 x 300 V, 3 x 32 A.

(9) 10 entradas multifuncionales (seco/húmedo).

4.5 Descripción de puertos, borneras, panel frontal y botonería de los IED's

4.5.1 Descripción de puertos de comunicación

Los puertos Ethernet están codificados según la nomenclatura que utiliza los propios equipos, a continuación se muestra en la figura 49 de todos los puertos de los IED´s y su descripción.

Figura 49. Puertos de comunicación de los IED´s, (Fuente: Autores).

4.5.1.1 DIGSI 5: (Puerto J)

Puerto de comunicaciones RJ45 Para comunicaciones vía Ethernet con el computador y el software DIGSI 5, utilizado para cargar los programas a los equipos, así como también establecer una conexión online entre el equipo y el software DIGSI 5 [19].

4.5.1.2 ETH-BA-2EL: (Posición de módulo E)

Es un módulo de comunicaciones para la transmisión de protocolos Ethernet mediante dos interfaces eléctricos, conector RJ45 de dos canales, para velocidades de datos de hasta 100 Mbit/s, aplicable también para comunicación con el software DIGSI 5. Los protocolos que soporta estos puertos son IEC 61850-8-1 MMS and GOOSE, IEC 60870-5-104, DNP3 TCP, Modbus TCP, Sicrofasor (IEEE C37.118 - IP), Profinet IO, SUP, DHCP, SNTP, SNMP, etc. Protocolos de redundancia: Line Mode, RSTP, HSR, PRP [15].

4.5.1.3 USART-AC-2EL: (Posición de módulo F)

Es un módulo de comunicaciones Ethernet de dos canales independientes utilizado para comunicaciones seriales por ejemplo IEC60870-5-103, DNP3.0 etc., utiliza conectores de tipo RJ45, estos puertos tienen velocidades de transmisión desde 1,2 kbit/s hasta 115,2 kbit/s [15].

4.5.1.4 Puerto USB

Puerto USB tipo B utilizado para establecer una conexión online entre el equipo y el software DIGSI 5 y cargar por programas a los equipos [15].

4.5.2 Descripción de borneras de los paneles acrílicos

Las borneras de los módulos están conformadas por cuatro grupos tanto para el IED de protección de sobrecorriente como para el IED de protección de distancia, estos grupos son: Entradas Analógicas desde TC, Entradas Analógicas desde TP, Entradas Binarias y Salidas Binarias. En las figuras 50 y 51 se puede ver los dos paneles con borneras que conforman los módulos.

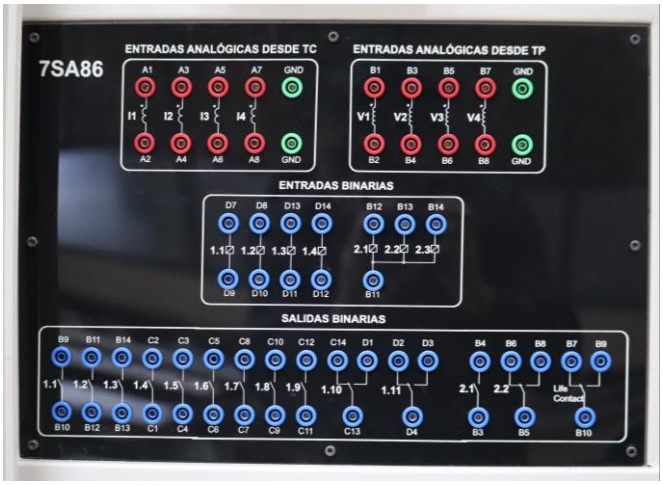


Figura 50. Borneras del panel del relé de distancia, (Fuente: Autores).

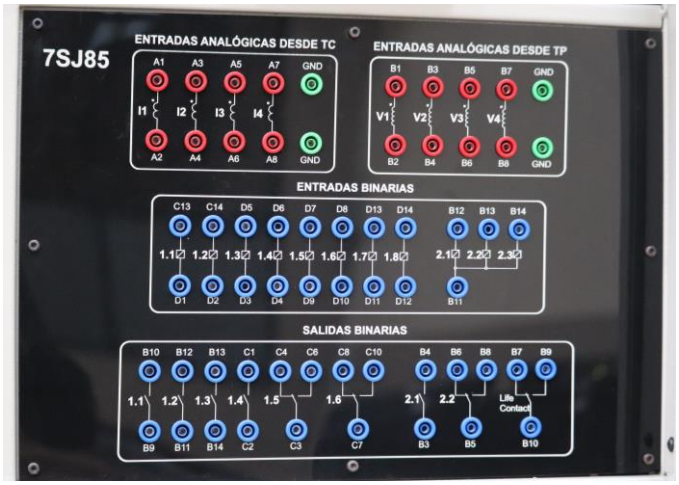


Figura 51. Borneras del panel del relé de sobrecorriente, (Fuente: Autores).

4.5.2.1 ENTRADAS ANALÓGICAS DESDE TC

Estos son bornes de entrada de corriente alterna desde una fuente externa (maleta de inyección CMC 356), la abreviatura utilizada (TC) hace referencia a que las señales de corriente que entran en estos bornes provienen desde un transformador de corriente. Tanto las entradas de corriente para el IED de distancia como para el IED de sobrecorriente tienen las mismas características en valores nominales de entrada como es las intensidades nominales de 1A y 5A con frecuencias de trabajo de 50 y 60 Hz. Dispone de cuatro entradas de corriente; **I1**, **I2**, **I3** que son utilizadas para medir corrientes en fases e **I4** para medir corriente de neutro. Además, este conjunto de bornes tiene dos bornes **GND** que se puede utilizar para tomar referencias a tierra cuando se haga conexiones en estrella.

4.5.2.2 ENTRADAS ANALÓGICAS DESDE TP

Estos son bornes de entrada de voltaje alterno desde una fuente externa (maleta de inyección CMC 356), la abreviatura utilizada (TP) hace referencia a que las señales de voltaje que entran en estos bornes provienen desde un transformador de potencial o de voltaje. Los valores nominales de voltaje son desde 0V hasta 200V con frecuencias de trabajo de 50 y 60 Hz tanto para el IED de distancia como para el IED de sobrecorriente. Dispone de cuatro entradas de transformador de voltaje **V1**, **V2**, **V3** que son utilizadas para medir los voltajes en líneas y **V4** que es utilizada para medir voltajes en neutro, también tiene bornes **GND** para tomar referencias a tierra.

4.5.2.3 ENTRADAS BINARIAS

Las entradas binarias son utilizadas para que los IED´s puedan recibir señales externas de avisos de estados, los cuales serán interpretados por el IED y este a su vez realizará acciones de acuerdo a las configuraciones predeterminadas. Estas señales bien pueden ser de avisos de interruptor abierto, aviso de accionamiento de equipos, estado de elementos en el sistema de protección y señales de campo en general.

Las entradas binarias de los IED´s están conformadas de 7 entradas binarias para el IED de distancia y 11 entradas binarias para el IED de sobrecorriente, todas admiten el mismo rango de valor de voltaje de entrada que va desde los 24 VDC hasta los 250 VDC [12].

Los umbrales de reacción se pueden configurar desde DIGSI 5 y consta de tres rangos, en la tabla 6 se puede observar estos rangos [12].

Tabla 6. Umbrales de reacción de las entradas digitales, (Fuente: Siemens).

Umbrales de reacción	Ajustable con DIGSI 5	
	Rango 1 para 24 V, 48 V y 60 V Tensión de servicio	U_{low} ≤ DC 10 V U_{high} ≥ DC 19 V
	Rango 2 para 110 V y 125 V Tensión de servicio	U_{low} ≤ DC 44 V U_{high} ≥ DC 88 V
	Rango 3 para 220 V y 250 V Tensión de servicio	U_{low} ≤ DC 88 V U_{high} ≥ DC 176 V

4.5.2.4 SALIDAS BINARIAS

Las salidas binarias son utilizadas principalmente para realizar la desconexión de interruptores de potencia mediante el accionamiento (cierre o apertura) de sus contactos. Además son utilizadas para el accionamiento de varios sistemas que trabajan junto con los interruptores, como pueden ser para la activación de alarmas, activación de luces piloto de aviso o de emergencia, activación de relés mecánicos para accionamiento de motores etc.

Las salidas binarias trabajan con voltajes de conmutación de hasta 250V en AC y DC, con capacidades de amperaje de hasta 5A. Estas salidas son de dos tipos, las salidas estándar (tipo S) y salidas rápidas (tipo F).

Salidas tipo S: Velocidad de conmutación menor o igual a 10 ms.

Salidas tipo F: Velocidad de conmutación para cierre 4 ms, y desconexión de 2 ms.

El IED de distancia dispone de 14 salidas binarias mientras que el IED de sobrecorriente dispone de 9 salidas. A continuación se presenta la tabla 7 donde se detalla los tipos de salidas según sus velocidades de los bornes de los paneles de IED de distancia y sobrecorriente [12].

Tabla 7. Tipos de salidas binarias de los IED´s.

IED de distancia		IED de sobrecorriente	
Bornes	**Tipo de salida**	**Bornes**	**Tipo de salida**
1.1	Tipo F	**1.1**	Tipo F
1.2	Tipo F	**1.2**	Tipo F
1.3	Tipo F	**1.3**	Tipo F
1.4	Tipo F	**1.4**	Tipo F
1.5	Tipo F	**1.5**	Tipo F
1.6	Tipo F	**1.6**	Tipo F
1.7	Tipo S	**2.1**	Tipo S
1.8	Tipo S	**2.2**	Tipo S
1.9	Tipo S	**2.3**	Tipo S
1.10	Tipo F		
1.11	Tipo F		
2.1	Tipo S		
2.2	Tipo S		
2.3	Tipo S		

4.5.3 Descripción del panel frontal y botonería de los IED´s

Los equipos IED´s son operables mediante un panel de operación local, en este panel se puede encontrar una pantalla integrada, botonería y señalización mediante diodos luminosos como se puede ver en la figura 52. A continuación se describe cada parte que conforma estos paneles, así como sus funciones.

Figura 52. Descripción de panel frontal, (Fuente: Autores).

(1) Señalización del estado de funcionamiento
(2) Pantalla integrada
(3) Teclas de navegación
(4) Tecla de libre programación
(5) Teclado numérico y teclas funcionales conmutables
(6) Teclas de control
(7) Recubrimiento de la conexión USB
(8) Tira de etiquetas
(9) Tecla de Reset y prueba de los LEDs
(10) 16 diodos luminosos de 2 colores

4.5.3.1 Señalización del estado de funcionamiento

En la señalización del estado de funcionamiento se muestra dos LEDs, el LED de color verde (**RUN**) que siempre se encuentra activo después de encender el equipo y señaliza que el equipo se ha conectado a una fuente de alimentación.

El LED de color rojo (**ERROR)** señala que el equipo no está operativo o existe un fallo. Por lo general cada que se enciende los equipos este LED se encuentra activado, y después de unos segundos de inicializar el equipo este LED se apaga. En capítulos posteriores se podrá ver también que este LED se enciende cuando el equipo se encuentra en modo de puesta en marcha y modo de simulación [19].

4.5.3.2 Pantalla integrada

La pantalla integrada tiene una resolución de 240 x 320 píxeles y en ella se puede visualizar caracteres alfanuméricos. En estos equipos específicamente se puede visualizar gráficas de cuadros básicos y cuadros de control por ejemplo esquemas eléctricos de potencia básicos y de salida de línea. Ofrece la posibilidad de obtener una visión general rápida de los estados de funcionamiento importantes, en total se puede configurar hasta 10 imágenes de pantalla en DIGSI 5 con el editor de pantalla, además de los menús que contiene se puede visualizar los siguientes campos [19].

- Valores de medida dinámicos actualizados
- Estados de avisos
- Posiciones de conmutación de objetos de mando
- Textos
- Elementos gráficos

4.5.3.3 Teclas de navegación

Presionando o manteniendo presionado estas teclas se puede navegar por los menús que se muestra en la pantalla integrada, presionando una sola vez se puede ir hacia arriba, abajo, izquierda o derecha en los menús y submenús; mientras que manteniéndolas presionadas se puede avanzar y retroceder longitudes de pantalla, visualización de nivel inferior y regresar al cuadro básico. En el caso de ajuste de contraste de la pantalla se debe mantener presionadas las teclas izquierda y derecha de forma simultánea y en la pantalla aparecerá la opción de aumentar o reducir contraste [19].

4.5.3.4 Teclas de libre programación

Se encuentran a la izquierda y derecha debajo de la pantalla y sirven para confirmar los requerimientos de entrada de pantalla, con estas teclas se puede iniciar acciones directas en el equipo [19].

4.5.3.5 Teclado numérico y teclas funcionales conmutables

Estas teclas sirven para introducir valores numéricos a los equipos, también contienen funciones básicas programables desde DIGSI 5 como por ejemplo presionando la tecla de color azul **Fn** simultáneamente con otra tecla de funciones (F1 hasta F9), se puede realizar lectura de buffer de avisos, funciones de acceso directo y activación de aviso de inicio de perturbografías. La función F9 no es configurable ya que esta tecla siempre esta asignada al cambio de idioma del equipo [19].

4.5.3.6 Teclas de control

La tecla de color amarillo (**Ctrl**) sirve para activar el cuadro de control de salida de línea estándar, es decir, sirve para activar la selección en pantalla de los elementos que conforma un esquema eléctrico de potencia simple [19].

La tecla de color verde (**I**) sirve para activar un objeto de mando seleccionado, es decir, después de haber seleccionado un objeto del esquema presente en la pantalla (por ejemplo: seccionadores, interruptores) se puede realizar la activación de ese elemento [19].

La tecla de color rojo (**O**) sirve para desactivar un objeto de mando seleccionado [19].

4.5.3.7 Recubrimiento de la conexión USB

Este es un recubrimiento plástico que protege a la entrada USB, para conexión de un PC con DIGSI 5 [19].

4.5.3.8 Tira de etiquetas

Sirven para el etiquetado de los LEDs, así como de las teclas funcionales [19].

4.5.3.9 Tecla de Reset y prueba de los LEDs

Se utiliza para resetear las señalizaciones de los LEDs y contactos memorizados de los IED´s. Se puede resetear informaciones memorizadas que están memorizados en los diodos luminosos, pantalla y contactos de salida, dejando al equipo en estado inicial. Esta tecla se utiliza frecuentemente para resetear el equipo al momento de terminar una prueba, además sirve para comprobar si los diodos luminosos se encuentran en buen estado [19].

4.5.3.10 Diodos luminosos de 2 colores

Consta de 16 diodos luminosos de color verde y rojo (configurable desde DIGSI 5), están orientados para señalizar estados del IED como avisos de acciones, activaciones de protecciones, alertas, y señalización en general [19].

4.6 Primera inicialización de los IED´s

4.6.1 Inicializado en modo error

Al momento de encender por primera vez los IED´s se muestra en la pantalla integrada el logo de SIPROTEC 5, versión del equipo, versión del firmware, número de serie y un requerimiento para inicializar el equipo. El LED de color verde (Error) indica que el equipo no está operativo y es necesario quitar el modo de error, para ello se realizó la conexión mediante USB con La PC con DIGSI 5 y los IED´s. Una vez realizada la conexión es necesario la creación de un nuevo proyecto en el entorno DIGSI 5, la creación de un nuevo equipo mediante la introducción de un código de producto ya la carga del proyecto al equipo. De esta manera el equipo se inicializa nuevamente sin el modo error y están listos para ser utilizados. En la figura 53 se puede ver la primera inicialización de los equipos con el modo error activado.

Figura 53. Primera inicialización de los IED´s, (Fuente: Autores).

4.6.2 Carga de controladores a DIGSI 5

DIGSI 5 necesita que sea cargados los controladores de los equipos específicos a utilizar, de esta manera, los controladores cargados son: protección de línea, protección de sobreintensidad y protocolos de comunicación, ver figura 54.

Esta acción se realizó una sola vez en el entorno DIGSI 5 y no es necesario realizarla nuevamente. La carga de los controladores se hizo directamente desde el paquete de instalación físico de DIGSI 5. Si se requiere de nuevos controladores para otros IED´s de la marca SIEMENS, estos se pueden descargar gratuitamente desde la página de SIPROTEC 5.

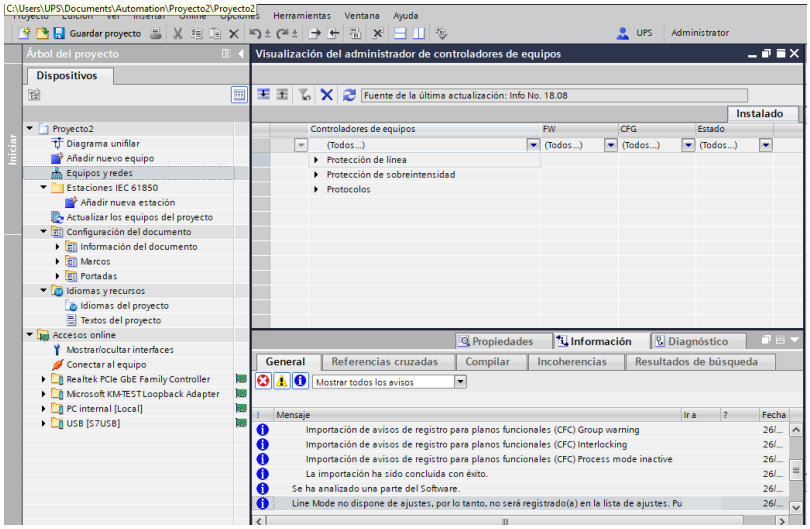


Figura 54. Carga de controladores al software DIGSI 5, (Fuente: Autores).

4.6.3 Códigos de producto para los IED´s

Cada equipo SIPROTEC 5 consta de códigos de producto y son de dos versiones, un código largo y código corto. Al momento de crear un nuevo equipo en DIGSI 5, el software requiere de la introducción de estos códigos para determinar el equipo a crearse y sus funcionalidades, para el caso práctico se introducen los códigos cortos, ver figura 55. A continuación, se presenta los códigos de producto para cada IED tanto en su versión corta como versión larga [14],[15].

IED de protección de distancia

Código largo: 7SA86-DAAA-AA0-0AAAA0-AK0111-13111B-AAC000-000AC0-CH1BA1

Código corto: P1A150332

IED de protección de sobrecorriente

Código largo: 7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA0-AG0111-13111B-AAC000-000AC0-CB1BA1

Código corto: P1J254832

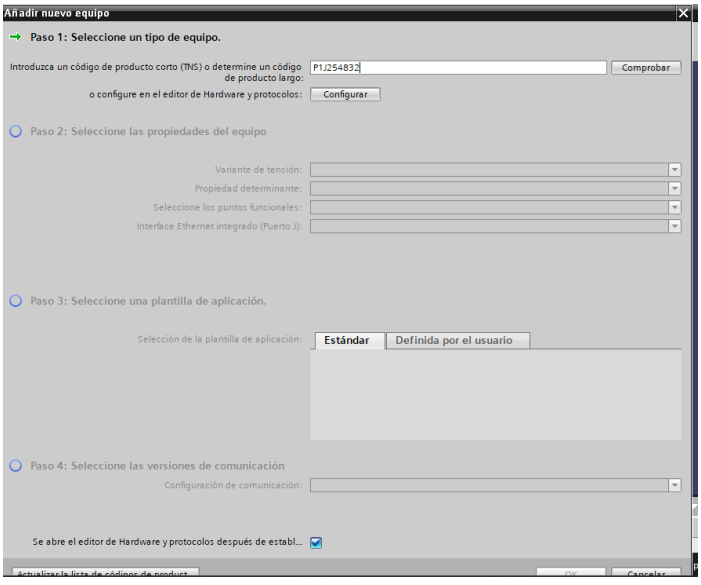


Figura 55. Cuadro de diálogo en DIGSI 5 para la introducción de códigos de producto, (Fuente: Autores).

4.7 Despliegue de pestañas y funciones generales de la pantalla integrada

La estructura del menú principal está determinada de manera fija y no puede ser modificada, mientras que en los submenús pueden variar su contenido dependiendo de la configuración de las funciones. A continuación se presenta la figura 56 donde se visualiza la estructura del menú principal y su descripción [19].

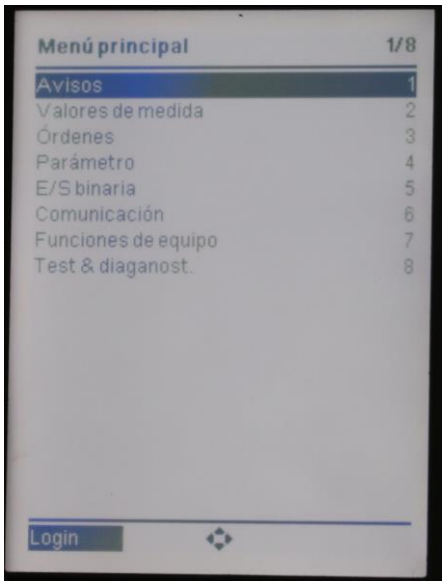


Figura 56. Menú principal de la pantalla integrada, (Fuente: Autores).

4.7.1 Avisos

En este menú se encuentran el buffer de avisos que se registran al momento que ocurre un evento en el dispositivo y aparecen con una marca de tiempo. Se puede encontrar por ejemplo avisos de valores de servicio, avisos de perturbografías, avisos de protecciones realizadas, cambios de parámetros, etc. Por lo general el buffer soporta hasta 1000 avisos de faltas registradas, estos pueden ser leídos directamente en la pantalla integrada o mediante la aplicación DIGSI 5 [19].

4.7.2 Valores de medida

En este menú se presenta los diferentes valores medida dependiendo de cómo se ha estructurado el proyecto, podemos encontrar los valores de medida en tiempo real de los datos de planta, voltajes y corrientes en primario y secundario de la red, potencias (activa, reactiva y aparente), frecuencia de la red, factor de potencia [19].

4.7.3 Órdenes

Este menú ofrece todo el mecanismo para el control local desde el mismo panel, se puede acceder a los diferentes componentes de la planta por ejemplo interruptores, ajustes de enclavamiento, autoridad de mando y modo de mando [19].

4.7.4 Parámetro

Este menú se utiliza para modificar y adaptar los parámetros de protección del equipo, se puede modificar los parámetros de datos de planta, registro de avisos, seguridad, voltajes y corrientes, estados de interruptor y seccionadores [19].

4.7.5 E/S binaria

En este menú se puede ver las configuraciones y estados de los LEDs, entradas y salidas binarias de los IED´s, con este menú se puede ver que salidas están enclavadas, así como que entradas binarias están activas [19].

4.7.6 Comunicación

Este menú da información referente al estado de los módulos de comunicación configurados, además en este menú es posible cambiar las direcciones IP del equipo desde la pantalla. Por lo general para los equipos utilizados se encuentra configurable la comunicación del puerto J, puerto E y puerto F descritos anteriormente [19].

4.7.7 Funciones del equipo

Mediante este menú se puede establecer los modos de funcionamiento del equipo, provocar el reseteo de LEDs y salidas binarias, cambiar contraseñas y efectuar ajustes regionales como control de fecha y hora [19].

4.7.8 Test & diagnost.

Este menú proporciona apoyo durante la puesta en marcha y durante el test del equipo. Si se desea realizar un aprueba local de las instalaciones y componentes de la planta, se pueden consultar todas las informaciones necesarias e iniciar acciones como el reset del equipo. En los submenús se pueden encontrar información como información general del equipo, información de hardware y software, registros de avisos, acciones, soporte de puesta en marcha y diagnóstico de configuración IP del equipo [19].

4.8 Conexionado de CMC 356 con IED´s

Las conexiones de los IED´s con el equipo de pruebas CMC 356 se puede realizar de varias maneras según las aplicaciones. Para el caso práctico de los equipos utilizados se tienen dos tipos de conexionado para los transformadores de corriente y un tipo de conexionado para los transformadores de voltaje (ver figura 59) [2].

Para los transformadores de corriente se tiene un conexionado con corriente de neutro y sin corriente de neutro, en el caso de que se realice el cableado con corrientes de neutro el IED medirá estos valores de corriente (ver figura 57); para el caso que se realice el cableado sin corriente de neutro el IED calculará internamente estos valores (ver figura 58). Estas dos conexiones se deben determinar previamente en la configuración de conexiones tanto en el software DIGSI 5 como en el software Test Universe.

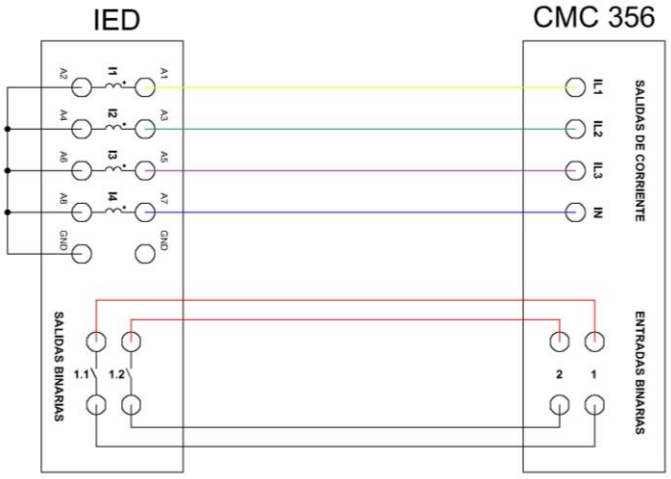


Figura 57. Conexión trifásica de transformadores de corriente con conexión de I4, (Elaboración propia) [2] .

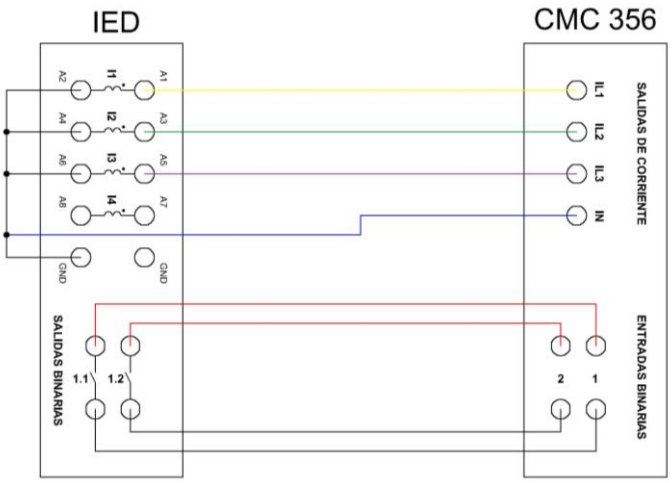


Figura 58. Conexión trifásica de transformadores de corriente sin conexión de I4, (Elaboración propia) [2].

Para el caso de las conexiones de transformadores de voltaje se tiene como conexión estándar la conexión en estrella, es decir sin la conexión de V4 en el IED, esta conexión se puede ver en la siguiente figura 59.

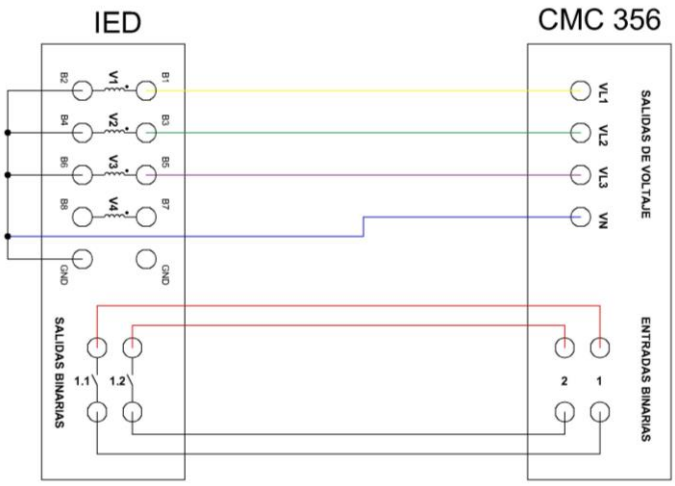


Figura 59. Conexión trifásica de transformadores de voltaje sin conexión de V4, (Elaboración propia) [2].

Para realizar las pruebas de los equipos, se utilizó la conexión trifásica de transformadores de corriente incluyendo la corriente de neutro y para los voltajes se utilizó la conexión en estrella. Es necesario realizar el conexionado de las salidas binarias de los IED´s con las entradas binarias del CMC 356, ya que con ellas el CMC 356 puede recibir señales de disparos y señales de corriente de arranque de las funciones de protección de los IED´s.

La configuración de las salidas y entradas binarias de los dos equipos se realiza directamente en el software de cada equipo.

En la figura 60 se muestra todas las conexiones del IED con el equipo de pruebas CMC 356, la conexión de voltajes y corrientes se realiza con el cable combinado que dispone el equipo CMC 356, las señales binarias mediante bananas, la conexión del IED con la PC se realiza por medio de USB y la conexión del equipo CMC 356 con la PC se realiza mediante cable ethernet propio del equipo de pruebas.

Figura 60. Conexiones de los IED´s con el CMC 356, (Fuente: Autores).

4.9 Modos de trabajo de los equipos

Existe tres modos de trabajo de los equipos IED, el modo de puesta en marcha o puesta en servicio, modo de simulación y modo de proceso. La activación de estos modos de trabajo se realiza desde DIGSI 5 y de detallan a continuación [19].

4.9.1 Modo de puesta en marcha

Cuando se activa este modo se desactivan todas las funciones de protección en el equipo, por lo general después de la primera inicialización de los equipos es necesario activar este modo ya que con ello se puede realizar comprobaciones en el cableado sin influir o bloquear las funciones de protección [19].

4.9.2 Modo de simulación

Con la activación de este modo es posible realizar simulaciones de funciones de protección, configuración de señales y verificar ajustes correctos en los equipos. La activación de este modo de trabajo se hace únicamente desde DIGSI 5, además el equipo debe estar permanentemente conectado con el software. Para las simulaciones se carga a los equipos las funciones de protección que se requiera verificar; la inyección de corrientes y voltajes se pueden inyectar desde un equipo de pruebas externo [19].

Además de realizar las simulaciones con un equipo de prueba CMC 356, es posible realizarlas sin la necesidad de este, ya que los IED´s tienen un generador interno de señales que permiten simular estos valores de entrada directamente desde DIGSI 5. Los valores de entrada simulados son de voltajes y corrientes trifásicas configurables tanto en magnitud como en ángulo de fase. El software DIGSI 5 tiene incluido funciones de protección básicas para realizar las simulaciones, además es posible crear funciones de protección más complejas y cargarlas a los equipos para luego simularlas y verificar el comportamiento de los IED´s antes de ponerlos en modo de proceso [19].

4.9.3 Modo de proceso

Este es el modo de funcionamiento normal del equipo. Después de verificar el cableado, cargar una simulación al equipo y comprobar que la función de protección actúe correctamente, se procede a dejar el equipo en este modo que es de trabajo normal [19].

En el modo de proceso ya se puede realizar todas las pruebas de protecciones con los equipos mediante la inyección de señales externas para el caso real desde transformadores de corriente y voltaje que están en campo, y para nuestro caso con la maleta de pruebas CMC 356.

CAPÍTULO 5: PRUEBAS REALIZADAS EN LOS EQUIPOS

Las pruebas se realizaron acorde a los modos de trabajo de los equipos.

Con los equipos en modo de puesta en marcha se realizaron pruebas de comprobaciones de cableado en entradas analógicas, comprobación de entradas y salidas binarias, comprobación de LEDs, inyección de corrientes y voltajes a diferentes amplitudes y ángulos de fase desde el CMC 356 para comprobación de fases en los IED´s.

Las pruebas con los equipos en modo simulación se enfocaron en la simulación de valores analógicos de entrada mediante el generador interno de señales así como también se realizó una simulación de la función de protección de sobrecorriente de disparo de tiempo definido (50/51).

Con los equipos en modo de proceso se realizó pruebas con el estado normal de operación del equipo, para ello se utilizó el equipo de prueba de relés CMC 356, las pruebas realizadas son de la función de sobrecorriente en 50/51 y 50/51N.

Las pruebas se realizaron en todos los equipos tanto IED´s de sobrecorriente como IED´s de distancia, tanto pruebas de cableado, pruebas de simulación y pruebas de funciones de protección.

5.1 Datos de planta del proyecto

Para realizar las pruebas de los equipos se utilizó un sistema doble barra que alimenta una carga trifásica, el sistema eléctrico consta de tres seccionadores, un interruptor de potencia, un TC y un TP, y el IED de protección de sobrecorriente (ver figura 61), los valores nominales tanto del sistema de potencia como del TC y TP se presenta en la tabla 8.

Tabla 8. datos de planta.

Valores nominales en primario	Voltaje (L-L)	400 kV
	Voltaje (L-N)	230,94 kV
	Potencia	34.6 MVA
Transformador TP	Relación de transformación	400 kV / 100 V
Transformador TC	Relación de transformación	1 kA / 1 A

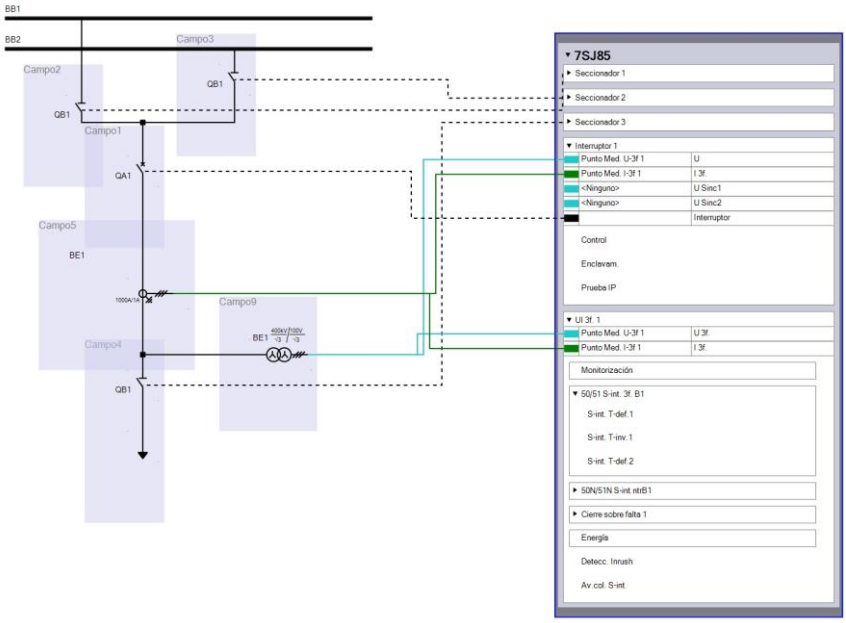


Figura 61. Diagrama del sistema de potencia realizado en DIGSI 5, (Fuente: Autores).

5.2 Pruebas realizadas con los equipos en modo de puesta en marcha

El equipo previamente debe conectarse ya sea por el puerto USB o por el puerto ethernet (Puerto J), se debe establecer una conexión ONLINE entre el IED y el software DIGSI 5. En el entorno DIGSI 5 en la pestaña de configuraciones del equipo se debe activar en el modo de puesta en marcha como se muestra en la figura 62 y activación de salida de relé en modo de test como se muestra en la figura 63. Se carga la configuración a los equipos y estos se reinician en con el LED de color rojo encendido (modo error), que señala que el equipo se encuentra en este caso en modo de puesta en marcha.

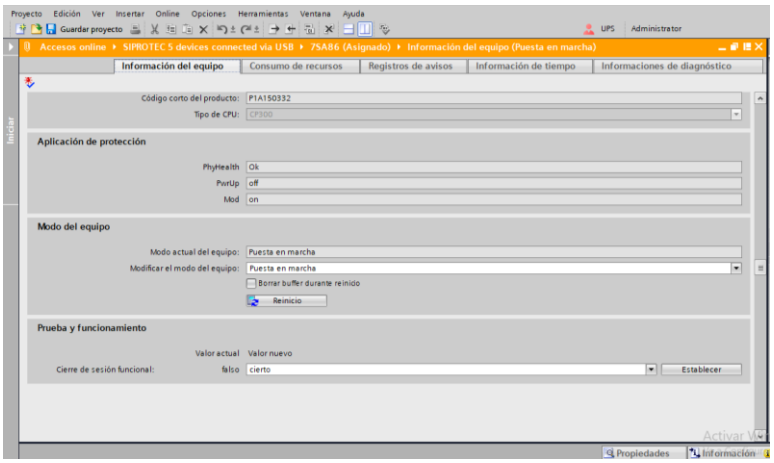


Figura 62. Activación del IED en modo de puesta en marcha, (Fuente: Autores).

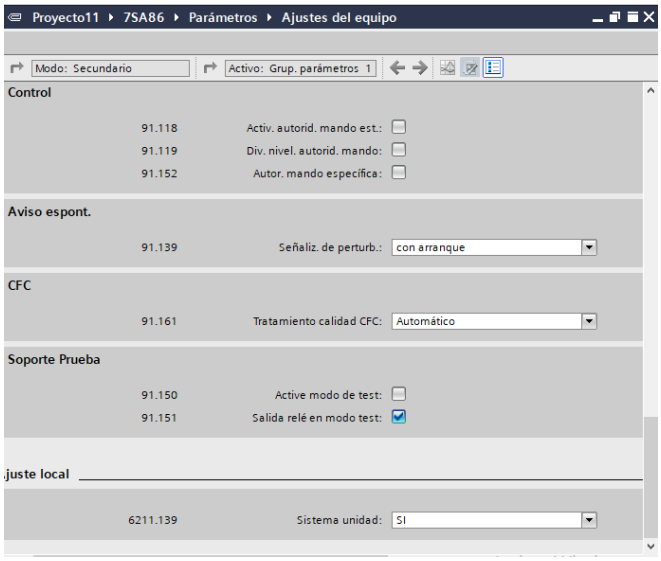


Figura 63. Activación de salida de relé en modo de test, (Fuente: Autores).

5.2.1 Pruebas de comprobación de entradas binarias

La comprobación de entradas binarias se realizó mediante la activación de estas directamente desde la aplicación DIGSI 5. Se realizó la comprobación de todas las señales de entrada tanto en los IED´s de distancia como de sobrecorriente. A continuación se muestra un ejemplo de las comprobaciones realizadas.

En la figura 64 se muestra la activación de las señales de entrada **1.1**, **1.2**, **1.3**, y **1.4** desde DIGSI 5, en la figura 65 se muestra la pantalla integrada del IED con la visualización de las entradas binarias activadas, para este caso se señala con una **X** la señal que se encuentra activa. Además en la pantalla se puede ver que el equipo se encuentra en modo de puesta en marcha (Commissioning).

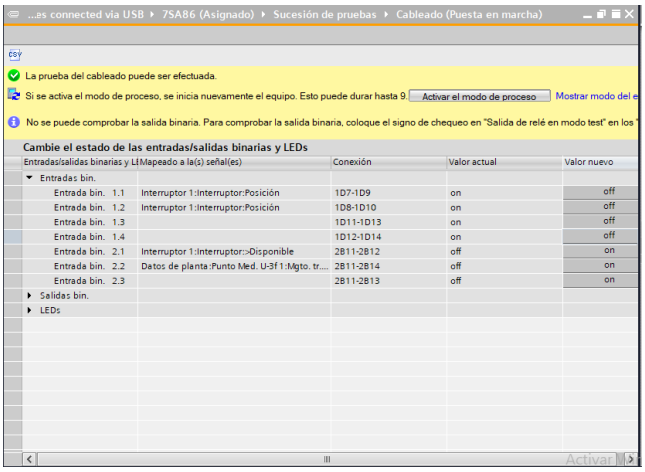


Figura 64. Activación de entradas binarias desde DIGSI 5, (Fuente: Autores).

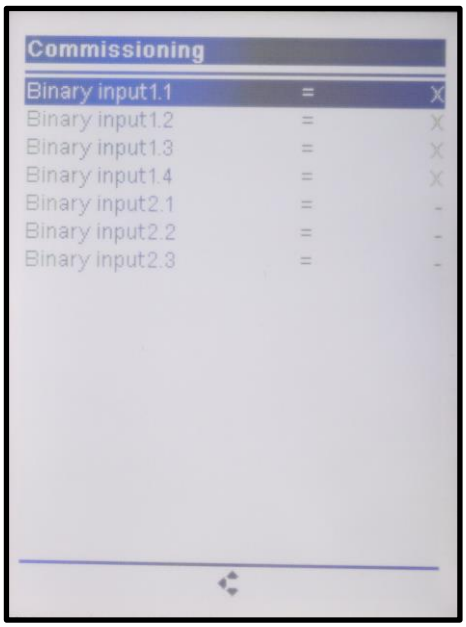


Figura 65. Visualización de activación de entradas binarias en la pantalla integrada, (Fuente: Autores).

5.2.2 Pruebas de comprobación de salidas binarias

La comprobación de salidas binarias se realizó de la misma manera que con las pruebas de entradas binarias. En el ejemplo de la figura 66 se muestra la activación desde DIGSI 5 las salidas binarias **1.1**, **1.3**, **1.5**, **1.7**, **1.9**, **1.11**, y **2.2**. En la figura 67 se muestra la visualización en pantalla de las salidas binarias activas.

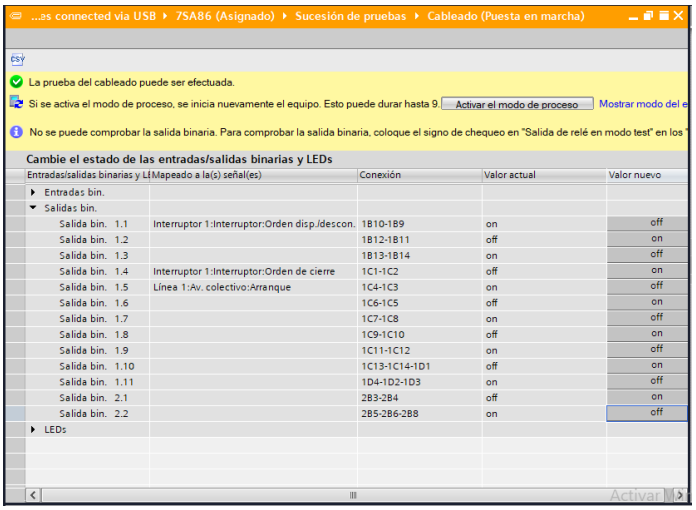


Figura 66. Activación de salidas binarias desde DIGSI 5, (Fuente: Autores).

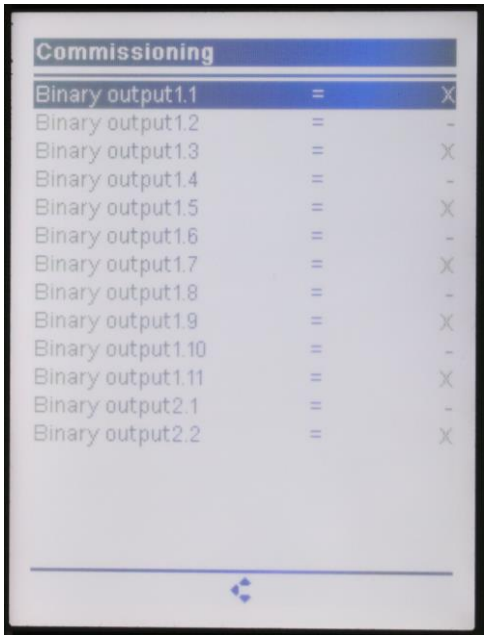


Figura 67. Visualización de activación de salidas binarias en la pantalla integrada, (Fuente: Autores).

Además se realizó comprobaciones de los estados en los bornes de entradas y salidas binarias como se puede ver en la figura 68, corroborando la orden realizada desde DIGSI 5 y los valores mostrados en la pantalla de los equipos.

Figura 68. Comprobaciones de estados de las entradas y salidas binarias, (Fuente: Autores).

5.2.3 Pruebas de comprobación de LEDs

El estado de los LEDs se puede comprobar de dos formas, mediante el botón de reset que se encuentra en el panel del IED y mediante la activación desde el entorno DIGSI 5. En este caso se comprobó su estado desde el software tal como se puede ver en la figura 69 se activaron los LEDs **1.1**, **1.3**, **1.5**, **1.7**, **1.9**, **1.11**, **1.13** y **1.15.** En la figura 70 se puede ver la activación de dichos LEDs.

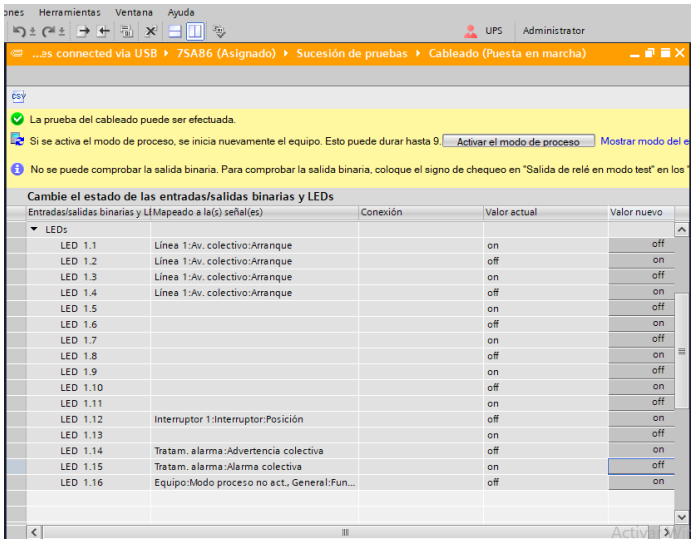


Figura 69. Activación de LEDs desde DIGSI 5, (Fuente: Autores).

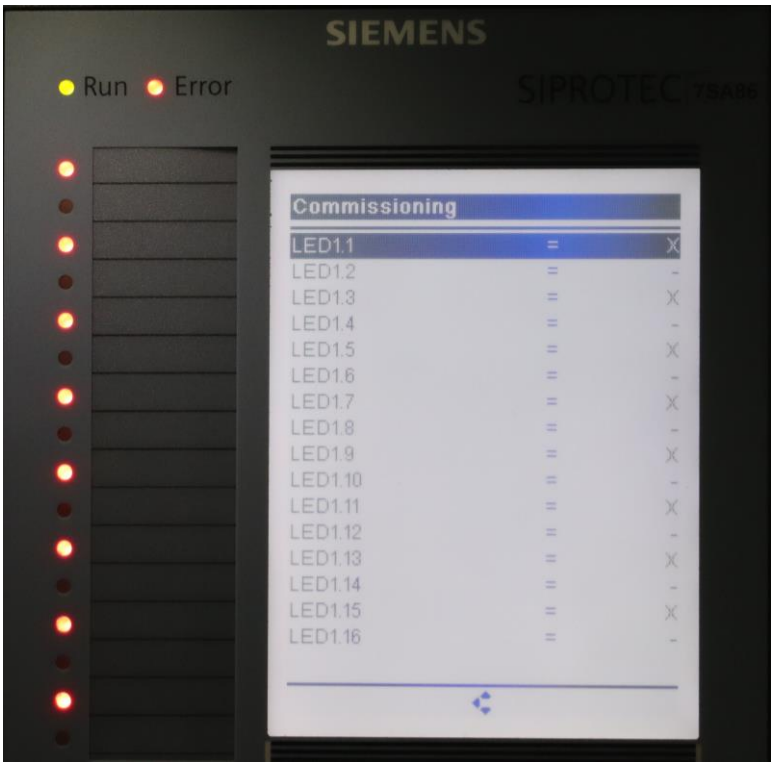


Figura 70. Activación de LEDs en el panel frontal, (Fuente: Autores).

5.2.4 Inyección de corrientes y voltajes desde la maleta de pruebas CMC 356

La inyección de voltajes y corrientes se realiza para la comprobación de magnitudes y secuencias de fase de estos valores de entrada. La inyección se realiza desde la maleta de pruebas CMC 356 y se genera valores analógicos en diferentes magnitudes y ángulos de fase (ver figura 71). Se comprobará estos valores desde el software del CMC y el software del IED (ver figura 72), el equipo de pruebas inyectará valores en secundario de los transformadores sin embargo todas las pruebas se mostrarán en valores del lado primario. A continuación se presenta las pruebas de inyección realizadas.

Prueba 1: Inyección de voltajes y corrientes con magnitudes y ángulos balanceados, ver tabla 9.

Tabla 9. Prueba 1 de inyección de voltajes y corrientes.

	GENERADO DESDE CMC		RECIBIDO EN IED	
	VOLTAJES Y CORRIENTES	ÁNGULO	VOLTAJES Y CORRIENTES	ÁNGULO
IL1	1,00 kA	0°	1,00 kA	0°
IL2	1,00 kA	-120°	1,00 kA	-120°
IL3	1,00 kA	120°	1,00 kA	120°
In	----	----	----	----
VL1	230,9 kV	0°	230,93 kV	0°
VL2	230,9 kV	-120°	230,93 kV	-120°
VL3	230,9 kV	120°	230,87 kV	120°
Vn	----	----		----

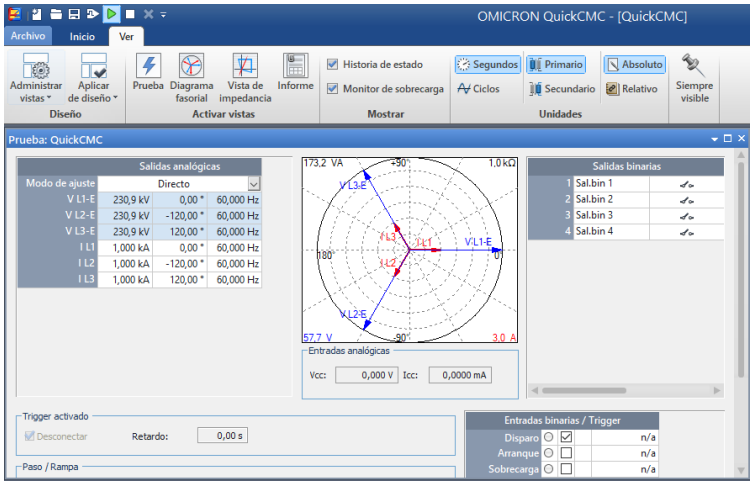


Figura 71. Prueba 1 de inyección de voltajes y corrientes desde CMC 356, (Fuente: Autores).

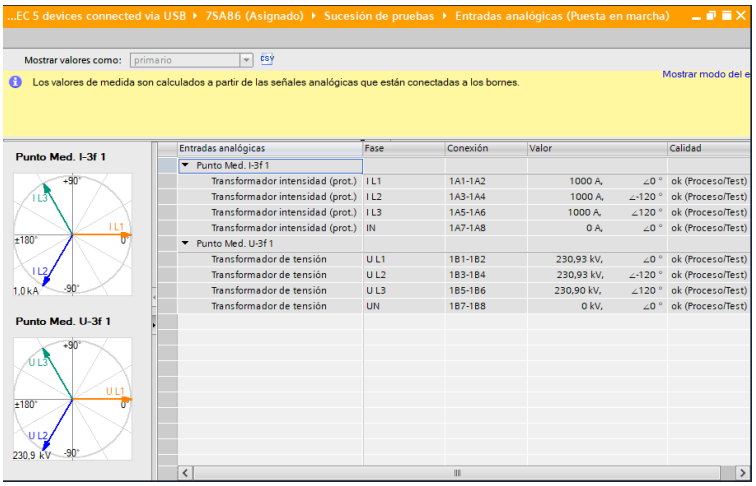


Figura 72. Prueba 1 de lectura de voltajes y corrientes desde IED, (Fuente: Autores).

Prueba 2: Inyección de corrientes con diferentes magnitudes y ángulos desbalanceados, ver tabla 10.

Tabla 10. Prueba 2 de inyección de voltajes y corrientes.

	GENERADO DESDE CMC		RECIBIDO EN IED	
	VOLTAJES Y CORRIENTES	ÁNGULO	VOLTAJES Y CORRIENTES	ÁNGULO
IL1	1,00 kA	-45°	1,00 kA	-45°
IL2	1,50 kA	-165°	1,50 kA	-165°
IL3	2,00 kA	75°	2,00 kA	75°
In	----	----	866 A	-75
VL1	230,9 kV	0°	230,90 kV	0°
VL2	230,9 kV	-120°	230,89 kV	-120°
VL3	230,9 kV	120°	230,87 kV	120°
Vn	----	----		----

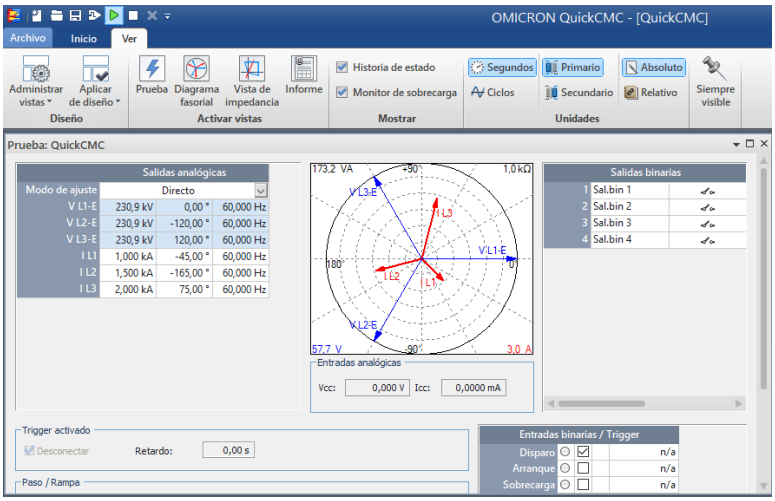


Figura 73. Prueba 2 de inyección de voltajes y corrientes desde CMC 356, (Fuente: Autores).

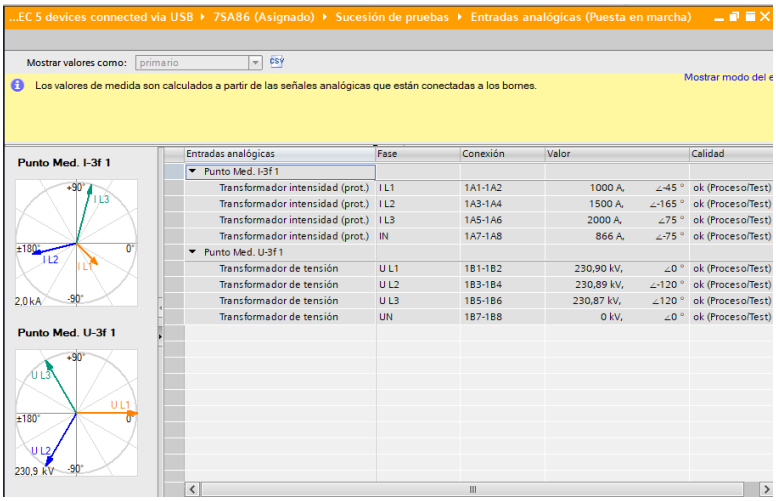


Figura 74. Prueba 2 de lectura de voltajes y corrientes desde IED, (Fuente: Autores).

Prueba 3: Magnitud de voltajes y corrientes balanceados con ángulos de corriente desbalanceados, ver tabla 11.

Tabla 11. Prueba 3 de inyección de voltajes y corrientes.

	GENERADO DESDE CMC		RECIBIDO EN IED	
	VOLTAJES Y CORRIENTES	ÁNGULO	VOLTAJES Y CORRIENTES	ÁNGULO
IL1	1,00 kA	-30°	1,00 kA	-30°
IL2	1,00 kA	-150°	1,50 kA	-150°
IL3	1,00 kA	90°	2,00 kA	90°
In	----	----	----	----
VL1	200 kV	0°	200,09 kV	0°
VL2	200 kV	-120°	199,79 kV	-120°
VL3	200 kV	120°	199,87 kV	120°
Vn	----	----		----

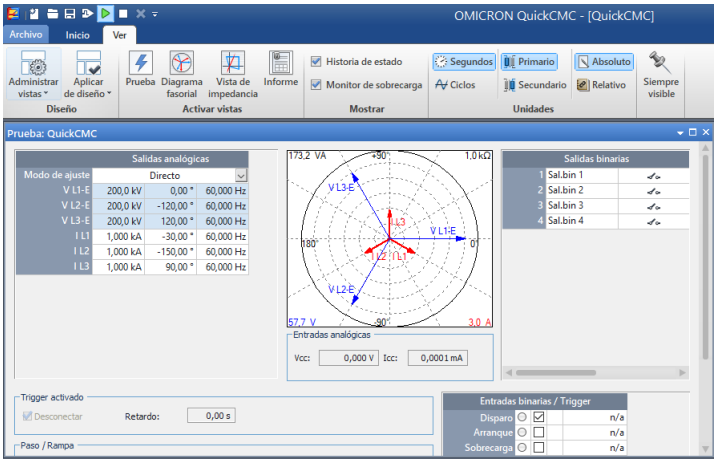


Figura 75. Prueba 3 de inyección de voltajes y corrientes desde CMC 356, (Fuente: Autores).

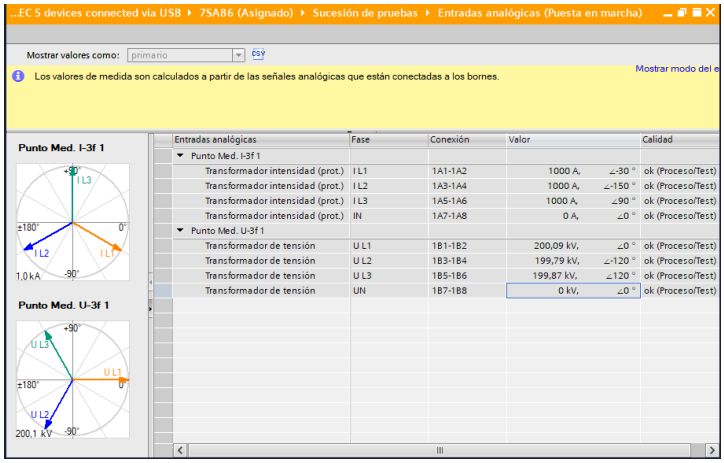


Figura 76. Prueba 3 de lectura de voltajes y corrientes desde IED, (Fuente: Autores).

5.3 Pruebas realizadas con los equipos en modo de simulación

5.3.1 Simulación de entradas de corriente y voltaje con DIGSI 5

Los IED´s se activan en modo de simulación desde la pestaña de configuraciones del equipo, esta activación permite simular señales ce corriente y voltaje de entrada mediante el generador de señales interno de los IED´s. En la figura 77 y 78 se muestra los valores de corriente y voltaje respectivamente para ser simulados en el IED.

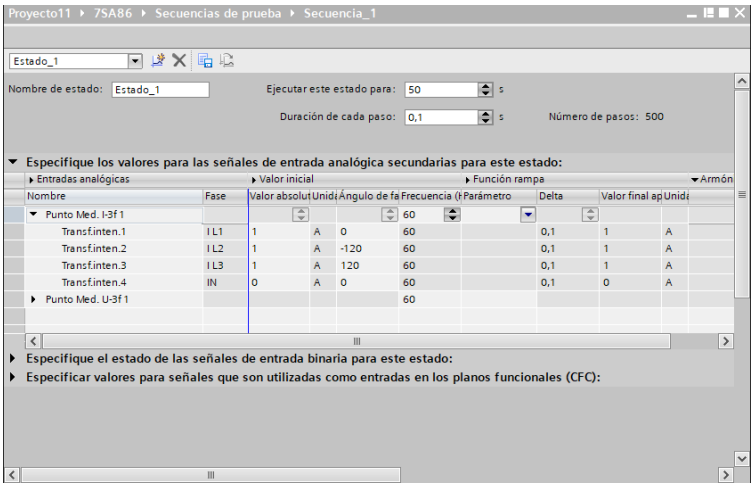


Figura 77. Ingreso de datos de simulación de corrientes, (Fuente: Autores).

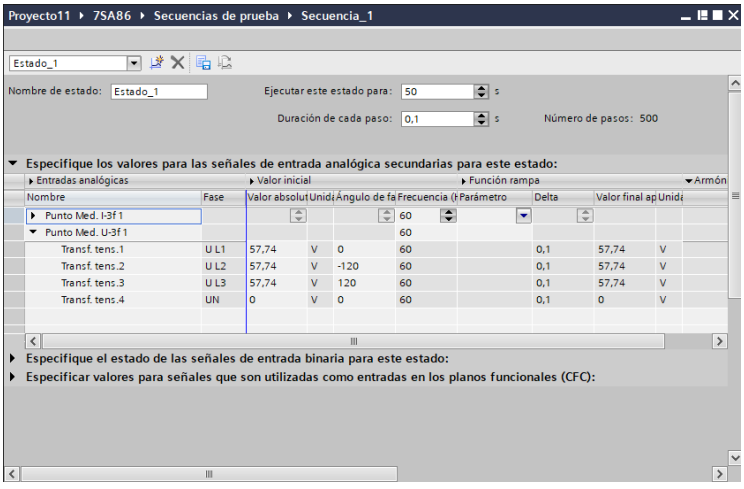


Figura 78. Ingreso de datos de simulación de voltajes, (Fuente: Autores).

En el software de los IED´s es posible insertar valores a diferentes magnitudes y desfase de ángulo de las corrientes y voltajes, así como insertar valores de frecuencia. Se tiene la

posibilidad de ver estos valores simulados tanto del lado primario como secundario del transformador. En la figura 79 se muestra el diagrama fasorial de voltajes y corrientes simulados con referencia en el primario de los transformadores.

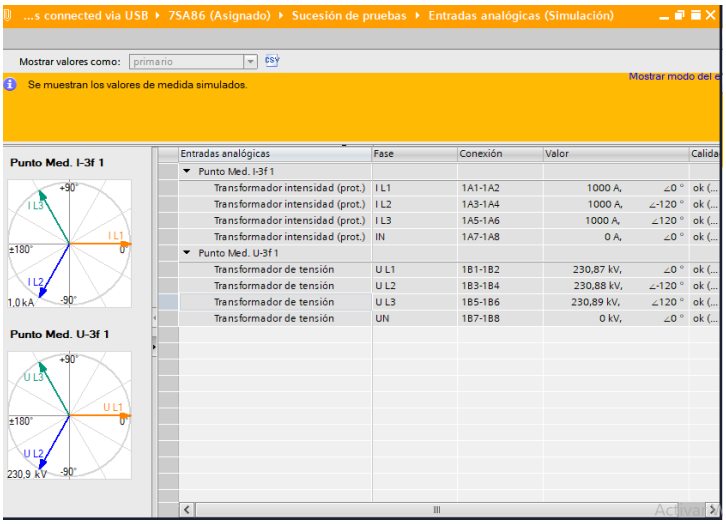


Figura 79. Diagrama fasorial de voltajes y corrientes simulados, (Fuente: Autores).

En la figura 80 se muestra los valores simulados en el primario de los transformadores y presentados en la pantalla integrada del IED.

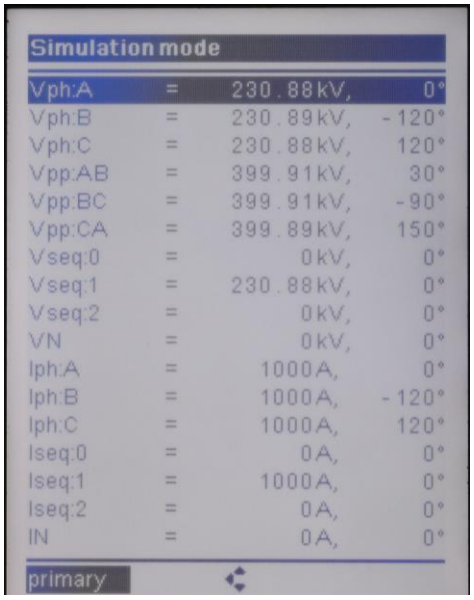


Figura 80. Valores primarios de voltajes y corrientes simulados, (Fuente: Autores).

En la figura 81 se muestra los valores simulados en el secundario de los transformadores y presentados en la pantalla integrada del IED.

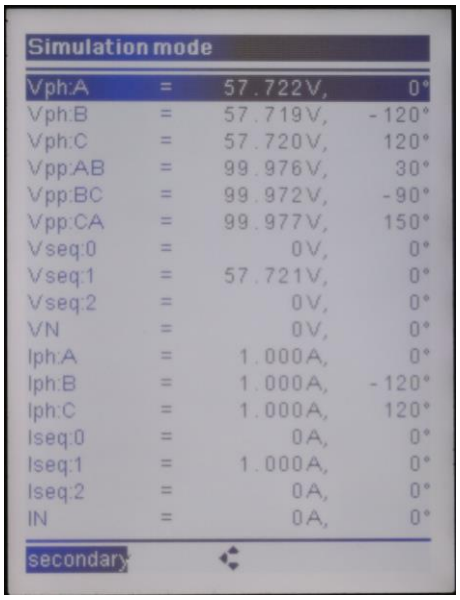


Figura 81. Valores secundarios de voltajes y corrientes simulados, (Fuente: Autores).

5.3.2 Simulación de función de protección 50/51 de disparo de tiempo definido

Para la simulación de la función de protección se configura en el entorno DIGSI 5 la curva característica de disparo por tiempo definido, esta curva de disparo utilizada está definida por la Norma IEC. Los valores de corriente de referencia, corriente de arranque, tiempo de disparo se presentan en la tabla 12.

Tabla 12. Datos de la simulación de función de protección 50/51

Simulación de prueba de función de protección de sobrecorriente de tiempo definido	
Voltajes y Corrientes	Simulados
Característica de disparo	IEC de tiempo definido
Dirección	No direccional
Tipo de falla	Trifásica
I arranque	0,5 Iref
Tiempo Programado	300 ms
Tiempo de disparo simulado	297 ms
Magnitud de corriente de falla	2,5 A

En la figura 82 se muestra la curva característica de disparo de tiempo definido programada en DIGSI 5.

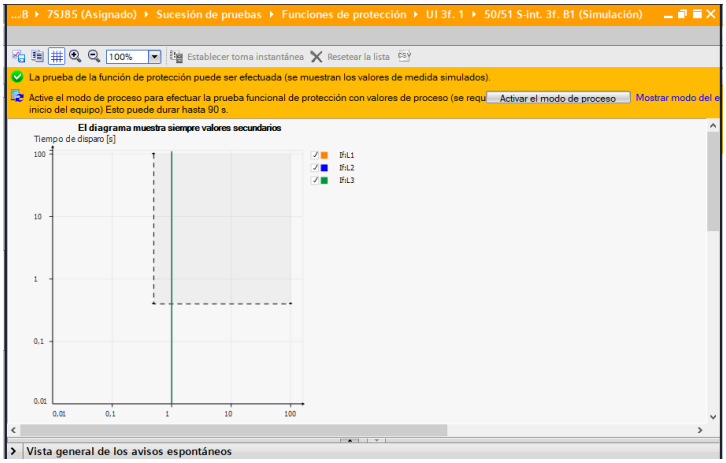


Figura 82. Configuración de la simulación de protección 50/51 de tiempo definido, (Fuente: Autores).

En la figura 83 se muestra el resultado de la simulación con la actuación del IED, en la pantalla se muestra el modo de simulación y la función de protección realizada. Como resultado se tiene una respuesta de protección de tipo 50/51 de sobrecorriente trifásica, con un tiempo de disparo de 297 ms.

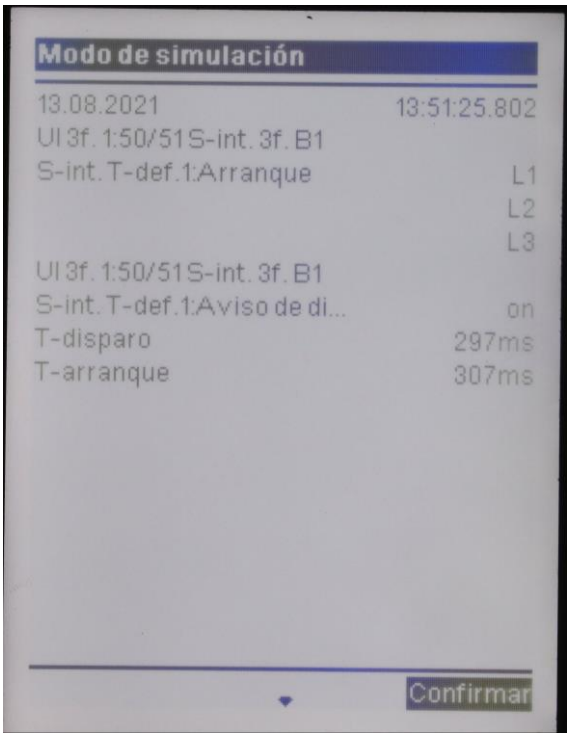


Figura 83. Resultado de la simulación en el IED, (Fuente: Autores).

En el software DIGSI hay la posibilidad de visualizar el resultado de perturbografías obtenidas en el transcurso de la simulación, en la figura 84 se muestra la señales de corriente de falla trifásica y en la figura 85 se muestra el resultado de simulación de disparos efectuados por el equipo.

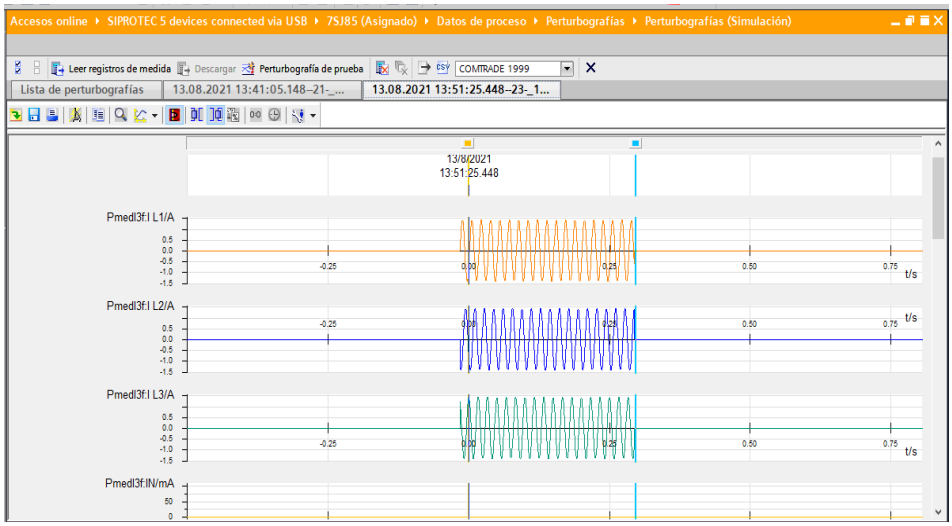


Figura 84. Resultado de simulación de perturbografías, (Fuente: Autores).

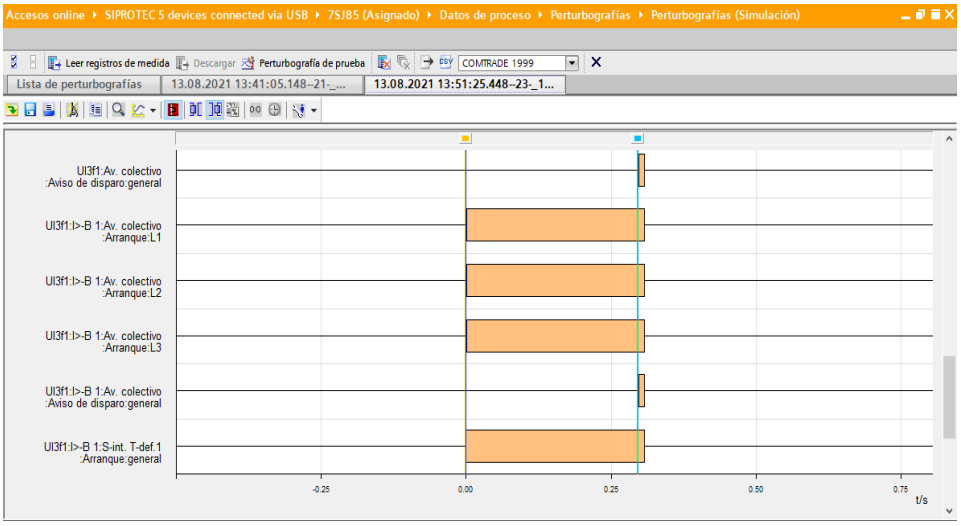


Figura 85. Resultado de simulación de avisos de disparo, (Fuente: Autores).

5.4 Pruebas realizadas con los equipos en modo de proceso

Los equipos se colocan en modo de proceso desde DIGSI 5 y se procede a realizar pruebas de función de protección de sobrecorriente en todos los dispositivos tanto IED´s de sobrecorriente como IED´s de distancia. Cabe aclarar que el IED de distancia también realiza funciones de protección de sobrecorriente 50/51. La inyección de voltajes y

corrientes se realiza directamente desde la maleta de pruebas CMC, 356 así como la configuración de la función de protección para cada prueba se configura tanto en el equipo IED como en la maleta de pruebas. Todas las curvas características de disparo se realizaron acorde a la normativa IEC.

En los subcapítulos siguientes se presenta los resultados de las pruebas realizadas, sin embargo parte de los informes obtenidos tanto del CMC 356 como del IED se presentan en la sección de anexos.

5.4.1 Pruebas de función de protección de sobrecorriente 50/51 no direccional en fallas trifásicas

5.4.1.1 Prueba de función 50/51 de disparo de tiempo definido

Tabla 13. Datos de la prueba de función de protección 50/51 de disparo de tiempo definido

Prueba de función de protección 50/51	
Característica de disparo	IEC de tiempo definido
Dirección	No direccional
Tipo de falla	Trifásica
I arranque	0,5 Iref
Tiempo Programado	300 ms
Tiempo de disparo en IED	298 ms
Tiempo de respuesta en CMC	315,4 ms
Magnitud de corriente de falla	2,5 A

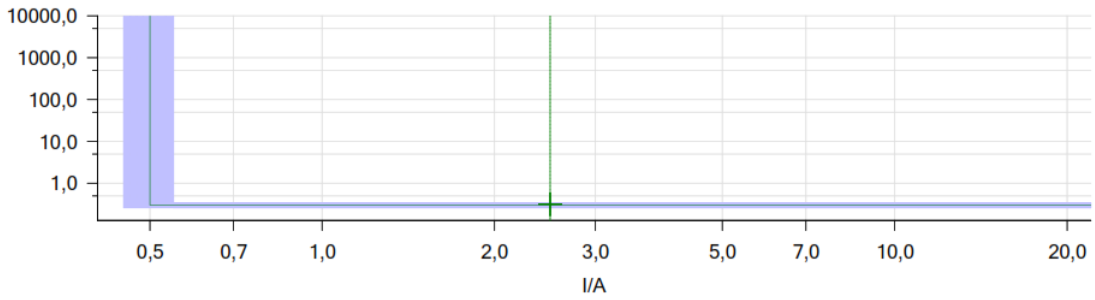


Figura 86. Característica de disparo por 50/51 de tiempo definido en el CMC, (Fuente: Autores).

Figura 87. Resultado de la protección 50/51 de tiempo definido en el IED, (Fuente: Autores).

En la figura 87 se puede ver que el resultado del tiempo de disparo es similar al tiempo de disparo simulado que se muestra en la 83, el error de tiempo entre simulación y el funcionamiento normal del IED es de 1 ms, este valor depende de los tiempos de respuesta del equipo ante la señal inyectada desde el equipo de pruebas CMC 356.

El informe detallado de esta función de protección se puede ver en el ANEXO 6.

5.4.1.2 Prueba de función 50/51 de disparo de tiempo normalmente inverso

Tabla 14. Datos de la prueba de función de protección 50/51 de disparo de tiempo normalmente inverso

Prueba de función de protección 50/51	
Característica de disparo	IEC de tiempo normalmente inverso
Dirección	No direccional
Tipo de falla	Trifásica
I arranque	0,5 Iref
Índice de tiempo	1
Tiempo de disparo en IED	4250 ms
Tiempo de respuesta en CMC	4266 ms
Magnitud de corriente de falla	2,5 A

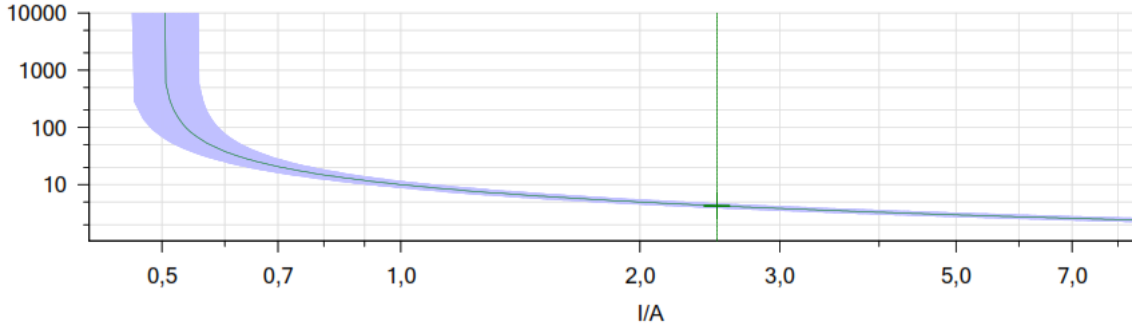


Figura 88. Característica de disparo por 50/51 de tiempo normalmente inverso en el CMC, (Fuente: Autores).

Figura 89. Resultado de la protección 50/51 de tiempo normalmente inverso en el IED, (Fuente: Autores).

El informe detallado de esta función de protección se puede ver en el ANEXO 7.

5.4.1.3 Prueba de función 50/51 de disparo de tiempo muy inverso

Tabla 15. Datos de la prueba de función de protección 50/51 de disparo de tiempo muy inverso

Prueba de función de protección 50/51	
Característica de disparo	IEC de tiempo muy inverso
Dirección	No direccional
Tipo de falla	Trifásica
I arranque	0,3 Iref
Índice de tiempo	1
Tiempo de disparo en IED	3343 ms
Tiempo de respuesta en CMC	3352 ms
Magnitud de corriente de falla	1,5 A

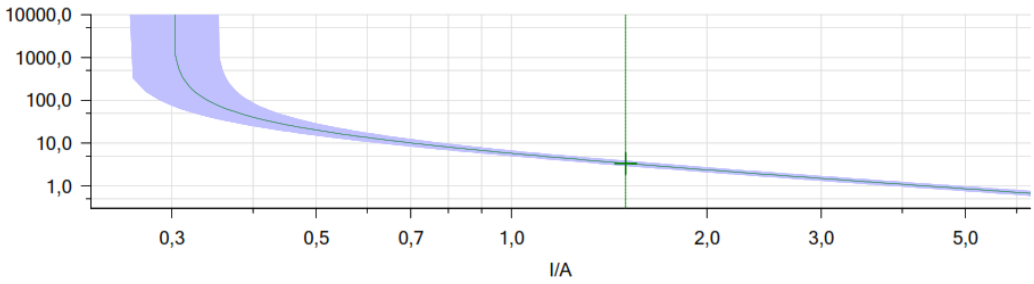


Figura 90. Característica de disparo por 50/51 de tiempo muy inverso en el CMC, (Fuente: Autores).

Figura 91. Resultado de la protección 50/51 de tiempo muy inverso en el IED, (Fuente: Autores).

5.4.1.4 Prueba de función 50/51 de disparo de tiempo extremadamente inverso

Tabla 16. Datos de la prueba de función de protección 50/51 de disparo de tiempo extremadamente inverso

Prueba de función de protección 50/51	
Característica de disparo	IEC de tiempo extremadamente inverso
Dirección	No direccional
Tipo de falla	Trifásica
I arranque	0,2 Iref
Índice de tiempo	1
Tiempo de disparo en IED	3350 ms
Tiempo de respuesta en CMC	3360 ms
Magnitud de corriente de falla	1 A

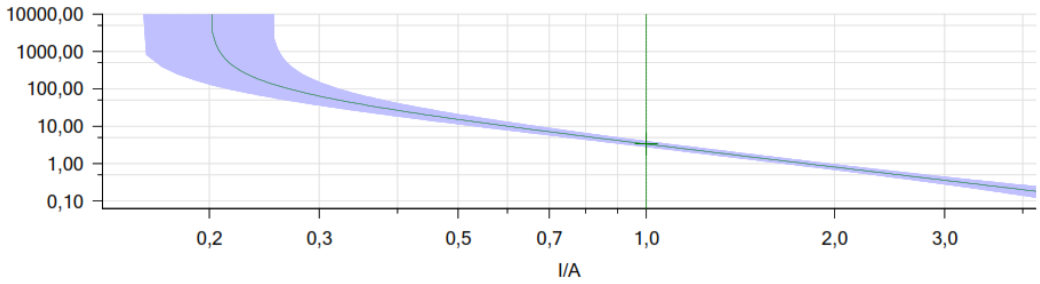


Figura 92. Característica de disparo por 50/51 de tiempo extremadamente inverso en el CMC, (Fuente: Autores).

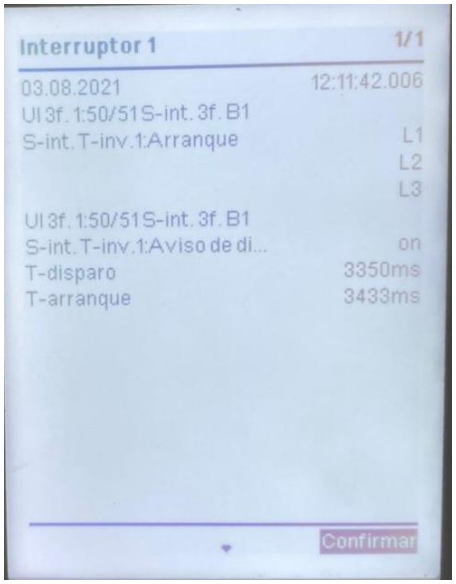


Figura 93. Resultado de la protección 50/51 de tiempo extremadamente inverso en el IED, (Fuente: Autores).

5.4.2 Pruebas de función de protección de sobrecorriente 50/51N no direccional en fallas monofásicas

5.4.2.1 Falla L1-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo definido

Tabla 17. Datos de la prueba de función de protección 50/51N de disparo de tiempo definido

Prueba de función de protección 50/51N	
Característica de disparo	IEC de tiempo definido
Dirección	No direccional
Tipo de falla	Monofásica L1-N
I arranque	0,4 Iref
Tiempo Programado	400 ms
Tiempo de disparo en IED	396 ms
Tiempo de respuesta en CMC	4108 ms
Magnitud de corriente de falla	2 A

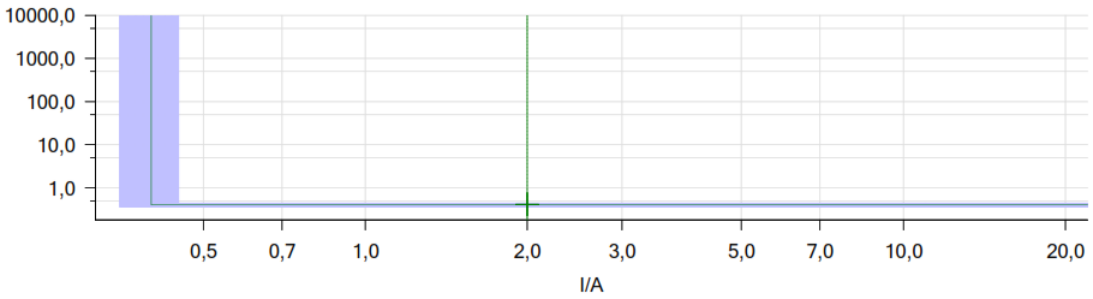


Figura 94. Característica de disparo por 50/51N de tiempo definido en el CMC, (Fuente: Autores).

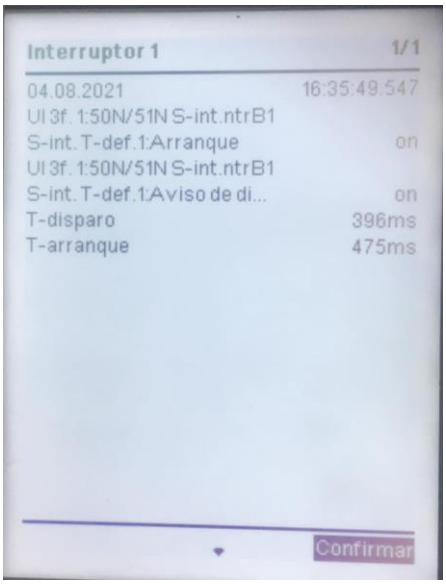


Figura 95. Resultado de la protección 50/51N de tiempo definido en el IED, (Fuente: Autores).

El informe detallado de esta función de protección se puede ver en el ANEXO 8.

5.4.2.2 Falla L2-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo normalmente inverso

Tabla 18. Datos de la prueba de función de protección 50/51N de disparo de tiempo normalmente inverso

Prueba de función de protección 50/51N	
Característica de disparo	IEC de tiempo normalmente inverso
Dirección	No direccional
Tipo de falla	Monofásica L2-N
I arranque	0,4 Iref
Índice de tiempo	1
Tiempo de disparo en IED	4250 ms
Tiempo de respuesta en CMC	4269 ms
Magnitud de corriente de falla	2 A

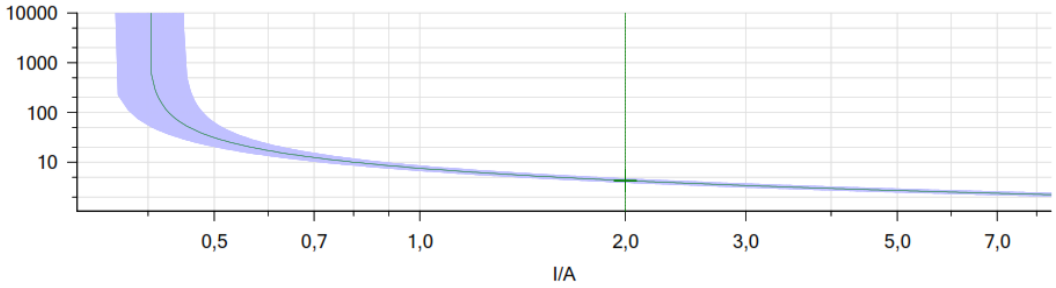


Figura 96. Característica de disparo por 50/51N de tiempo normalmente inverso en el CMC, (Fuente: Autores).

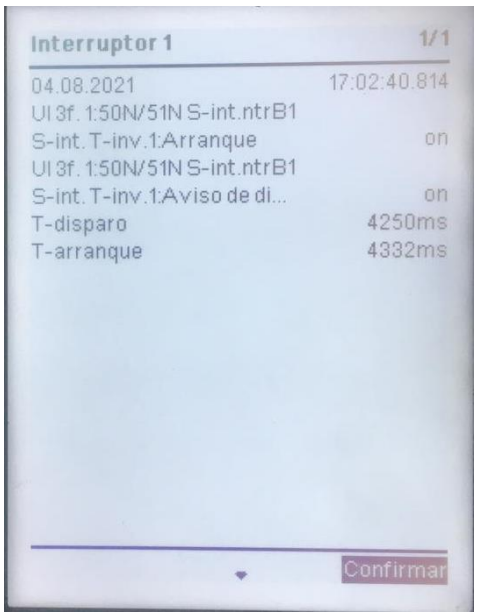


Figura 97. Resultado de la protección 50/51N de tiempo normalmente inverso en el IED, (Fuente: Autores).

El informe detallado de esta función de protección se puede ver en el ANEXO 9.

5.4.2.3 Falla L3-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo muy inverso

Tabla 19. Datos de la prueba de función de protección 50/51N de disparo de tiempo muy inverso

Prueba de función de protección 50/51N	
Característica de disparo	IEC de tiempo muy inverso
Dirección	No direccional
Tipo de falla	Monofásica L3-N
I arranque	0,4 Iref
Índice de tiempo	1
Tiempo de disparo en IED	3358 ms
Tiempo de respuesta en CMC	3369 ms
Magnitud de corriente de falla	2 A

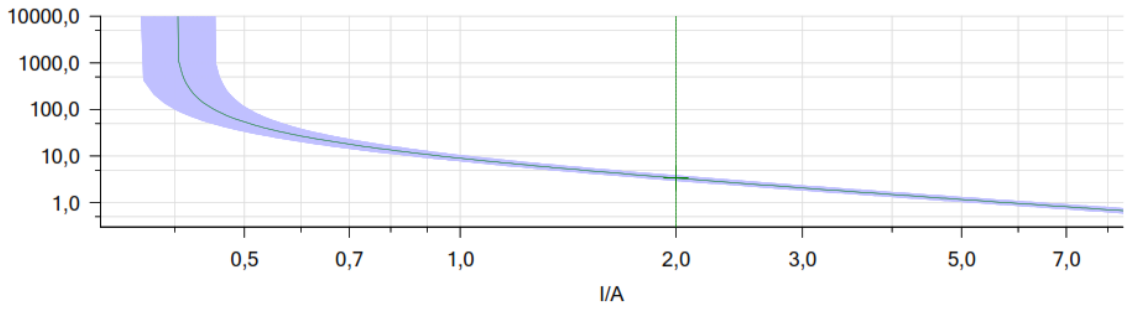


Figura 98. Característica de disparo por 50/51N de tiempo muy inverso en el CMC, (Fuente: Autores).

Figura 99. Resultado de la protección 50/51N de tiempo muy inverso en el IED, (Fuente: Autores).

5.4.2.4 Falla L1-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo extremadamente inverso

Tabla 20. Datos de la prueba de función de protección 50/51N de disparo de tiempo extremadamente inverso

Prueba de función de protección 50/51N	
Característica de disparo	IEC de tiempo extremadamente inverso
Dirección	No direccional
Tipo de falla	Monofásica L1-N
I arranque	0,4 Iref
Índice de tiempo	1
Tiempo de disparo en IED	3350 ms
Tiempo de respuesta en CMC	3368 ms
Magnitud de corriente de falla	2 A

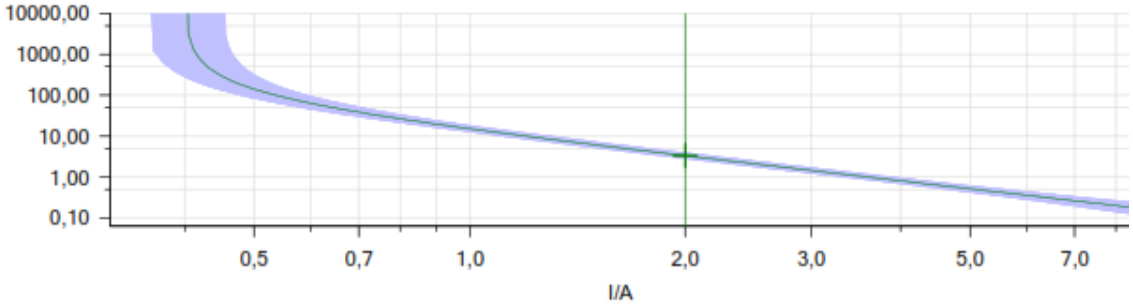


Figura 100. Característica de disparo por 50/51N de tiempo extremadamente inverso en el CMC, (Fuente: Autores).

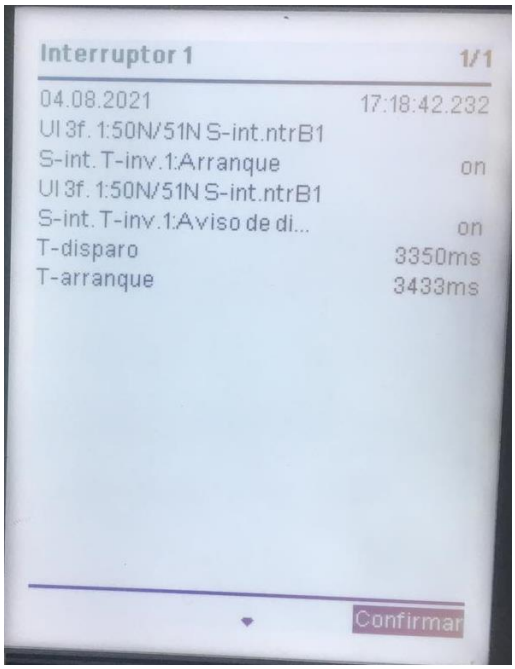


Figura 101. Resultado de la protección 50/51N de tiempo extremadamente inverso en el IED, (Fuente: Autores).

CONCLUSIONES

- Los bancos siguen las normativas de construcción especificadas por la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2568:2010 (Tableros, Gabinetes, Cajas de paso de alumbrado, Racks y Accesorios de Rack), sin embargo, se construyó en base a los requerimientos del laboratorio de protecciones ya que servirán como módulos de pruebas para los estudiantes de manera didáctica.
- Al inicio del diseño eléctrico se consideró fuentes DC para la alimentación de los IED's, sin embargo, por recomendaciones del proveedor se alimentó directamente desde una fuente AC.
- Para los bornes de los IED's se colocaron borneras tipo banana hembra para el manejo didáctico, también cuenta con borneras de paso en la parte posterior del banco, ya que esta conexión es más común en IED's que se encuentran en funcionamiento de protección de un sistema eléctrico.
- Para cargar los proyectos creados desde DIGSI 5, se necesitará un código de confirmación (222222), este código no será necesario para cargar nuevas configuraciones en el proyecto.
- Después de analizar la configuración y el funcionamiento de los IED's se realizaron las pruebas generales de cada uno de los equipos, con la inyección de las corrientes y voltajes mediante CMC 356 se realizaron pruebas de protecciones mediante el software Test Universe.
- Desde El software DIGSI 5 se puede simular la inyección de corrientes y voltajes de manera interna sin la necesidad de un dispositivo externo (CMC 356).

RECOMENDACIONES

- Si se trabaja desde una sola PC es necesario asociar el CMC 356 una sola vez, aunque se cree nuevas secuencias de pruebas, pero si se conecta a otra PC se debe asociar nuevamente el dispositivo ya que por seguridad el CMC 356 se asocia con un solo equipo a la vez.
- Realizar la correcta configuración y conexión de las señales binarias de corriente de arranque y de disparo, tanto en el software DIGSI 5 como en el Test Universe ya que estas señales son necesarias para que el CMC 356 pueda detectar los disparos del relé y apagar la inyección de corrientes.
- Si se requiere desmontar los IED’s del tablero para efectos de mantenimiento o reparaciones se lo puede hacer de manera sencilla ya que los bornes posteriores están conformados por módulos enchufables y no es necesario realizar la desconexión del cableado eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

[1] L. S. Barrantes Pinela, “Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas,” 2011.

[2] F. A. Araujo Vazquez and C. G. Bermeo Calle, “Diseño e implementación de tablero de pruebas para Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED’s) de control y protección del Laboratorio de Control, Automatización y Protecciones de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.,” 2018.

[3] G. S. Argüello Martínez and C. A. Carchipulla Saca, “Ingeniería de Diseño Para la Utilización de los Relés Multifunción de la Central Mazar en las Unidades de la Central Molino Pertenecientes a CELEC EP. HIDROPAUTE,” 2015.

[4] M. Ramírez, *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia*. 2005.

[5] R. Capella, “Protecciones eléctricas en MT,” *Bibl. Tec.*, vol. 1, p. 197, 2003.

[6] S. Ramirez Castaño, *Protección de Sistemas Eléctricos*, Primera Ed. 2003.

[7] F. H. Núñez Ramírez, *Centrales De Generación y Subestaciones Eléctricas*. 2015.

[8] R. X. Pelaes Ramirez, “Coordinación automática de protecciones de distancia en líneas de transmisión frente a una contingencia extrema,” 2019.

[9] J. L. Córdova Pazmiño and W. O. Farinango Quilca, “Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones con Relés Digitales (IED) del Sistema Eléctrico Quito en Niveles de Voltaje de 138kV y 46kV,” 2008.

[10] INEN, “NORMA TECNICA ECUATORIANA NTE INEN 2568:2010,” *Inst. Ecuatoriano Norm.*, p. 29, 2012.

[11] Legrand, “Construcción y Certificación de Conjuntos de Conformidad con IEC 61439-1 y 2,” p. 110, 2012.

[12] Siemens, *SIPROTEC 5 Hardware Description 7SA86/7SJ85*. .

[13] Siemens, “SIPROTEC 5 Product information Wire cross-section,” pp. 1–2, 2019.

[14] Siemens, “SIPROTEC 5 Configuration 7SJ85,” p. 7, 2019.

[15] Siemens, “SIPROTEC 5 Configuration 7SA86,” p. 7, 2019.

[16] Siemens, “SIPROTEC 5 Engineering Guide DIGSI 5,” pp. 1–144, 2015.

[17] F. Arévalo, “GUÍA METODOLÓGICA PARA PRUEBAS DE RELÉS DE PROTECCIÓN MULTIFUNCIONAL CON EL EQUIPO DE INYECCIÓN OMICRON CMC,” 2015.

[18] OMICRON, “Cmc 356 La unidad universal de prueba de relés y de puesta en servicio,” *Omicron*, p. 12, 2018.

[19] Siemens, “SIPROTEC 5 Servicio, Manual de Operaciones con DIGSI 5,” p. 328, 2016.

ANEXOS

ANEXO 1: Planos mecánicos de los armarios.

ANEXO 2: Recomendaciones de cableado en bornes por parte de SIEMENS, SIPROTEC 5.

ANEXO 3: Plano de disposición de componentes eléctricos y marquillado.

ANEXO 4: Lista detallada de materiales eléctricos y equipos utilizados.

ANEXO 5: Datos técnicos de relé de distancia 7SA86 y relé de sobrecorriente 7SJ85.

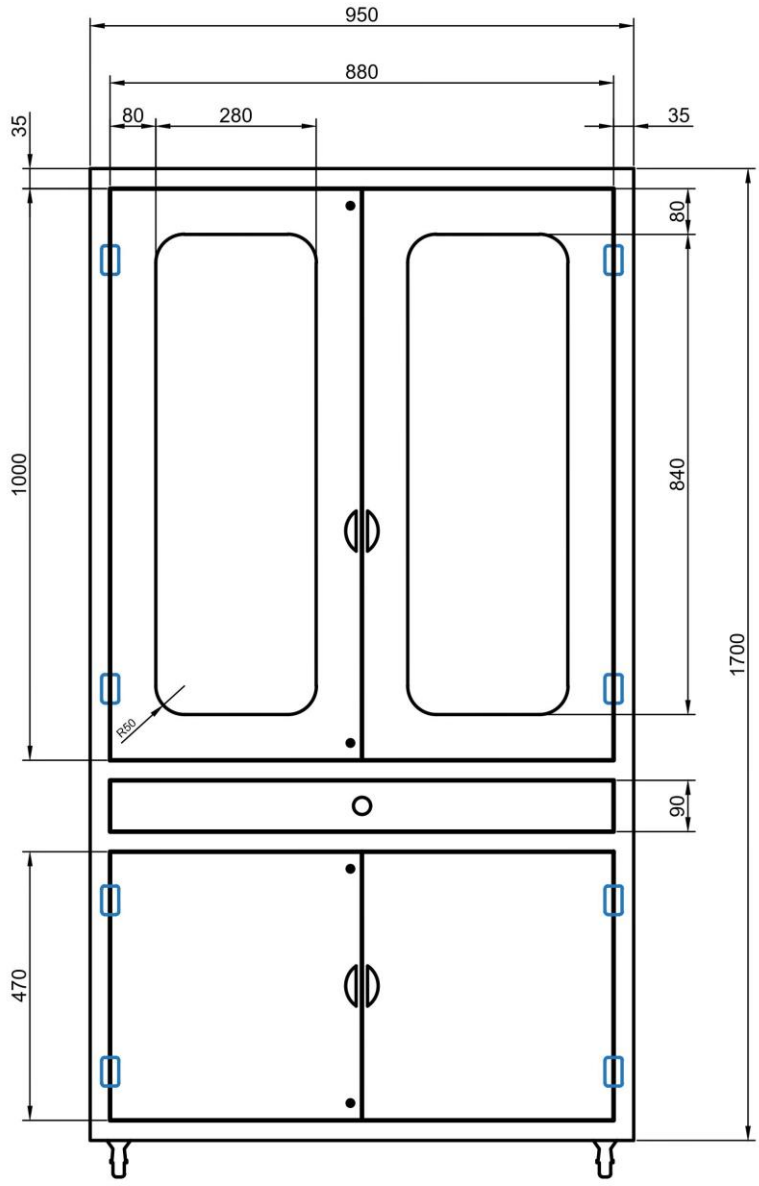
ANEXO 6: Informe de prueba de función 50/51 de disparo de tiempo definido.

ANEXO 7: Informe de prueba de función 50/51 de disparo de tiempo normalmente inverso.

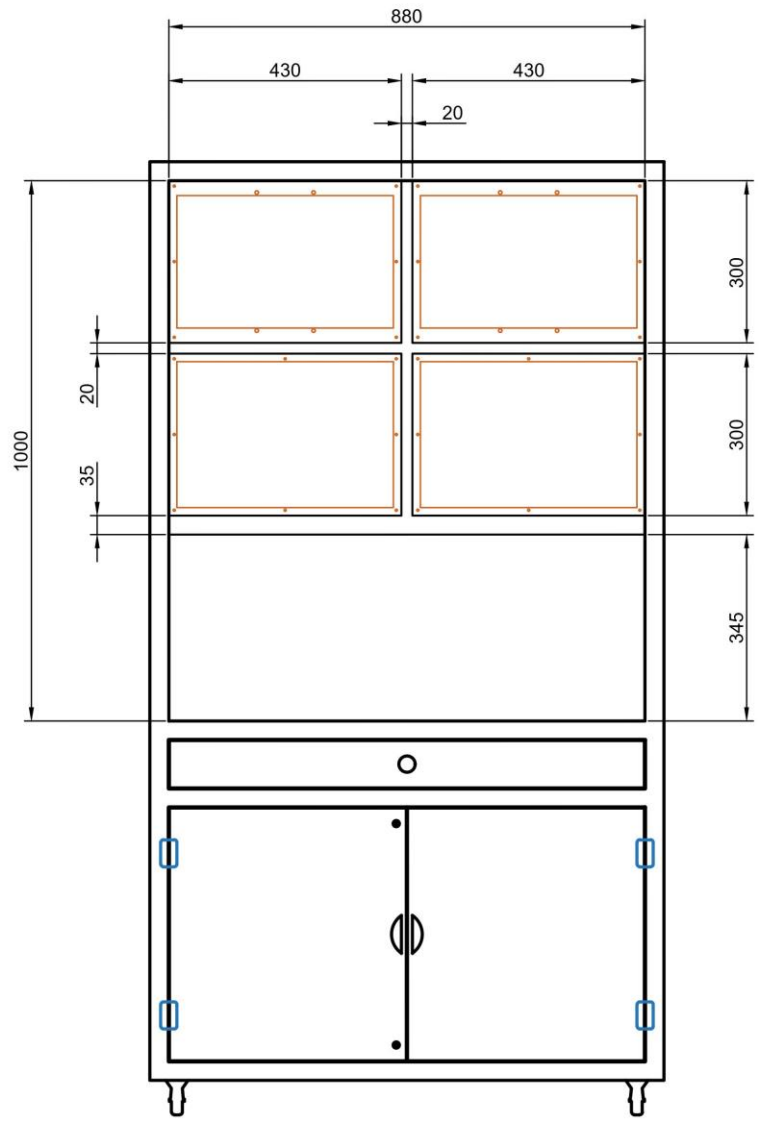
ANEXO 8: Informe de falla L1-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo definido.

ANEXO 9: Informe de falla L2-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo normalmente inverso.

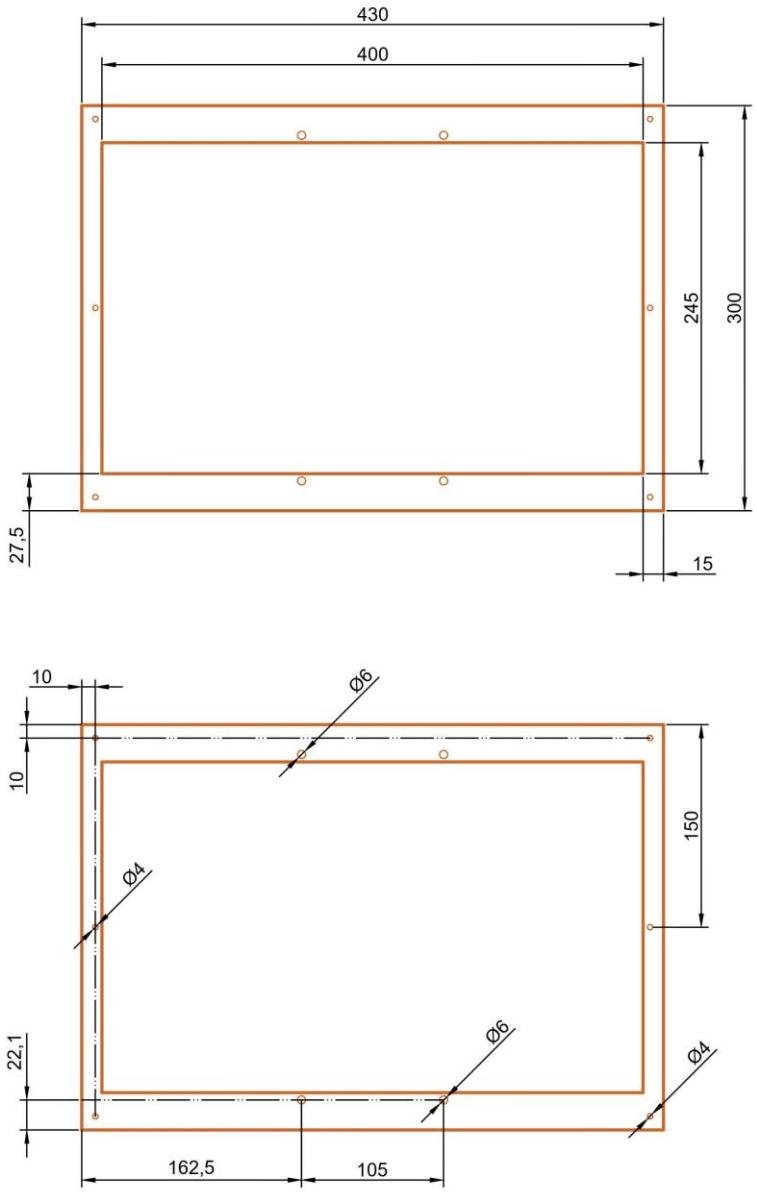
ANEXO 1: Planos mecánicos de los armarios.



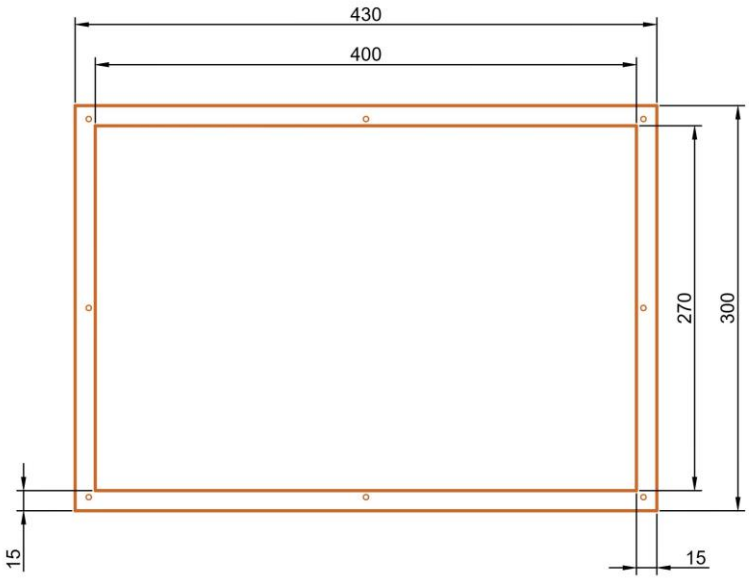
	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan	
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi	
Escala 1:10	ARMARIO VISTA FRONTAL	Unidad: Milímetros
		HOJA 1 de 14

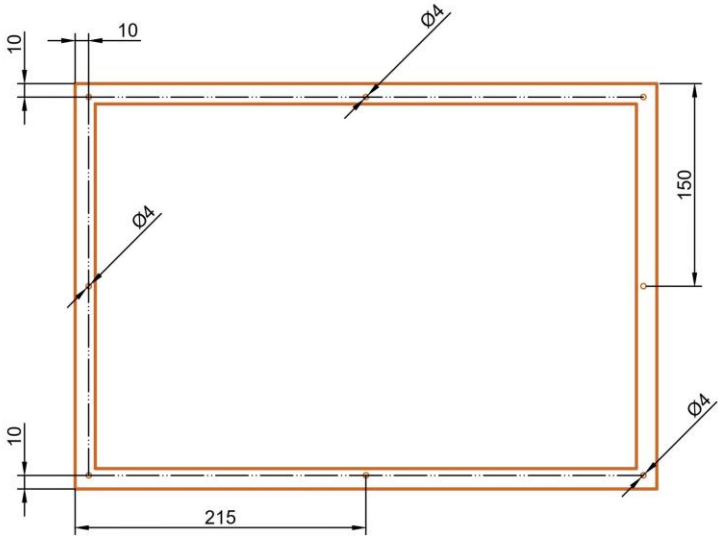


	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan		
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi		
Escala 1:10	ARMARIO VISTA FRONTAL SIN PUERTA SUPERIOR		Unidad: Milímetros
			HOJA 2 de 14

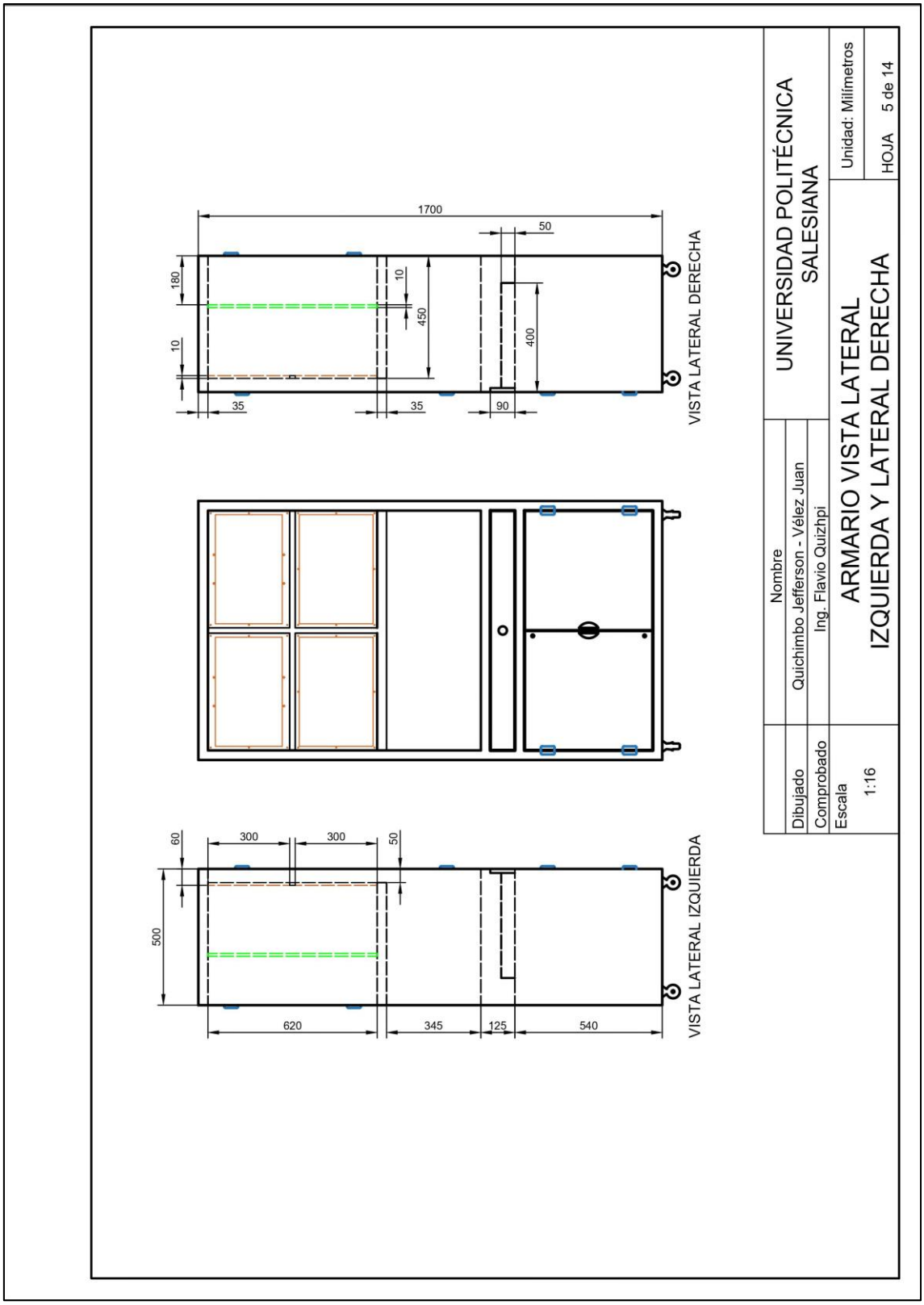


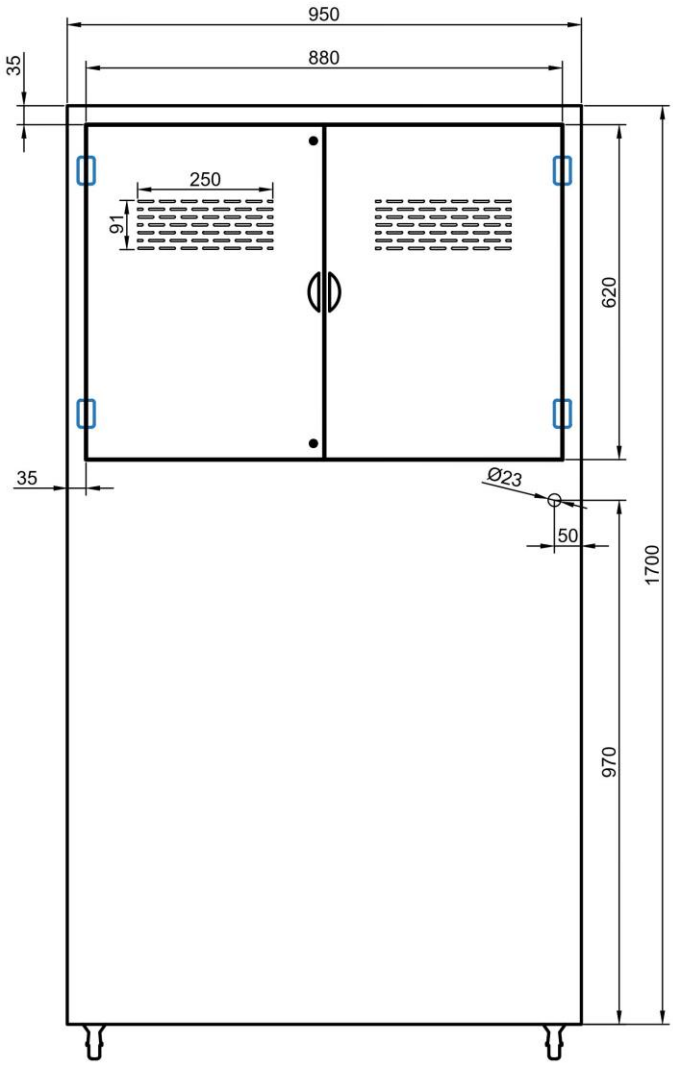
	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan	
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi	
Escala 1:4	DETALLE DE PANEL FRONTAL PARA RELÉ	Unidad: Milímetros
		HOJA 3 de 14



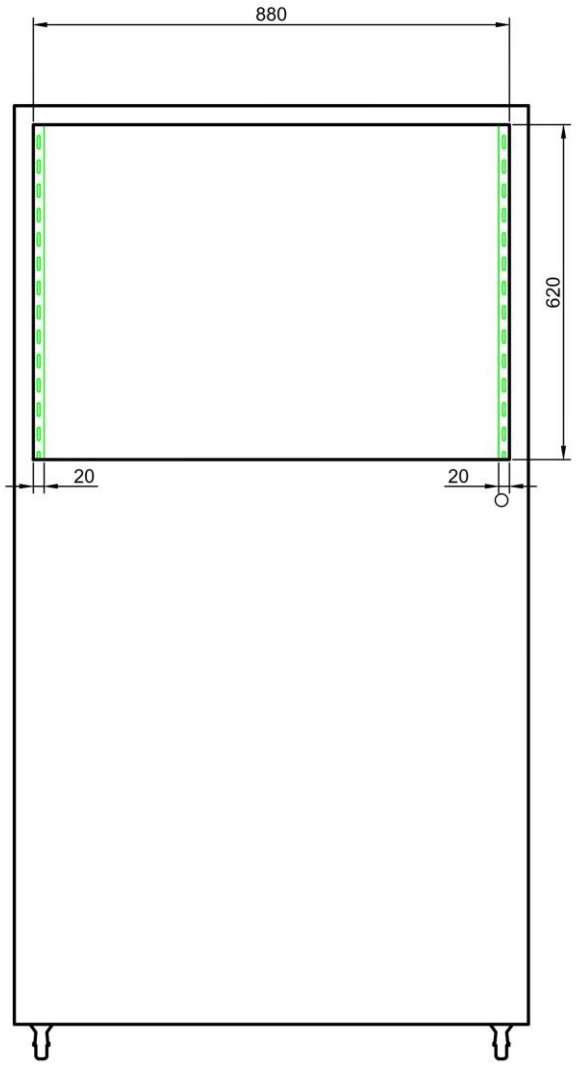


	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan		
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi		
Escala 1:4	DETALLE DE PANEL FRONTAL PARA BORNES		Unidad: Milímetros
			HOJA 4 de 14

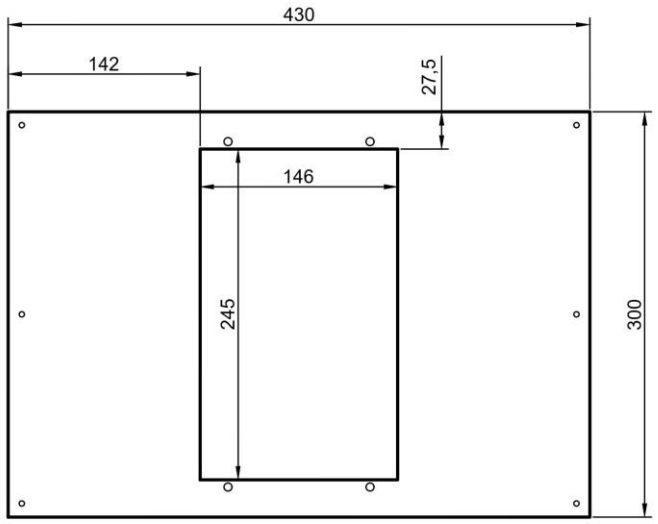

1700
50
180
10
450
400
10
35
35
90
VISTA LATERAL DERECHA
60
300
300
50
500
620
345
125
540
VISTA LATERAL IZQUIERDA
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Nombre
Dibujado
Quichimbo Jefferson - Vélez Juan
Comprobado
Ing. Flavio Quizhpi
Escala
1:16
ARMARIO VISTA LATERAL
IZQUIERDA Y LATERAL DERECHA
Unidad: Milímetros
HOJA 5 de 14

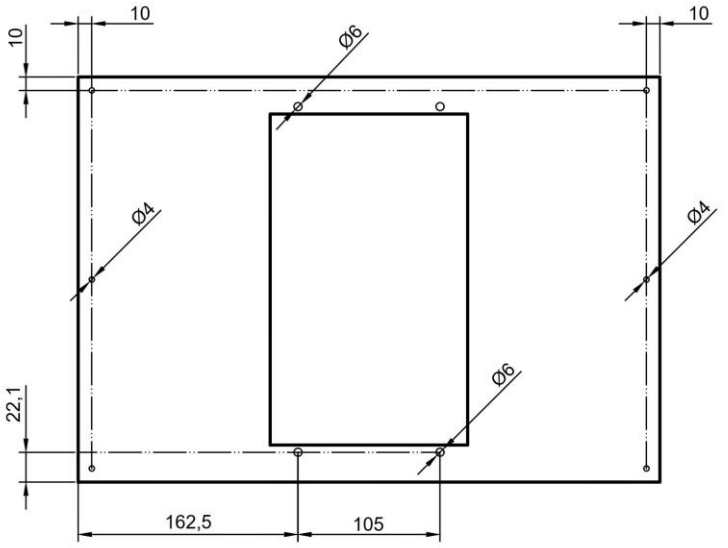


	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan	
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi	
Escala 1:10	ARMARIO VISTA POSTERIOR	Unidad: Milímetros
		HOJA 6 de 14

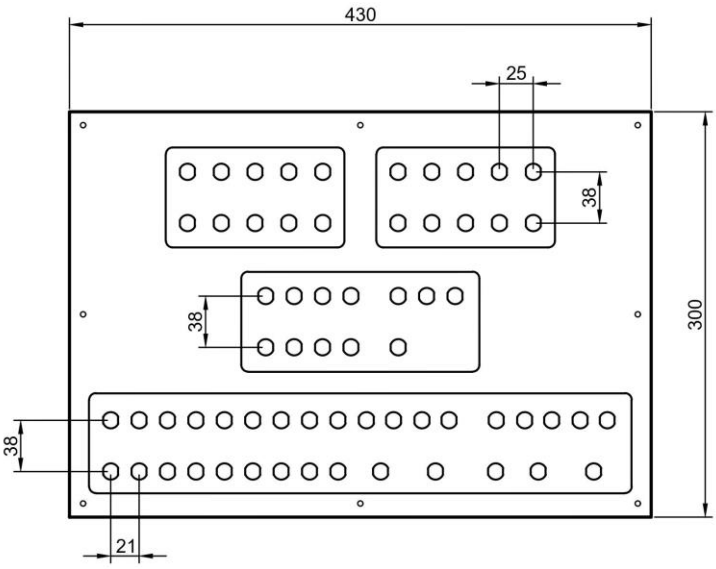


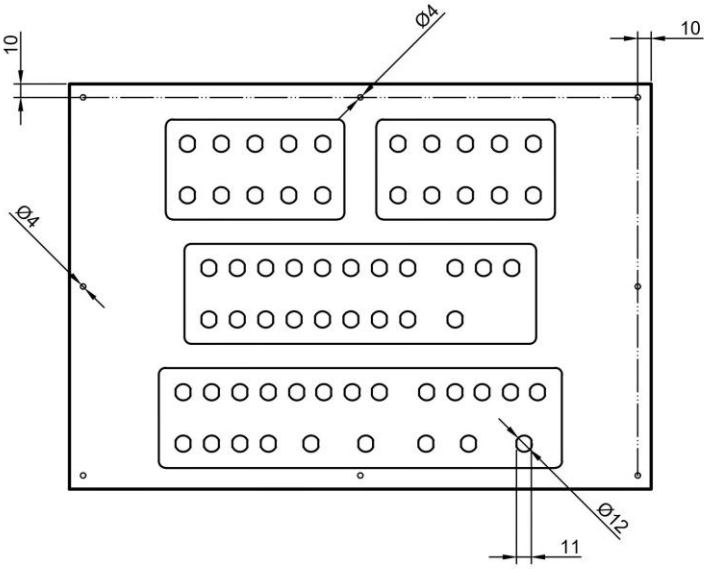
	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan		
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi		
Escala 1:10	ARMARIO VISTA POSTERIOR SIN PUERTA		Unidad: Milímetros
			HOJA 7 de 14





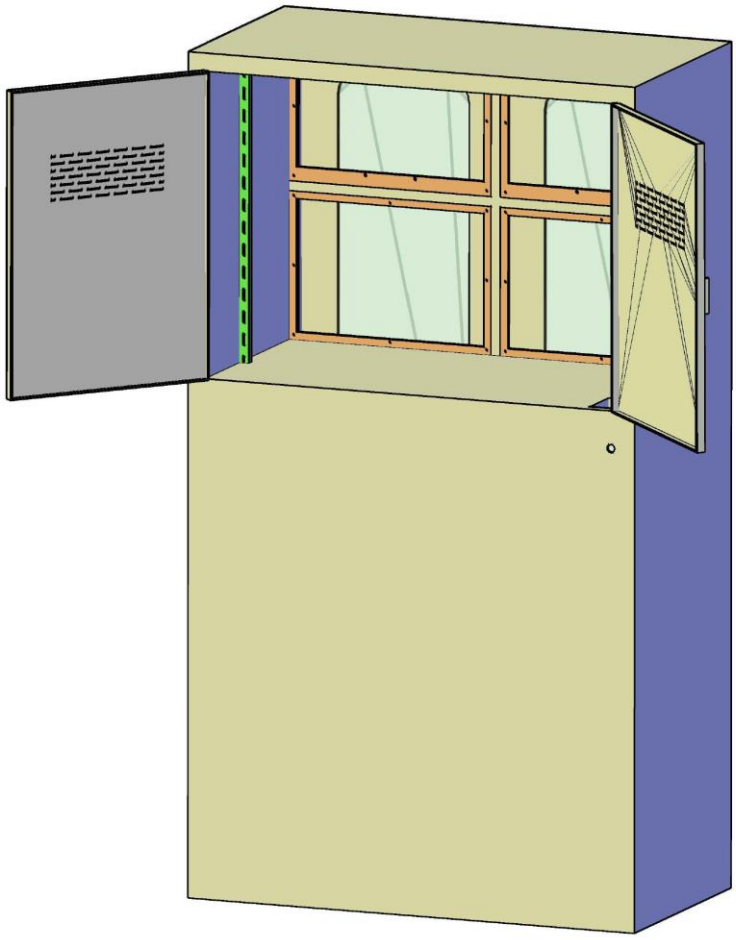
	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan	
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi	
Escala 1:4	PANEL DE ACRÍLICO PARA RELÉ	Unidad: Milímetros
		HOJA 8 de 14



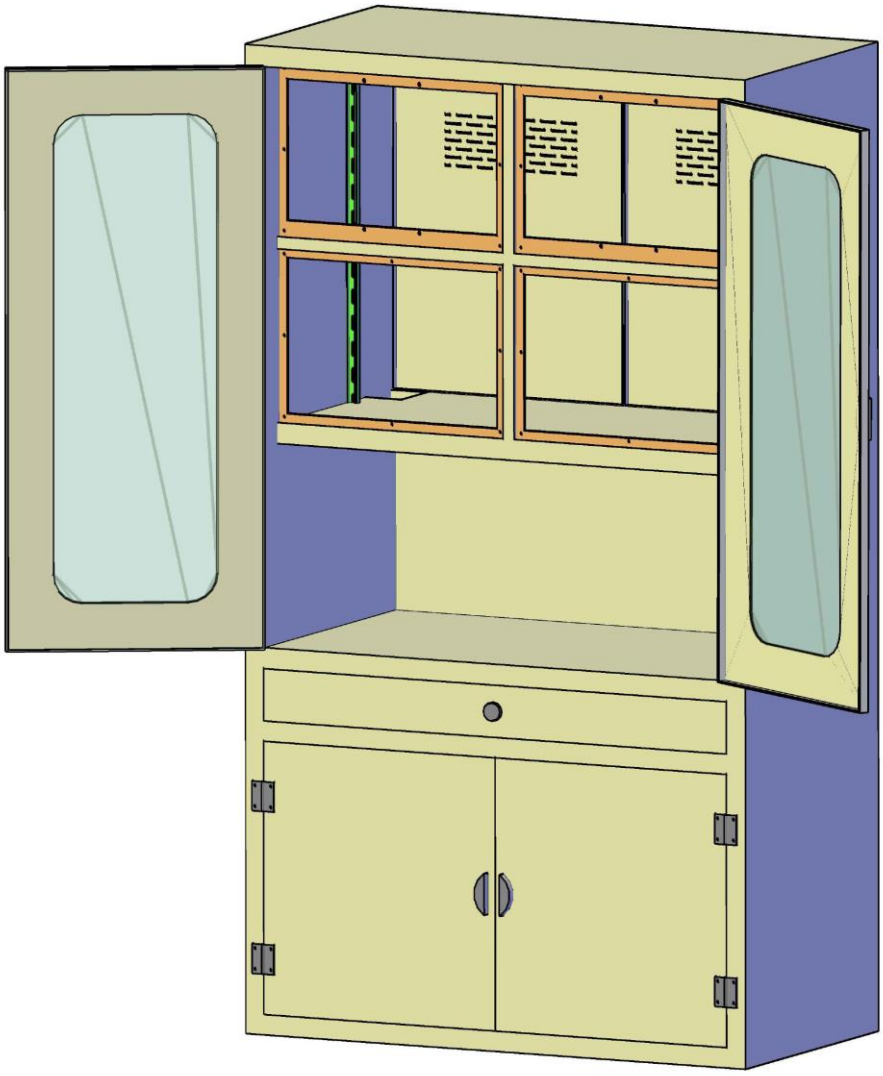


	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan	
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi	
Escala 1:4	PANEL DE ACRÍLICO PARA BORNES	Unidad: Milímetros
		HOJA 9 de 14

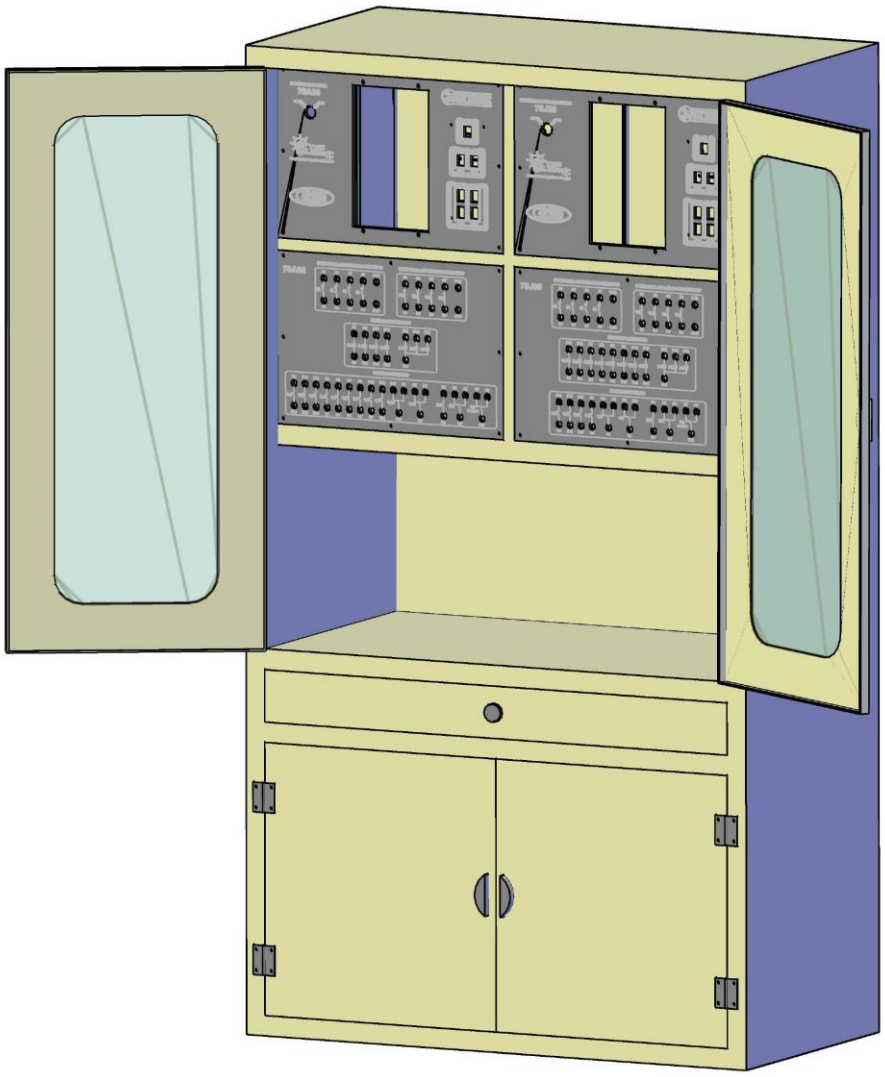
	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan		
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi		
Escala 1:10	ARMARIO VISTA FRONTAL		Unidad: Milímetros
			HOJA 10 de 14



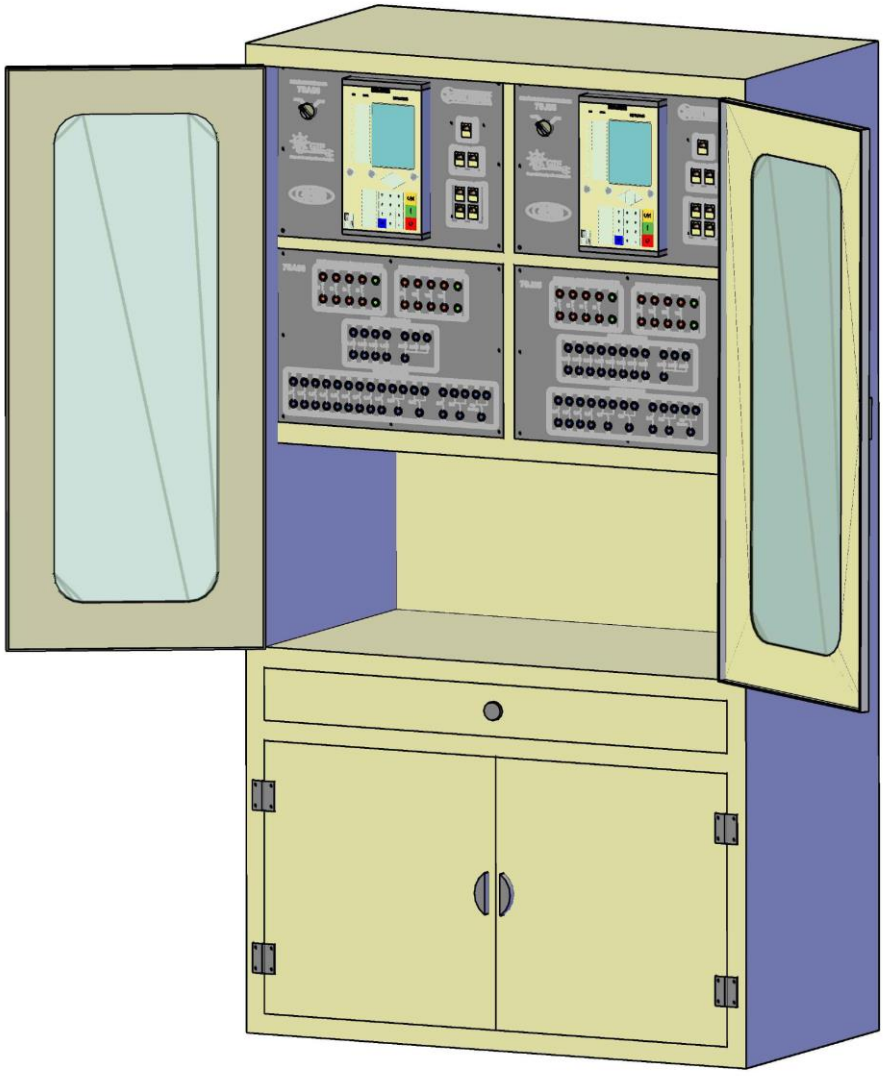
	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan		
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi		
Escala 1:10	ARMARIO VISTA POSTERIOR		Unidad: Milímetros
			HOJA 11 de 14



	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan		
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi		
Escala 1:10	ARMARIO VISTA FRONTAL PUERTAS ABIERTAS		Unidad: Milímetros
			HOJA 12 de 14



	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan		
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi		
Escala 1:10	ARMARIO VISTA FRONTAL COLOCADO DE ACRÍLICOS		Unidad: Milímetros
			HOJA 13 de 14



	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan		
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi		
Escala 1:10	ARMARIO TERMINADO VISTA FRONTAL		Unidad: Milímetros
			HOJA 14 de 14

ANEXO 2: Recomendaciones de cableado en bornes por parte de SIEMENS, SIPROTEC 5.

Conditions of UL Listing

Servicing of the circuitry involving the batteries and replacement of the lithium batteries shall be done by a trained technician.

Replace battery with Varta or Panasonic CR 2032 or BR 2032 type batteries only. Use of another Battery may present a risk of fire or explosion. See Hardware manual for safety instructions.

Field wires of control circuits shall be separated from other circuits with respect to the end use requirements.

Type 1 if mounted into a door or front cover of an enclosure.
When expanding the device with the 2nd device row, then they must be mounted completely inside an enclosure.

Temporarily permissible surrounding air temperature tsurr: max. 70 °C (158 °F), Load conditions for the non-modular devices:
With surrounding air temperatures above 55 °C, no more than 50 % of the binary inputs and relay outputs per assembly are allowed to be continuously active.

Binary input voltage DC: U_{rated} 250 V max.

Max. rated data of the output contacts in accordance with UL certification:

Standard Relay (Type S)	DC 24 V, 5 A, General Purpose DC 48 V, 0.8 A, General Purpose DC 240 V, 0.1 A, General Purpose AC 240 V, 5 A, General Purpose AC 120 V, 1/6 hp AC 250 V, 1/2 hp B300 R300
Fast Relay (Type F)	AC 120 V, 5 A, General Purpose AC 250 V, 5 A, General Purpose AC 250 V, 0.5 hp B300 R300
High-Speed Relay with Semi-conductor Acceleration (Type HS)	B150 Q300
Power Relay (for Direct Control of Motor Switches)	DC 300 V, 4.5 A - 30 s ON, 15 min OFF DC 250 V, 1 Hp Motor - 30 s ON, 15 min OFF DC 110 V, 3/4 Hp Motor - 30 s ON, 15 min OFF DC 60 V, 10 A, 1/2 Hp Motor - 30 s ON, 15 min OFF DC 48 V, 10 A, 1/3 Hp Motor - 30 s ON, 15 min OFF DC 24 V, 10 A, 1/6 Hp Motor - 30 s ON, 15 min OFF

CAUTION

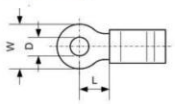
Danger of fire or chemical burn hazard

The battery used in this device may present a fire or chemical burn hazard if mistreated.

- Do not recharge, disassemble, heat above 100 °C (212 °F) or incinerate.
- Dispose the used battery promptly.
- Keep away from children!

Current Terminals

Wire cross-section	2x AWG 14-10 (2.0 mm² to 4.0 mm²) solid or 2x AWG 12-10 (2.6 mm² to 5.2 mm²) stranded with UL-listed Ring Cable Lug, for example, PIDG by Tyco Use copper conductors only, at least certified for a temperature of +105 °C Use prepared solid conductors intended for single or multi-wiring connection, maximum 2 wires per pole, and for usage of ferrules, crimped-on pressure wire connectors (ring-type and pin-type).
Ring Cable Lug with plastic sleeve	L = 10 mm (0.39 in) to L = 12 mm (0.47 in)
Stripping length (when used without Ring Cable Lug)	15 mm (0.59 in); only solid copper wires may be used.



D (for bolt): 5.0 mm (0.20 in)
W: 9.5 mm (0.37 in)
L: 7.1 mm (0.28 in) to 7.7 mm (0.30 in)

Permissible tightening torque at the terminal screw	2.7 Nm (23.9 lb.in.)
Maximum allowed speed of the used tool	640 RPM
Location on device	To be visible as follows:

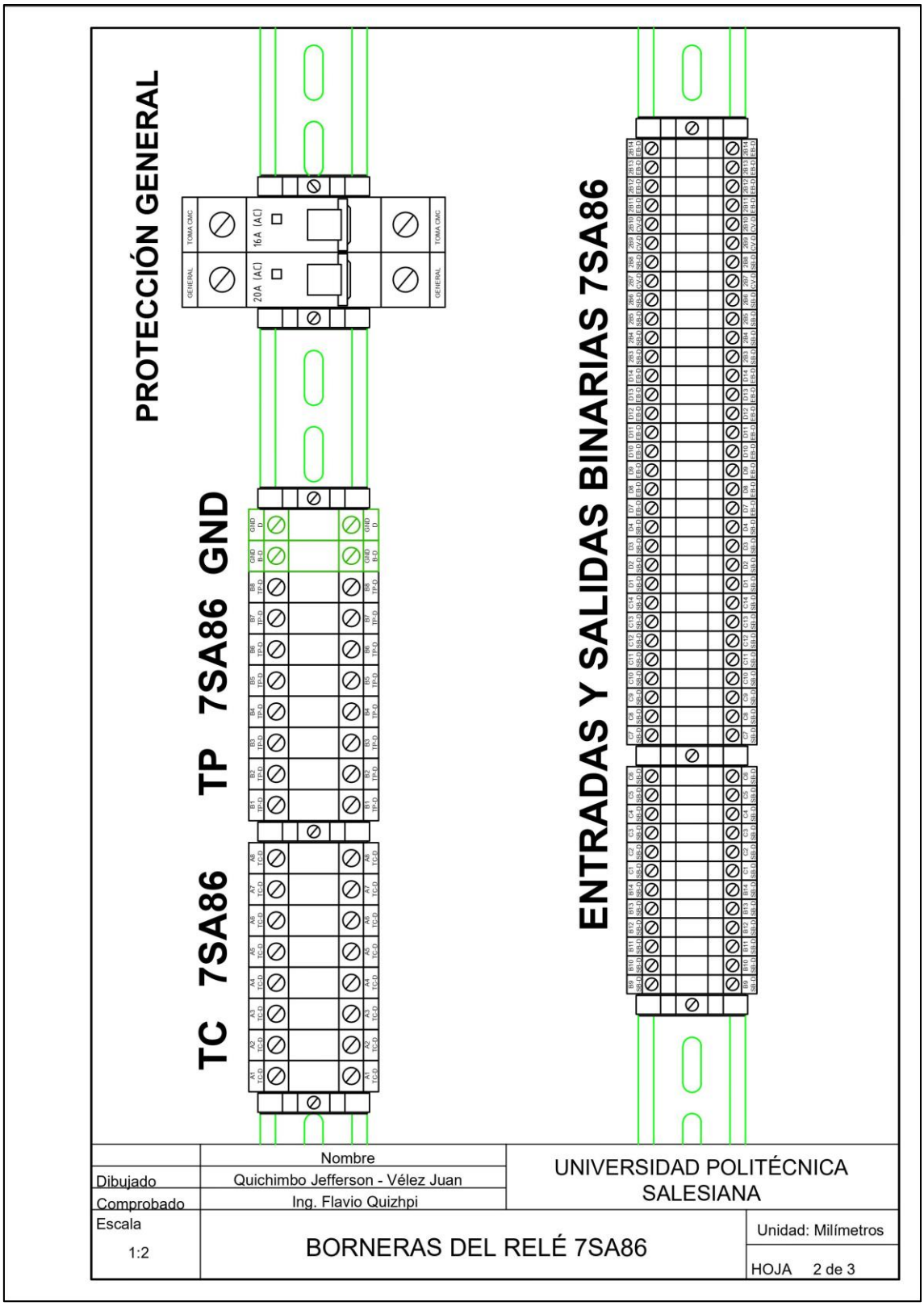
Voltage Terminals, Binary Inputs and Outputs

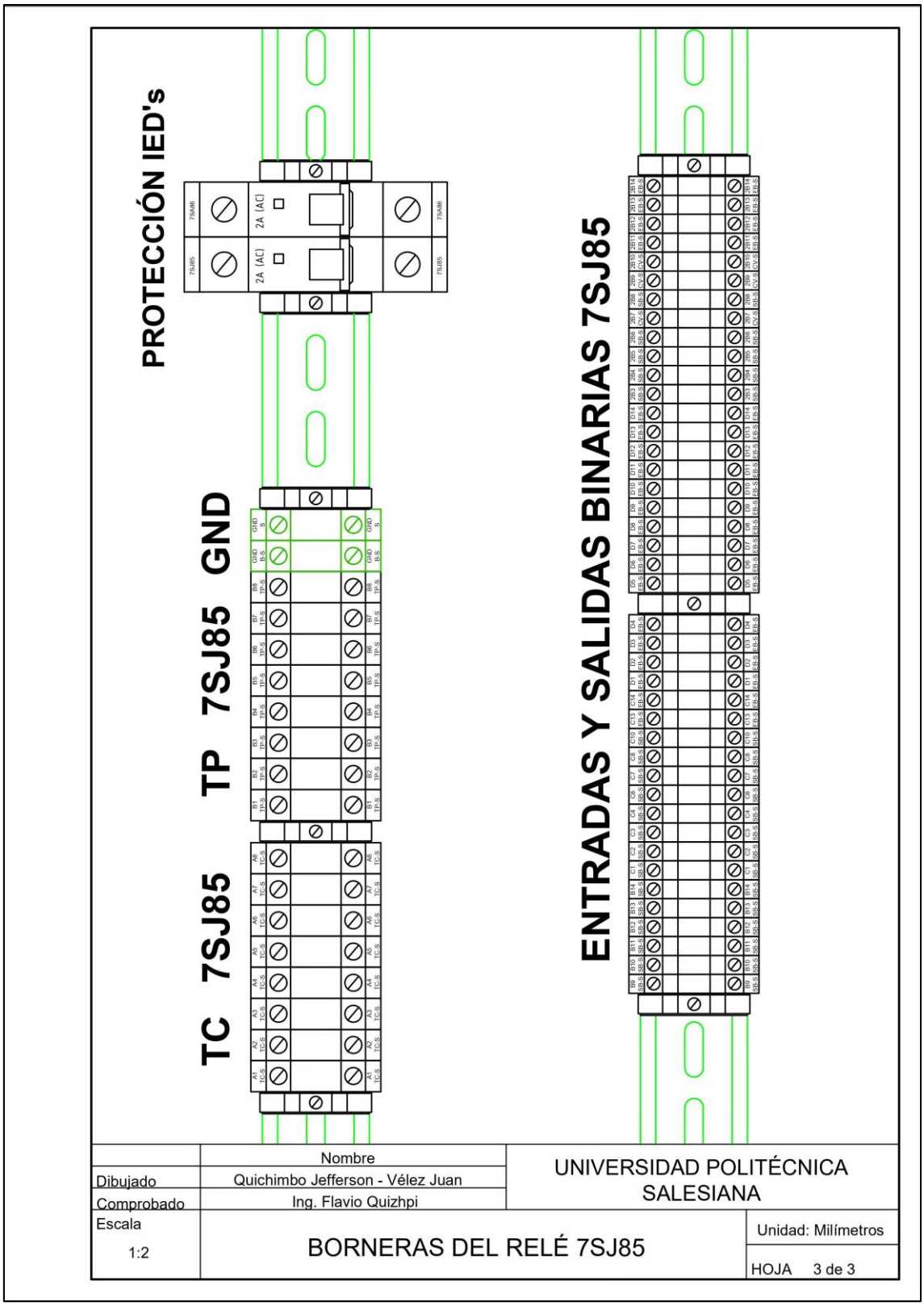
Wire cross-section	1x AWG 20-14 (0.5 mm² to 2.5 mm²) solid or stranded with or without UL-listed ferrule Use AWG 14 (2.5 mm²) for currents from 5 A to 10 A. Use copper conductors only, at least certified for a temperature of +105 °C
Ferrule with plastic sleeve	L = 12 mm (0.47 in)
Stripping length (when used without ferrule)	12 mm (0.47 in); only copper wires may be used.
Permissible tightening torque at the terminal screw	1.0 Nm (8.85 lb.in.)
Maximum allowed speed of the used tool	640 RPM
Location on device	To be visible as follows:

ANEXO 3: Plano de disposición de componentes eléctricos y marquillado.

CODIFICACIÓN DE BORNERAS DE PASO	
TC-S	Transformador de Corriente de relé de Sobrecorriente
TP-S	Transformador de Potencial de relé de Sobrecorriente
SB-S	Salidas Binarias de relé de Sobrecorriente
EB-S	Entradas Binarias de relé de Sobrecorriente
CV-S	Contacto Vivo de relé de Sobrecorriente
TC-D	Transformador de Corriente de relé de Distancia
TP-D	Transformador de Potencial de relé de Distancia
SB-D	Salidas Binarias de relé de Distancia
EB-D	Entradas Binarias de relé de Distancia
CV-D	Contacto Vivo de relé de Distancia
GND B-S	Ground de bornes de tablero de relé de sobrecorriente
GND S	Ground de relé de sobrecorriente
GND B-D	Ground de bornes de tablero de relé de distancia
GND D	Ground de relé de distancia

	Nombre	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	
Dibujado	Quichimbo Jefferson - Vélez Juan		
Comprobado	Ing. Flavio Quizhpi		
Escala 1:1	CODIFICACIÓN DE BORNES		Unidad: Milímetros
			HOJA 1 de 3


PROTECCIÓN GENERAL
TOMA CMC
16A (AC)
20A (AC)
GENERAL
TOMA CMC
GENERAL
TC 7SA86
TP 7SA86
GND
ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS 7SA86
Nombre
Dibujado
Quichimbo Jefferson - Vélez Juan
Comprobado
Ing. Flavio Quizhpi
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Escala
1:2
BORNERAS DEL RELÉ 7SA86
Unidad: Milímetros
HOJA 2 de 3


PROTECCIÓN IED's
TC 7SJ85
TP 7SJ85 GND
ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS 7SJ85
Nombre
Dibujado
Quichimbo Jefferson - Vélez Juan
Comprobado
Ing. Flavio Quizhpi
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Escala
1:2
BORNERAS DEL RELÉ 7SJ85
Unidad: Milímetros
HOJA 3 de 3

ANEXO 4: Lista detallada de materiales eléctricos y equipos utilizados.

DETALLE Y PRECIO DE IED´s

1. **PRECIO SIN IVA:**

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
1.1	Relé 7SJ85 (P1254832)	2	3.910,00	7.820,00
1.2	Relé 7SA86 (P1A150335)	2	5.800,00	11.600,00
		SUBTOTAL 1		**19.420,00**
	VALOR TOTAL USD DDP			**19.420,00**

DETALLE Y PRECIO DE LOS ARMARIOS

Cantidad	Descripción	Entrega	P. Unitario	Descuento	P. Total
2	**GABINETE METALICO ESTRUCTURADO** *LAMINA DE TOOL DE 2MM Y EMBUTIDO EN TOOL DE 1,4MM *MEDIDAS:1700MM ALTO X 950MM 950MM DE ANCHO Y 500MM FONDO *4 LLANTAS TIPO GARRUCHAS *PUERTAS Y RESPIRADERAS SERAN CORTADAS CON EQUIPO LASER SEGÚN ESPECIFICACIONES SOLICITADAS. *PINTURA ELECTROSTATICA AL HORNO 200GC *COLOR:NEGRO TEXTURADO O EL COLOR QUE EL CLIENTE NOS SOLICITE		$ 1.430,00	15%	$ 2.431,00
				SUBTOTAL	$ 2.431,0
				IVA 12%	$ 291,72
				TOTAL	$ 2.722,7

DETALLE Y PRECIO DE LOS PANELES ACRÍLICOS

Cantidad	Descripción	Precio unitario	TOTAL
1	**JUEGO DE PANELES GRABADOS ACRILICO DE 6MM** 43X30CM APROXIMADO GRABADO Y CORTADO ACRILICO NEGRO	267,00 $	267,00 $
			267,00 $
		12%	32,04 $
		TOTAL	299,04 $

DETALLE Y PRECIO DE MATERIALES ELECTRICOS

Producto		Descripcion	Cantidad	Precio	Dsto.	Valor	
	3,019	AMARRA DEXON 20CM T8 (NEGRAS)	100.00	0.0369	10.00	3.32	*
	9,015	RIEL OMEGA ACERO	14.00	2.6900	10.00	33.89	*
	20,035	CABLE CONC. 3X10 (6 MM)	5.00	2.4000	10.00	10.80	*
	20,049	CABLE FLEXIBLE #10	20.00	0.6549	10.00	11.79	*
	20,050	CABLE FLEXIBLE #12 THHN	100.00	0.4000	10.00	36.00	*
	20,051	CABLE FLEXIBLE #14	100.00	0.2835	10.00	25.51	*
	20,053	CABLE FLEXIBLE #18	400.00	0.1399	10.00	50.38	*
	23,034	CANALETA GRIS 40 X 60 (2MT)	8.00	10.8800	10.00	78.34	*
	28,020	CINTA ESPIRAL DEXON 1/2 BLANCO/NEGRO	2.00	0.6750	10.00	1.21	*
	28,173	CINTA 81022 ID PAL 3/4"X21" AMARILLO-VINYL	3.00	34.3700	10.00	92.80	*
	29,068	TORNILLO PUNTA DE BROCA 8 X 3/4 PLAN/ANCHA	50.00	0.0372	10.00	1.67	*
	33,062	CONECTOR PE PG 16	2.00	0.5500	10.00	0.99	*
	50,066	PATCH CORD 3FT CATEG. 6E PANDUIT	14.00	8.2500	10.00	103.95	*
	91,051	TERMINAL PIN #10-12 (AMARILLO)	220.00	0.0900	10.00	17.82	*
	91,052	TERMINAL PIN #16-14 (AZUL)	200.00	0.0731	10.00	13.16	*
	91,053	TERMINAL PIN #18-22 (ROJO)	540.00	0.0589	10.00	28.63	*
I97057		TERMINAL BANANA SEGURIDAD ROJO A-2.202	68.00	1.2000	10.00	73.44	*
I97060		TERMINAL BANANA SEGURIDAD VERDE A-2.202	20.00	1.2000	10.00	21.60	*
I97061		TERMINAL BANANA SEGURIDAD AZUL A-2.202	176.00	1.2000	10.00	190.08	*
IC0149DC		BREAKER RIEL CHINT NB1-63DC 1P 1A DC250V	4.00	11.0001	10.00	39.60	*
IC0152		BREAKER RIEL CHINT NB1 1P 6A	2.00	3.6500	10.00	6.57	*
IC0154		BREAKER RIEL CHINT NB1 1P 16A	2.00	3.3400	10.00	6.01	*
IC0155		BREAKER RIEL CHINT NB1 1P 20A	2.00	3.3400	10.00	6.01	*
IC0706		TERMINAL CHINT AISLADO FDFD 1.25-250 ROJO	180.00	0.0400	10.00	6.48	*
IC0707		TERMINAL CHINT AISLADO FDFD 2-250 AZUL	40.00	0.0500	10.00	1.80	*
IC0708		TERMINAL CHINT AISLADO FDFD 5.5-250 AMARAILLO	100.00	0.1000	10.00	9.00	*
ID0105		TOPE BORNERA RIEL DEGSON E-MK	30.00	0.3500	10.00	9.45	*

Son : NOVECIENTOS OCHENTA Y CINCO DOLARES CON 93/100
Nota:

SUBTOTAL:	**880.30**
DSCTO:	**0.00**
IVA 12.00:	**105.63**
FLETE:	**0.00**
TOTAL:	**985.93**

DETALLE Y PRECIO DE MATERIALES ELÉCTRICOS

Producto		Descripcion	Cantidad	Precio	Dsto.	Valor	
	10,045	BASE SASSIN 2P+T 32AMP/220V	2.00	2.3000	10.00	4.14	*
	21,030	CAJA DEXON INT. 8 TOMA 40MM MARFIL/BLAN	2.00	2.0800	10.00	3.74	*
	29,058	TORNILLO PUNTA DE BROCA 8X1	50.00	0.0200	10.00	0.90	*
	37,119	CLAVIJA IND AZUL CNC 2P+T 32A 220V YHT-023	2.00	4.8600	10.00	8.75	*
	49,045	TORNILLO C/CILINDRICA GAL 4X20MM	40.00	0.0600	10.00	2.16	*
	92,036	TERMOENCOGIBLE 9 MM REDUCE A 4.5 MM	2.00	0.8700	10.00	1.57	*
	100,145	UNION P/RJ 45 CAT 5 8P8C TANIA	14.00	0.8000	10.00	10.08	*
GMO605		BARRA P/TIERRA 10 SALIDAS (1/4X1) AISL-SOP	2.00	40.0000	10.00	72.00	*
ID0001		BORNERA RIEL DEGSON TORNILLO PC4 800V 30A	200.00	0.6800	10.00	122.40	*
ID0003		BORNERA RIEL DEGSON TORNILLO PC10 800V 65A	90.00	1.2800	10.00	103.68	*
ID0051		BORNERA RIEL DEGSON TORNILLO PC10PE TIERRA	12.00	2.2100	10.00	23.87	*
IET154		TERMOENCOGIBLE ETELEC NEGRO 1M GT1111 12.7MM	2.00	2.4200	10.00	4.36	*

Son : CUATROCIENTOS DOLARES CON 57/100
Nota:

SUBTOTAL:	**357.65**
DSCTO:	**0.00**
IVA 12.00:	**42.92**
FLETE:	**0.00**
TOTAL:	**400.57**

ANEXO 5: Datos técnicos de relé de distancia 7SA86 y relé de sobrecorriente 7SJ85.

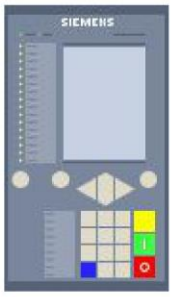
Datos técnicos generales, puntos funcionales, características de los bornes de los relés.

SIEMENS

SIPROTEC 5
Configuration

Device: 7SA86 Distance Prot. 3-pole

Product code
Short: P1A150332
Long: 7SA86-DAAA-AA0-0AAAA0-AK0111-13111B-AAC000-000AC0-CH1BA1



Firmware:	Current version
Housing width:	1/3 x 19"
Housing type:	Flush mounting
Binary inputs:	7
Binary outputs:	14 Relays (6 Standard, 8 Fast, 0 High-Speed, 0 Power)
Current transformers:	4 for protection, 0 for measurement and sensitive ground-current detection
Voltage transformers:	4
Measuring-transducer inputs:	0 (20 mA or 10 V, fast) 0 (20 mA, standard)
CPU:	CP300
Modules in 19" row 1:	IO208 , PS201
Modules in 19" row 2:	
LEDs/Push-buttons:	16 LEDs
Operation Panel:	Integrated
Key switch:	Without
Display type:	Large display
Front Design:	Standard
Power Supply:	DC 60 V-250 V, AC 100 V-230 V

Communication/Plug-in modules:

Communications encryption:	Normal
Integrated Ethernet port J:	for DIGSI 5
Plug-in module position E:	ETH-BA-2EL: 2x electric Ethernet 100 Mbit/s, RJ45 Communication Protocols: applicable for DIGSI 5, IEC 61850-8-1 MMS and GOOSE, IEC 60870-5-104, DNP3 TCP, Modbus TCP, Synchrophasor (IEEE C37.118 - IP), Profinet IO, SUP, DHCP, SNTP, SNMP, etc. Redundancy protocols: Line Mode, RSTP, HSR, PRP
Plug-in module position F:	USART-AC-2EL: 2 x electric serial RS485, RJ45, applicable for serial protocols, e.g. IEC60870-5-103, DNP3.0 etc.

Functions:

Function points class: Base + 150 function points

Note on function-points class
The function-points class results from the sum of the function points of the selected functions. You can apply these functions as selected. The device allows also each other selection of functions as long as the sum of the required function points is within the selected function-points class. With the maximum function-points class of 1400 it is possible to activate all the functions in the device. The function-points exceeding 1400 are free of charge. In the engineering phase DIGSI 5 checks that the selected configuration is suitable (capable of running in the device) before loading it to the device.

Miscellaneous:
Warranty: 5 years
Firmware: Current version

Functional scope 7SA86 Distance Prot. 3-pole:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value =	Points	Result Qty.
	Protection functions for 3-pole tripping	3-pole	✔					✔
	Hardware quantity structure expandable	I/O	✔					✔
	Process Bus Client Protocol (Note: This function requires at least one dedicated ETH-BD-2FO plug-in module, with V8.0)	PB client			x	100	=	
	IEC61850-9-2 Merging Unit stream (Note: This function requires a dedicated ETH-BD-2FO per stream, with V8.0)	MU			x	200	=	
21/21N	Distance protection	Z<, V< / I>/(V,I)	1x		x	95	=	1x
21T	Impedance protection for transformers	Z<			x	25	=	
25	Synchrocheck, synchronization function	Sync			x	60	=	
32, 37	Power protection active/reactive power	P<>, Q<>			x	10	=	
27	Undervoltage protection: "3-phase" or "positive-sequence system V1" or "universal Vx"	V<			x	5	=	
	Undervoltage-controlled reactive power protection	Q>/V<			x	15	=	
37	Undercurrent	I<			x	10	=	
38	Temperature supervision	>	✔					✔
46	Negative-sequence overcurrent protection	I2>			x	10	=	
46	Negative-sequence overcurrent protection with direction	I2>, (V2,I2)			x	15	=	
47	Overvoltage protection, negative-sequence system							
			✔					✔
			✔					✔

Functional scope 7SA86 Distance Prot. 3-pole:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value =	Points	Result Qty.
50HS	Instantaneous high-current tripping	I>>>	✔					✔
50/51 TD	Overcurrent protection with positive-sequence current I1 (from V7.9)	I1>	✔					✔
50N/ 51N TD	Overcurrent protection, 1-phase	IN>	✔					✔
50Ns/ 51Ns	Sensitive ground-current detection for systems with resonant or isolated neutral systems incl. a) 3I0>, b) admittance Y0>, c) 3I0-harm> (from V7.8)	INs>			x	15 =		
	Ground-fault detection via pulse pattern detection; Note: this stage additionally requires the function 50Ns/51Ns or 67Ns "Sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral"	IN-pulse			x	15 =		
	Intermittent ground-fault protection	Iie>			x	20 =		
50BF	Circuit-breaker failure protection, 3-pole	CBFP			x	15 =		
50RS	Circuit-breaker restrike protection	CBRS			x	20 =		
51V	Overcurrent protection, voltage dependent	t=f(I,V)			x	10 =		
59, 59N	Overvoltage protection: "3-phase" or "zero-sequence system V0" or "universal Vx"	V>			x	5 =		
60	Voltage-comparison supervision	U>			x	5 =		
67	Directional overcurrent protection, phases	I>, (V,I)			x	40 =		
67N	Directional overcurrent protection for ground faults in grounded systems	IN>, (V,I)			x	30 =		
67Ns	Dir. sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral incl. a) 3I0>, b) V0>, c) Cos-/ SinPhi, d) Transient ground-fault fct., e) Phi(V,I), f) admittance				x	30 =		

Functional scope 7SA86 Distance Prot. 3-pole:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value	=	Points	Result Qty.
	Directional stage with a harmonic; Note: this stage additionally requires the function "67Ns Dir. sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral"	(V0h,I0h)			x	10	=		
	Directional intermittent ground-fault protection	Iie dir>			x	20	=		
68	Power-swing blocking	Z/t			x	25	=		
74TC	Trip-circuit supervision	TCS	✔						✔
74CC	Closed-circuit supervision (from V7.9)	CCS	✔						✔
78	Out-of-step protection	Z/t			x	55	=		
79	Automatic reclosing, 3-pole	AR			x	45	=		
81	Frequency protection: "f>" or "f<" or "df/dt"	f<>; df/dt<>			x	5	=		
81U	Underfrequency load-shedding	f<(UFLS)			x	15	=		
85/21	Teleprotection for distance protection		✔						✔
85/27	Weak or no infeed: echo and tripping	WI	✔						✔
	Vector-jump protection	>			x	20	=		
85/67N	Teleprotection for directional ground fault protection		✔						✔
86	Lockout		✔						✔
87N T	Restricted ground-fault protection	IN			x	15	=		
87 STUB	Stub-fault differential protection (for breaker-and-a-half scheme)				x	35	=		

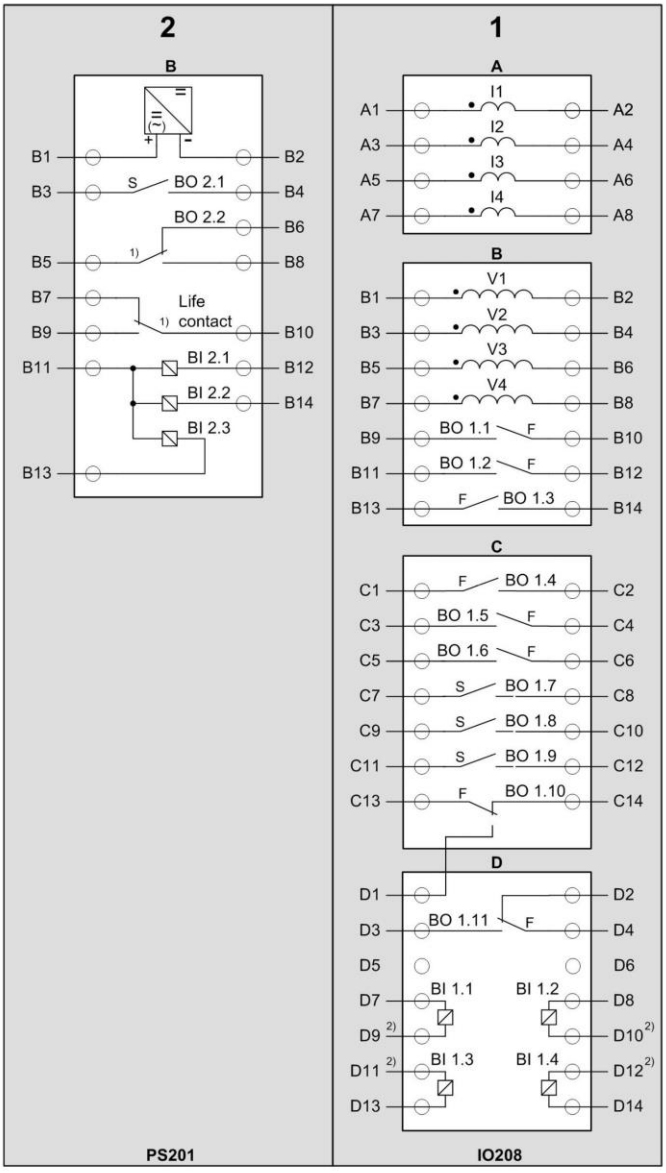
Functional scope 7SA86 Distance Prot. 3-pole:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value	=	Points	Result Qty.
90V	Automatic Voltage controller for three-winding transformer				x	200	=		
90V	Automatic Voltage controller for grid coupling transformer				x	175	=		
FL	Fault locator, single-sided	FL-one	1x		x	25	=		1x
FL	Fault locator plus (from V7.9)	FL plus			x	45	=		
PMU	Synchrophasor measurement	PMU			x	40	=		
AFD	Arc-protection (only with plug-in module ARC-CD-3FO)		✔						✔
	Measured values, standard		✔						✔
	Measured values, extended: Min, Max, Avg				x	3	=		
	Switching statistic counters		✔						✔
	Circuit-breaker wear monitoring	Ix, I²t, 2P			x	10	=		
	CFC (Standard, control)		✔						✔
	CFC arithmetic				x	40	=		
	Switching sequences function				x	5	=		
	Inrush current detection		✔						✔
	External trip initiation		✔						✔
	Control		✔						✔
	Fault recording of analog and binary signals		✔						✔
	Monitoring and supervision		✔						✔
	Protection interface, serial		✔						✔
	Circuit-breaker								

Functional scope 7SA86 Distance Prot. 3-pole:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value	=	Points	Result Qty.
	Region France: Overload protection for transformers				x	10	=		
	Frequency-tracking groups (from V7.8)		✔						✔
	Temperature acquisition via communication protocol		✔						✔
	Cyber Security: Role-Based Access Control (from V7.8)				x	25	=		
							Sum:	0	

BORNES DE RELÉ DE DISTANCIA 7SA86



1) Technical data like type F, but switching time 10 ms
2) Use these terminals to root the binary inputs.

DATOS TÉCNICOS DE ENTRANAS ANALÓGICAS Y E/S BINARIAS DE RELÉ 7SA86

Tensión de alimentación integrada (7SA86)			
PS201	Módulo básico de 1/3 modular		
Rangos de tensión admisibles	DC 19 V hasta DC 60V	DC 48V hasta DC 300 V, AC 80 V hasta AC 265 V, 50/60 Hz	
Tensión auxiliar nominal	DC 24 V/ DC 48 V	DC 60 V/DC 110 V/DC 125 V/ DC 220 V/ DC 250 V o AC 100 V/AC 115 V/ AC 230 V, 50/60 Hz	
PS201	2 A LENTO, AC 250 V, DC 300 V		
Consumo de potencia (relé de contacto vivo activado)			
Modulo básico modular	13 W (DC)	33 VA (AC 230/50 Hz)	24 VA (AC 115 V/50 Hz)
Tiempo de retención por fallo o cortocircuito de la tensión auxiliar, equipo modular		Para U≥DC 24 V≥ 50 ms Para U≥DC 110 V≥ 50 ms Para U≥DC 115 V≥ 50 ms	

Entradas analógicas (valores eficaces)	
Entrada de intensidad	
Frecuencia nominal	50 Hz/ 60 Hz
Transformador de protección	Intensidad nominal
	5 A
	1 A
Transformador de medida	5 A
	1 A
Consumo por circuito de intensidad con intensidad nominal	Aprox. 0,1 VA
Capacidad térmica (Transformadores de protección y medida)	500 A por 1 s
	150 A por 10 ms
	20 A permanente
	25 A por 3 min
	30 A por 2 min
Entrada de tensión	
Frecuencia nominal	50 Hz/60 Hz
Módulos de entrada y salida	IO208
Rango de medida	0 V A 200 V
Impedancia de entrada	200 KΩ
Capacidad térmica	230 V permanente

Salidas de relé	
Rele estandar (tipo S)	
Capacidad de conmutacion	Conectado: 1000 W/VA Desconectado: 30 VA; 40 W óhmico; 30 W/VA para L/R ≤ 40 ms
Tensión de conmutación AC y DC	250 V
Intensidad admisible por contacto (permanente)	5 A.
Intensidad admisible por contacto (conectar y retener)	30 A por 1 s (contacto de cierre)
Intensidad de tiempo breve a través del contacto cerrado	250 A por 30 ms
Intensidad total admisible para contactos de potencial común	5 A.
Tiempo de conmutación OOT (Output Operating Time) Temporización adicional del medio de salida utilizado	≤ 10 ms
Datos nominales máximos de los contactos de salida según las certificaciones UL	5 A, Corriente continua
	AC 250 V, 5 A, General Purpose
	DC 250 V, 5 A (make), 0,1A (break)
	AC 120 V, 1/3 hp
	AC 250 V, 1/2 hp
	B300
Relé rapido (tipo F)	
Capacidad de conmutacion	Conectado: 1000 W/VA Desconectado: 30 VA; 40 W óhmico; 25 W/VA para L/R ≤ 40 ms
Tensión de conmutación AC y DC	250 V
Intensidad admisible por contacto (permanente)	5 A.
Intensidad admisible por contacto (conectar y retener)	30 A por 1 s (contacto de cierre)
Intensidad de tiempo breve a través del contacto cerrado	250 A por 30 ms
Intensidad total admisible para contactos de potencial común	5 A.
Tiempo de conmutación OOT (Output Operating Time) Temporización adicional del medio de salida utilizado	Tiempo de cierre, típico: 4 ms Tiempo de desconexión, típico: 2 ms Máximo: ≤ 5 ms
Datos nominales máximos de los contactos de salida según las certificaciones UL	AC 120 V, 8,5 A, General Purpose
	AC 277 V, 6 A, General Purpose
	AC 277 V, 0,7 hp
	AC 347 V, 4,5 A, General Purpose

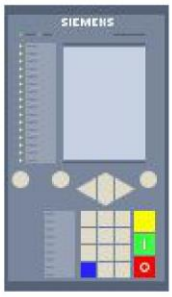
Entradas binarias		
Rango de tensión nominal	DC 24 V hasta 250 V	
Consumo de intensidad, con arranque	Aprox. DC 0,6 mA hasta 1,8 mA	
Consumo de potencia, máx..	0,6 VA	
Tiempo de arranque	Aprox. 3 ms	
Tiempo de reposición	Aprox. 4 ms	
Umbrales de reacción	Ajustable con DIGSI 5	
	Rango 1 para 24 V, 48 V y 60 V	U low ≤ DC 10 V U high ≥ DC 19 V
	Rango 2 para 110 V y 125 V	U low ≤ DC 44 V U high ≥ DC 88 V
	Rango 3 para 220 V y 250 V	U low ≤ DC 88 V U high ≥ DC 176 V
Tensión máxima admisible	DC300 V	

SIEMENS

SIPROTEC 5
Configuration

Device: 7SJ85 Overcurrent Protection

Product code
Short: P1J254832
Long: 7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA0-AG0111-13111B-AAC000-000AC0-CB1BA1



Firmware:	Current version
Housing width:	1/3 x 19"
Housing type:	Flush mounting
Binary inputs:	11
Binary outputs:	9 Relays (3 Standard, 6 Fast, 0 High-Speed, 0 Power)
Current transformers:	4 for protection, 0 for measurement and sensitive ground-current detection
Voltage transformers:	4
Measuring-transducer inputs:	0 (20 mA or 10 V, fast) 0 (20 mA, standard)
CPU:	CP300
Modules in 19" row 1:	IO202 , PS201
Modules in 19" row 2:	
LEDs/Push-buttons:	16 LEDs
Operation Panel:	Integrated
Key switch:	Without
Display type:	Large display
Front Design:	Standard
Power Supply:	DC 60 V-250 V, AC 100 V-230 V

Communication/Plug-in modules:

Communications encryption:	Normal
Integrated Ethernet port J:	for DIGSI 5
Plug-in module position E:	ETH-BA-2EL: 2x electric Ethernet 100 Mbit/s, RJ45 Communication Protocols: applicable for DIGSI 5, IEC 61850-8-1 MMS and GOOSE, IEC 60870-5-104, DNP3 TCP, Modbus TCP, Synchrophasor (IEEE C37.118 - IP), Profinet IO, SUP, DHCP, SNTP, SNMP, etc. Redundancy protocols: Line Mode, RSTP, HSR, PRP
Plug-in module position F:	USART-AC-2EL: 2 x electric serial RS485, RJ45, applicable for serial protocols, e.g. IEC60870-5-103, DNP3.0 etc.

Functions:

Function points class: Base + 75 function points

Note on function-points class
The function-points class results from the sum of the function points of the selected functions. You can apply these functions as selected. The device allows also each other selection of functions as long as the sum of the required function points is within the selected function-points class. With the maximum function-points class of 1400 it is possible to activate all the functions in the device. The function-points exceeding 1400 are free of charge. In the engineering phase DIGSI 5 checks that the selected configuration is suitable (capable of running in the device) before loading it to the device.

Miscellaneous:
Warranty: 5 years
Firmware: Current version

Functional scope 7SJ85 Overcurrent Protection:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value =	Points	Result Qty.
	Protection functions for 3-pole tripping	3-pole	✔					✔
	Hardware quantity structure expandable	I/O	✔					✔
	Process Bus Client Protocol (Note: This function requires at least one dedicated ETH-BD-2FO plug-in module, with V8.0)	PB client			x	100	=	
	IEC61850-9-2 Merging Unit stream (Note: This function requires a dedicated ETH-BD-2FO per stream, with V8.0)	MU			x	200	=	
24	Overexcitation protection	V/f			x	25	=	
25	Synchrocheck, synchronization function	Sync			x	50	=	
25	Synchrocheck, synchronization function with balancing commands (from V7.82)	Sync			x	80	=	
32, 37	Power protection active/reactive power	P<>, Q<>			x	10	=	
27	Undervoltage protection: "3-phase" or "positive-sequence system V1" or "universal Vx"	V<			x	5	=	
	Undervoltage-controlled reactive power protection	Q>/V<			x	15	=	
32R	Reverse-power protection	- P<			x	5	=	
37	Undercurrent	I<	✔					✔
38	Temperature supervision	>	✔					✔
46	Negative-sequence overcurrent protection	I2>	✔					✔
46	Unbalanced-load protection (thermal)	I2² t>	✔					✔
			✔					✔
			✔					✔

Functional scope 7SJ85 Overcurrent Protection:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value	=	Points	Result Qty.
49	Thermal overload protection for RLC filter elements of a capacitor bank	, I²t			x	10	=		
50N/ 51N TD	Overcurrent protection, ground	IN>	✔						✔
50/51 TD	Overcurrent protection, phases	I>	2x		x	30	=		2x
	Instantaneous tripping at switch onto fault	SOTF	✔						✔
50HS	Instantaneous high-current tripping	I>>>	✔						✔
50/51 TD	Overcurrent protection with positive-sequence current I1 (from V7.9)	I1>	✔						✔
50N/ 51N TD	Overcurrent protection, 1-phase	IN>	✔						✔
50Ns/ 51Ns	Sensitive ground-current detection for systems with resonant or isolated neutral systems incl. a) 3I0>, b) admittance Y0>, c) 3I0-harm> (from V7.8)	INs>	✔						✔
	Ground-fault detection via pulse pattern detection; Note: this stage additionally requires the function 50Ns/51Ns or 67Ns "Sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral"	IN-pulse			x	15	=		
	Intermittent ground-fault protection	Iie>			x	20	=		
50/51 TD	Overcurrent protection for RLC filter elements of a capacitor bank	I>			x	10	=		
50BF	Circuit-breaker failure protection, 3-pole	CBFP			x	5	=		
50RS	Circuit-breaker restrike protection	CBRS			x	20	=		
51V	Overcurrent protection, voltage dependent	t=f(I,V)			x	10	=		
	Peak overvoltage protection, 3-phase, for capacitors								

Functional scope 7SJ85 Overcurrent Protection:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value	=	Points	Result Qty.
60C	Current-unbalance protection for capacitor banks	Iunbal>			x	50	=		
60	Voltage-comparison supervision	U>			x	5	=		
67	Directional overcurrent protection, phases	I>, (V,I)			x	15	=		
67N	Directional overcurrent protection, ground	IN>, (V,I)			x	15	=		
67Ns	Dir. sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral incl. a) 3I0>, b) V0>, c) Cos-/ SinPhi, d) Transient ground-fault fct., e) Phi(V,I), f) admittance				x	30	=		
	Directional stage with a harmonic; Note: this stage additionally requires the function "67Ns Dir. sensitive ground-fault detection for systems with resonant or isolated neutral"	(V0h,I0h)			x	10	=		
	Directional intermittent ground-fault protection	Iie dir>			x	20	=		
74TC	Trip-circuit supervision	TCS	✔						✔
74CC	Closed-circuit supervision (from V7.9)	CCS	✔						✔
79	Automatic reclosing, 3-pole	AR			x	35	=		
81	Frequency protection: "f>" or "f<" or "df/ dt"	f<>; df/ dt<>			x	5	=		
81U	Underfrequency load-shedding	f<(UFLS)			x	15	=		
	Vector-jump protection	>			x	20	=		
86	Lockout		✔						✔
87N T	Restricted ground-fault protection	IN			x	15	=		
87C	Differential protection, capacitor bank								

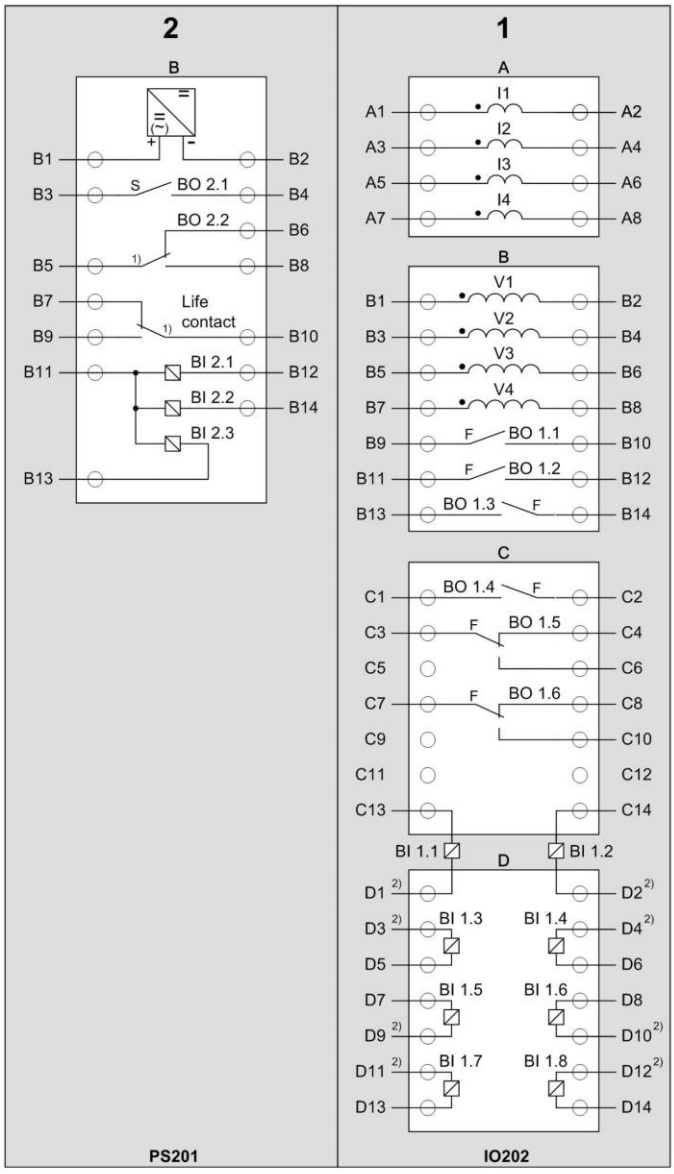
Functional scope 7SJ85 Overcurrent Protection:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value	=	Points	Result Qty.
	Number of two-winding transformers with parallel operation (Note: only together with the function "Automatic Voltage controller for two-winding transformer with parallel operation"		2x		x	5	=		2x
90V	Automatic Voltage controller for three-winding transformer				x	200	=		
90V	Automatic Voltage controller for grid coupling transformer				x	175	=		
FL	Fault locator, single-sided	FL-one			x	25	=		
FL	Fault locator plus (from V7.9)	FL plus			x	45	=		
PMU	Synchrophasor measurement	PMU			x	40	=		
AFD	Arc-protection (only with plug-in module ARC-CD-3FO)		✔						✔
	Measured values, standard		✔						✔
	Measured values, extended: Min, Max, Avg				x	3	=		
	Switching statistic counters		✔						✔
	Circuit-breaker wear monitoring	Ix, I²t, 2P			x	10	=		
	CFC (Standard, control)		✔						✔
	CFC arithmetic				x	40	=		
	Switching sequences function				x	5	=		
	Inrush current detection		✔						✔
	External trip initiation		✔						✔
	Control		✔						✔
PoW	Point-on-Wave Switching (from V7.9)	PoW			x	425	=		
	Fault recording of analog and binary signals		✔						✔
	Monitoring and supervision		✔						✔
			✔						✔

Functional scope 7SJ85 Overcurrent Protection:

ANSI	Function	Abbr.	Always included	Add selected Qty.	x	Value =	Points	Result Qty.
	Frequency-tracking groups (from V7.8)		✔					✔
	Temperature acquisition via communication protocol		✔					✔
	Cyber Security: Role-Based Access Control (from V7.8)				x	25 =		
						Sum:	0	

BORNES DE RELÉ DE SOBRECORRIENTE 7SJ85



1) Technical data like type F, but switching time 10 ms
2) Use these terminals to root the binary inputs.

DATOS TÉCNICOS DE ENTRANAS ANALÓGICAS Y E/S BINARIAS DE RELÉ 7SJ85

Tensión de alimentación integrada (7SJ85)			
PS201	Módulo básico de 1/3 modular		
Rangos de tensión admisibles	DC 19 V hasta DC 60V	DC 48V hasta DC 300 V, AC 80 V hasta AC 265 V, 50/60 Hz	
Tensión auxiliar nominal	DC 24 V/ DC 48 V	DC 60 V/DC 110 V/DC 125 V/ DC 220 V/ DC 250 V o AC 100 V/AC 115 V/ AC 230 V, 50/60 Hz	
PS201	2 A LENTO, AC 250 V, DC 300 V		
Consumo de potencia (relé de contacto vivo activado)			
Modulo básico modular	7,0 W (DC)	16 VA (AC 230/50 Hz)	12,5 VA (AC 115 V/50 Hz)
Tiempo de retención por fallo o cortocircuito de la tensión auxiliar, equipo modular		Para U≥DC 24 V≥ 50 ms Para U≥DC 110 V≥ 50 ms Para U≥DC 115 V≥ 50 ms	

Entradas analógicas (valores eficaces)	
Entrada de intensidad	
Frecuencia nominal	50 Hz/ 60 Hz
Transformador de protección	Intensidad nominal
	5 A 1 A
Transformador de medida	5 A 1 A
Consumo por circuito de intensidad con intensidad nominal	Aprox. 0,1 VA
Capacidad térmica (Transformadores de protección y medida)	500 A por 1 s
	150 A por 10 ms
	20 A permanente
	25 A por 3 min
	30 A por 2 min
Entrada de tensión	
Frecuencia nominal	50 Hz/60 Hz
Módulos de entrada y salida	IO202
Rango de medida	0 V A 200 V
Impedancia de entrada	200 KΩ
Capacidad térmica	230 V permanente

Salidas de relé	
Rele estandar (tipo S)	
Capacidad de conmutacion	Conectado: 1000 W/VA Desconectado: 30 VA; 40 W óhmico; 30 W/VA para L/R ≤ 40 ms
Tensión de conmutación AC y DC	250 V
Intensidad admisible por contacto (permanente)	5 A.
Intensidad admisible por contacto (conectar y retener)	30 A por 1 s (contacto de cierre)
Intensidad de tiempo breve a través del contacto cerrado	250 A por 30 ms
Intensidad total admisible para contactos de potencial común	5 A.
Tiempo de conmutación OOT (Output Operating Time) Temporización adicional del medio de salida utilizado	≤ 10 ms
Datos nominales máximos de los contactos de salida según las certificaciones UL	5 A, Corriente continua
	AC 250 V, 5 A, General Purpose
	DC 250 V, 5 A (make), 0,1A (break)
	AC 120 V, 1/3 hp
	AC 250 V, 1/2 hp
	B300
Relé rapido (tipo F)	
Capacidad de conmutacion	Conectado: 1000 W/VA Desconectado: 30 VA; 40 W óhmico; 25 W/VA para L/R ≤ 40 ms
Tensión de conmutación AC y DC	250 V
Intensidad admisible por contacto (permanente)	5 A.
Intensidad admisible por contacto (conectar y retener)	30 A por 1 s (contacto de cierre)
Intensidad de tiempo breve a través del contacto cerrado	250 A por 30 ms
Intensidad total admisible para contactos de potencial común	5 A.
Tiempo de conmutación OOT (Output Operating Time) Temporización adicional del medio de salida utilizado	Tiempo de cierre, típico: 4 ms Tiempo de desconexión, típico: 2 ms Máximo: ≤ 5 ms
Datos nominales máximos de los contactos de salida según las certificaciones UL	AC 120 V, 8,5 A, General Purpose
	AC 277 V, 6 A, General Purpose
	AC 277 V, 0,7 hp
	AC 347 V, 4,5 A, General Purpose

Entradas binarias		
Rango de tensión nominal	DC 24 V hasta 250 V	
Consumo de intensidad, con arranque	Aprox. DC 0,6 mA hasta 1,8 mA	
Consumo de potencia, máx..	0,6 VA	
Tiempo de arranque	Aprox. 3 ms	
Tiempo de reposición	Aprox. 4 ms	
Umbrales de reacción	Ajustable con DIGSI 5	
	Rango 1 para 24 V, 48 V y 60 V	U low ≤ DC 10 V U high ≥ DC 19 V
	Rango 2 para 110 V y 125 V	U low ≤ DC 44 V U high ≥ DC 88 V
	Rango 3 para 220 V y 250 V	U low ≤ DC 88 V U high ≥ DC 176 V
Tensión máxima admisible	DC300 V	

ANEXO 6: Informe de prueba de función 50/51 de disparo de tiempo definido.

Equipo en prueba - Ajustes del dispositivo

Subestación/Bahía:

Subestación:		Dirección de subestación:	
Bahía:	Sistema doble barra	Dirección de bahía:	

Dispositivo:

Nombre/descripción:	7SJ85	Fabricante:	SIEMENS
Tipo de dispositivo:	Sobrecorriente	Dirección del dispositivo:	
No de serie:	P1J254832		
Info adicional 1:			
Info adicional 2:			

Valores nominales:

f nom:	60,00 Hz	Número de fases:	3
V nom (secundario):	100,0 V	V primario:	400,0 kV
I nom (secundario):	1,000 A	I primario:	1,000 kA

Factores de tensión/corriente residuales:

VLN / VN:	1,732	IN / I nom:	1,000

Límites:

V máx:	200,0 V	I máx:	5,000 A

Filtros antirrebote y antirruido:

Tiempo de antirrebote:	3,000 ms	Tiempo de antirruido:	0,00 s

Detección de sobrecarga:

Tiempo de supresión: 50,00 ms

Otras propiedades de dispositivo:

Tiempo de reposición: 20,00 ms

Equipo en prueba

Tipo	No de serie
CMC356	ML170W

Comprobación del hardware

Realizado en	Resultado	Detalles
22/7/2021 11:33:16	Correcta	

Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

General - Valores:

Tol. tiem. abs.:	0,04 s	Conexión del TT:	n/a
To. tiem. rel.:	5,00 %	Conexión del pto. de estrella del TC:	n/a
Tol. corr. abs.:	0,05 Iref		
Tol. corr. rel.:	5,00 %		
Direccional:	No		

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	I #1 Fase	CEI Tiempo definido	0,50 Iref	0,30 s	0,95	No direccional

Configuración del Hardware

Equipo en prueba

Tipo	No de serie
CMC356	ML170W

Comprobación del hardware

Realizado en	Resultado	Detalles
22/7/2021 11:33:16	Correcta	

Salidas analógicas

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	Conector	Etiqueta	Terminal de conexión	
CMC356 V A ML170W	1 2 3 N	V L1-E V L2-E V L3-E		V L1-E V L2-E V L3-E
CMC356 V B ML170W	1 N	V(2)-1		
CMC356 I A ML170W	1 2 3 N	I L1 I L2 I L3		I L1 I L2 I L3
CMC356 I B ML170W	1 2 3 N	I(2)-1 I(2)-2 I(2)-3		

Entradas binarias/analógicas

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	Conector	Etiqueta	Terminal de conexión	
CMC356 ML170W	1+ 1- 2+ 2- 3+ 3- 4+ 4- 5+ 5- 6+ 6- 7+ 7- 8+ 8- 9+ 9- 10+ 10- 1 2 N	Disparo Arranque Entr. bin. 3 Entr. bin. 4 Entr. bin. 5 Entr. bin. 6 Entr. bin. 7 Entr. bin. 8 Entr. bin. 9 Entr. bin. 10 Entr. bin. 11 Entr. bin. 12		Disparo Arranque

Salidas binarias

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	**Conector**	**Etiqueta**	**Terminal de conexión**	
CMC356 ML170W	1+ 1- 2+ 2- 3+ 3- 4+ 4- 11 12 13 14 N	Sal. bin. 1 Sal. bin. 2 Sal. bin. 3 Sal. bin. 4 Sal. bin. 5 Sal. bin. 6 Sal. bin. 7 Sal. bin. 8		Sal.bin 1 Sal.bin 2 Sal.bin 3 Sal.bin 4

Entradas analógicas CC

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	**Conector**	**Etiqueta**	**Terminal de conexión**	
CMC356 ML170W	V+ V- I+ I-	V1 I1		

Referencia horaria

Modo de funcionamiento: Ninguna

Comentario

Módulo de prueba

Nombre:	OMICRON Overcurrent	Versión:	4.00
Comienzo:	22-jul.-2021 12:41:11	Fin:	22-jul.-2021 12:41:19
Nombre de usuario:		Administrador:	
Compañía:			

Ajustes de la prueba:

Modelo de Falta:

Referencia de tiempo:	Inicio de la falta
Corriente de carga:	0,00 A
Ángulo de carga:	n/a
Tiempo de pre-falta:	100,0 ms
Tiempo máx. abs.:	15,00 s
Tiempo de post-falta:	500,0 ms
Tiempo máx. rel.:	100,0 %
Activar salida de tensión:	No
Tensión de falta LN (todas fases menos las bifásicas):	n/a
Tensión de falta LL (para faltas bifásicas):	n/a
CC en disminución activa:	No
Constante de tiempo:	n/a
Tiempo mín. car. IP:	50,00 ms
Reposición térmica activa:	No
Método de Habilitar reposición:	n/a
Mensaje de reposición térmica:	n/a

Prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	I #1 Fase	5,000	2,500 A	n/a	300,0 ms	260,0 ms	340,0 ms

Salidas binarias:

Nombre	Estado
Sal. bin. 1	0
Sal. bin. 2	0
Sal. bin. 3	0
Sal. bin. 4	0

Entradas binarias:

Lógica del trigger: And

Nombre	Estado del trigger
Disparo	1
Arranque	X

Prueba de arranque/reposición:

Tipo	Ángulo	Resolución	I arranque			Relación de restauración:
			nom	min.	max.	nom
L1-L2-L3	n/a	50,00 ms	500,0 mA	450,0 mA	550,0 mA	950,0 m

Resultados de la prueba de disparo:

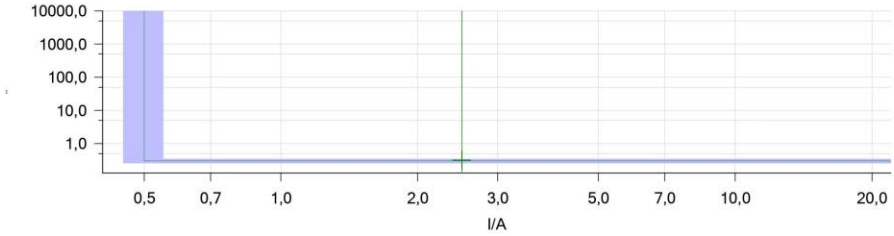
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	I #1 Fase	5,000	2,500 A	n/a	300,0 ms	315,4 ms	5,133 %	No	Correct

Resultados de la prueba de arranque/reposición:

Tipo	Ángulo	I arranque		I reposición	Relación de restauración:			Result.
		nom	real	real	nom	real	Error	
L1-L2-L3	n/a	500,0 mA	0,51 A	475,0 mA	950,0 m	940,6 m	-0,9901 %	Correcta

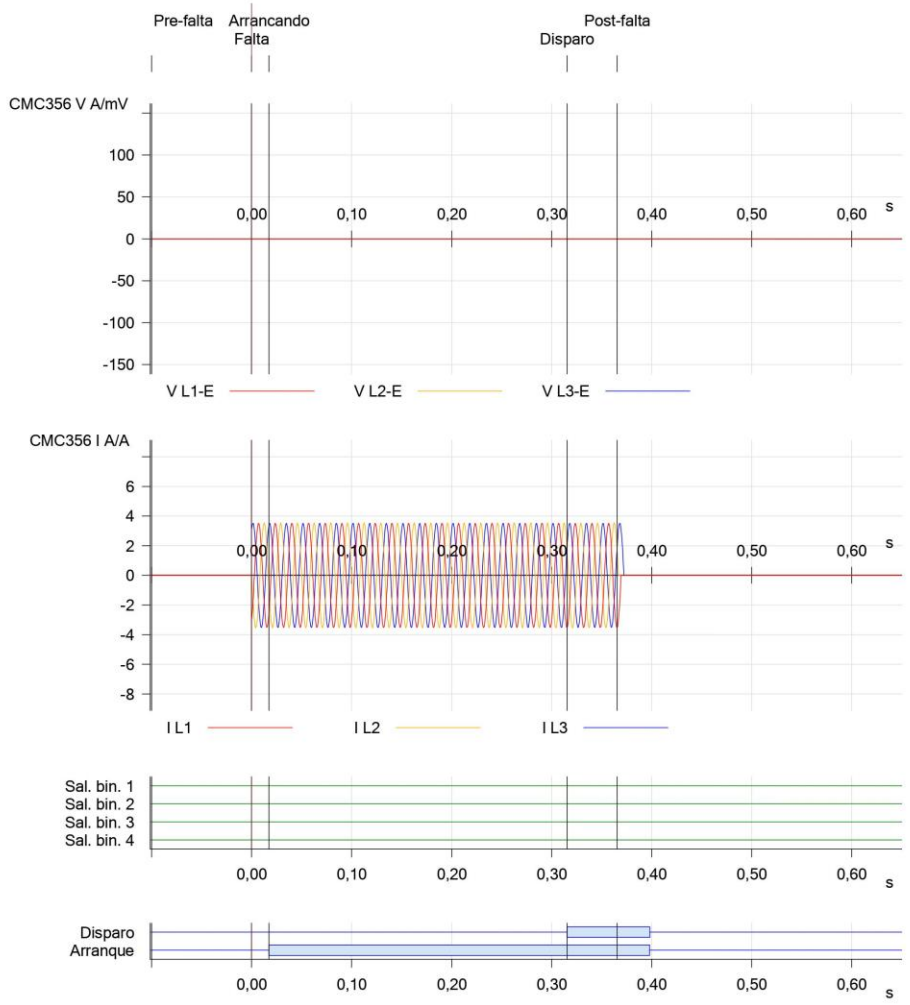
Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
L1-L2-L3	n/a



Oscilografía

Tipo	Ángulo	Magnitud	
L1-L2-L3	n/a	2,50 A	



Datos del cursor

	Tiempo	Señal	Valor
Cursor 1	0,00 s	<ninguno>	n/a
Cursor 2	0,00 s	<ninguno>	n/a
C2 - C1	0,00 s		n/a

Estado:

2 de 2 puntos probados.

2 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

INFORME DE PERTURBOGRAFÍAS OBTENIDO DESDE DIGSI 5

Name: Proyecto7

File path:

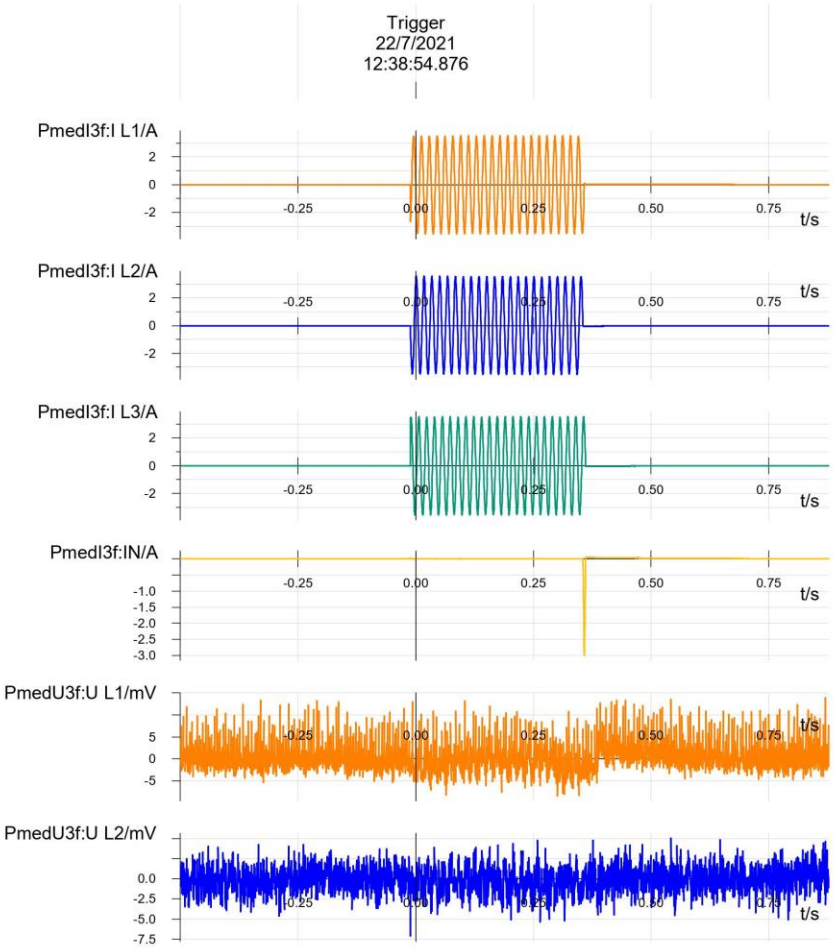
C:\Users\UPS\AppData\Local\Temp\7344242-1092\513cc24b-0997-419a-b234-c81bcb9f4e4b\133_2272021113854876_FRA00133.cfg

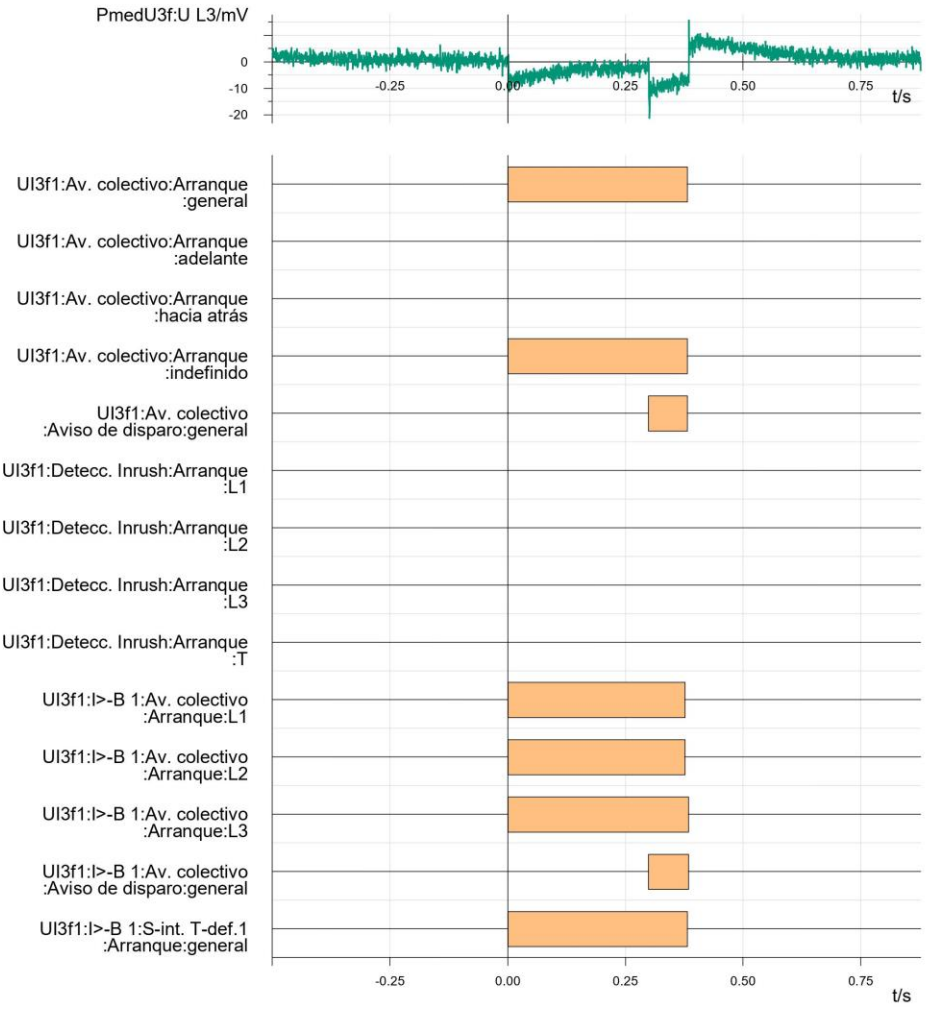
Start time: 22/7/2021 / 12:38:54.376

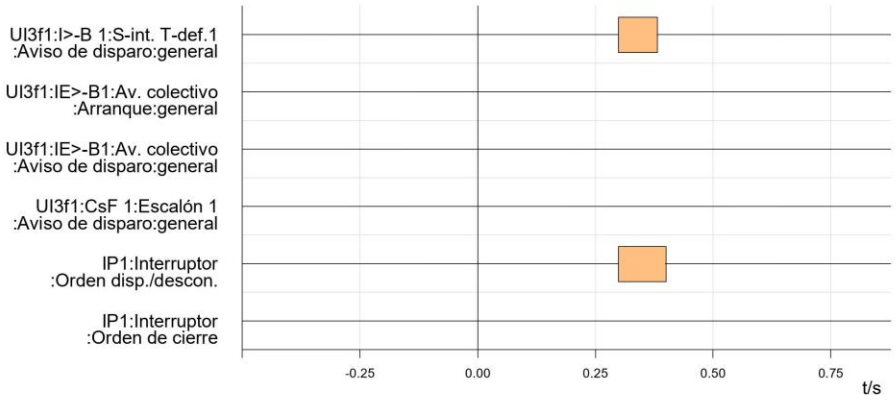
Sample rate: 2000 Hz

Value representation: Secondary

Record type: COMTRADE




PmedU3f:U L3/mV
0
-10
-20
-0.25
0.00
0.25
0.50
0.75
t/s
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :general
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :adelante
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :hacia atrás
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :indefinido
UI3f1:Av. colectivo :Aviso de disparo:general
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L1
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L2
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L3
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :T
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L1
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L2
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L3
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Aviso de disparo:general
UI3f1:I>-B 1:S-int. T-def.1 :Arranque:general
-0.25
0.00
0.25
0.50
0.75
t/s


UI3f1:I>-B 1:S-int. T-def.1
:Aviso de disparo:general
UI3f1:IE>-B1:Av. colectivo
:Arranque:general
UI3f1:IE>-B1:Av. colectivo
:Aviso de disparo:general
UI3f1:CsF 1:Escalón 1
:Aviso de disparo:general
IP1:Interruptor
:Orden disp./descon.
IP1:Interruptor
:Orden de cierre
-0.25
0.00
0.25
0.50
0.75
t/s

ANEXO 7: Informe de prueba de función 50/51 de disparo de tiempo normalmente inverso.

Equipo en prueba - Ajustes del dispositivo

Subestación/Bahía:

Subestación:		Dirección de subestación:	
Bahía:	Sistema doble barra	Dirección de bahía:	

Dispositivo:

Nombre/descripción:	7SJ85	Fabricante:	SIEMENS
Tipo de dispositivo:	Sobrecorriente	Dirección del dispositivo:	
No de serie:	P1J254832		
Info adicional 1:			
Info adicional 2:			

Valores nominales:

f nom:	60,00 Hz	Número de fases:	3
V nom (secundario):	100,0 V	V primario:	400,0 kV
I nom (secundario):	1,000 A	I primario:	1,000 kA

Factores de tensión/corriente residuales:

VLN / VN:	1,732	IN / I nom:	1,000

Límites:

V máx:	200,0 V	I máx:	5,000 A

Filtros antirrebote y antirruido:

Tiempo de antirrebote:	3,000 ms	Tiempo de antirruido:	0,00 s

Detección de sobrecarga:

Tiempo de supresión: 50,00 ms

Otras propiedades de dispositivo:

Tiempo de reposición: 20,00 ms

Equipo en prueba

Tipo	No de serie
CMC356	ML170W

Comprobación del hardware

Realizado en	Resultado	Detalles
22/7/2021 11:33:16	Correcta	

Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

General - Valores:

Tol. tiem. abs.:	0,04 s	Conexión del TT:	n/a
To. tiem. rel.:	5,00 %	Conexión del pto. de estrella del TC:	n/a
Tol. corr. abs.:	0,05 Iref		
Tol. corr. rel.:	5,00 %		
Direccional:	No		

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	I #1 Fase	CEI Normalmente inversa	0,50 Iref	1,00	0,95	No direccional

Configuración del Hardware

Equipo en prueba

Tipo	No de serie
CMC356	ML170W

Comprobación del hardware

Realizado en	Resultado	Detalles
29/7/2021 9:47:48	Correcta	

Salidas analógicas

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	Conector	Etiqueta	Terminal de conexión	
CMC356 V A ML170W	1 2 3 N	V L1-E V L2-E V L3-E		V L1-E V L2-E V L3-E
CMC356 V B ML170W	1 N	V(2)-1		
CMC356 I A ML170W	1 2 3 N	I L1 I L2 I L3		I L1 I L2 I L3
CMC356 I B ML170W	1 2 3 N	I(2)-1 I(2)-2 I(2)-3		

Entradas binarias/analógicas

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	Conector	Etiqueta	Terminal de conexión	
CMC356 ML170W	1+ 1- 2+ 2- 3+ 3- 4+ 4- 5+ 5- 6+ 6- 7+ 7- 8+ 8- 9+ 9- 10+ 10- 1 2 N	Disparo Arranque Entr. bin. 3 Entr. bin. 4 Entr. bin. 5 Entr. bin. 6 Entr. bin. 7 Entr. bin. 8 Entr. bin. 9 Entr. bin. 10 Entr. bin. 11 Entr. bin. 12		Disparo Arranque

Salidas binarias

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	**Conector**	**Etiqueta**	**Terminal de conexión**	
CMC356 ML170W	1+ 1- 2+ 2- 3+ 3- 4+ 4- 11 12 13 14 N	Sal. bin. 1 Sal. bin. 2 Sal. bin. 3 Sal. bin. 4 Sal. bin. 5 Sal. bin. 6 Sal. bin. 7 Sal. bin. 8		Sal.bin 1 Sal.bin 2 Sal.bin 3 Sal.bin 4

Entradas analógicas CC

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	**Conector**	**Etiqueta**	**Terminal de conexión**	
CMC356 ML170W	V+ V- I+ I-	V1 I1		

Referencia horaria

Modo de funcionamiento: Ninguna

Comentario

Módulo de prueba

Nombre:	OMICRON Overcurrent	Versión:	4.00
Comienzo:	29-jul.-2021 10:27:15	Fin:	29-jul.-2021 10:27:27
Nombre de usuario:		Administrador:	
Compañía:			

Ajustes de la prueba:

Modelo de Falta:

Referencia de tiempo:	Inicio de la falta
Corriente de carga:	0,00 A
Ángulo de carga:	n/a
Tiempo de pre-falta:	100,0 ms
Tiempo máx. abs.:	15,00 s
Tiempo de post-falta:	500,0 ms
Tiempo máx. rel.:	100,0 %
Activar salida de tensión:	No
Tensión de falta LN (todas fases menos las bifásicas):	n/a
Tensión de falta LL (para faltas bifásicas):	n/a
CC en disminución activa:	No
Constante de tiempo:	n/a
Tiempo mín. car. IP:	50,00 ms
Reposición térmica activa:	No
Método de Habilitar reposición:	n/a
Mensaje de reposición térmica:	n/a

Prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	I #1 Fase	5,000	2,500 A	n/a	4,280 s	3,944 s	4,644 s

Salidas binarias:

Nombre	Estado
Sal. bin. 1	0
Sal. bin. 2	0
Sal. bin. 3	0
Sal. bin. 4	0

Entradas binarias:

Lógica del trigger: And

Nombre	Estado del trigger
Disparo	1
Arranque	X

Prueba de arranque/reposición:

Tipo	Ángulo	Resolución	I arranque			Relación de restauración:
			nom	min.	max.	nom
L1-L2-L3	n/a	50,00 ms	500,0 mA	450,0 mA	550,0 mA	950,0 m

Resultados de la prueba de disparo:

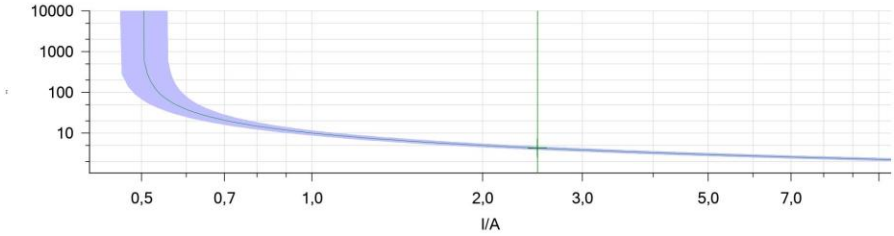
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	I #1 Fase	5,000	2,500 A	n/a	4,280 s	4,266 s	-0,3323 %	No	Correct

Resultados de la prueba de arranque/reposición:

Tipo	Ángulo	I arranque		I reposición	Relación de restauración:			Result.
		nom	real	real	nom	real	Error	
L1-L2-L3	n/a	500,0 mA	0,55 A	520,0 mA	950,0 m	945,5 m	-0,4785 %	Correcta

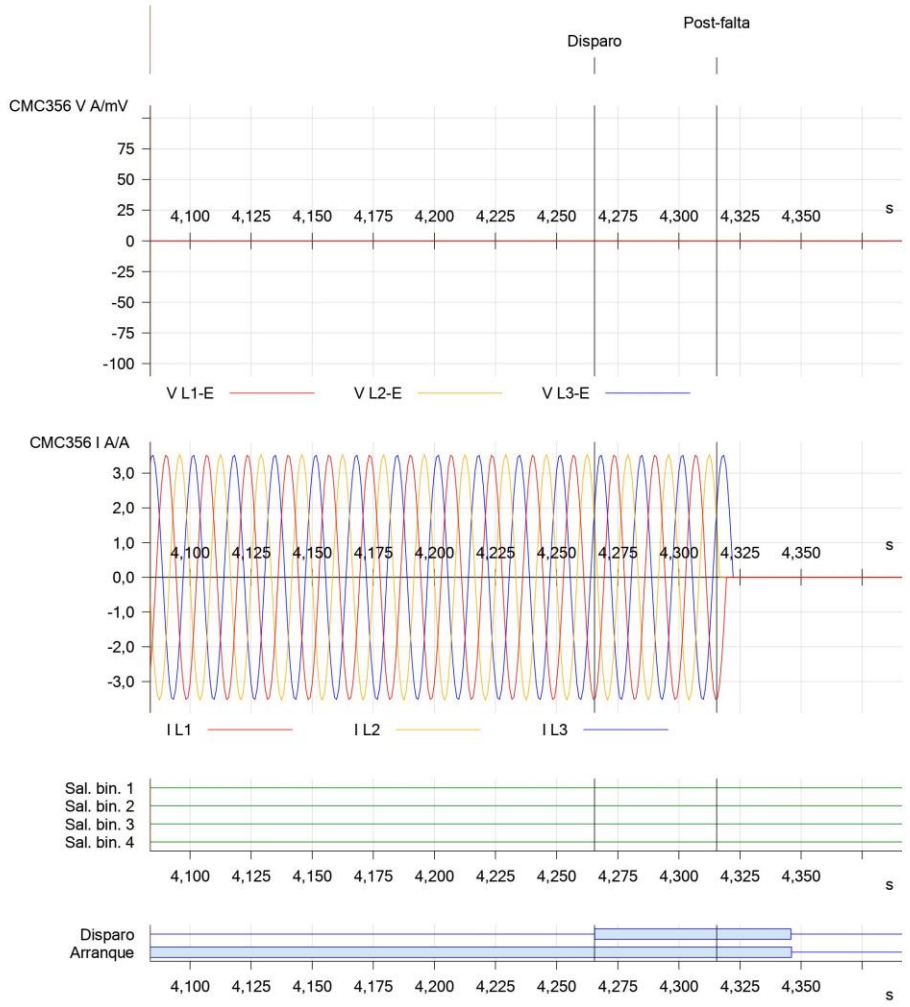
Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
L1-L2-L3	n/a



Oscilografía

Tipo	Ángulo	Magnitud	
L1-L2-L3	n/a	2,50 A	



Datos del cursor

	Tiempo	Señal	Valor
Cursor 1	-99,90 ms	<ninguno>	n/a
Cursor 2	-99,90 ms	<ninguno>	n/a
C2 - C1	0,00 s		n/a

Estado:

2 de 2 puntos probados.

2 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

INFORME DE PERTURBOGRAFÍAS OBTENIDO DESDE DIGSI 5

Name: Proyecto7

File path:

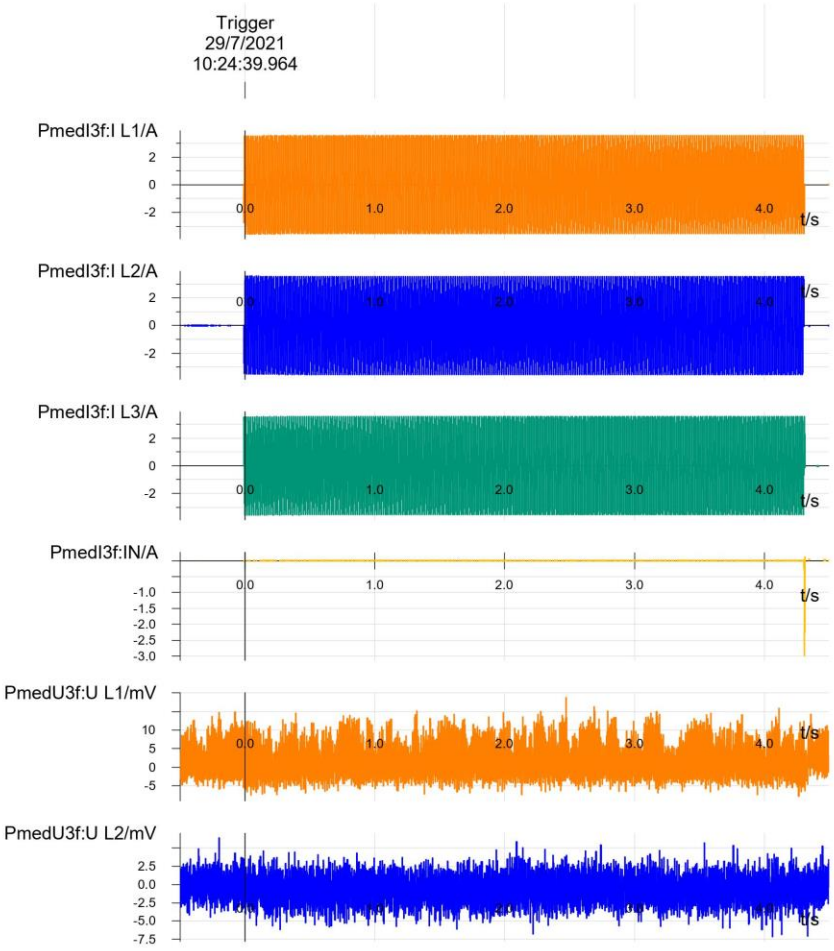
C:\Users\UPS\AppData\Local\Temp\7344242-1092\ba839dad-7820-4bf8-a136-fe2948942fcd\25_297202192439964_FRA00025.cfg

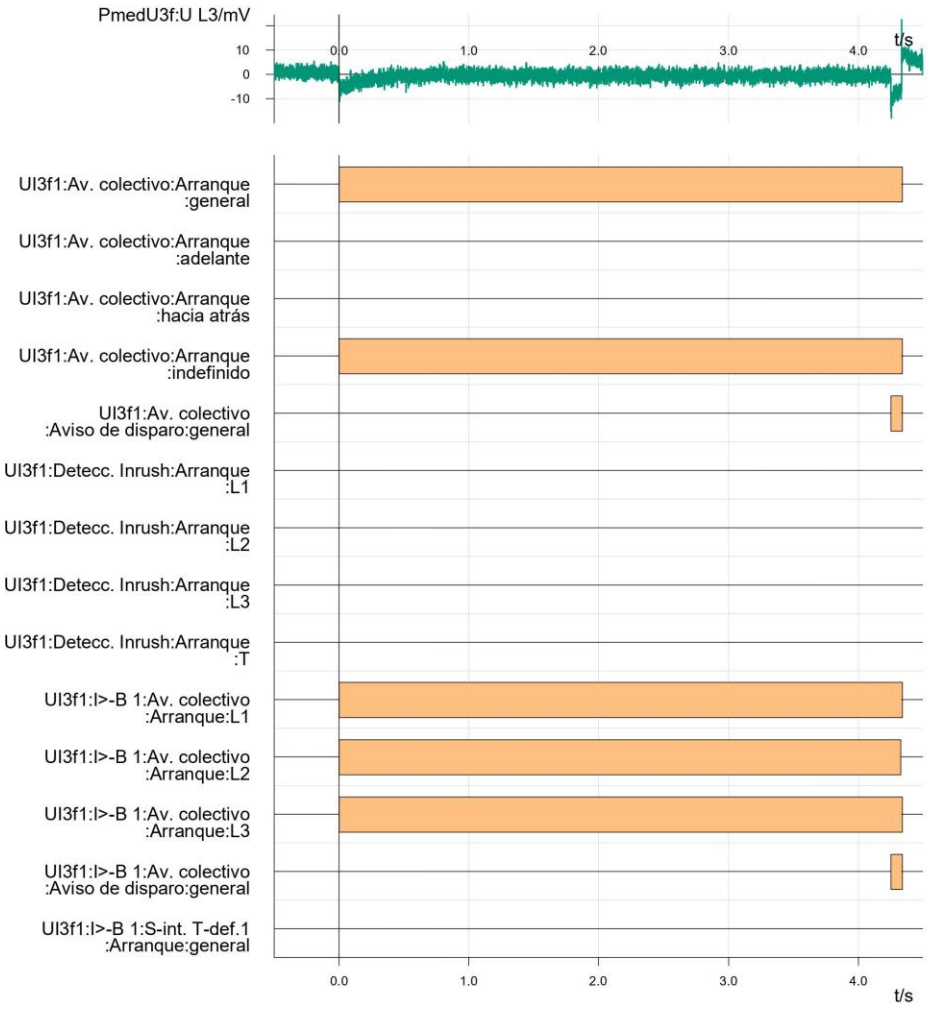
Start time: 29/7/2021 / 10:24:39.464

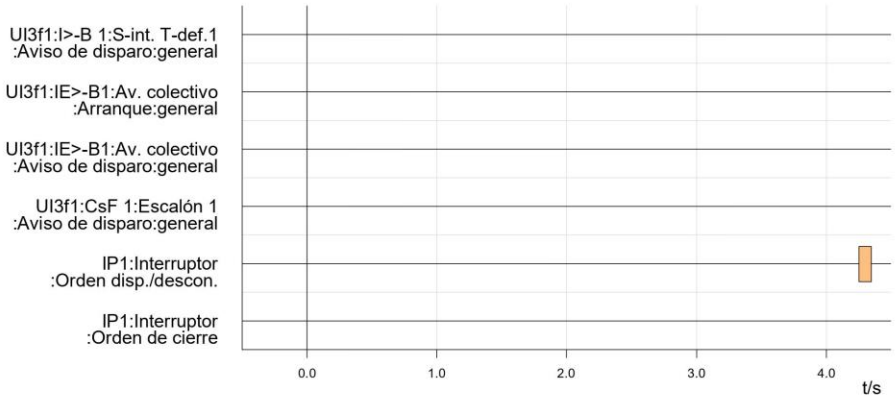
Sample rate: 2000 Hz

Value representation: Secondary

Record type: COMTRADE




PmedU3f:U L3/mV
10
0
-10
0.0
1.0
2.0
3.0
4.0
t/s
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :general
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :adelante
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :hacia atrás
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :indefinido
UI3f1:Av. colectivo :Aviso de disparo:general
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L1
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L2
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L3
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :T
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L1
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L2
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L3
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Aviso de disparo:general
UI3f1:I>-B 1:S-int. T-def.1 :Arranque:general
0.0
1.0
2.0
3.0
4.0
t/s


UI3f1:I>-B 1:S-int. T-def.1
:Aviso de disparo:general
UI3f1:IE>-B1:Av. colectivo
:Arranque:general
UI3f1:IE>-B1:Av. colectivo
:Aviso de disparo:general
UI3f1:CsF 1:Escalón 1
:Aviso de disparo:general
IP1:Interruptor
:Orden disp./descon.
IP1:Interruptor
:Orden de cierre
0.0
1.0
2.0
3.0
4.0
t/s

ANEXO 8: Informe de falla L1-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo definido.

Equipo en prueba - Ajustes del dispositivo

Subestación/Bahía:

Subestación:		Dirección de subestación:	
Bahía:	Sistema doble barra	Dirección de bahía:	

Dispositivo:

Nombre/descripción:	7SJ85	Fabricante:	SIEMENS
Tipo de dispositivo:	Sobrecorriente	Dirección del dispositivo:	
No de serie:	P1J254832		
Info adicional 1:			
Info adicional 2:			

Valores nominales:

f nom:	60,00 Hz	Número de fases:	3
V nom (secundario):	100,0 V	V primario:	400,0 kV
I nom (secundario):	1,000 A	I primario:	1,000 kA

Factores de tensión/corriente residuales:

VLN / VN:	1,732	IN / I nom:	1,000

Límites:

V máx:	200,0 V	I máx:	5,000 A

Filtros antirrebote y antirruido:

Tiempo de antirrebote:	3,000 ms	Tiempo de antirruido:	0,00 s

Detección de sobrecarga:

Tiempo de supresión: 50,00 ms

Otras propiedades de dispositivo:

Tiempo de reposición: 20,00 ms

Equipo en prueba

Tipo	No de serie
CMC356	ML170W

Comprobación del hardware

Realizado en	Resultado	Detalles
4/8/2021 15:50:56	Correcta	

Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

General - Valores:

Tol. tiem. abs.:	0,04 s	Conexión del TT:	n/a
To. tiem. rel.:	5,00 %	Conexión del pto. de estrella del TC:	n/a
Tol. corr. abs.:	0,05 Iref		
Tol. corr. rel.:	5,00 %		
Direccional:	No		

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	I #1 Fase	CEI Tiempo definido	0,40 Iref	0,40 s	0,95	No direccional

Configuración del Hardware

Equipo en prueba

Tipo	No de serie
CMC356	ML170W

Comprobación del hardware

Realizado en	Resultado	Detalles
4/8/2021 15:50:56	Correcta	

Salidas analógicas

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	Conector	Etiqueta	Terminal de conexión	
CMC356 V A ML170W	1 2 3 N	V L1-E V L2-E V L3-E		V L1-E V L2-E V L3-E
CMC356 V B ML170W	1 N	V(2)-1		
CMC356 I A ML170W	1 2 3 N	I L1 I L2 I L3		I L1 I L2 I L3
CMC356 I B ML170W	1 2 3 N	I(2)-1 I(2)-2 I(2)-3		

Entradas binarias/analógicas

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	Conector	Etiqueta	Terminal de conexión	
CMC356 ML170W	1+ 1- 2+ 2- 3+ 3- 4+ 4- 5+ 5- 6+ 6- 7+ 7- 8+ 8- 9+ 9- 10+ 10- 1 2 N	Disparo Arranque Entr. bin. 3 Entr. bin. 4 Entr. bin. 5 Entr. bin. 6 Entr. bin. 7 Entr. bin. 8 Entr. bin. 9 Entr. bin. 10 Entr. bin. 11 Entr. bin. 12		Disparo Arranque

Salidas binarias

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	**Conector**	**Etiqueta**	**Terminal de conexión**	
CMC356 ML170W	1+ 1- 2+ 2- 3+ 3- 4+ 4- 11 12 13 14 N	Sal. bin. 1 Sal. bin. 2 Sal. bin. 3 Sal. bin. 4 Sal. bin. 5 Sal. bin. 6 Sal. bin. 7 Sal. bin. 8		Sal.bin 1 Sal.bin 2 Sal.bin 3 Sal.bin 4

Entradas analógicas CC

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	**Conector**	**Etiqueta**	**Terminal de conexión**	
CMC356 ML170W	V+ V- I+ I-	V1 I1		

Referencia horaria

Modo de funcionamiento: Ninguna

Comentario

Módulo de prueba

Nombre:	OMICRON Overcurrent	Versión:	4.00
Comienzo:	04-ago.-2021 16:38:46	Fin:	04-ago.-2021 16:38:54
Nombre de usuario:		Administrador:	
Compañía:			

Ajustes de la prueba:

Modelo de Falta:

Referencia de tiempo:	Inicio de la falta
Corriente de carga:	0,00 A
Ángulo de carga:	n/a
Tiempo de pre-falta:	100,0 ms
Tiempo máx. abs.:	15,00 s
Tiempo de post-falta:	500,0 ms
Tiempo máx. rel.:	100,0 %
Activar salida de tensión:	No
Tensión de falta LN (todas fases menos las bifásicas):	n/a
Tensión de falta LL (para faltas bifásicas):	n/a
CC en disminución activa:	No
Constante de tiempo:	n/a
Tiempo mín. car. IP:	50,00 ms
Reposición térmica activa:	No
Método de Habilitar reposición:	n/a
Mensaje de reposición térmica:	n/a

Prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-E	I #1 Fase	5,000	2,000 A	n/a	400,0 ms	360,0 ms	440,0 ms

Salidas binarias:

Nombre	Estado
Sal. bin. 1	0
Sal. bin. 2	0
Sal. bin. 3	0
Sal. bin. 4	0

Entradas binarias:

Lógica del trigger: And

Nombre	Estado del trigger
Disparo	1
Arranque	X

Prueba de arranque/reposición:

Tipo	Ángulo	Resolución	I arranque			Relación de restauración:
			nom	min.	max.	nom
L1-E	n/a	50,00 ms	400,0 mA	350,0 mA	450,0 mA	950,0 m

Resultados de la prueba de disparo:

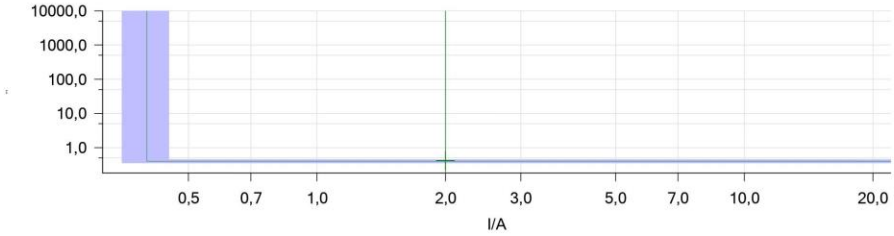
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-E	I #1 Fase	5,000	2,000 A	n/a	400,0 ms	410,8 ms	2,700 %	No	Correct

Resultados de la prueba de arranque/reposición:

Tipo	Ángulo	I arranque		I reposición	Relación de restauración:			Result.
		nom	real	real	nom	real	Error	
L1-E	n/a	400,0 mA	0,40 A	375,0 mA	950,0 m	937,5 m	-1,316 %	Correcta

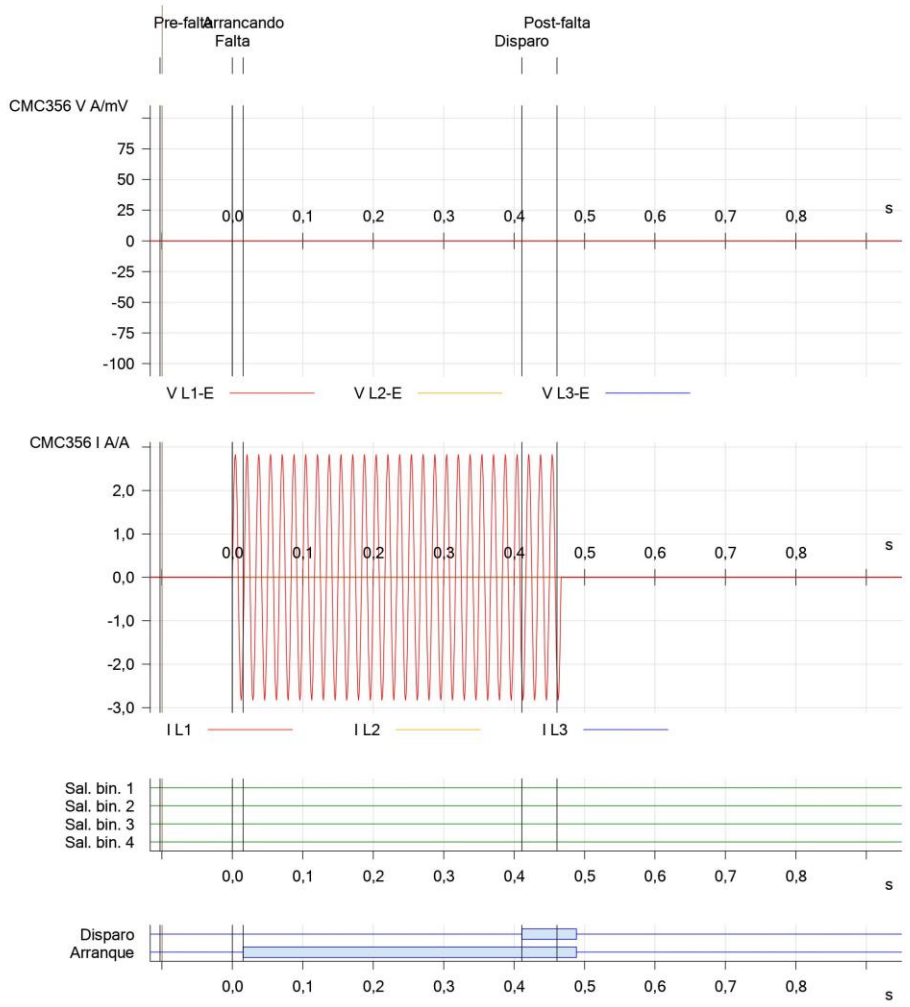
Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
L1-E	n/a



Oscilografía

Tipo	Ángulo	Magnitud	
L1-E	n/a	2,00 A	



Datos del cursor

	Tiempo	Señal	Valor
Cursor 1	-99,90 ms	<ninguno>	n/a
Cursor 2	-99,90 ms	<ninguno>	n/a
C2 - C1	0,00 s		n/a

Estado:

2 de 2 puntos probados.

2 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

INFORME DE PERTURBOGRAFÍAS OBTENIDO DESDE DIGSI 5

Name: Proyecto7

File path:

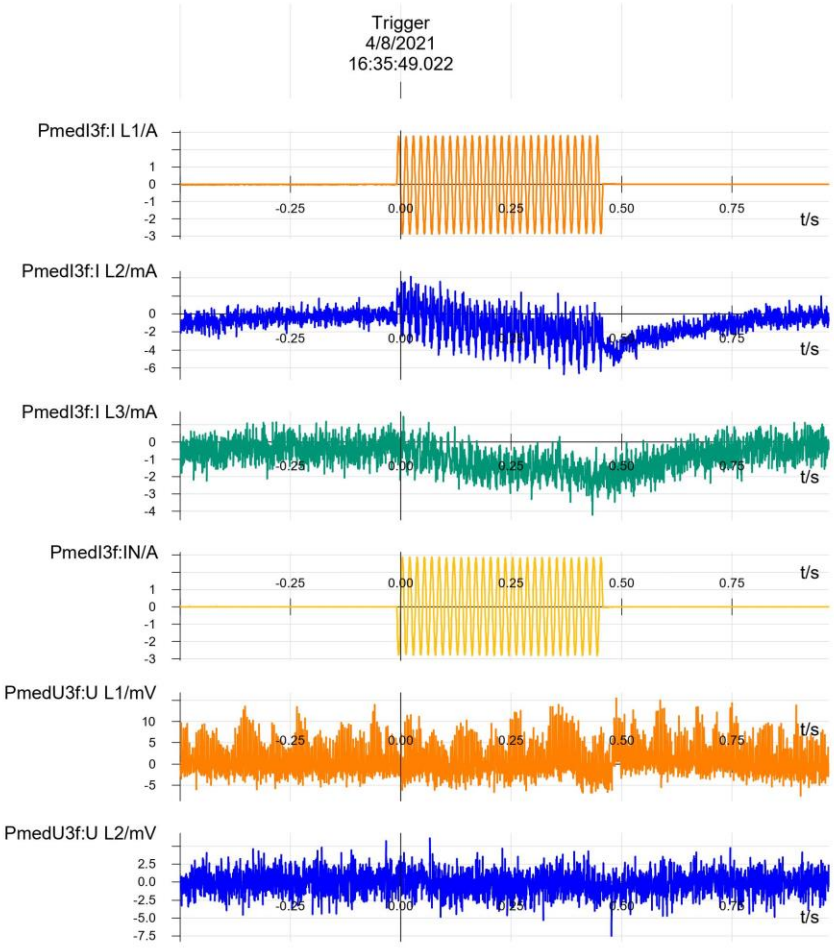
C:\Users\UPS\AppData\Local\Temp\7344242-1092\b86d70eb-2b5a-46d5-957f-9ccecb304535\151_48202115354922_FRA00151.cfg

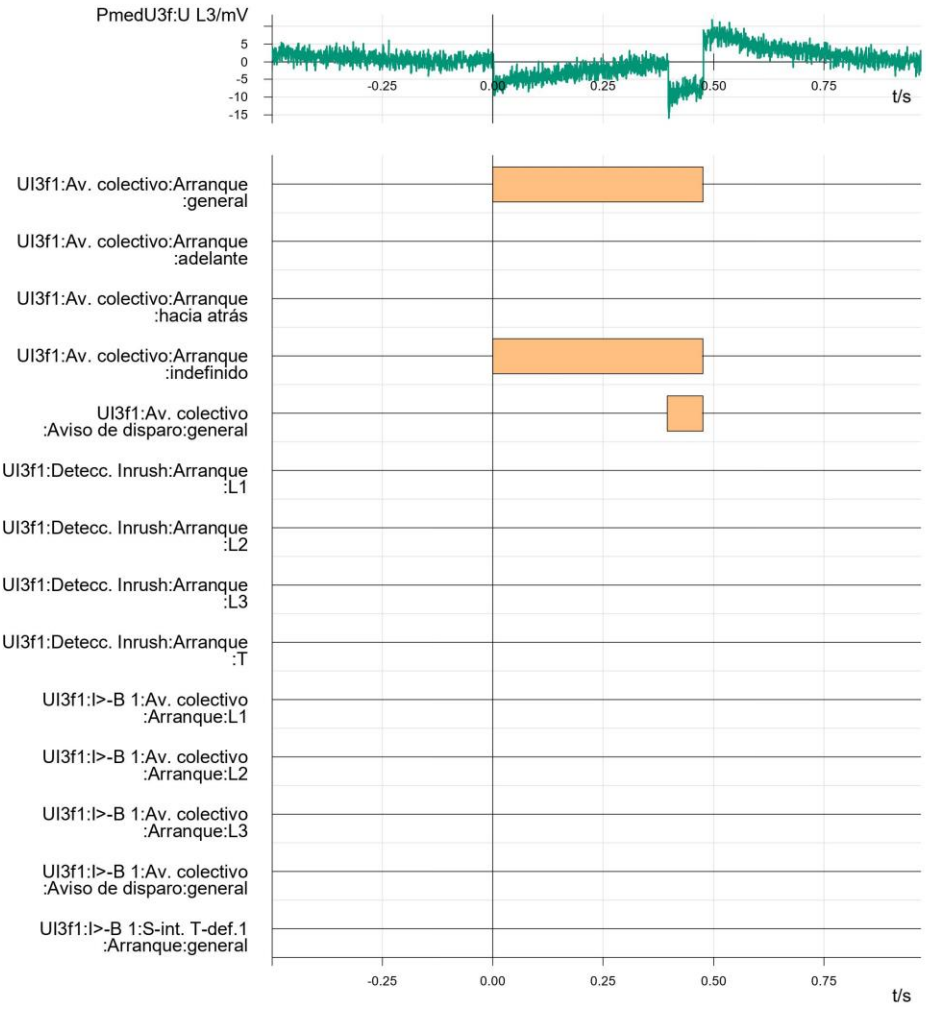
Start time: 4/8/2021 / 16:35:48.522

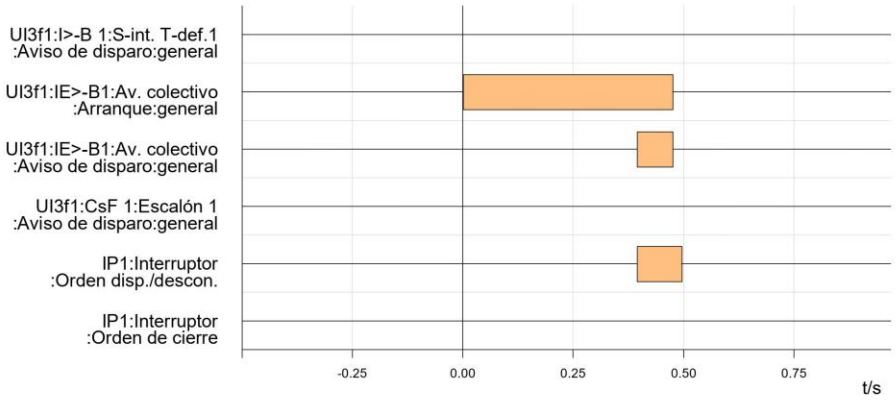
Sample rate: 2000 Hz

Value representation: Secondary

Record type: COMTRADE




PmedU3f:U L3/mV
5
0
-5
-10
-15
-0.25
0.00
0.25
0.50
0.75
t/s
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :general
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :adelante
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :hacia atrás
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :indefinido
UI3f1:Av. colectivo :Aviso de disparo:general
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L1
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L2
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L3
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :T
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L1
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L2
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L3
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Aviso de disparo:general
UI3f1:I>-B 1:S-int. T-def.1 :Arranque:general
-0.25
0.00
0.25
0.50
0.75
t/s


UI3f1:I>-B 1:S-int. T-def.1
:Aviso de disparo:general
UI3f1:IE>-B1:Av. colectivo
:Arranque:general
UI3f1:IE>-B1:Av. colectivo
:Aviso de disparo:general
UI3f1:CsF 1:Escalón 1
:Aviso de disparo:general
IP1:Interruptor
:Orden disp./descon.
IP1:Interruptor
:Orden de cierre
-0.25
0.00
0.25
0.50
0.75
t/s

ANEXO 9: Informe de falla L2-N, prueba de función 50/51N de disparo de tiempo normalmente inverso.

Equipo en prueba - Ajustes del dispositivo

Subestación/Bahía:

Subestación:		Dirección de subestación:	
Bahía:	Sistema doble barra	Dirección de bahía:	

Dispositivo:

Nombre/descripción:	7SJ85	Fabricante:	SIEMENS
Tipo de dispositivo:	Sobrecorriente	Dirección del dispositivo:	
No de serie:	P1J254832		
Info adicional 1:			
Info adicional 2:			

Valores nominales:

f nom:	60,00 Hz	Número de fases:	3
V nom (secundario):	100,0 V	V primario:	400,0 kV
I nom (secundario):	1,000 A	I primario:	1,000 kA

Factores de tensión/corriente residuales:

VLN / VN:	1,732	IN / I nom:	1,000

Límites:

V máx:	200,0 V	I máx:	5,000 A

Filtros antirrebote y antirruido:

Tiempo de antirrebote:	3,000 ms	Tiempo de antirruido:	0,00 s

Detección de sobrecarga:

Tiempo de supresión: 50,00 ms

Otras propiedades de dispositivo:

Tiempo de reposición: 20,00 ms

Equipo en prueba

Tipo	No de serie
CMC356	ML170W

Comprobación del hardware

Realizado en	Resultado	Detalles
4/8/2021 15:50:56	Correcta	

Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

General - Valores:

Tol. tiem. abs.:	0,04 s	Conexión del TT:	n/a
To. tiem. rel.:	5,00 %	Conexión del pto. de estrella del TC:	n/a
Tol. corr. abs.:	0,05 Iref		
Tol. corr. rel.:	5,00 %		
Direccional:	No		

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	I #1 Fase	CEI Normalmente inversa	0,40 Iref	1,00	0,95	No direccional

Configuración del Hardware

Equipo en prueba

Tipo	No de serie
CMC356	ML170W

Comprobación del hardware

Realizado en	Resultado	Detalles
4/8/2021 15:50:56	Correcta	

Salidas analógicas

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	Conector	Etiqueta	Terminal de conexión	
CMC356 V A ML170W	1 2 3 N	V L1-E V L2-E V L3-E		V L1-E V L2-E V L3-E
CMC356 V B ML170W	1 N	V(2)-1		
CMC356 I A ML170W	1 2 3 N	I L1 I L2 I L3		I L1 I L2 I L3
CMC356 I B ML170W	1 2 3 N	I(2)-1 I(2)-2 I(2)-3		

Entradas binarias/analógicas

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	Conector	Etiqueta	Terminal de conexión	
CMC356 ML170W	1+ 1- 2+ 2- 3+ 3- 4+ 4- 5+ 5- 6+ 6- 7+ 7- 8+ 8- 9+ 9- 10+ 10- 1 2 N	Disparo Arranque Entr. bin. 3 Entr. bin. 4 Entr. bin. 5 Entr. bin. 6 Entr. bin. 7 Entr. bin. 8 Entr. bin. 9 Entr. bin. 10 Entr. bin. 11 Entr. bin. 12		Disparo Arranque

Salidas binarias

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	**Conector**	**Etiqueta**	**Terminal de conexión**	
CMC356 ML170W	1+	Sal. bin. 1		Sal.bin 1
	1-			
	2+	Sal. bin. 2		Sal.bin 2
	2-			
	3+	Sal. bin. 3		Sal.bin 3
	3-			
	4+	Sal. bin. 4		Sal.bin 4
	4-			
	11	Sal. bin. 5		
	12	Sal. bin. 6		
	13	Sal. bin. 7		
	14	Sal. bin. 8		
	N			

Entradas analógicas CC

Equipo en prueba		Equipo en prueba		Señal
Dispositivo	**Conector**	**Etiqueta**	**Terminal de conexión**	
CMC356 ML170W	V+	V1		
	V-			
	I+	I1		
	I-			

Referencia horaria

Modo de funcionamiento: Ninguna

Comentario

Módulo de prueba

Nombre:	OMICRON Overcurrent	Versión:	4.00
Comienzo:	04-ago.-2021 17:05:32	Fin:	04-ago.-2021 17:05:44
Nombre de usuario:		Administrador:	
Compañía:			

Ajustes de la prueba:

Modelo de Falta:

Referencia de tiempo:	Inicio de la falta
Corriente de carga:	0,00 A
Ángulo de carga:	n/a
Tiempo de pre-falta:	100,0 ms
Tiempo máx. abs.:	15,00 s
Tiempo de post-falta:	500,0 ms
Tiempo máx. rel.:	100,0 %
Activar salida de tensión:	No
Tensión de falta LN (todas fases menos las bifásicas):	n/a
Tensión de falta LL (para faltas bifásicas):	n/a
CC en disminución activa:	No
Constante de tiempo:	n/a
Tiempo mín. car. IP:	50,00 ms
Reposición térmica activa:	No
Método de Habilitar reposición:	n/a
Mensaje de reposición térmica:	n/a

Prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L2-E	I #1 Fase	5,000	2,000 A	n/a	4,280 s	3,944 s	4,644 s

Salidas binarias:

Nombre	Estado
Sal. bin. 1	0
Sal. bin. 2	0
Sal. bin. 3	0
Sal. bin. 4	0

Entradas binarias:

Lógica del trigger: And

Nombre	Estado del trigger
Disparo	1
Arranque	X

Prueba de arranque/reposición:

Tipo	Ángulo	Resolución	I arranque			Relación de restauración:
			nom	min.	max.	nom
L2-E	n/a	50,00 ms	400,0 mA	350,0 mA	450,0 mA	950,0 m

Resultados de la prueba de disparo:

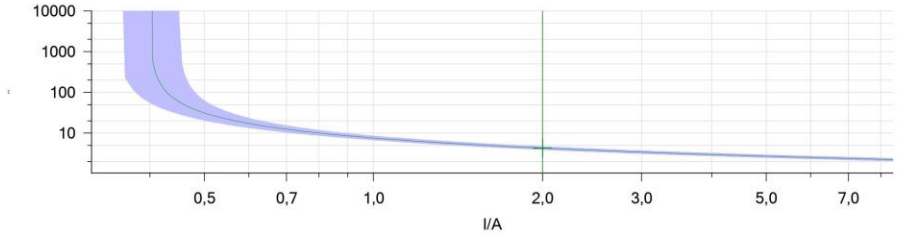
Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L2-E	I #1 Fase	5,000	2,000 A	n/a	4,280 s	4,269 s	-0,2458 %	No	Correct

Resultados de la prueba de arranque/reposición:

Tipo	Ángulo	I arranque		I reposición	Relación de restauración:			Result.
		nom	real	real	nom	real	Error	
L2-E	n/a	400,0 mA	0,44 A	415,0 mA	950,0 m	943,2 m	-0,7177 %	Correcta

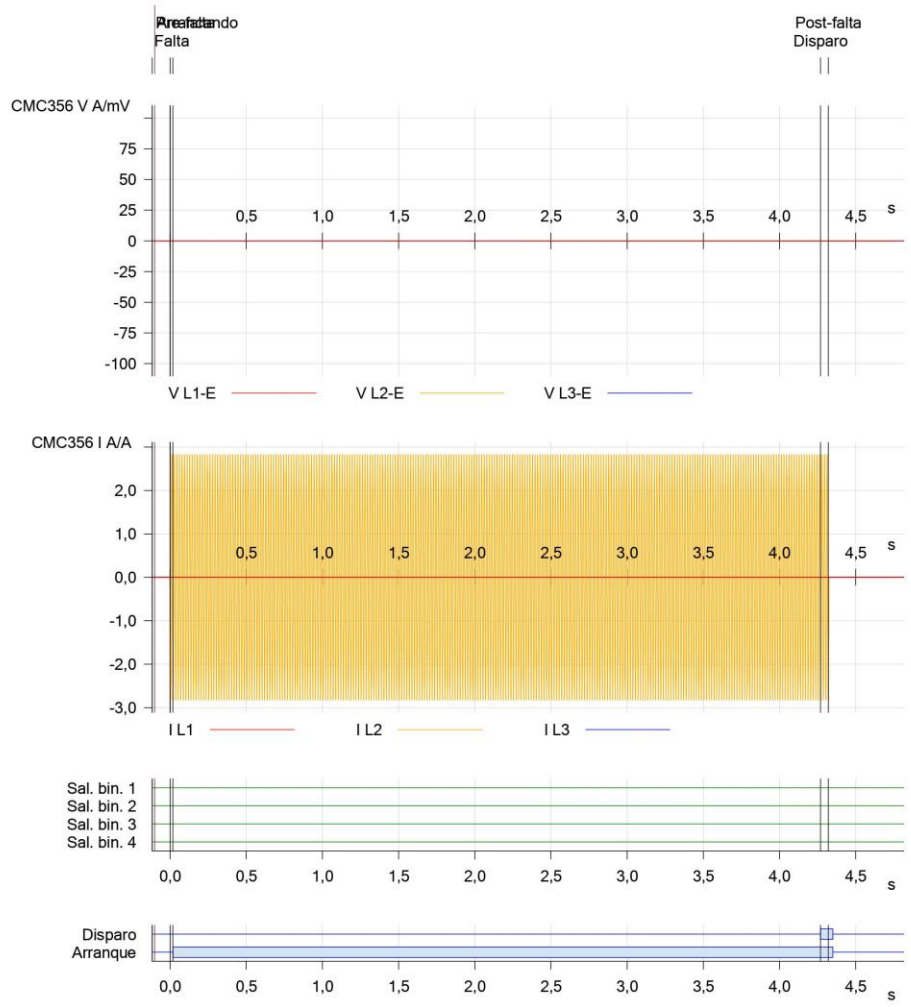
Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
L2-E	n/a



Oscilografía

Tipo	Ángulo	Magnitud	
L2-E	n/a	2,00 A	



Datos del cursor

	Tiempo	Señal	Valor
Cursor 1	-99,90 ms	<ninguno>	n/a
Cursor 2	-99,90 ms	<ninguno>	n/a
C2 - C1	0,00 s		n/a

Estado:

2 de 2 puntos probados.

2 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

INFORME DE PERTURBOGRAFÍAS OBTENIDO DESDE DIGSI 5

Name: Proyecto7

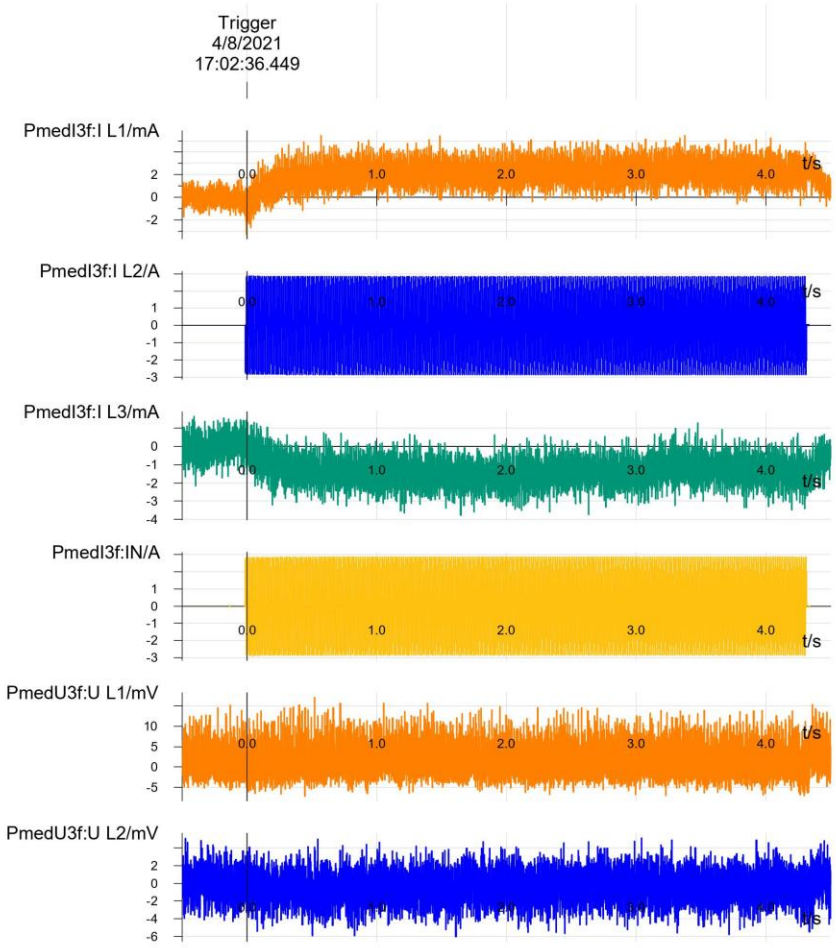
File path:
C:\Users\UPS\AppData\Local\Temp\7344242-1092\b86d70eb-2b5a-46d5-957f-9ccecb304535\155_48202116236449_FRA00155.cfg

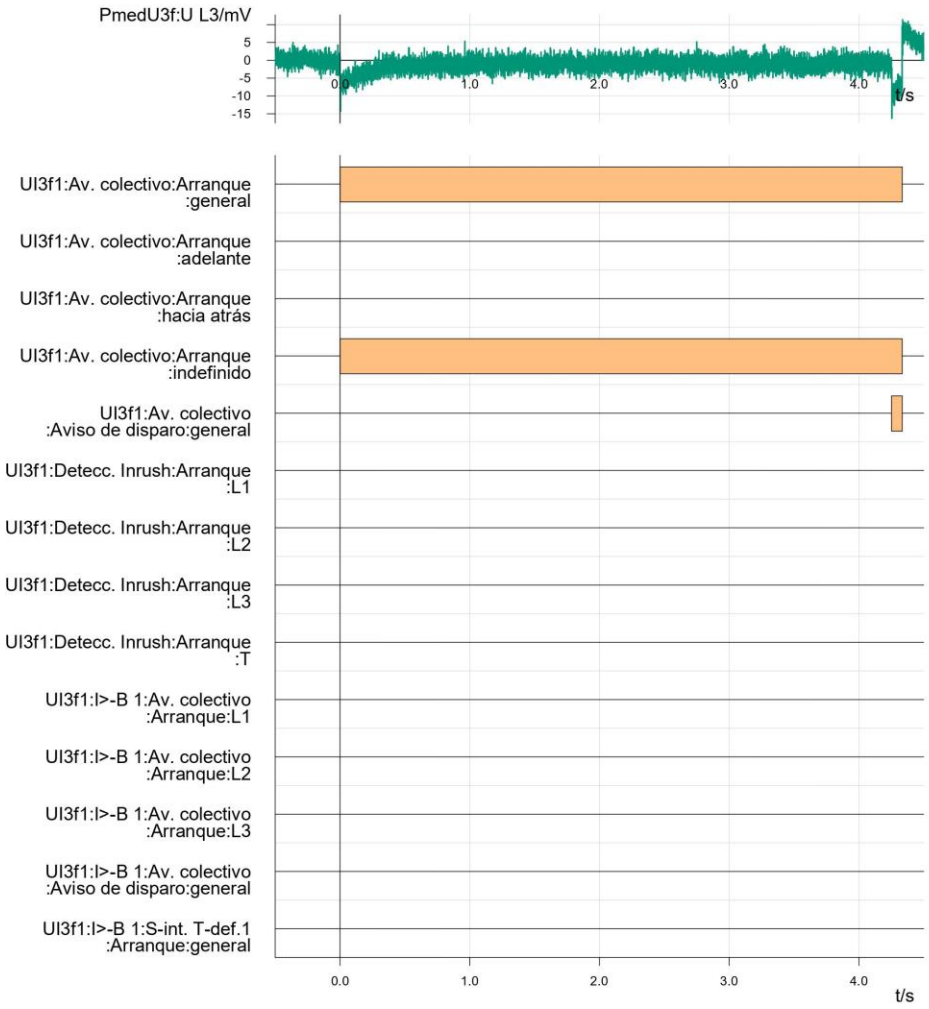
Start time: 4/8/2021 / 17:02:35.949

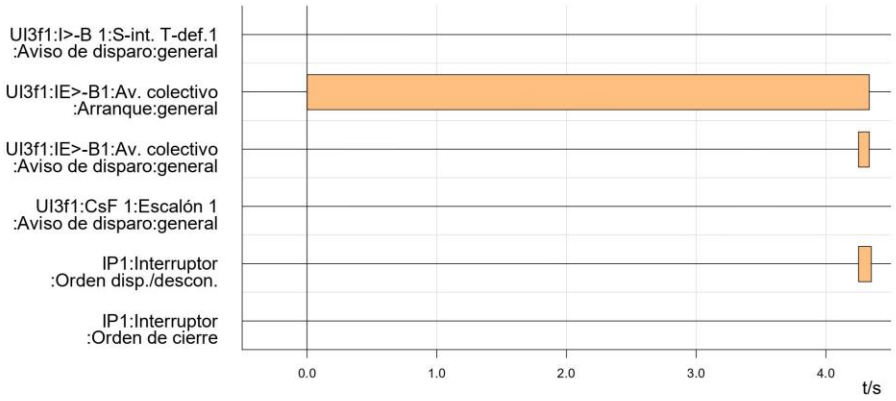
Sample rate: 2000 Hz

Value representation: Secondary

Record type: COMTRADE




PmedU3f:U L3/mV
5
0
-5
-10
-15
0.0
1.0
2.0
3.0
4.0
t/s
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :general
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :adelante
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :hacia atrás
UI3f1:Av. colectivo:Arranque :indefinido
UI3f1:Av. colectivo :Aviso de disparo:general
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L1
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L2
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :L3
UI3f1:Detecc. Inrush:Arranque :T
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L1
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L2
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Arranque:L3
UI3f1:I>-B 1:Av. colectivo :Aviso de disparo:general
UI3f1:I>-B 1:S-int. T-def.1 :Arranque:general
0.0
1.0
2.0
3.0
4.0
t/s


UI3f1:I>-B 1:S-int. T-def.1
:Aviso de disparo:general
UI3f1:IE>-B1:Av. colectivo
:Arranque:general
UI3f1:IE>-B1:Av. colectivo
:Aviso de disparo:general
UI3f1:CsF 1:Escalón 1
:Aviso de disparo:general
IP1:Interruptor
:Orden disp./descon.
IP1:Interruptor
:Orden de cierre
0.0
1.0
2.0
3.0
4.0
t/s