



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA**



**INSTRUCTIVO PARA LA COMPRENSIÓN Y UTILIZACIÓN DE LA UNIDAD
RELÉ PROTECCIÓN DE DISTANCIA SIPROTEC 4 MODELO 7SA522
DE SIEMENS, PARA EL CURSO DE PROTECCIONES ELÉCTRICA
DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE
LA UNIVERSIDAD DE CARABOBO.**

Trabajo Especial de Grado presentado ante la Ilustre Universidad de
Carabobo para Optar al Título de Ingeniero Electricista

Autores:

Abrahan Milano

Luis Rodríguez

Tutor de Contenido:

Carlos Jiménez

Valencia, Diciembre de 2016



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA**



**INSTRUCTIVO PARA LA COMPRENSIÓN Y UTILIZACIÓN DE LA UNIDAD
RELÉ PROTECCIÓN DE DISTANCIA SIPROTEC 4 MODELO 7SA522
DE SIEMENS, PARA EL CURSO DE PROTECCIONES ELÉCTRICA
DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE
LA UNIVERSIDAD DE CARABOBO.**

Autores:

Abrahan Milano

Luis Rodríguez

Tutor de Contenido:

Carlos Jiménez

Valencia, Diciembre de 2016



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



CERTIFICADO DE AROBACION

Nosotros los abajo firmantes, miembros del jurado designados por consejo de escuela para evaluar el Trabajo Especial de Grado, titulado **INSTRUCTIVO PARA LA COMPRESIÓN Y UTILIZACIÓN DE LA UNIDAD RELÉ PROTECCIÓN DE DISTANCIA SIPROTEC 4 MODELO 7SA522 DE SIEMENS, PARA EL CURSO DE PROTECCIONES ELÉCTRICA DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA UNIVERSIDAD DE CARABOBO**, realizado por los Bachilleres: **Milano Abrahan** titular de la Cedula de Identidad N° **14.337.239**, Y **Rodríguez Luis**, titular de la Cedula de Identidad N° **20.393.888**, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo

En la Ciudad de Valencia, a los _____ días del mes de Diciembre de 2016

Prof. Carlos Jiménez.

Tutor

Prof. Verner Hornebo

Jurado

Prof. Rubén Terán

Jurado

DEDICATORIA

En el camino de la vida, Dios nos coloca personas maravillosas, que con su bondad nos ayudan a obtener alegrías y felicidad cada vez que alcanzamos un propósito, es por esto que con todo mi cariño dedicamos este Trabajo Especial de Grado a:

Dios por darnos la vida y el deseo de superación profesional.

A nuestros padres: Por ser sin duda piezas fundamentales de nuestras vidas.

A la Ilustre Universidad de Carabobo: por ser la casa de la que aprendimos la ardua tarea de ser profesional.

A los Profesores y profesoras: Por su aporte en nuestra formación profesional.

AGRADECIMIENTO.

Dios: Por su bondad al darnos sabiduría, paciencia y entusiasmo para continuar sin desmayar.

A nuestros padres: Por todos los sacrificios que han realizado para ayudarnos a alcanzar los objetivos propuestos.

A nuestro tutor académico: Por guiarnos en la responsabilidad y cumplimiento de la labor como estudiante

Al Empresa CORPOELEC por abrirnos las puertas, y prestar sus instalaciones y prestar sus equipos para fortalecer nuestra formación profesional.

Al Ing. Mario Aguilar; por el apoyo incondicional en nuestra estadía en la Empresa CORPOELEC

A todas y cada una de las personas que de una u otra forma fueron y son parte de este triunfo

Mil Gracias!!

ÍNDICE GENERAL	Pp
LISTA DE TABLAS	X
LISTA DE FIGURAS	Xii
RESUMEN	Xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
EL PROBLEMA	3
1.Planteamiento del Problema	3
1.1 Objetivos	6
1.1.1. Objetivos generales	6
1.1.2. Objetivos específicos	6
1.2. Justificación	6
1.3. Alcances	7
1.4. Recursos	7
1.5. Limitaciones	8
CAPITULO II	
MARCO TEORICO	9
2.1. ANTECEDENTES.	9
2.2. BASES TEORICAS.	11
2.2.1. Sistema de potencia	11
2.2.1.1. Partes que lo conforman:	11
2.2.1.2. Requisitos para la operación adecuada de un sistema de potencia:	12
2.2.1.3. Conexiones de los sistemas de potencia:	12
2.2.2. Fallas en sistemas de potencias.	13
2.2.2.1 Clasificación de las fallas:	14
2.2.2.2.Frecuencia en la ocurrencia de las fallas tipo derivación:	15

2.2.2.3. Consecuencia de las fallas.	16
2.2.3. Sistemas de protección.	17
2.2.3.1. Características de un sistema de protección	17
2.2.3.2. Principios básicos de medición.	18
2.2.3.3. Esquema de protección de distancia.	19
2.2.4 .Relés de protección según la tecnología	21

CAPITULO III MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo de investigación	31
3.2. Población y Muestra	33
3.3. Fases de investigación	34
3.4. Viabilidad de la Investigación	35

CAPITULO IV PRESENTACIÓN DEL INSTRUTIVO

Presentación del instructivo	36
Misión	38
Visión	38
Objetivos del Instructivo	38
Justificación	39
ETAPA 1: Descripción generales de los equipos	40
4.1. Relé protección de distancia SIPROTEC 4 modelo 7SA522.	40
4.1.1. Características generales:	40
4.1.2. Hardware del equipo SIPROTEC 4:	42
4.1.2.1. Interface de usuario:	42
4.1.2.2. Interface de usuario con display de cuatro líneas:	43
4.1.2.3. Interfaces de comunicaciones:	46
4.1.3. Protocolos de comunicación:	47
4.1.4. Relé numérico SIPROTEC 4 modelo 7SA522:	48
4.1.4.1. Generalidades:	48
4.1.4.2. Estructura básica interna	49

4.1.5. Funciones de protección	51
4.1.5.1. Protección de distancia 7SA522.	52
4.1.5.1.1. Características de la protección de distancia 7SA522.	52
4.1.6. Software de parametrización DIGSI 4 para los equipos SIPROTEC 4.	53
4.1.6.1. Creación de un proyecto en el DIGSI 4.	55
4.1.7. DIGSI Manager (Administrador).	61
4.1.8. Configurador de equipo DIGSI 4.	61
4.1.9. Descripción del software SIGRA 4.	62
4.1.9.1. Herramientas a utilizar para el manejo del SIGRA 4.	63
4.2. Descripción del equipo de prueba OMICRON CMC 156.	67
4.2.1. Aplicación.	67
4.2.2. Características de CMC 156:	68
4.2.3. Instalación y función.	68
4.2.3.1. El software de prueba OMICRON Test Universe que se ejecuta en el ordenador.	68
4.2.3.2. La unidad de prueba CMC 156.	69
4.2.4. Conexiones e interfaces.	69
4.2.5. Descripción del software de prueba OMICRON Test Universe.	70
4.2.5.1. Módulos de Pruebas.	72
4.2.5.1.1. QuickCMC.	72
4.2.5.1.2. Ramping.	73
4.2.5.1.3. Pulse Ramping.	75
4.2.5.1.4. State Sequencer.	76
4.2.5.1.5. Overcurrent.	76
4.2.5.1.6. Distance.	77
4.2.5.1.7. ARC.	77
4.2.5.1.8. Differential.	78

Etapa 2: Instrucciones de Seguridad.	79
4.2.6. Advertencia.	79
4.2.6.1. Cualificación de los operadores.	79
4.2.6.2. Procedimientos de manejo seguro.	80
4.2.6.3. Normas de utilización.	80
Etapa 3: Instalación.	81
4.3.1. Componentes del sistema de prueba.	81
4.3.2. Instalación para la realización de la pruebas.	82
Etapa 4: Realización de las pruebas y registros	85
4.4.1. Realización de las pruebas.	86
CAPITULO V CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES	
Conclusiones	109
Recomendaciones	111
Referencias Bibliográficas	112
Anexos	114

LISTA DE TABLAS

Cuadro	Descripción	Pp
1	Tabla 2.1 Porcentaje de ocurrencia de fallas en Venezuela	15
2	Tabla 4.1 Teclas ubicadas en el panel frontal del equipo.	43
3	Tabla 4.2 Significado de los diferentes iconos de las barras de herramientas	64
4	Tabla 4.3 Continuación, significado de los diferentes iconos de las barras de herramientas	65
5	Tabla 4.4 datos de las líneas y los cálculos de ajustes para realizar la parametrización en relé protección de distancia 7SA522	87
6	Tabla 4.5 trayectoria de localización de zonas	88
7	Tabla 4.6 Valores de los puntos de falla en las diferentes zonas	95
8	Tabla 4.7 datos de estados generados vistos del lados secundarios de los TC y TP.	105

LISTA DE FIGURAS

Gráfico	Descripción	Pp.
1	Figura 2.1. Sistema radial. Fuente: Palacio A (2002)	13
2	Figura 2.2. Sistema mallado. Fuente: Palacio A (2002).	13
3	Figura 2.3. Clasificación de las zonas de distancia. Fuente: Palacio A (2002).	20
4	Figura 2.4 Atracción electromagnética tipo solenoide. Fuente: Coa S., y Sierra A., (2003).	22
5	Figura 2.5 Atracción electromagnética tipo Armadura. Fuente: Coa S., y Sierra A., (2003).	22
6	Figura 2.6 Inducción electromagnética tipo disco. Fuente: Coa S., y Sierra A., (2003).	23
7	Figura 2.7 Inducción electromagnética tipo copa. Fuente: Coa S., y Sierra A., (2003).	23
8	Figura 2.8 Componentes típicos del sistema de protección. Fuente: Apuntes cursos sistema de potencia. Peña (2013).	25
9	Figura 2.9 Característica de operación de Impedancia. Fuente: Palacio A (2002).	27
10	Figura 2.10 Característica de operación de admitancia. Fuente: Palacio A (2002).	28
11	Figura 2.11 Característica de operación de reactancia. Fuente: Palacio A (2002).	29
12	Figura 2.12 Característica de operación de cuadrilateral (poligonal). Fuente: Palacio A (2002).	30
13	Figura 4.1. Tamaños y tipos de display.	41
14	Figura4.2. Panel frontal del equipo	42

15	Figura 4.3 Estructura básica interna	48
16	Figura 4.4. Estructura jerárquica	54
17	Figura 4.5 Cuadro DIGSI Manager	55
18	Figura 4.6. Cuadro nuevo proyecto.	56
19	Figura 4.7 Creación de la estructura del proyecto	56
20	Figura 4.8 Creación de la estructura del proyecto.	57
21	Figura 4.9 Característica del equipo.	58
22	Figura 4.10 Estructura del proyecto.	58
23	Figura 4.11 Propiedades de conexión del equipo con el programa DIGSI 4.	59
24	Figura 4.12. Cuadro de parámetros.	60
25	Figura 4.13 Diferentes vistas oscilo-grafico.	62
26	Figura 4.14 Barra de herramientas estándar.	62
27	Figura 4.15 Barra de herramientas estándar.	63
28	Figura 4.16. Vista frontal de la unidad CMC 156	68
29	Figura 4.17 Se observa el esquema de instalación.	81

30	Figura 4.18 Diagrama de conexiones del banco de prueba CMC 156.	82
31	Figura 4.19 Ilustración de las conexiones en el banco de prueba CMC 156.	83
32	Figura 4.20 Diagrama de conexiones del relé de protecciones	83
33	Figura 4.21 Conexiones en el equipo.	84
34	Figura 4.22 Conexiones en el equipo	84
35	Figura 4.23 Diagrama unifilar de las líneas de transmisión.	86
36	Figura 4.24. Vista de registros de pruebas de fallas para la localización alcance de las zonas de actuación	89
37	Figura 4.25. Vista de registros de pruebas de fallas para la localización alcance de las zonas de actuación	90
38	Figura 4.26. Vista de registros de pruebas de fallas para la localización alcance de las zonas de actuación	91
39	Figura 4.27. Vista de reportes de pruebas de fallas para la localización alcance de las zonas de actuación.	94
40	Figura 4,28 Ubicación de los puntos de falla en las diferentes zonas.	95
41	Figura 4.29 Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales monofásica a tierra L1-E.	96
42	Figura 4.30. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales monofásica a tierra L2-E.	97
43	Figura 4.31. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales monofásica a tierra L3-E.	98
44	Figura 4.32. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales bifásica L1-L2.	99
45	Figura 4.33. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales bifásica L2-L3.	100

46	Figura 4.34. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales bifásica L3-L1.	101
47	Figura 4.35. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales trifásica L1-L2-L3.	102
48	Figura 4.36. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales trifásica	105
49	Figura 4.37. Vista de registros de pruebas en funcionamiento bajo carga.	106
50	Figura 4.38. Reporte de pruebas en funcionamiento bajo carga	107



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA**



**INSTRUCTIVO PARA LA COMPRENSIÓN Y UTILIZACIÓN DE LA UNIDAD
RELÉ PROTECCIÓN DE DISTANCIA SIPROTEC 4 MODELO 7SA522
DE SIEMENS, PARA EL CURSO DE PROTECCIONES ELÉCTRICA
DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE
LA UNIVERSIDAD DE CARABOBO.**

Autores:

Abrahan Millano

Luis Rodríguez

Tutor de Contenido:

Carlos Jiménez

RESUMEN

El presente estudio, tuvo como propósito diseñar un instructivo para la comprensión y utilización de la unidad relé protección de distancia SIPROTEC 4 MODELO 7SA522 de siemens, para el curso de protecciones eléctrica de la escuela de ingeniería eléctrica de la universidad de Carabobo, teniendo como objetivos especificar la teoría e información básica necesaria de los equipos SIPROTEC 4, distinguir los elementos necesarios, y la descripción de los equipos a utilizar para la realización de las pruebas e iniciar la puesta en marcha del equipo. Este trabajo fue desarrollado bajo está basada en una investigación de campo tipo descriptiva, modalidad proyecto factible, en la realización del mismo se busca brindar solución es a la conformada por los estudiantes del departamento de sistemas de potencia de ingeniería eléctrica. En cuanto a la viabilidad es válido acotar que existe además la disposición por parte de los profesores del área de Protecciones Eléctricas para llevar a cabo este proyecto. Los resultados obtenidos, demostraron que las valoraciones hechas por estos equipos permiten la consolidación de un mantenimiento aplicado, orientado a garantizar la disponibilidad de equipos de acuerdo a los requerimientos de producción..

Descriptor: Instructivo, protección de distancia. .Formación

INTRODUCCION

Hoy en día las empresas eléctricas tienden a modernizar sus procesos de generación, transmisión y distribución de energía debido a la obsolescencia en muchos de sus equipos. El amplio desarrollo tecnológico alcanzado en los últimos años ha marcado una nueva era en el manejo y control de los procesos industriales, en el campo específico de las protecciones eléctricas para sistemas de potencia, el desarrollo en los equipos numéricos multifuncionales ha permitido la integración de tales a sistemas computarizados de control o mejor conocidos como sistemas SCADA.

Este importante avance originó la creación de un protocolo estándar conocido como IEC 61850, el cual ha permitido la integración de los equipos numéricos de diferentes fabricantes a estos sistemas de control, convirtiendo a esta tecnología en piedra fundamental de la estructura jerárquica en el campo de supervisión y control de los sistemas de potencia.

Tales desarrollos tecnológicos en el área de protecciones han traído consigo una amplia cantidad de información, por lo que se hace necesario su estudio desde la formación en las aulas universitarias, de manera que los egresados de estas casas de estudios estén capacitados para asumir la vanguardia tecnológica creciente. Motivado a la demanda de conocimiento en dichas tecnologías y debido a la información dispersa y voluminosa de las nuevas unidades de protección, la misión de la Universidad de Carabobo es utilizar todos los recursos necesarios para ir de la mano con esta vanguardia tecnológica. En consecuencia el objetivo de este trabajo de grado comprende el estudio de un relé numérico de protección de distancia de última tecnología, el cual aportará al estudiante universitario nuevas herramientas para su mejor desenvolvimiento profesional en el campo laboral, logrando de esta manera un aporte al sistema educativo venezolano.

Sobre el particular, la propuesta contiene una serie de estrategias que debe tomar en consideración, para dar cumplimiento cabal a los requerimientos exigidos en la ley, contribuyendo, de esta manera, a la mejora de las condiciones y medio de formación académica.

En otro orden de ideas, el trabajo se estructura en cinco capítulos, los cuales se presentan de la forma siguiente:

Capítulo I Está centrado en el planteamiento del problema, punto de partida de la investigación, los objetivos, la justificación y las delimitaciones del mismo.

Capítulo II, Aborda el marco teórico, en el cual se exponen las bases teóricas primordiales y el fundamento legal de la investigación.

Capítulo III, Se incluye la metodología utilizada, población, muestra, técnicas e instrumentos de recolección de información, el tratamiento de la información, así como, la validez y confiabilidad de los instrumentos.

Capítulo IV: Presentación y desarrollo del instructivo presenta el análisis e Interpretación de Resultados, la presentación de la propuesta y factibilidad del Proyecto.

Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones

Y por último las referencias bibliográficas y los anexos.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Las compañías de electricidad prestan un servicio a las poblaciones, siendo este el suministro de la energía eléctrica. Con el transcurso del tiempo se ha hecho necesario el perfeccionamiento de este servicio, por lo que se ha introducido en el mismo el proceso de automatización. Esto ha traído consigo la instalación de nuevos equipos con funciones más avanzadas, tal es el caso de los equipos de campo para subestaciones eléctricas, que pueden generar registros que permiten determinar las causas de las perturbaciones ocurridas en el servicio eléctrico.

En este orden de ideas, se reconoce que en el desarrollo de los servicios de electricidad tiene un rol determinante el funcionamiento de los sistemas de potencias, los cuales según Peña (2013) se refiere a: “una red conformada por un conjunto de componentes, cuya función es: generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a los usuarios, bajo ciertas exigencias de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia” (p.04)

En ese sentido, para lograr su transporte desde los centros de generación hasta los centros de consumo, se utilizan las líneas de transmisión, el cual es el elemento del sistema de potencia más expuesto a fallas o anomalías, por ello, los aspectos vinculados a las protecciones es la base primordial para el funcionamiento de un sistema de potencia, con los ajustes adecuados para desconectar sólo las zonas afectadas, y proporcionar un servicio continuo, seguro y eficiente para que todas las prácticas de la empresa se lleven a cabo.

Normalmente, debido a las distancias que estas abarcan, están sujetas a la inclemencia del tiempo, vegetación, incendios forestales, entre otros factores que hacen posible la presencia de fallas, convirtiéndolas en uno de los elementos más débiles del sistema. Por consiguiente, para lograr su continuo funcionamiento se requiere contar con mecanismos de protección que aseguren ante una contingencia seccionar al sistema y aislar la falla, cumpliendo así con las premisas fundamentales de las protecciones: selectividad y confiabilidad.

Asimismo, Narváez (2013) advierte en el caso específico venezolano que “estos equipos datan de años de instalación, y desde entonces debido a la ampliación del sistema eléctrico nacional, se han incrementado los niveles de cortocircuito” (p.12), por lo tanto, se requiere verificar el comportamiento y la actuación de los dispositivos de protección en presencia de distintas fallas, aplicando criterios con las herramientas disponibles que permitan encontrar el diseño idóneo. Además, dar un reconocimiento técnico que permita direccionar las pautas de funcionamiento.

Sobre la base de las ideas expuestas, se denota que no existe un sistema eléctrico que pueda ser ideal, ya que es imposible evitar que ocurran alteraciones eléctricas tales como sobrecarga continua, cortocircuitos, fallas a tierra, sobretensiones transitorias, entre otras, por lo tanto, el efecto de una coordinación de protecciones puede ser vital para evitar daños ante la realidad que se plantea, para ello, se apreciarán las condiciones de los ajustes actuales y cómo se relacionan con las normas a aplicar.

Ahora bien, es necesario comprender los elementos de protección que aseguren el continuo servicio en ellas, para ello es necesario que en la formación de profesionales del área, los pensum de estudios conformen asignaturas tendientes a que los estudiantes posean las competencias, habilidades y conocimientos acorde con los últimos avances tecnológicos en la ingeniería eléctrica.

En ese sentido, la escuela de ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo mención Potencia ofrece la asignatura Protecciones Eléctricas, la misma se divide en contenido teórico y práctico, para de esta manera los estudiantes logren alcanzar el conocimiento de acuerdo con las exigencias del mercado de la energía.

Lamentablemente hoy en día el laboratorio de protecciones se encuentra cerrado y la preparación académica se logra solo a nivel teórico, unos veintes estudiantes en promedio por semestre sin desarrollar el contenido práctico, dejando deficiencias en la formación de los egresados. En vista de tal situación, el objetivo de este trabajo de grado es colaborar en el desarrollo profesional de los estudiantes, lo cual se realizaron todas las acciones necesarias en coordinación con las autoridades del rectorado de la Universidad de Carabobo para ser logrado la donación de un relé numérico protección de distancia con la empresa Siemens S.A y realizar un estudio del mismo, para de esta manera dar a conocer los últimos avances tecnológicos alcanzados en dicha materia, y conocer todas las ventajas que poseen actualmente en el mundo de las protecciones.

Para lo cual se plantean las siguientes interrogantes:

¿Cuál es la teoría e información básica necesaria de los equipos SIPROTEC 4?

¿Cuáles son los elementos necesarios para comprender el software de parametrización DIGSI 4 y análisis de perturbografías SIGRA 4 del equipo?.

¿Qué Equipos se requieren utilizar para la realización de las pruebas e iniciar la puesta en marcha del equipo?.

¿Qué pruebas son necesarias en el equipo unidad relé protección de distancia SIPROTEC 4 modelo 7SA522 de Siemens y corroborar su funcionamiento?.

¿Cómo será el instructivo del equipo para el curso de Protecciones Eléctricas?.

1.1. OBJETIVOS.

1.1.1. Objetivo General.

Diseñar un instructivo para la comprensión y utilización de la unidad relé protección de distancia SIPROTEC 4 MODELO 7SA522 de siemens, para el curso de protecciones eléctrica de la escuela de ingeniería eléctrica de la universidad de Carabobo.

1.1.2. Objetivos Específicos.

- Especificar la teoría e información básica necesaria de los equipos SIPROTEC 4.
- Identificar los elementos necesarios para comprender el software de parametrización DIGSI 4 y análisis de perturbografías SIGRA 4 del equipo.
- Describir los equipos a utilizar para la realización de las pruebas e iniciar la puesta en marcha del equipo.
- Realizar pruebas al equipo unidad relé protección de distancia SIPROTEC 4 modelo 7SA522 de Siemens y corroborar su funcionamiento.
- Elaborar el instructivo del equipo para el curso de Protecciones Eléctricas.

1.2. Justificación.

La tecnología en el área de la Ingeniería Eléctrica avanza considerablemente, y para los profesionales es un reto asumir los nuevos desafíos con excelente desempeño. En consecuencia, es de vital importancia que en su desarrollo universitario los nuevos profesionales sean capacitados

en los últimos avances tecnológicos. Así al sumarse al mercado laboral sean profesionales competitivos y con las habilidades necesarias para asumir tales retos. La asignatura protecciones eléctricas para sistemas de potencia no debe escapar de tal fin, es por ello que los estudiantes egresados de la Universidad de Carabobo deben estar a la vanguardia de todos los adelantos tecnológicos.

Por tal motivo, con la realización de este instructivo los estudiantes se familiarizarán con más facilidad con los últimos avances alcanzados en materia de relés numéricos multifuncionales, disponibles en las grandes empresas de generación, transmisión y distribución en el ámbito nacional e internacional. Este es el caso del relé SIPROTEC 4 modelo 7SA522 de la marca Siemens, el cual actualmente es ampliamente usado en las subestaciones del país.

Este trabajo está enmarcado en la línea de investigación “Ingeniería Eléctrica Aplicada”, de la que existe actualmente en vigencia en la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo.

1.3. Alcance.

Con el presente trabajo de grado consiste en diseñar un instructivo que facilite la comprensión y utilización del relé Siprotec 4 7SA522 Siemens, con la finalidad de simplificar toda la extensa información disponible para dicho equipo.

1.4. Recursos.

Los recursos a utilizar son el relé SIPROTEC 4 modelo 7SA522, el software de parametrización DIGSI 4 y el software de análisis de perturbografías SIGRA 4, así como también el banco de prueba marca OMICRON modelo CMC 156 facilitado por la empresa CORPOELEC.

1.5. Limitaciones.

Para la realización de las pruebas al relé SIPROTEC 4 modelo 7SA522 se trabajará con el banco de prueba que se encuentra en la empresa CORPOELEC ubicado en el área de mantenimientos de protecciones eléctrica de la Subestación Valencia GT2, debido que el banco de pruebas que se encuentra en el laboratorio de mediciones eléctricas para pruebas de relés de distancia solo fue diseñado para pruebas de fallas monofásicas. La parametrización de la unidad se realizará a través de un computador personal, luego de culminar el trabajo de grado los nuevos usuarios deberán parámetros con un computador que cumpla con las necesidades básicas del programa de parametrización DIGSI 4.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes

Para realizar este trabajo se recolecto información a través de libros especializados en la materia, trabajo de grado, internet y manuales suministrados por el fabricante; todas sirvieron de apoyo para el desarrollo de este proyecto.

En la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Carabobo se consiguieron diversos trabajos realizados en el área de protecciones Eléctricas, entre los cuales podemos nombrar los siguientes:

En primer lugar se encuentran, Sardiña C., y Tovar J., (2010), elaboraron un banco de pruebas para relés de distancia, su trabajo fue titulado como “Diseño y construcción de un banco de inyección de corriente monofásico para pruebas a relés de protección de distancia”, el mismo se encuentra actualmente operativo en el laboratorio de mediciones eléctricas de la Universidad de Carabobo.

Aporte: El aporte de este trabajo sirvió de referencia para diseñar los procedimientos para las pruebas al relé de protección de distancia 7SA522 y también de entendimiento de cada una de las pautas que deben considerarse al momento de desarrollar la modelación de las líneas de transmisión.

Por su parte, Coa S., y Sierra A., (2003), realizaron el trabajo de grado “Guía de prácticas para el laboratorio de protecciones”, en el cual se

diseñaron un conjunto de prácticas que sirven de guía a los estudiantes de la materia

Aporte: Este trabajo sirvió como guía conceptual y teórica para reforzar conocimientos y generalidades acerca de los tipos de relés de protección según su tecnología, los cuales configuraron en buena parte las dimensiones y referentes conceptuales que debían ser considerados para la valoración de las pautas de funcionamientos de equipos con estas características.

Asimismo, López I., y Rivas U., (1999), desarrollaron el estudio de un relé numérico, el cual se utilizó para llevar a cabo la implementación de la práctica de un relé de distancia, y se titula como: "estudio de la unidad de protección numérica de línea rel 316 y diseño de prácticas didácticas para el laboratorio de protecciones eléctricas".

Aporte: Este sirvió de referencia al momento de diseñar el instructivo y aportar ideas para explicar de manera secuencial, detallada y concisa pasos y consideraciones del proceso al momento de realizar las simulaciones al relé de protección de distancia 7SA522. También sirvió este trabajo como guía en la estructuración de la resolución del proyecto, tomando en cuentas las fases del estudio.

De la universidad Simón Bolívar también se dispuso de información relacionada con el tema, entre ellos se encuentran:

En primera instancia, Rojas E., (2007), realizó un informe final de pasantías titulado "coordinación de las protecciones de distancia del sistema a 115 kV de SENECA Incluyendo al guamache", este consistió en la coordinación de las protecciones de distancia de la región, tomando en cuenta la futura reestructuración del sistema.

De igual forma, Buenahora W., (2005), realizó un informe final de pasantías titulado “ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENELVEN”, el cual consistió en determinar las causas de las operaciones incorrectas de los relés Siemens instalados en las Líneas de Transmisión de Enelven.

2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Sistema de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia es una red conformada por un conjunto de componentes, cuya función es: generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a los usuarios, bajo ciertas exigencias de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia. (Peña, 2013)

2.2.1.1 Partes que lo conforman:

Tal como lo presenta Peña, (2013) los principales elementos de un sistema de potencia se pueden representar esquemáticamente en cinco subsistemas de acuerdo el nivel de tensión utilizado, ellos son:

- Generación.
- Transmisión.
- Subtransmisión.
- Distribución.
- Cargas (consumidores).

2.2.1.2 Requisitos para la operación adecuada de un sistema de potencia:

De igual forma Peña, (2013), plantea los siguientes requisitos para generar una operación adecuada del sistema de potencia:

Suficiente capacidad instalada: Se refiere a que el sistema debe tener la capacidad para absorber los aumentos de demanda, esto se consigue con una adecuada planificación. Normalmente se dispone de un 10-20% sobre la demanda prevista.

Calidad de servicio: Esto es, que el sistema sea capaz de mantener con un mínimo de interrupciones, un nivel y rango adecuado de tensión y frecuencia. Las bandas de tolerancia mundialmente son de 5% para la tensión y 0,5% para la frecuencia, lo cual se obtiene con un adecuado equipo de control y un correcto dimensionamiento de los componentes.

Despacho económico: Se refiere a que el sistema reúna los recursos humanos y materiales para repartir en forma económica la carga entre las diferentes centrales generadoras, haciendo el mejor uso del sistema de transmisión y tomando en cuenta el rendimiento de los diferentes equipos que componen el sistema.

2.2.1.3 Conexiones de los sistemas de potencia:

Para el desarrollo de las conexiones de los sistemas de potencia Palacio A (2002) identifica los siguientes aspectos:

Sistema radial: Este es un sistema de potencia en el cual la energía se desplaza en un sentido, desde una única fuente hacia diversos puntos de consumo, en la figura 2.1 se muestra el diagrama de un sistema radial.

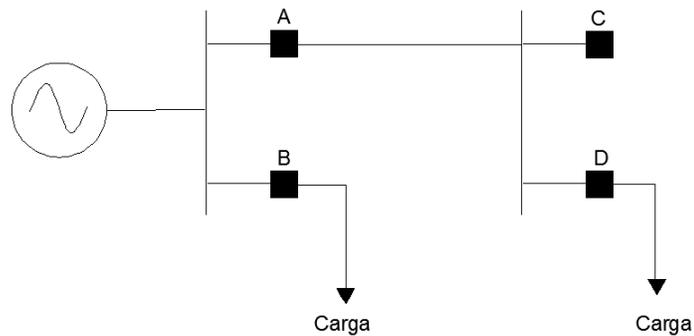


Figura 2.1. Sistema radial. Fuente: Palacio A (2002)

Sistema mallado: Es un sistema de potencia el cual presenta diferentes fuentes de generación de energía eléctrica y vías de alimentación a las cargas, en la figura 2.2 se muestra el diagrama de un sistema mallado.

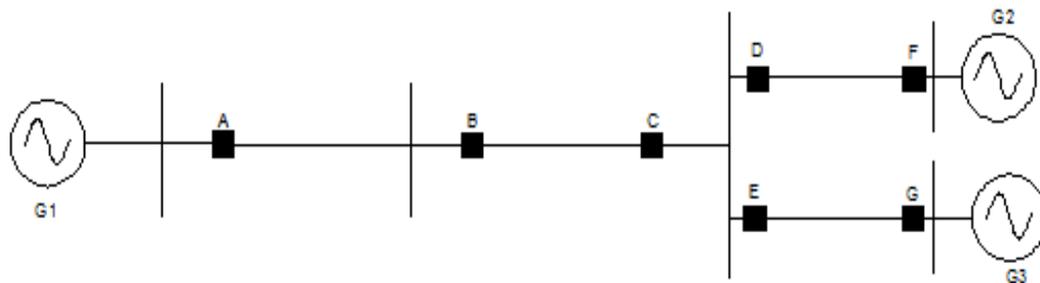


Figura 2.2. Sistema mallado. Fuente: Palacio A (2002).

2.2.2 Fallas en sistemas de potencia.

En función de los aportes conceptuales de Peña (2013), una falla es cualquier evento que interfiere continuar la operación de uno o más componentes del sistema requiriendo la actuación de las protecciones lo cual puede provocar la interrupción del servicio a los usuarios. Las fallas pueden originarse por múltiples causas, como pueden ser:

De origen eléctrico: Son debidos a contactos directos de dos conductores activos o bien por defectos de aislamiento entre ellos.

De origen mecánico: Son debidos principalmente a la caída de un cuerpo extraño sobre una línea aérea, a una rotura de conductores o aisladores, a un golpe de pico en un cable subterráneo, entre otros.

Por falsa maniobra: Como consecuencia de la apertura de un seccionador en carga.

De origen atmosférico: Suelen ser debido a un rayo que alcanza los conductores de una línea, las cuales pueden provocar aproximación de conductores, alteraciones de las superficies de los aisladores, entre otros.

2.2.2.1 Clasificación de las fallas:

Asimismo, Peña (2013) describe los principales tipos de fallas, los cuales se presentan desde sus distintas perspectivas a continuación:

- Fallas simétricas
- Fallas asimétricas.

Las fallas simétricas son todas aquellas donde se involucran las tres fases simultáneamente, también son conocidas como fallas trifásicas. Las fallas asimétricas solo involucran una o dos fases, y se clasifican en dos tipos:

Derivación: corresponden a cortocircuitos que se producen cuando las impedancias entre líneas o entre la línea y tierra son diferentes. Se caracterizan por un aumento de la corriente y por una disminución de la tensión. Las fallas de tipo derivación son:

- Falla línea a tierra.
- Falla línea a línea.
- Falla doble línea a tierra.

Serie: se producen cuando en algún punto del sistema las impedancias serie de cada fase son diferentes. Se caracterizan por un incremento de la tensión y frecuencia, y una disminución de la corriente en las fases falladas. Los tipos de falla serie son:

- Una fase abierta.
- Dos fases abiertas.

En este trabajo solo se tratarán las fallas de tipo derivación.

2.2.2.2 Frecuencia en la ocurrencia de las fallas tipo derivación:

De acuerdo a Peña (2013), los valores típicos obtenidos estadísticamente. Ver tabla 2.1

Tabla 2.1 Porcentaje de ocurrencia de fallas en Venezuela

Tipo de falla	%Ocurrencia
Línea a tierra	70-80
Línea a línea	8-15
Doble línea a tierra	4-10
Trifásica (Simétrica)	3-5

Fuente: Apuntes cursos sistema de potencia M. Peña (2013).

Se observa que la falla más frecuente es la línea a tierra, además se ha incluido en la tabla la falla trifásica con objeto de compararla con las demás y verificar que es la menos frecuente. En general, la falla trifásica es la más severa, no obstante, es posible que la falla línea a tierra sea más severa bajo ciertas circunstancias. Por esta razón, un estudio de fallas en sistemas de potencia, usualmente se limita al análisis de las fallas trifásicas y de línea a tierra, lo que proporciona la información necesaria para la

selección de equipos y la coordinación de protecciones. Los otros tipos de fallas están presente muy rara vez en la práctica. Peña, (2013)

2.2.2.3 Consecuencia de las fallas.

En general, según la recopilación realizada por Peña (2013), la presencia de una falla sobre una red provoca sobrecorrientes, caídas de tensión y desequilibrios en las tensiones y corrientes de las tres fases. Estos fenómenos, cuya importancia depende de la constitución de la red, originan toda una serie de consecuencias que se indican a continuación:

- Calentamientos

Los calentamientos producidos por las corrientes de cortocircuitos son peligrosos, particularmente en los cables subterráneos de media tensión que poseen una tolerancia calorífica considerable. Los arcos originados como consecuencia de la perforación de un cable subterráneo, puede producir la fusión del cobre y el plomo del cable sobre de varios decímetros, si la falla no queda eliminada rápidamente.

- Accidente en diyuntores

Los diyuntores y fusible deben tener una capacidad de ruptura adecuada para que durante un cortocircuito puedan funcionar y cumplir su cometido sin sufrir avería ni representar peligro para el personal y el equipo eléctrico. Por tanto, para elegir adecuadamente un diyuntor es necesario calcular tanto el valor de la corriente de cortocircuito en el momento en el que se produce la interrupción del circuito, como el valor máximo de dicha corriente en los momentos iniciales.

- Esfuerzos electrodinámicos anormales

El paso de las corrientes muy intensas va acompañado de esfuerzos electrodinámicos importantes que pueden producir deformaciones de barras y conexiones, rotura de aisladores, soportes e incluso averías considerables sobre los arrollamientos de las bobinas de reactancia y de los transformadores, si estos no tienen la rigidez mecánica suficiente.

- Caída de tensión elevada

Las corrientes de cortocircuito al atravesar los diferentes elementos de la red, provocan caídas de tensión que pueden provocar el desenganche de las máquinas sincrónicas o asíncronas y poner en peligro la estabilidad de la red.

2.2.3. Sistemas de Protección.

Dentro de la ingeniería Eléctrica, el campo de protección de los sistemas de potencia aseguran una minimización de los daños en equipos cuando estos fallan, permiten mantener la continuidad de servicios a través de los equipos no fallados de una manera rápida y sin que el usuario se dé por enterado de que ha ocurrido una falla dentro del sistema de potencia, traduciéndose esto en una confiabilidad del sistema de potencia, y lo que es más importante, previene la vida de seres humanos, evitando la exposición de los mismos a las partes falladas. (Palacios, 2002)

2.2.3.1 Características de un sistema de protección.

En correspondencia con lo expuesto Palacio A (2002), el diseño de un Sistema de Protección, depende de la configuración del Sistema de Potencia; sin embargo cualquiera que sea este el Sistema de Protección debe tener las siguientes características básicas:

-Sensibilidad: Debe tener la suficiente sensibilidad para detectar las fallas que afecten al Sistema de Potencia.

-Selectividad: Se dice, que un esquema de protecciones es selectivo, cuando solo actúan los elementos necesarios para despejar una falla, retirando únicamente la parte afectada.

-Velocidad: Debe determinar con qué rapidez es necesaria despejar la falla y poseer velocidad adecuada para hacerlo.

-Confiabilidad: Por cuanto las fallas que afectan al sistema se presentan con relativa poca frecuencia, es necesario que su diseño garantice que al presentarse una falla su operación sea correcta.

-Sencillez: Ejecutar sus funciones con la menor cantidad de elementos posibles.

-Mantenibilidad: Facilidad para efectuar mantenimiento.

2.2.3.2 Principios básicos de medición.

De acuerdo a Palacio A (2002). el método más fácil para determinar fallas en una línea es midiendo la impedancia desde el punto donde hay un relé hasta donde ocurrió la falla. La impedancia medida es proporcional a la distancia entre el relé y el punto de falla, de aquí que los relés que midan impedancia se denominan relés de distancia y esto lo hacen chequeando constantemente los parámetros de tensión y corriente.

Para garantizar una adecuada medición de la direccionalidad de la falla se toma además de la corriente de cortocircuito una tensión prefalla que seguirá presente aun cuando la tensión de cortocircuito se haya extinguido completamente. Por ejemplo para fallas a tierra la tensión es la compuesta opuesta de la fase que presenta la falla (corriente IR se selecciona VS-VT).

Para fallas bifásicas sin contacto a tierra es la tensión de fase opuesta a la de las fases que presentan fallas (corriente IRS se selecciona VT-VR). El relé selecciona estas tensiones de referencia de acuerdo al tipo de perturbación o falla en la red.

En el caso de fallas trifásicas a tierra cerca donde se encuentran ubicados los relés; donde existe la posibilidad de perder la medición de la direccionalidad se cuenta con un módulo o tarjeta memorizadora de tensiones la cual mantiene las tensiones con frecuencia de la red y posición de fase correcta por un lapso de tiempo suficientemente para realizar la determinación de la dirección.

Arranque de la protección.

Tiene por objeto detectar estados de falla en la red, seleccionar las magnitudes de las fases afectadas, guiarlos al sistema de medición y producir el arranque de los temporizadores de etapas.

Arranque por Sobrecorriente: Cuando se detecta un estado de sobrecarga en el sistema (tensiones nominales con corrientes de carga superiores a los permitidos en la red).

Arranque por Subimpedancia: Cuando se detecta una condición de falla en la red, lo cual significa altas corrientes con una condición de caída de voltaje en la fase fallada.

2.2.3.3 Esquema de protección de distancia.

Según los planteamientos de Palacio (2002). Con estos esquemas es posible detectar fallas en el 100% de la línea para tener selectividad y rapidez en el despeje de la misma. La curva de la protección de distancia es

dividida en tres etapas o zonas de operación, como se muestra en la figura 2.3.

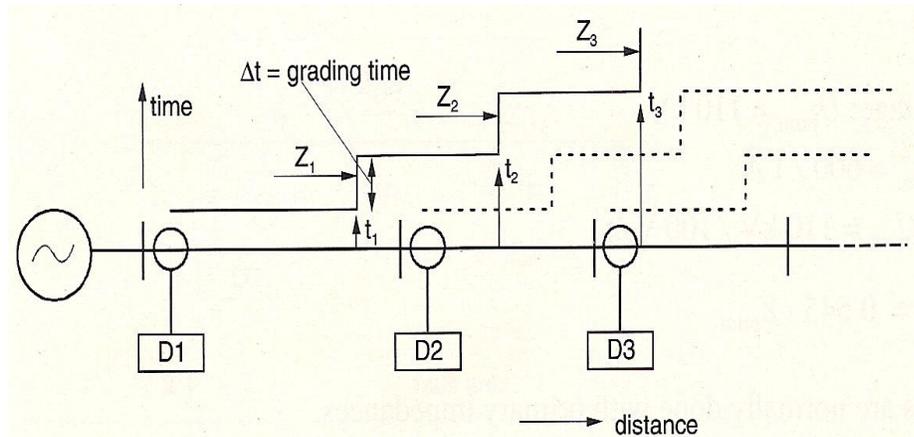


Figura 2.3. Clasificación de las zonas de distancia. Fuente: Palacio A (2002).

Ajuste de la zona (Z_1): es instantánea y tiene por objeto proteger la mayor parte de la línea con protección primaria de alta velocidad; en esta etapa no se cubre el 100% de la línea, de lo contrario, se perdería la coordinación con la primera etapa de la segunda línea, su ajuste debe ser subalcanzado entre un 80% y a 85% de la línea, para garantizar que bajo ninguna circunstancia vea las fallas en la línea dos.

Ajuste de la zona (Z_2): se utiliza para detectar fallas en la porción restante de la línea, la cual tiene por objeto dar protección primaria retardada al terminal remoto de la primera línea no protegida por la primera etapa, su ajuste debe sobrealcanzar al terminal remoto para garantizar la protección de la línea uno en cualquier circunstancia.

Ajuste de la zona (Z_3): tiene por objeto dar protección de respaldo a la línea siguiente (línea dos), su ajuste debe sobrealcanzar a esta.

Para dar una idea de los ajustes de distancia de las diferentes zonas y de sus tiempos de operación, tomando como base la figura 2.3, los ajustes del relé están por el orden de:

$$\begin{aligned}
Z1 &= 80\% \text{ de la línea} = 0,8 ZL1 \\
Z2 &= 120\% \text{ de la línea} = 1,2 ZL1 \\
Z3 &= 120\% \text{ de ambas líneas} = 1,2 (ZL1 + ZL2) \\
t1 &= \text{Instantaneo} \\
t2 &= t1 + \Delta t \\
t3 &= 0,2 \text{ seg.} \\
\Delta t &= 0,4 \text{ seg.}
\end{aligned}$$

Los ajustes dependerán de las longitudes impuestas por la red.

2.2.4 .Relés de protección según la tecnología.

En los estudios de Coa S., y Sierra A., (2003). Los relés de protección se presentan de acuerdo a las siguientes especificaciones:

Relé Electromecánico.

Son relés que trabajan directamente con magnitudes de tensión y corriente a través de bobinas que impulsan partes móviles, su fabricación fue entre 1930 y 1969, y se clasifican de acuerdo a su principio de operación:

- Atracción electromagnética, estas pueden ser de dos clases: solenoide y armadura.

En la figura 2.4 se observa al relé (Solenoide), este utiliza un pivote donde la barra se mueve cuando la fuerza electromagnética producto de la corriente es mayor que la fuerza resistente del resorte.

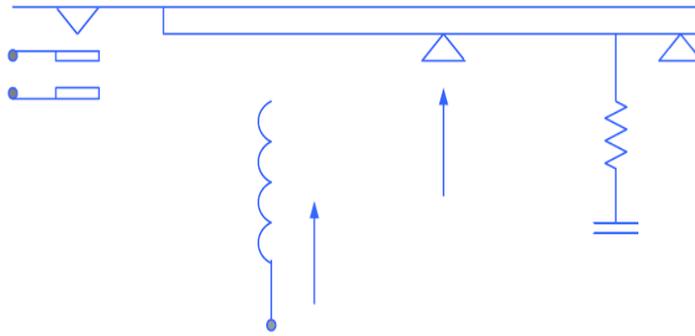


Figura 2.4 Atracción electromagnética tipo solenoide. Fuente: Coa S., y Sierra A., (2003).

En el relé (Armadura) de la figura 2.5 se compara la acción del campo magnético de la corriente para levantar un núcleo contra la acción de la gravedad, el relé cierra su contacto cuando la acción de la corriente supera a la gravedad.

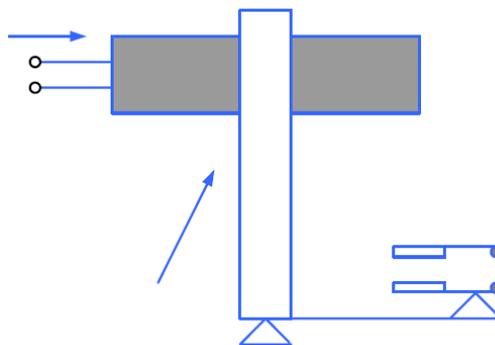


Figura 2.5 Atracción electromagnética tipo Armadura. Fuente: Coa S., y Sierra A., (2003).

- Relé de Inducción Electromagnética. Pueden ser de dos clases: de disco y de copa.

El relé de la figura 2.6 es un relé de inducción del tipo disco, que opera bajo el principio de los motores de polos de sombra o bobinas de sombra, en este se compara el torque electromagnético con el torque producido por un resorte en espiral, el relé cierra el contacto cuando el torque electromagnético supera al del resorte y hace girar al disco.

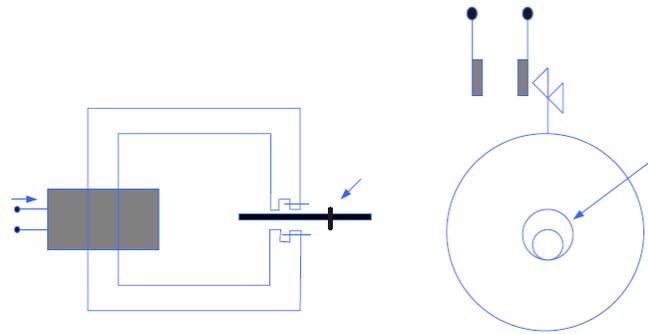


Figura 2.6 Inducción electromagnética tipo disco. Fuente: Coa S., y Sierra A., (2003).

El relé de la figura 2.7 es un relé del tipo de copa con construcción similar al motor bifásico de control; la razón para aislar la copa del núcleo central fijo, es la de reducir la inercia y obtener relés de alta velocidad de respuesta.

En estos relés se compara, al igual que en el anterior, el torque electromagnético con el torque de un resorte en espiral, el relé cierra el contacto cuando el torque electromagnético supera al del resorte y hace girar la copa.

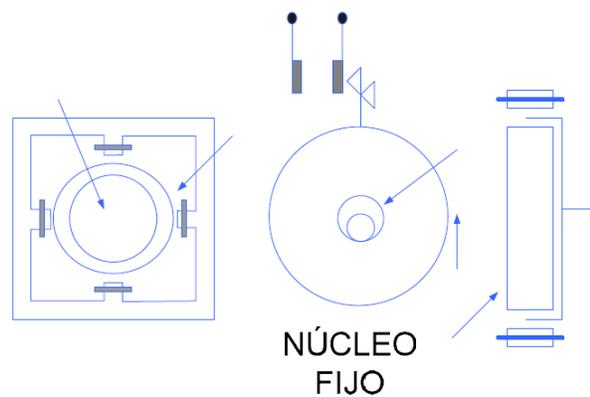


Figura 2.7 Inducción electromagnética tipo copa. Fuente: Coa S., y Sierra A., (2003).

- Relé Electrónico.

Son relés que realizan evaluación de los parámetros eléctricos a través de elementos de electrónica discreta (transistores, resistencia, condensadores y algunos componentes integrados) convirtiendo las magnitudes en señales de ondas cuadradas, que se comparan con una condición preestablecida. Se fabricaron entre 1969 y 1975.

- Relés Numéricos.

Son relés que realizan la evaluación de los parámetros eléctricos a través de microprocesadores una vez convertidas en señales digitales, utilizando algoritmos para ello. En general los Relés numéricos permiten una gran flexibilidad por cuanto incluyen en su librería de programación las funciones de: Protección de Distancia, Alta Impedancia, Sobrecorriente no direccional, Cierre Sobre Falla, Sobre Voltaje, Oscilación de Potencia, Fuente Débil, Bloqueo por Desbalance de Tensión, entre otras, las cuales pueden ser activadas por el usuario o solicitar al fabricante que la misma sea incluida en función a los requerimientos y a futuro ir activando funciones de acuerdo a los requerimientos del sistema. Se comenzaron a fabricar desde 1975.

Funcionalidades de las protecciones numéricas.

Según los apuntes de Peña (2013) en la actualidad los diferentes fabricantes han introducido en el mercado una gama de relés numéricos cuya aplicación se centran principalmente en la protección, control y monitoreo de: Generadores, Grupo Generador – transformador., Transformadores y Reactores, Barras e Interruptores, Banco de Condensadores, Líneas aéreas y cables de potencia, Motores, etc.

En virtud de la extensión de las aplicaciones antes mencionadas a continuación se indican las funcionalidades de las protecciones numéricas, más importantes en una subestación de transmisión; esta son:

- Protección diferencial de barras.
- Protección de transformadores de potencia.
- Protección de línea de transmisión.

Para nuestro caso solo hablaremos de las protecciones de líneas de transmisión.

Relé de distancia.

Es un elemento del sistema de potencia que se utiliza para la protección de líneas de transmisión, el cual utiliza a varios dispositivos asociados entre sí (transformadores de corriente y transformadores de potencial, véase figura 2.8) para interpretar los parámetros provenientes de las mismas, y así establecer una comparación con los ajustes internos del relé y tomar acciones de protección.

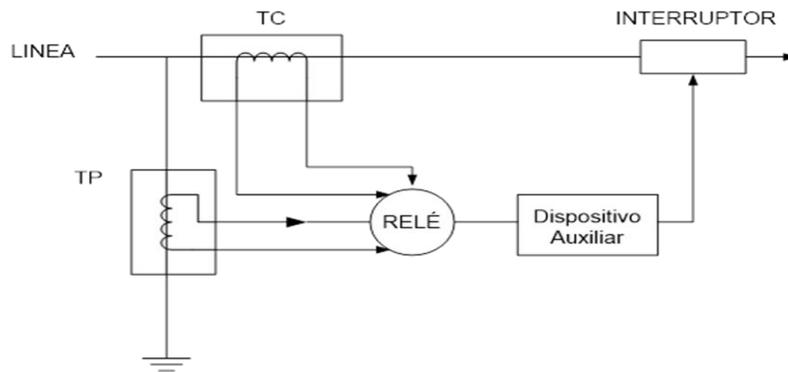


Figura 2.8 Componentes típicos del sistema de protección. Fuente: Apuntes cursos sistema de potencia. Peña (2013).

Su principio de funcionamiento se basa en la relación entre la tensión y la corriente que puede expresarse en función de la impedancia, la impedancia es una medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión, lo que explica el nombre aplicado a este grupo de relés.

Característica de operación de los relés de distancia.

Los relés de distancia tienen distintas características de operación las cuales según Peña (2013). son:

- Relé de distancia del tipo impedancia:

Es un tipo de relé de doble señal que se basa en la comparación de tensiones y corrientes de una línea de transmisión para determinar los valores de impedancia, que son proporcionales a la distancia de una falla. Este relé no es direccional ya que da orden de disparo en ambas direcciones, por lo tanto, para sistemas mallados, se requiere utilizar relés direccionales. Su ecuación de torque es:

$$\frac{V}{I} = Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} \quad (2.1)$$

Dónde:

I: magnitud de la corriente eficaz [Amperios].

V: magnitud del voltaje eficaz [Voltios].

Z: Impedancia equivalente [ohm].

K_1 y K_2 : efecto de los resortes de los elementos de corriente y tensión.

En otras palabras, un relé de impedancia está en el límite del funcionamiento a un valor constante dado por la relación de V a I, una forma de mostrar la característica de funcionamiento del relé de distancia es por

medio del diagrama de impedancia o bien diagrama R-X el cual se muestra en la figura 2.9.

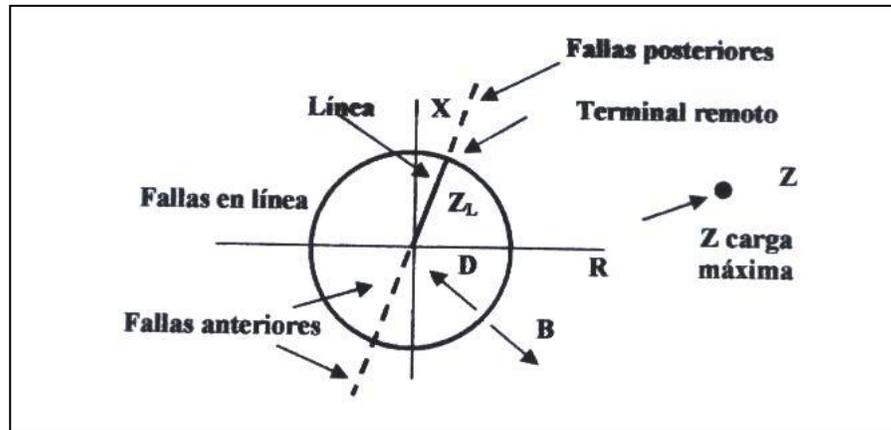


Figura 2.9 Característica de operación de Impedancia. Fuente: Palacio A (2002).

Introduciendo modificaciones en la alimentación del relé de impedancia se puede desplazar el círculo para obtener características circulares no concéntricas con el origen, obteniendo los llamados relés de impedancia modificados.

- Relé de distancia del tipo admitancia (mho).

Este relé es direccional ya que solo da disparo en la dirección de la línea, por lo tanto, en sistemas mallados, no se requiere el empleo de relés direccionales, como se muestra en la figura 2.10 representado en un diagrama R-X. Este relé es actuado por dirección y retenido por voltaje, su ecuación de torque es:

$$\frac{V}{I} = Z = \frac{K_1}{K_2} \cos(\theta - \tau) \quad (2.2)$$

Dónde:

I: magnitud de la corriente eficaz [Amperios].

V: magnitud del voltaje eficaz [Voltios].

Z: Impedancia equivalente [ohm]

K_1 y K_2 : efecto de los resortes de los elementos de corriente y tensión respectivamente [Constantes].

θ : ángulo entre el voltaje y la corriente [Grados].

ζ : ángulo de la unidad de direccionamiento [Grados].

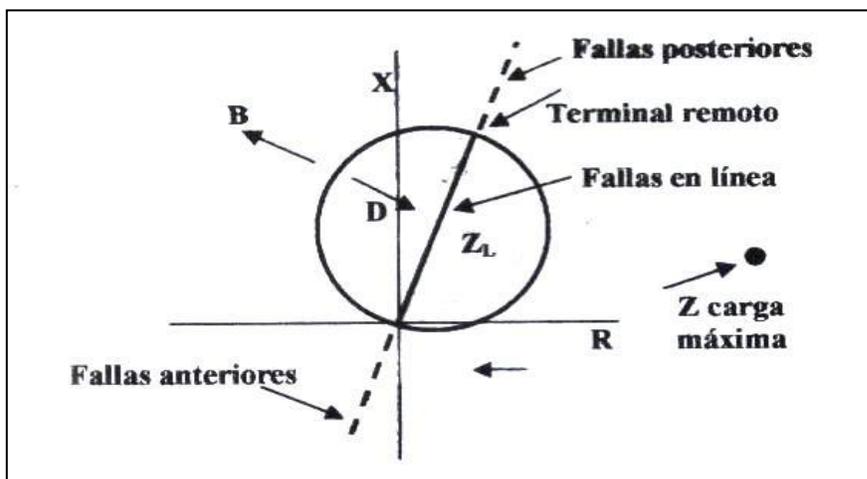


Figura 2.10 Característica de operación de admitancia. Fuente: Palacio A (2002).

- Relé de distancia del tipo reactancia.

Este relé no es direccional ya que da orden de disparo en ambas direcciones, por lo tanto, para sistemas mallados, se requiere utilizar relés direccionales. Este relé es actuado por corriente y retenido por dirección con ángulo $\tau = 90^\circ$, su ecuación de torque es:

$$X = Z \sin \theta = \frac{K_1}{K_2} \quad (2.3)$$

Dónde:

X: Reactancia equivalente [ohm].

Z: Impedancia equivalente [ohm]

K_1 y K_2 : efecto de los resortes de los elementos de corriente y tensión respectivamente [Constantes].

Θ : ángulo entre el voltaje y la corriente [Grados].

En otras palabras, este relé tiene una característica de funcionamiento tal que todos los radios vector de impedancia cuya punta se encuentra situada en esta característica, tiene una componente X constante. Esto se describe en la línea recta de la figura 2.11.

Esta característica es que la componente de resistencia de la impedancia no tiene efecto en el funcionamiento del relé; este responde solamente a la componente de reactancia.

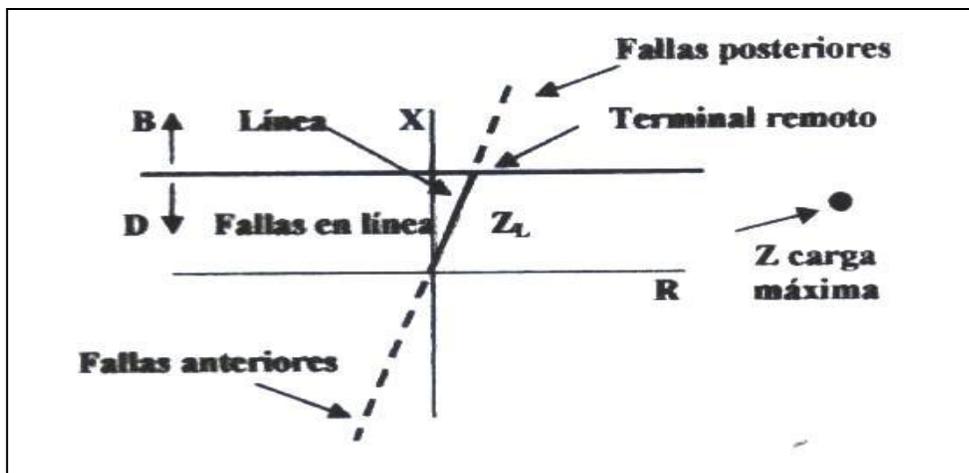


Figura 2.11 Característica de operación de reactancia. Fuente: Palacio A (2002).

- Relé de distancia del tipo cuadrilateral (poligonal).

La característica se muestra en la figura 2.12. Su lado superior forma un ángulo pequeño con el eje real y por tanto es semejante al relé tipo reactancia en cuanto a la tolerancia a la resistencia de falla; ese lado fija con precisión el alcance de cada zona.

Los lados derecho e izquierdo de la característica evitan la operación incorrecta por regímenes severos de carga o por oscilaciones de potencia. El lado inferior, que cruza por el origen y tiene cierta inclinación hacia el cuarto cuadrante, asegura la direccionalidad y la operación correcta del relé para cortocircuitos cercanos a través de arco. Un requerimiento importante de las características cuadrilaterales es que exista la posibilidad de ajustar cada lado en forma independiente.

Además de las características descritas existen otras, compuestas por combinaciones de circunferencias y líneas rectas, que tienen por objetivo fundamental mejorar el desempeño del relé.

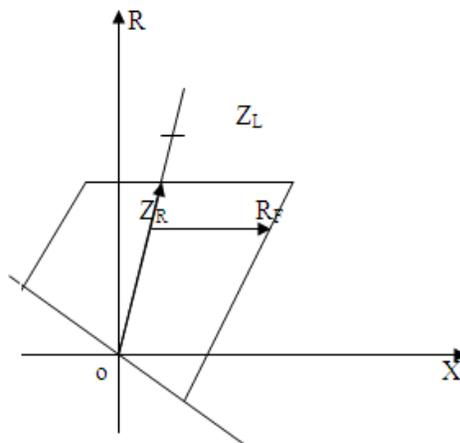


Figura 2.12 Característica de operación de cuadrilateral (poligonal). Fuente: Palacio A (2002).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se desarrolla el tipo de investigación a utilizar la cual está identificada como una investigación de campo, diseño no experimental ya que esta consiste en observar los fenómenos que se presentan para ser analizados. También se refiere a la población y muestra, la cual va a ser empleada en la presente investigación.

En este orden, se reconoce que la metodología constituye la médula del plan; es como se realizará el estudio para resolver la problemática planteada en la investigación. Para Tamayo (2006) establece que el marco metodológico “es un procedimiento general para lograr de una manera precisa el objetivo de la investigación”. En un sentido más claro el marco metodológico representa cada paso de manera sistemática la búsqueda del modo tal que los investigadores lleguen a alcanzar los objetivos propuestos.

3.1 Tipo de Investigación.

La presente investigación está basada en una investigación de campo tipo descriptiva, modalidad proyecto factible, que según Arias (2006). Expresa que: “la investigación de campo consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar alguna variable”. (p.48). por otra parte Hurtado (2006) destaca la investigación descriptiva como “un estudio es de campo cuando se emplea una estrategia que permita recolectar los datos de manera más directa de la realidad donde se presenta”.

De igual manera Arias (2006), considera que una investigación descriptiva “es aquella que comprende la descripción, registro, análisis, e interpretación de la naturaleza actual”. Se considera descriptivo porque describe las situaciones ampliamente, busca definir como está conformando el problema e identifica las relaciones que pueda hacer entre sus componentes. (p.45). en este caso se pretende elaborar un instructivo del equipo para el curso de Protecciones Eléctricas.

En el caso de la modalidad de la investigación se basará en el desarrollo de un proyecto factible según el Manual de Trabajo Especial de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (2006) establece que:

Los proyectos factibles consisten en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta y modelo operativo viable para soluciones, problemas, requerimientos y necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos.

En este sentido, la investigación propone diseñar un instructivo para la comprensión y utilización de la unidad relé protección de distancia Siprotec 4 modelo 7SA522 de Siemens, con la cual se espera una respuesta satisfactoria por parte de los estudiantes que cursan la materia de protecciones eléctrica de la mención potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo, logren alcanzar conocimiento acorde con los últimos avances tecnológicos y cumplan las exigencias del mercado en el área de las protecciones eléctricas.

3.2 Población y Muestra

Población

Ballestrini (2006), señala la población como “la totalidad del fenómeno a estudiar de este es considerada como muestra” (p. 140), por lo que se entiende que el ámbito poblacional constituye la totalidad del fenómeno en estudio. Al mismo tiempo Arias (2006), la define como “cualquier conjunto de elementos de la que se quiere conocer o investigar alguna de sus características” (p. 40). En tal sentido para la presente investigación la población a la cual se le busca brindar solución es a la conformada por los estudiantes del departamento de sistemas de potencia de ingeniería eléctrica.

Muestra

La muestra según Arias (2006), se define como: “una parte o subconjunto de la población” (p. 130); esta podrá representar o no en buena forma a la población y su tamaño dependerá del tipo de estudio que se desee realizar y de acuerdo a la profundidad del mismo, donde hay que considerar varios factores entre ellos el tipo de distribución y el nivel de significación estadística, para poder seleccionarla, lo cual forma parte de la estadística inferencia.

En vista de que la población es pequeña se tomará toda para el estudio y esta se denomina muestreo censal, Tamayo (2006), opina que “la muestra es censal es aquella porción que representa toda la población”. En esta investigación se establecerá una muestra al azar de 20 estudiantes.

3.3 Fases de la investigación.

En atención a este diseño de investigación, se desarrollará tres fases en el estudio, a fin de dar cumplimiento de los objetivos planteados en el presente proyecto:

Fase I: Revisión documental.

Este trabajo tiene un apoyo a través de revisión de tipo documental, debido a que se utiliza los manuales del equipo siprotec 4 para comprender correctamente el funcionamiento del equipo y llevar una relación correcta entre su funcionamiento, la teoría y la práctica, para de esta forma tratar de obtener una estrategia académica correcta que conlleve a una enseñanza efectiva.

En esta fase, se iniciará la realización del proyecto y consistirá fundamentalmente en la revisión de los manuales del equipo siprotec 4:

Manual Siprotec 4 7SA522 donde se desarrollará la información básica del equipo:

- a. Descripción general de los equipos siprotec 4.
- b. Características generales.
- c. Hardware del equipo.
- d. Protocolos de comunicación.

Manual Digsig 4 y manual Sigrasig 4: se delimitará en el estudio del software de parametrización Digsig 4 y análisis de perturbografías Sigrasig 4 del equipo. Para comprender su funcionamiento es necesario comenzar por entender su estructura jerárquica, y los primeros pasos para la creación de un proyecto en el equipo. Por último se describirán los equipos a utilizar para la simulación, aplicación y puesta en marcha del equipo y así dar cumplimiento a los tres primeros objetivos específicos planteados.

Fase: II. Pruebas y registro del equipo unidad relé protección de distancia Siprotec 4 modelo 7SA522 de Siemens. En esta fase se elaborarán los procedimientos metódicos para realizar la parametrización necesaria para el ajuste del equipo, desarrollar distintas pruebas para mostrar y corroborar su adecuado funcionamiento.

Fase III: Diseño del instructivo.

Con las revisiones de las fases anteriores se realizará un instructivo que explique el procedimiento para la comprensión y utilización del equipo siprotec 4 de la unidad relé protección de distancia modelo 7SA522 de Siemens y dar cumplimiento al objetivo general planteado. El instructivo va a contener paso a paso desde cómo iniciar un proyecto hasta lograr su funcionamiento, aplicación y puesta en marcha del equipo.

3.4 Viabilidad de la Investigación

La viabilidad radica en el hecho de que se cuenta con los equipos adecuados para la ejecución del mismo, así como con información suficiente sobre el tema, por otra parte, el nivel de estudio en la actualidad nos permite poder llevar un análisis completo de los pasos a seguir para la ejecución de las distintas pruebas que se requieren durante el diseño del instructivo del equipo para el curso de Protecciones Eléctricas. Existe además la disposición por parte de los profesores del área para realizar este proyecto.

CAPITULO IV

Presentación del Instructivo

Las condiciones actuales que presenta el proceso formativo en la escuela de ingeniería eléctrica, específicamente en la mención sistemas de potencia están ajustadas a un esquema en el que no se contemplan de forma sistémica políticas vinculadas al cumplimiento de normativas que se ajusten a la capacitación respecto al uso de equipos y dispositivos que sean parte del complejo operacional. Ya que la configuración del sistema debe estar acorde a los lineamientos mínimos de instalación y posterior funcionamiento donde la mayoría de las actividades de los estudiantes no se ajustan a un proceso en el que se le demuestre su posterior práctica profesional, también faltan las evaluaciones acorde a cada una de las actividades asociadas con equipos que permitan no solo conocer el funcionamiento de equipos de protección eléctrica, sino también verificar el aporte de este al estudio dinámico de las condiciones de distintas operaciones.

Por esta razón el presente estudio prevee hacer un reconocimiento a todo el sistema que forma parte del relé 7SA522, así como también conocer los parámetros y características generales de los equipos SIPROTEC 4, con la finalidad de establecer las pautas para garantizar un medio académico en sintonía con el campo laboral ajustado a las exigencias actuales correspondientes, donde se delimiten el correcto uso de los equipos de protección eléctrica, las condiciones que deben tomarse en cuenta para la manipulación de los distintos equipos, de igual forma configurar de forma

idónea los mecanismos que establezcan condiciones confiables y seguras para el operador.

Por esta razón el presente estudio prevee hacer un reconocimiento a todo el sistema que forma parte del relé 7SA522, así como también conocer los parámetros y características generales de los equipos SIPROTEC 4, con la finalidad de establecer las pautas para garantizar un medio académico en sintonía con el campo laboral ajustado a las exigencias actuales correspondientes, donde se delimiten el correcto uso de los equipos de protección eléctrica, las condiciones que deben tomarse en cuenta para la manipulación de los distintos equipos, de igual forma configurar de forma idónea los mecanismos que establezcan condiciones confiables y seguras para el operador.

Igualmente, con la propuesta se brindara una herramienta para prevenir los riesgos de trabajo, evitar las enfermedades ocupacionales, y así evitar las sanciones por incumplimiento de la ley y normas, por otra parte, implementar las bases de fomento de una cultura capacitación, de manera que los estudiantes, y los encargados del departamento así como la escuela de ingeniería eléctrica realicen las gestiones correspondientes respecto a la importancia de contar con un banco de inyección para facilitar el desarrollo de pruebas y simulaciones de demostración del funcionamiento de este tipo de dispositivos, generando una proyección de mayor nivel en cuanto a la valoración de manera precisa de los diversos riesgos y soluciones posibles, para lo cual es imperioso plantearse objetivos que permitan la resolución en el espacio y en el tiempo, de la problemática existente.

Misión

Consolidar las bases para establecer las pautas necesarias que estructuren las líneas para un proceso de formación en sintonía con las exigencias técnicas en el uso de este equipo. Por medio de esta propuesta se promueve la generación de alternativas que permitan la comprensión y utilización de la unidad relé protección de distancia SIPROTEC 4 modelo 7sa522 de SIEMENS, para el curso de protecciones eléctrica de la escuela de ingeniería eléctrica. En donde se direccionen los procedimientos para aplicar un sistema de seguridad y salud adecuado a las normas y lineamientos establecidos.

Visión

Asegurar la estructuración de un sistema de capacitación que delimite funcionalmente el estudio continuo de las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas asociadas a las políticas, valores, razón social, y objetivos institucionales de la Universidad de Carabobo, para así hacer frentes de forma eficiente y eficaz a diversas situaciones inmersas de forma inequívoca en el proceso de protecciones eléctricas asociados a los sistemas potencia.

Objetivos del Instructivo.

Objetivo General

Diseñar instructivo para la comprensión y utilización de la unidad relé protección de distancia SIPROTEC 4 MODELO 7SA522 de siemens, para el curso de protecciones eléctrica de la escuela de ingeniería eléctrica de la universidad de Carabobo.

Objetivos Específicos

Optimizar las condiciones y el medio formativo de los estudiantes de la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de Carabobo.

Implementar a través de los aspectos legales gubernamentales e internos las pautas a seguir en cuanto a seguimiento y evaluación del instructivo desarrollado.

Justificación

La búsqueda de condiciones favorables tanto académicas como laborales para los estudiantes de ingeniería eléctrica y las pautas que sirvan de soporte al desempeño de sus funciones; trae consigo una serie de aspectos que van más allá del establecimiento de un procedimiento de aplicación estructurado, debido a que estos son aspectos importantes dentro de la actividad del profesional de la ingeniería eléctrica ya que no solo se trata de efectuar actividades exitosas a nivel operativa, sino que su crecimiento y sostenibilidad esté relacionado invariablemente con el ajuste serio a las políticas de operaciones que garanticen un desenvolvimiento cónsono con las exigencias técnicas de los equipos, en el cual se lleva cabo el proceso de operaciones. Es por ello, que existe la necesidad de realizar y estructurar un sistema ajustada a la proyección y consolidación de un sistema efectivo y eficaz.

Estructura del Instructivo

De acuerdo a los objetivos planteados la presente establece como punto de partida el desarrollo irrestricto de un instructivo para la comprensión y utilización de la unidad relé protección de distancia SIPROTEC 4 MODELO 7SA522 de siemens, para el curso de protecciones eléctrica de la escuela de ingeniería eléctrica de la universidad de Carabobo. que haga frente a

posibles accidentes y de igual forma diversificar las actividades académicas laborales en función de medidas objetivas de capacitación y de prevención.

En este sentido, para el desarrollo de este instructivo que facilite la capacitación oportuna y así de un sentido lógico al uso de estos equipos en el campo profesional, en concordancia con los lineamientos de las normativas nacionales e internacionales, para sistemas de estas características, para la cual se desarrollaran las pautas direccionadas en función de las necesidades del equipo.

ETAPA 1: Descripción generales de los equipos

4.1. Relé protección de distancia SIPROTEC 4 modelo 7SA522.

Antes de estudiar al relé 7SA522, es necesario en primer lugar conocer los parámetros y características generales de los equipos SIPROTEC 4.

El relé Siprotec 4 en resumen, es un equipo de protección que trabaja aplicando los principios numéricos de medición, es decir, utiliza un método para procesar las señales completamente numérico logrado a través de un microprocesador de potencia, los cuales permite una precisión de medición y permite mantener una consistencia en el tiempo, así como también la supresión de armónicos y de fenómenos transitorios.

El uso de filtros digitales y la estabilización dinámica de los valores medidos, proporcionan un grado de seguridad en la determinación de la respuesta en las protecciones. [1 manual siprotec 4 7sa522]

4.1.1. Características generales:

Entre las principales características de un relé Siprotec 4 destacan su multifuncionalidad, ofrece: protección, control, automatización y medición.

Puede operarse desde un computador local o remoto a través del software de parametrización Digi 4.

1. Posee diversos puertos para comunicaciones (Puerto serial, Fibra óptica o RJ45) según pedido.
2. Registra fallas y eventos ocurridos.
3. Realiza chequeos continuos en su operatividad interna.
4. Permite la lectura de los valores de operación medidos.
5. Ofrece total recuperación del estado del equipo después de ocurrir una falla en la fuente de energía. (No hay pérdida de datos).
6. Supervisa automáticamente el voltaje de su batería auxiliar.
7. Posee iluminación de cristal líquido (LCD).
8. Es resistente a la influencia electromagnética.
9. Posee funciones de medición y estadística.
10. Las funciones local y remota utilizan interfaces por separado.
11. Es de libre programación para sus entradas/salidas y LED`s.
12. Los terminales de bloques son robustos y con facilidades para cortocircuitar los transformadores de corriente.
13. Contiene bloques programación lógica (Continuous Function Chart CFC).
14. Puede programarse libremente el display así como también las teclas F1, F2, F3, F4.
15. Dependiendo la solicitud realizada al fabricante dispone de varios protocolos de comunicación, entre ellos se encuentra el IEC 61850 que es el normalizado por todos los fabricantes de equipos de protección actualmente.
16. Contiene un reloj de tiempo real con sincronizador (vía IEC o entrada binaria).

4.1.2. Hardware del equipo SIPROTEC 4:

4.1.2.1. Interface de usuario:

El operador a través del panel de control del equipo, puede efectuar localmente las operaciones de control y ajustes del mismo, y visualizar todas las informaciones necesarias para su manejo. Los paneles de control se caracterizan dependiendo del tamaño específico y por su pantalla gráfica o de display de 4 líneas. La figura 4.1. Muestra los diferentes tamaños y tipos de display.

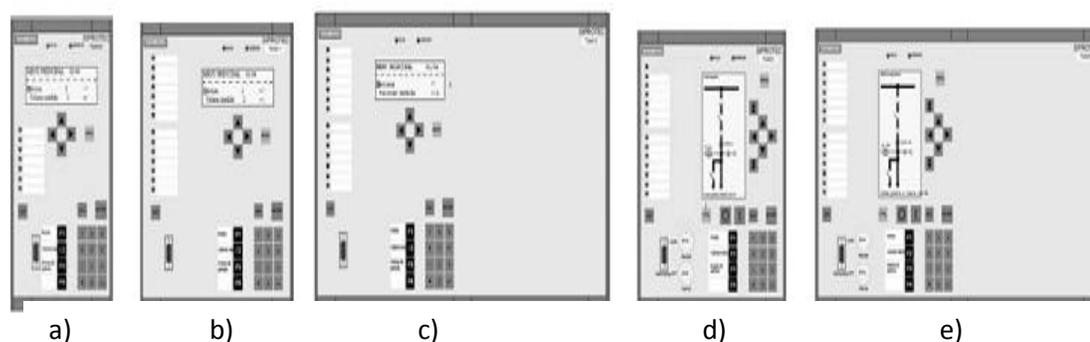


Figura 4.1. Fuente: Manual Siprotec 4.

El fabricante ofrece los siguientes formatos:

- a) Panel frontal de display de 4 líneas, tamaño de carcasa 1/3 de 19 pulgadas.
- b) Panel frontal de display de 4 líneas, tamaño de carcasa 1/2 de 19 pulgadas.
- c) Panel frontal de display de 4 líneas, tamaño de carcasa 1/1 de 19 pulgadas.
- d) Panel frontal de display gráfico, tamaño de carcasa 1/2 de 19 pulgadas.
- e) Panel frontal de display gráfico, tamaño de carcasa 1/1 de 19 pulgadas.

4.1.2.2. Interface de usuario con display de cuatro líneas;

Aquí se describen todas las teclas ubicadas en el panel frontal del equipo, el número de teclas dependerá de la versión adquirida por el usuario. El equipo a utilizar en esta trabajo de grado es de este tipo, con carcasa 1/1 de 19 pulgadas. Ver figura 4.2

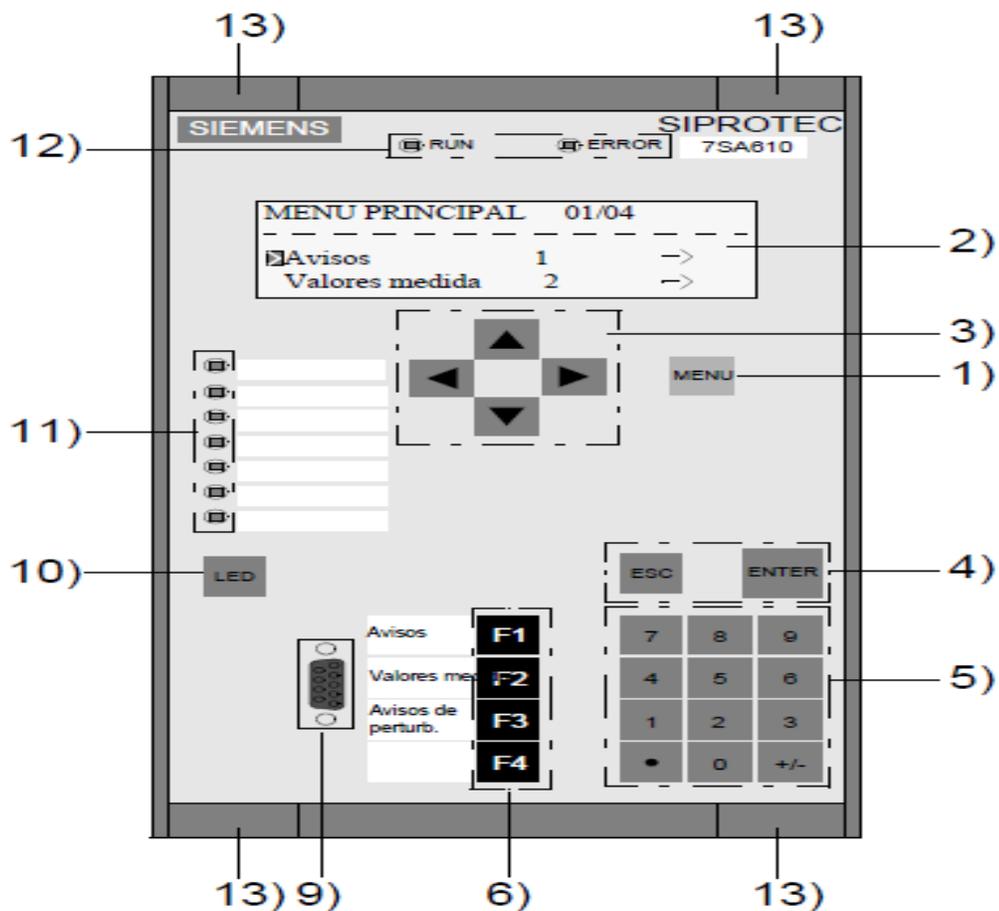


Figura4.2. Panel frontal del equipo. Fuente: Manual Siprotec 4.

La tabla 4.1 describe los parámetros ubicados en el panel frontal de nuestro relé.

Tabla 4.1 teclas ubicadas en el panel frontal del equipo.

Tecla	Función/Significado
	Tecla MENU para activar el menú principal (1)
	Tecla de avance para la navegación por los menús o en el display de control (3)
	Tecla de avance para la navegación por los menús o en el display de control (3)
	Tecla de avance para la navegación por los menús o en el display de control (3)
	Tecla de avance para la navegación por los menús o en el display de control (3)
	Tecla de avance para la navegación por los menús o en el display de control (3)
	Tecla de avance para la navegación por los menús o en el display de control (3)
	Confirmación de entrada (4)

Fuente: Manual Siprotec 4 7SA522.

Continuación Tabla 4.1 teclas ubicadas en el panel frontal del equipo.

Tecla	Función/Significado
	Cancelar entradas, Salto atrás (4)
	Teclas numéricas 0 hasta 9, punto y signo para introducir valores numéricos (5)
	<p>Teclas de función F1 hasta F4 (6)</p> <p>Las teclas de función posibilitan efectuar operaciones frecuentes de manera rápida y fácil.</p> <p>Estas pueden ser programadas libremente.</p> <p>En el frontal del equipo al lado de las teclas se ha previsto un rótulo de etiquetado para indicar los textos de las funciones, específicos del usuario. Las aplicaciones típicas son por ej. saltos a determinadas posiciones de la estructura del menú.</p> <p>3 de las teclas están preconfiguradas para visualizar las siguientes listas:</p> <p>F1 Avisos de funcionamiento</p> <p>F2 Valores de servicio</p> <p>F3 Avisos de falta de la última perturbación</p>
	Visualización del display de control (7)
	<p>Test de los LEDs</p> <p>Reseteo de los LEDs y salidas digitales memorizadas (10)</p>
	Tecla ON (Cierre) para operaciones de control del proceso (4)
	Tecla ON (Cierre) para operaciones de control del proceso (4)

Fuente: Manual Siprotec 4 7SA522.

Elementos de señalización:

2) Pantalla LCD: Para visualizar las informaciones de proceso y del equipo.

11) LED's: Los led's son libremente configurables para señalar cualquier información del proceso o del equipo. En el frontal del equipo al lado de los LED's se ha previsto un rótulo de etiquetado para indicar los textos de alarma específicos del usuario.

12) Señalización de estado operacional RUN y ERROR.

Interruptor de llave:

8) Dependiendo del pedido el equipo puede traer interruptores de llave que garantizan un acceso rápido y seguro para efectuar una conmutación entre operaciones remotas o locales y operaciones con o sin enclavamiento. (No se observa en la figura 4.2)

Interface de operador.

9) Puerto serial: El conector posibilita la comunicación con un computador para efectuar las operaciones de servicio del equipo mediante Digsí 4.

Fijación del panel frontal:

13) Tapas de los tornillos de fijación para el panel frontal.

4.1.2.3. Interfaces de comunicaciones:

Para las comunicaciones a través de un computador personal o sistema automatizado de gestión, así como también con otros equipos de protección, el relé posee diferentes interfaces destinadas para las comunicaciones, entre ellas están:

Interface operacional: Es el puerto serial ubicado en el panel frontal del equipo, se utiliza para establecer una comunicación directa entre el relé y un computador personal a través del software Digsí 4.

Interface de servicio: se ubica en la parte posterior y se utiliza igualmente para comunicarse con el equipo por medio de un computador personal utilizando Digi 4. Esta interface es especialmente utilizada si se quiere mantener un cableado fijo entre el equipo y el computador dentro de la subestación, o para las operaciones vía un módem.

Interface de sistema: a través de ella se pueden transmitir todos los datos del equipo hacia un equipo central de evaluación o un sistema de control. Según la aplicación, este interface puede estar previsto para diferentes medios físicos y diferentes protocolos de transmisión.

Interface de Sincronización de tiempo: a través de esta interface puede sincronizarse el reloj interno del equipo mediante una fuente de sincronización externa.

4.1.3. Protocolos de comunicación:

El equipo puede ser programado para trabajar con diferentes protocolos de comunicación, lo que permite intercambiar datos a través de diferentes niveles de control, entre secciones de la planta o entre estaciones de automatización, también dispone de interfaces de sistema unificados que además están perfectamente coordinados entre sí. Un protocolo define la estructura, volumen y funcionamiento de una interfaz de comunicación.

Los siguientes protocolos están disponibles en los puertos de los equipos:

IEC 60870-5-103: Es un protocolo internacional normalizado para una eficiente comunicación en el área protegida. Esta soportada por un gran número de fabricantes de equipos de protección y son usados mundialmente.

PROFIBUS-FMS: Es un sistema de comunicación internacional normalizado. Esta soportado internacionalmente por varios cientos de

fabricantes y hasta la fecha ha sido usado en más de un millón de aplicaciones en todo el mundo.

PROFIBUS-DP: Es reconocido en la industria como una norma en las comunicaciones y es soportado por un número de fabricantes de equipos de protección.

DNP 3.0 (Distributed Network Protocol versión 3): Es un protocolo de comunicaciones y esta soportada por un número de fabricantes de equipos de protección.

Ethernet/IEC 61850: es una aplicación de un perfil específico para aplicaciones de automatización de energía. Próximamente se normalizará por completo, buscando así la permanencia de este único protocolo para todos los fabricantes de equipos de protección. La adecuación se puede realizar por la inserción de un módulo de comunicación Ethernet.

4.1.4. Relé numérico SIPROTEC 4 modelo 7SA522:

4.1.4.1. Generalidades:

El equipo 7SA522 es un relé rápido y selectivo, que se usa tanto para líneas aéreas o subterráneas, puede operar en redes radiales, de anillo o malladas a cualquier nivel de tensión; la conexión del neutro de la red puede ser aislada, puesta sólidamente a tierra, o con resistencia de puesta a tierra.

Adicionalmente incorpora todas las funciones que se requieren normalmente para la protección de un alimentador formado por una línea aérea, puede aplicarse también como una protección de respaldo para todos los tipos de esquemas de protección de comparación usados en líneas, transformadores, generadores, motores y barras a todos los niveles de tensión.

4.1.4.2. Estructura básica interna.

El relé está equipado con microprocesador, el cual proporciona un procesamiento completamente digital de todas las funciones del equipo. En la figura 4.3 se detallan las etapas del procesamiento de señales:

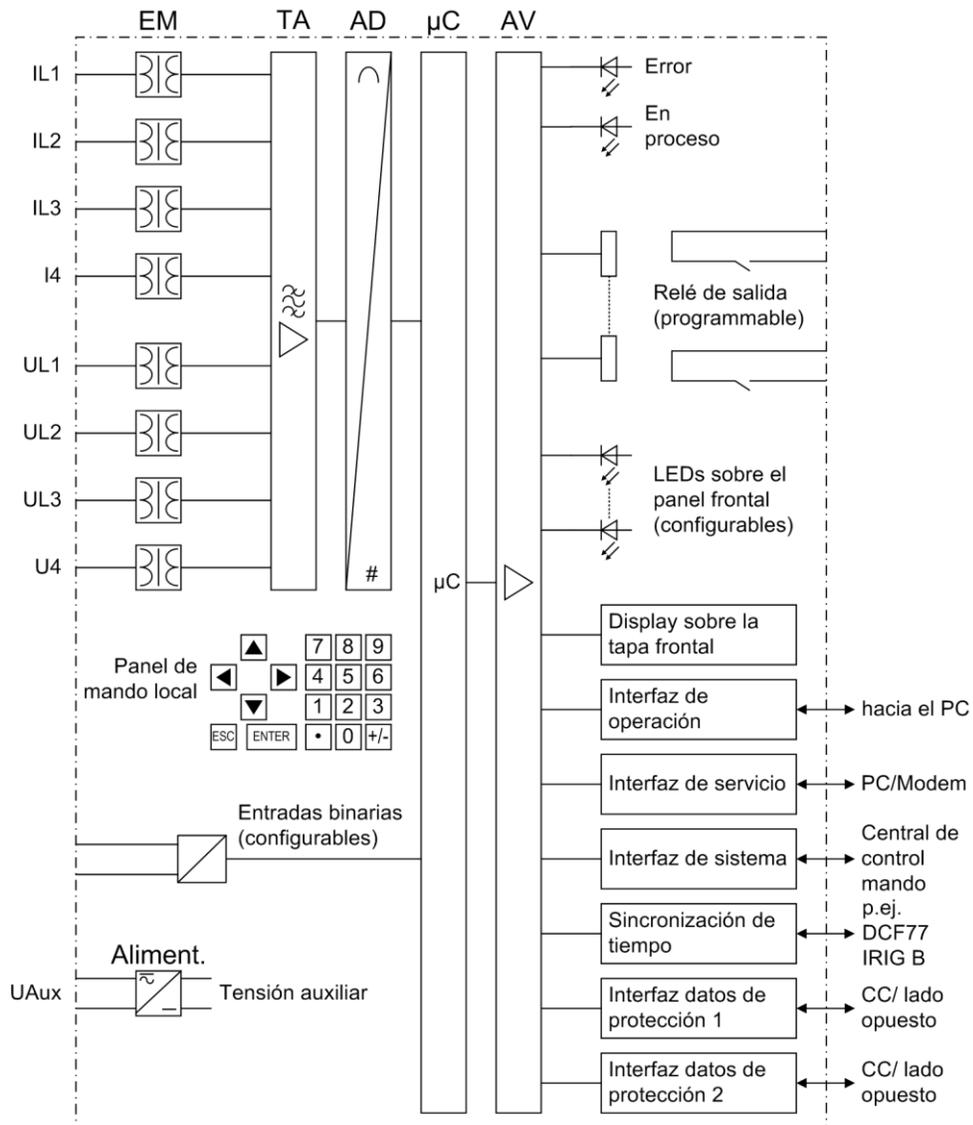


Figura 4.3 Estructura básica interna. Fuente: Manual Siprotec 4 7SA522.

Entradas Analógicas: Las entradas de medida (EM) transforman las corrientes y las tensiones procedentes de los transformadores de medición y las adaptan al nivel de procesamiento interno del equipo.

Éste dispone de 4 entradas de corriente y 4 entradas de tensión. Se han previsto tres entradas para las corriente de fase y otra entrada (I4) puede ser adaptada como entrada para la corriente a tierra (neutro de los transformadores de corriente), para la corriente a tierra de una línea paralela (compensación de línea paralela) o para la corriente del neutro de un transformador de potencia (determinación direccional de faltas a tierra). Para cada tensión de fase a tierra está prevista una entrada de tensión. La entrada restante de tensión (U4) puede ser utilizada para la tensión de secuencia cero (tensión e-n), para la tensión complementaria de control de sincronismo y cierre ó para una tensión de libre aplicación UX (como protección de sobretensión).

Los valores analógicos se transfieren luego al grupo de amplificadores de entrada EA (entrada analógica), el grupo de amplificadores EA proporcionan a las magnitudes de entrada analógicas una terminación de alta impedancia y contiene filtros que están optimizados para la elaboración de valores de medida en cuanto al ancho de banda y la velocidad de procesamiento. El grupo de convertidores A/D dispone de convertidores analógicos/digitales y de componentes de memoria para la transferencia de datos al microprocesador.

Entradas y salidas binarias: A través de los módulos de entrada y salida se transmiten las señales binarias de entrada y salida desde y hacia el microprocesador, desde aquí el sistema recibe informaciones de la instalación o de otras unidades. Las salidas incluyen sobre todo las órdenes dirigidas a los equipos de maniobra y los avisos para la señalización remota de eventos estados.

Microprocesador: El microprocesador se encarga de realizar las funciones de filtrado y adaptación de los valores medidos, supervisa

constantemente las magnitudes medidas, supervisa las condiciones de arranque para cada función de protección, toma la decisión para las ordenes de disparo y cierre, controla los valores límites y los tiempos transcurrido, procesa las señales para las funciones lógicas, memoriza los avisos y datos durante una falla y los valores para el análisis de perturbaciones.

Alimentación: Las unidades mencionadas están alimentadas por una fuente con la potencia necesaria para los diferentes niveles de tensión. Las interrupciones breves de la tensión de alimentación que pueden aparecer durante un cortocircuito en el sistema de alimentación de tensión auxiliar de la instalación son absorbidas en general por un condensador acumulador.

4.1.5. Funciones de protección.

El relé 7SA522 es del tipo multifuncional, su principal función es la protección de distancia, la cual es la única que se contemplará como estudio, sus funciones adicionales no se abarcarán en este trabajo de grado, pero se mencionan a continuación:

1. Detección de penduleo.
2. Teleprotección de la protección distancia.
3. Acoplamiento externo.
4. Desconexión rápida.
5. Disparo por fuente débil.
6. Protección sobrecorriente de tiempo.
7. Protección de fallas a tierras de alta resistencia.
8. Teleprotección de fallas a tierra.
9. Reenganche automático (RE).
10. Modo de función del RE.
11. Control de sincronismo para el reenganche.
12. Protección de frecuencia.
13. Protección de tensión.

14. Localizador de fallas.
15. Protección de fallo del interruptor.
16. Supervisión del circuito de disparo.

4.1.5.1. Protección de distancia 7SA522.

La protección de distancia es un equipo numérico que tiene como función determinar la distancia de cortocircuito, la cual se calcula a partir de la impedancia vista por el relé, en otras palabras, el equipo considera la distancia a la falla como una función de la impedancia vista desde el punto donde se localice la medición, hasta el lugar de la falla, esto puede lograrse mediante un algoritmo cíclico de protección.

Con esta premisa se delimita la protección de la línea en diferentes zonas, considerando solamente los valores de la impedancia de falla. La impedancia medida por el relé dependerá de las magnitudes de corriente y voltaje, de sus conexiones, del tipo de falla y de la impedancia propia de arco; además de ello debe considerarse la configuración de la red. De tal manera que para obtener un ajuste correcto en las zonas, es imposible despreciar todos estos factores que modifican en gran manera los valores medidos de la distancia.

4.1.5.1.1. Características de la protección de distancia 7SA522.

Entre las principales características que dispone la protección de distancia 7SA522 están

1. Ofrece protección para todos los tipos de cortocircuito en sistemas con neutro puesto a tierra.
2. Característica de disparo poligonal y mho.
3. Contiene diferentes procedimientos de arranque que posibilitan la adaptación a las diferentes condiciones de la red.
4. Posee una alta sensibilidad en el caso de un sistema muy poco cargado, presentando una estabilidad extrema contra cambios bruscos de carga y oscilaciones de potencia.

5. Se adapta de forma óptima a las condiciones de la línea mediante la característica de disparo poligonal con ajuste separado a lo largo del eje X y del eje R.
6. Contiene seis zonas de operación de distancia, seleccionables hacia delante, hacia atrás o sin direccionalidad.
7. Dispone de nueve escalones de tiempo para las zonas.
8. Es bastante rápido el tiempo de disparo, para 60 Hz el tiempo mínimo es de 15 ms.
9. Tiene una baja impedancia en la puesta en servicio y sirve para proteger líneas muy cortas.
10. Posee un detector de saturación del transformador de corriente, lo que asegura un rápido disparo y una exactitud en la medición de grandes distancias.

4.1.6. Software de parametrización DIGSI 4 para los equipos SIPROTEC 4.

El software DIGSI 4 es una herramienta que se utiliza a través de un computador para configurar todos los equipos SIPROTEC 4 ubicados en una subestación eléctrica. Para comprender su funcionamiento, es necesario comenzar por entender su estructura jerárquica como se observa en la figura 4.4.

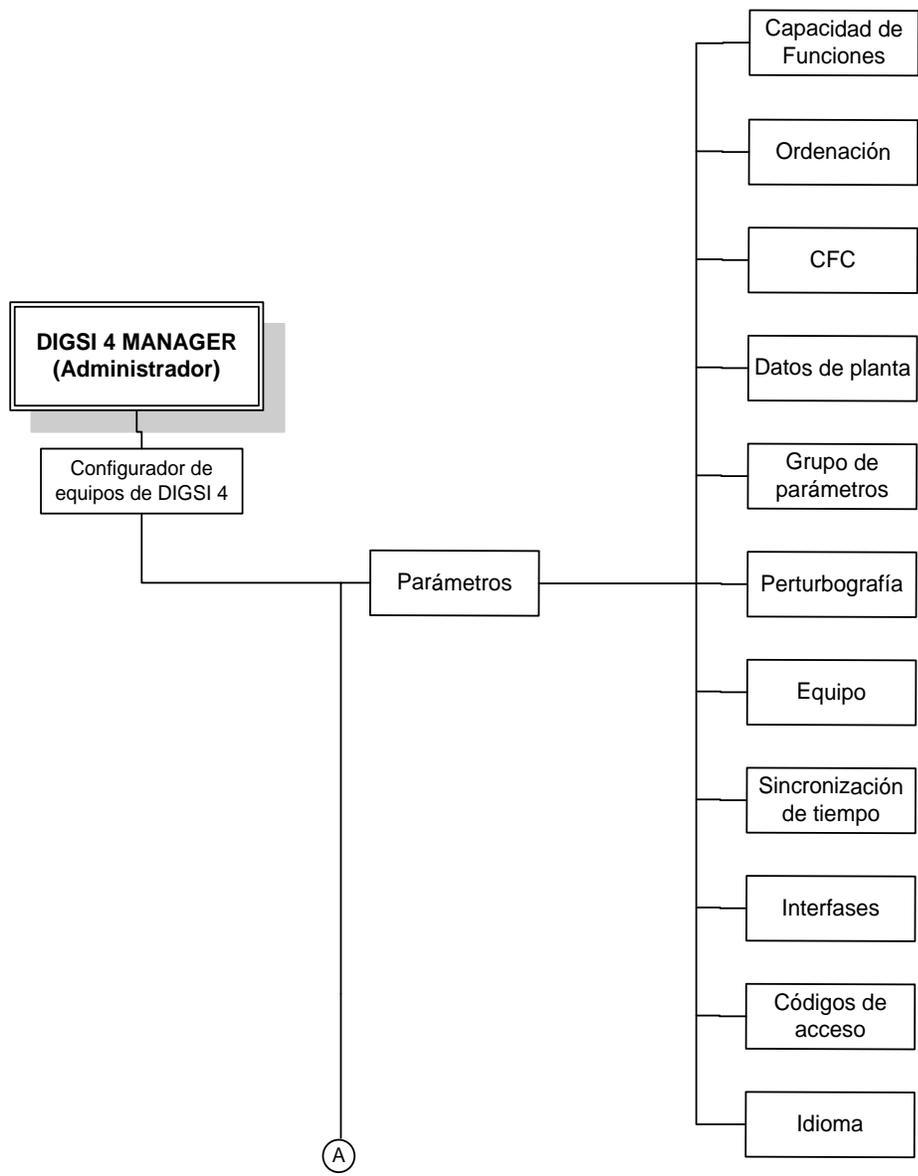




Figura 4.4. Estructura jerárquica. Fuente elaboración propia A. Milano (2016).

4.1.6.1. Creación de un proyecto en el DIGSI 4.

Primeros pasos:

Creación de un proyecto nuevo:

Luego de instalar el software DIGSI 4 se procederá a su ejecución, al abrir el DIGSI 4 aparecerá un cuadro de dialogo con el nombre DIGSI

Manager, en él debe seleccionarse la pestaña **Archivo** y teclear la opción **Nuevo**.(Ver figura 4.5).

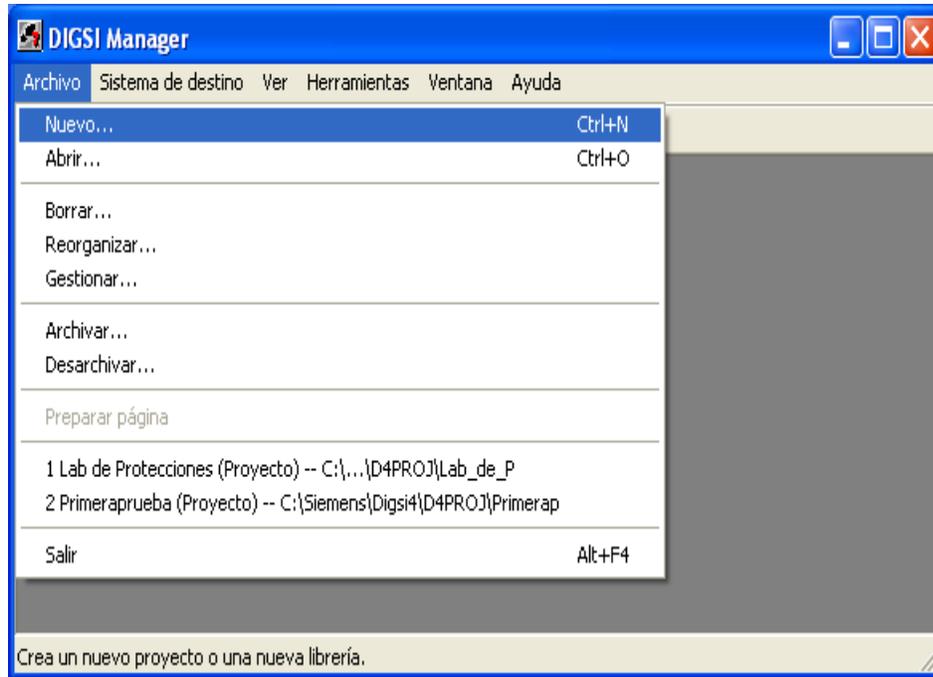


Figura 4.5 Cuadro DIGSI Manager. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

Después de presionada la opción Nuevo aparecerá el cuadro de dialogo con el nombre **Nuevo Proyecto** donde se colocará el nombre que se asignará al proyecto, para este ejemplo se utilizó **Lab de protecciones**. (Ver figura 4.6).

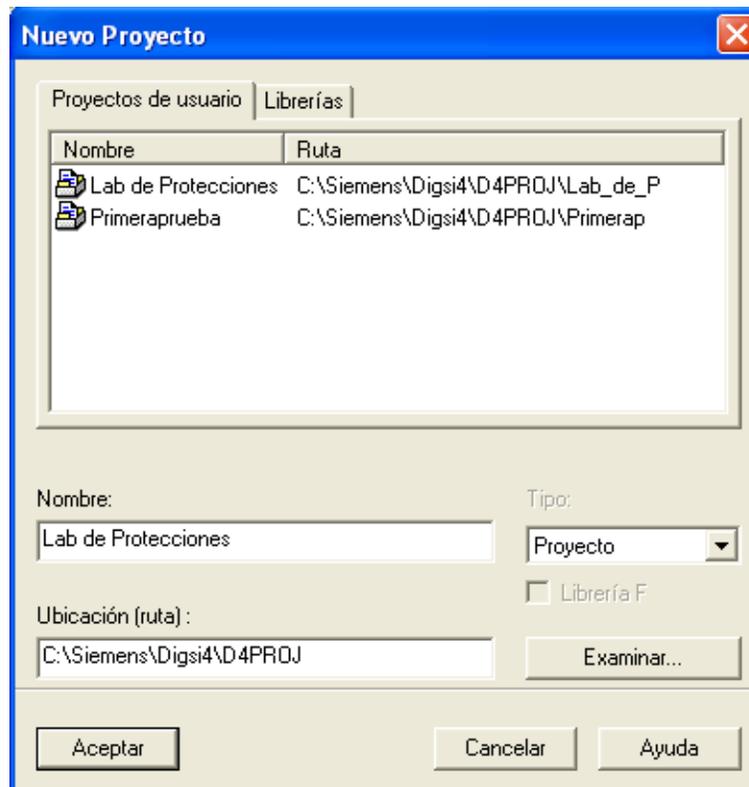


Figura 4.6. Cuadro nuevo proyecto. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

Estructura del proyecto:

Luego se presiona la opción **Aceptar**, y aparecerá el cuadro de la figura 4.7 dentro de él se encuentra una carpeta vacía con el nombre carpeta, a esta se le cambiará el nombre por Lab de Protecciones.

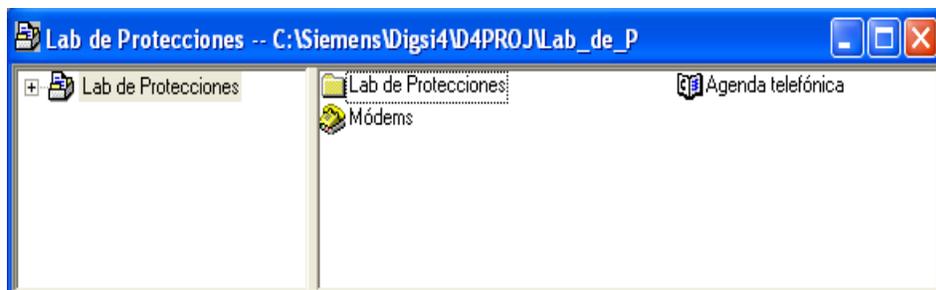


Figura 4.7 Creación de la estructura del proyecto. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

Ahora se procederá a crear una nueva carpeta llamada Relé de distancia 7SA522 dentro de la carpeta Lab de Protecciones creada anteriormente. (Ver figura 4.8).

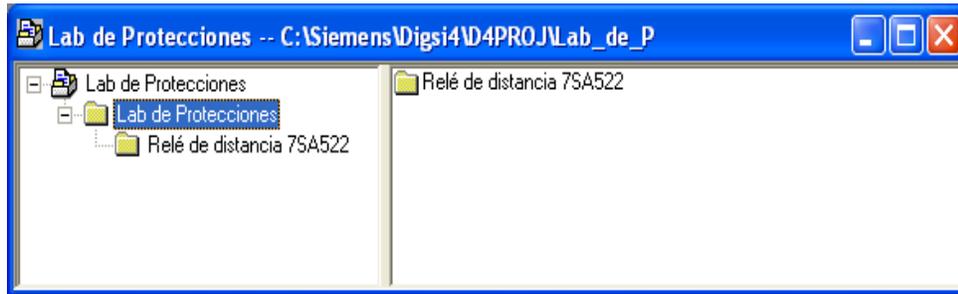


Figura 4.8 Creación de la estructura del proyecto. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

Ubicación del catálogo de equipos y selección del equipo deseado:

Una vez creada la carpeta Relé de distancia 7SA522, nos ubicamos en la barra de herramientas del DIGSI Manager en la pestaña ver y se selecciona la opción catálogo de equipos, aquí se procede a buscar el modelo 7SA522 en su última versión v4.6.

Característica del equipo (MLFB):

Al conseguir en la librería el equipo deseado se arrastra la figura mediante un click hasta la carpeta llamada Relé de Distancia 7SA522 y aparecerá el cuadro donde se seleccionará el número exacto de pedido del equipo, también conocido como código MLFB que especifica el tipo exacto de relé adquirido.(Ver figura 4.9).

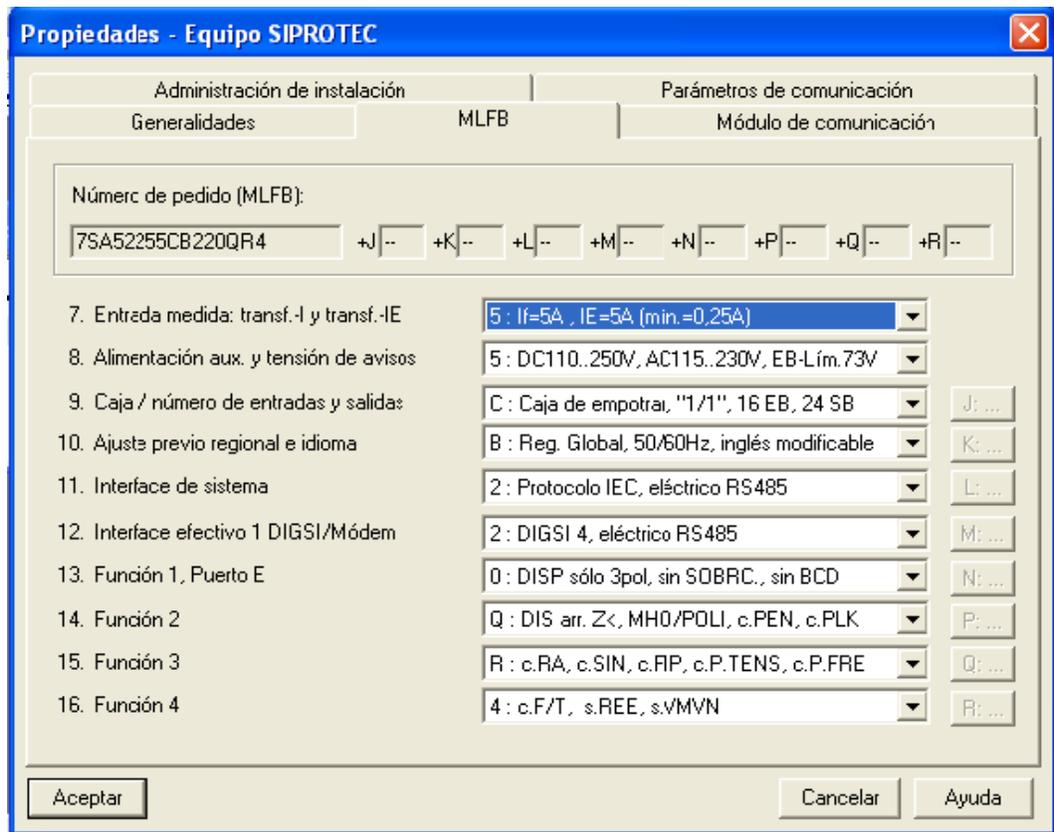


Figura 4.9 Característica del equipo. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa DIGSI 4. (2016).

Luego de introducir el código MLFB, aparecerá el relé seleccionado dentro de la carpeta Relé de Distancia 7SA522 en la estructura del proyecto. (Ver figura 4.10)

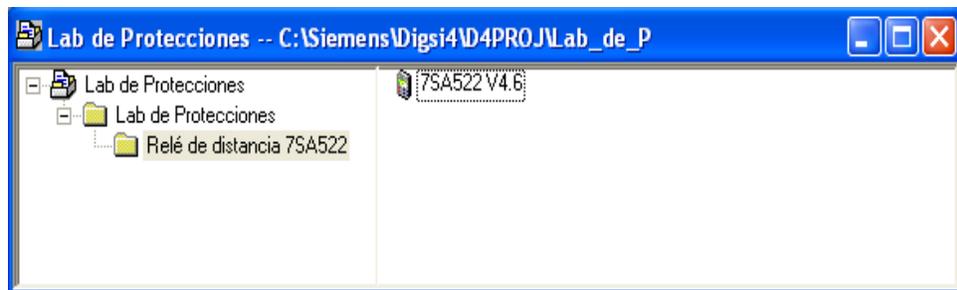


Figura 4.10 Estructura del proyecto. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

En este punto se ha creado el primer relé dentro del proyecto llamado Lab de Protecciones, ahora se efectuará un doble click sobre este para acceder al configurador de equipos del DIGSI 4.

Parametrización del equipo:

Antes de entrar aparecerá la ventana que permitirá escoger el modo de conexión del DIGSI 4, puede seleccionarse la opción de trabajar en línea con el equipo o fuera de línea. (Ver figura 4.11)

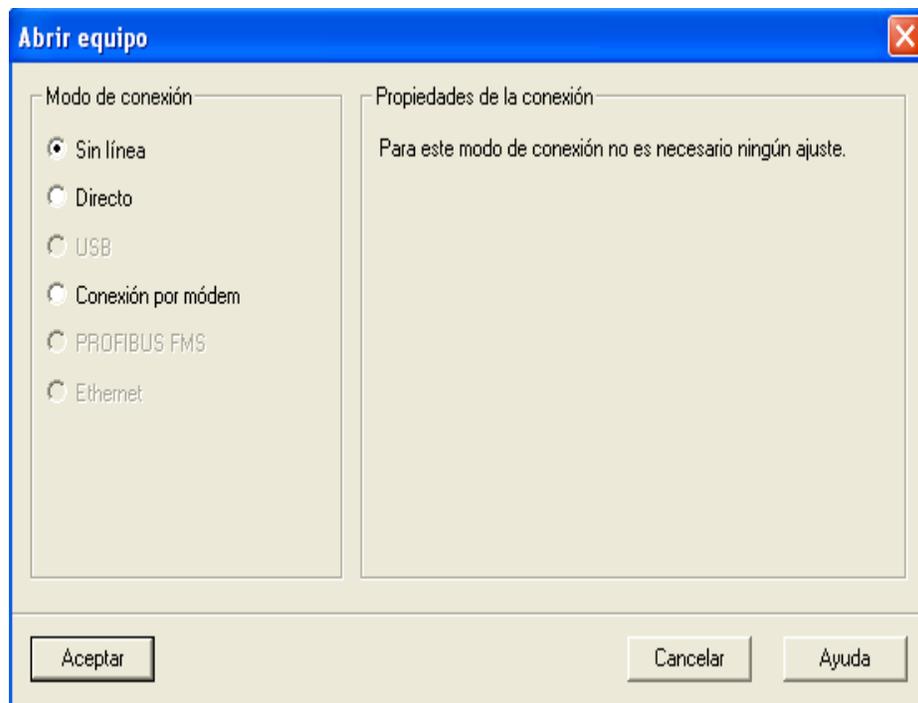


Figura 4.11 Propiedades de conexión del equipo con el programa DIGSI 4. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

Ya seleccionado el modo de conexión, aparecerá el cuadro de parametrización. (Ver figura 4.12).

Desde esta ventana pueden realizarse los ajustes específicos al equipo de protección seleccionado en el proyecto, el mismo puede estar conformado

por uno o varios equipos de protección; en este trabajo solamente se realizará la parametrización del equipo 7SA522, debido que es el único que se posee.

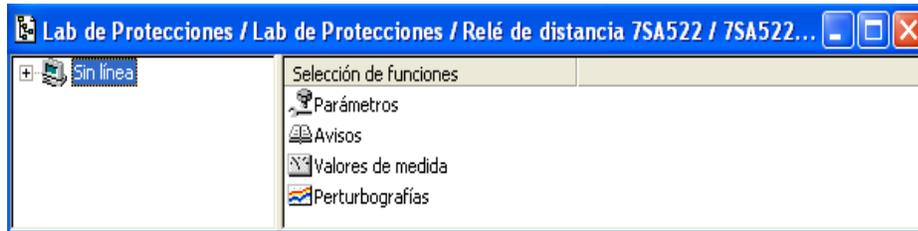


Figura 4.12. Cuadro de parámetros. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

Nota: Desde este punto se ha creado el proyecto en el Digs Manager, se debe asignar los ajustes al equipo. CONFIGURADOR DIGSI 4. Para luego ser transferidos al equipo de protección.

4.1.7. DIGSI Manager (Administrador).

El DIGSI Manager es el software que permite la gestión de los diferentes equipos SIPROTEC 4 ubicados dentro de una subestación. En él, cada equipo se representa como una carpeta denominada proyecto, esto proporciona al usuario una plataforma amigable para el manejo y control de todos los equipos dentro de la subestación.

4.1.8. Configurador de equipo DIGSI 4.

Luego de crear un proyecto en el DIGSI Manager (ver 4.1.6), se debe configurar todos sus parámetros de ajuste, para luego ser transferidos al equipo de protección, el configurador Digs 4 en ese sentido permite definir (Ver Anexo C)

1. Parámetros.
2. Avisos o alarmas.
3. Valores de medida (Valores medidos).
4. Perturbografías.

4.1.9. Descripción del software SIGRA 4.

El software SIGRA 4 es una herramienta que elabora en forma gráfica los datos de perturbación registrados y calcula a partir de los valores de medidas transferidos otras magnitudes como las impedancias y los valores efectivos. Las intensidades y tensiones pueden ser visualizadas opcionalmente como valores primarios o secundarios. Adicionalmente se visualizan señales binarias de referencia, por ejemplo: “arranque”, “disparo”.

Los valores pueden ser representados en las diferentes vistas ó gráficos:

1. Señales en función del tiempo.
2. Representación de diagramas vectoriales.
3. Lugar geométrico de Nyquist.
4. Armónicos.
5. Localizador de fallas.

En la figura 4.13 se observan las diferentes vistas oscilo-gráfico mencionados anteriormente.

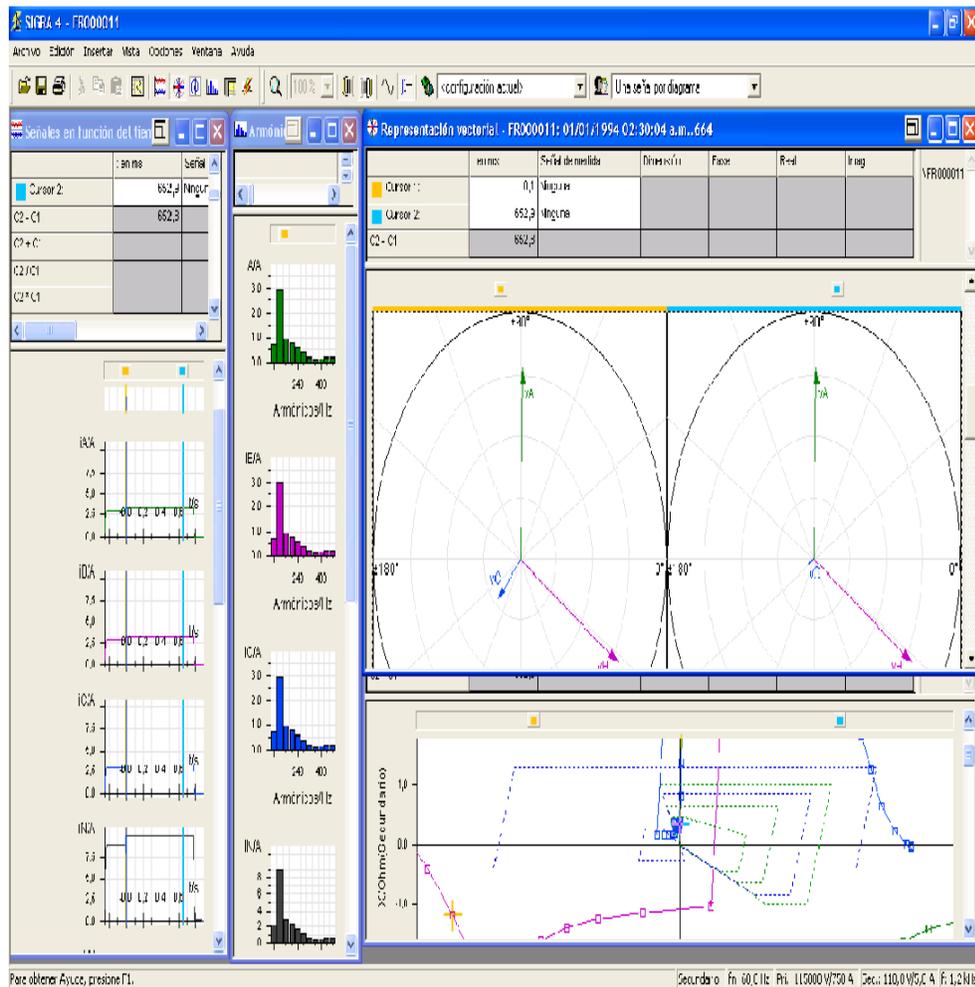


Figura 4.13 Diferentes vistas oscilo-grafico. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa SIGRA 4. (2016).

4.1.9.1. Herramientas a utilizar para el manejo del SIGRA 4.

Barra de herramientas: Todas las funciones de SIGRA 4 se pueden acceder desde las barras de herramientas Estándar y Vista como se observa en los diferentes iconos en la figura 4.14 y 4.15.



Figura 4.14 barra de herramientas estándar. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa SIGRA 4. (2016).

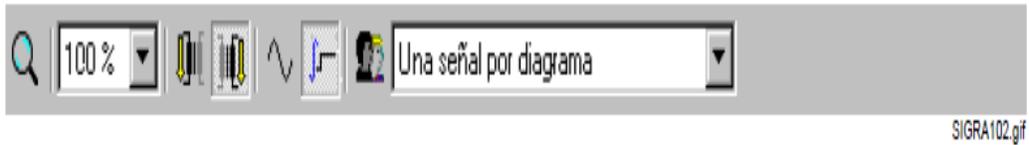


Figura 4.15 barra de herramientas estándar. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa SIGRA 4. (2016).

El significado de los diferentes iconos se explica en la Tabla 4.2 y 4.3

Tabla 4.2 Significado de los diferentes iconos de las barras de herramientas

Icono	Función / Significado
	Abre un archivo
	Guarda el archivo
	Imprime la selección
	Corta los objetos seleccionados y los pone en el portapapeles
	Copia los objetos seleccionados y los pone en el portapapeles
	Pega los objetos del portapapeles
	Muestra la matriz para asignar señales
	Muestra la vista de señales en función del tiempo
	Muestra la vista de la representación vectorial
	Muestra la vista del lugar geométrico de Nyquist

Fuente: Capture de pantalla tomada del programa SIGRA 4. (2016).

Tabla 4.3 Continuación, significado de los diferentes iconos de las barras de herramientas

Icono	Función / Significado
	Muestra la vista de armónicos
	Muestra la vista de tabla
	Activa / desactiva el modo de zoom
	Modifica la altura del diagrama
	Muestra los valores primarios
	Muestra los valores secundarios
	Muestra los valores instantáneos
	Muestra los valores efectivos
	Selecciona el cuadro de diálogo de perfil de usuario
	Asigna un perfil de usuario

Fuente: Capture de pantalla tomada del programa SIGRA 4. (2016).

Cursores 1 y 2: Esta herramienta permite desplazarse libremente a través del eje del tiempo por los diferentes gráficos antes mencionados.

Tabla: Es una representación numérica de todos los valores asociados al evento, las variables están organizadas por filas y las columnas contienen los diferentes valores que deseamos conocer, ejemplo: valor eficaz, valor instantáneo, fase, armónicos entre otros. Al mover el cursor puede observarse el valor de cada variable en el tiempo, también haciendo click en el nombre de la señal automáticamente el valor de la fase se vuelve cero y los valores de las demás variables se orientarán por esta fase de referencia.

4.2. Descripción del equipo de prueba OMICRON CMC 156.

CMC 156 forma parte de OMICRON Test Universe que, además de la unidad de prueba física, consta de software de prueba para un computador que disponga del sistema operativo Microsoft Windows y, en caso necesario, amplificadores externos de tensión y/o corriente, unidades de sincronización GPS o IRIG-B y otros accesorios.

4.2.3. Aplicación.

CMC 156 es una unidad de prueba controlada por computador destinada a probar:

1. Relés de protección.
2. Convertidores.
3. Contadores de energía.
4. Analizadores de calidad de la potencia (PQ).
5. Además de las funciones de prueba, existen funciones opcionales de medida de altas prestaciones [0 Hz (CC)... 10 kHz] para diez entradas analógicas.

4.2.4. Características de CMC 156:

1. Salida de magnitudes de prueba: salida de voltaje y corriente trifásicas separadas galvánicamente.
2. Posibilidad de realizar pruebas de protección con dispositivos IEC 61850.
3. Control de amplificadores externos (hasta 12 señales de prueba suplementarias) por medio del interfaz de bajo nivel.
4. Suministro de tensiones y corrientes continuas al equipo en prueba.
5. Salida de señales binarias.
6. Captura de señales binarias e impulsos de contador.
7. Opción ELT-1:

Medida y análisis de tensiones y corrientes de CC y CA por medio de una sonda de pinza o un derivador de medida.

Todo uso de CMC 156 distinto del anteriormente citado se considera indebido y puede provocar daños materiales o lesiones.

4.2.5. Instalación y función.

El sistema de prueba de OMICRON controlado por computador responde al concepto de división funcional entre el software que se ejecuta en el PC y el hardware de la unidad CMC 156 conectada al equipo en prueba.

4.2.5.1. El software de prueba OMICRON Test Universe que se ejecuta en el computador.

Controla las señales de prueba.

Procesa datos de medidas.

Crea informes.

Genera entradas de datos.

4.2.5.2. La unidad de prueba CMC 156.

- Crea señales de prueba (corrientes, tensiones, señales binarias).
- Mide la reacción (analógica y binaria) del equipo en prueba.

4.2.6. Conexiones e interfaces.

Conexiones del panel frontal.



Figura 4.16. Vista frontal de la unidad CMC 156. Fuente: manual de datos técnicos del equipo OMICRON CMC 156.

– 1 voltaje output.

Salida de 3 x 125 V rms del amplificador interno de tensión.

– 2 Current Output.

Salida de 3 x 12,5 A del amplificador interno de corriente.

– **3 Binary Output.**

Cuatro contactos de relé de salida sin potencial.

– **4 Analog dc Input.**

(Sólo con la opción elt-1) 0 - ± 1 mA / 0 - ± 20 mA: entradas de corriente cc. 0 - ± 10 V: entradas de tensión cc.

– **5 Binary / Analog Input.**

10 entradas binarias en 5 grupos separados galvánicamente.

Opción de hardware ELT-1:

Las entradas pueden configurarse como entradas de medida analógicas. Sin la opción ELT-1, sólo están disponibles las entradas binarias.

4.2.7. Descripción del software de prueba OMICRON Test Universe.

OMICRON Test Universe está diseñado para la prueba de dispositivos de protección y medida, tanto por las compañías eléctricas como por los fabricantes. Consta de un avanzado hardware y de un software fácil de usar, basado en Windows®, y que proporciona flexibilidad y completa adaptabilidad a diferentes aplicaciones de prueba.

La flexibilidad viene dada por los distintos paquetes de software, mientras que la adaptabilidad se consigue utilizando de diversas maneras las combinaciones diferentes de los componentes del paquete del software.

Cada paquete de software contiene una selección de módulos de prueba de acuerdo con su función. Los módulos de prueba pueden operar en modo autónomo para prueba individuales, o pueden estar "incrustados" con otros módulos en un documento de prueba del *Control Center* (plan de pruebas)

para pruebas completas multifuncionales. El documento de prueba del *Control Center* es la clave para conseguir una mayor flexibilidad y adaptabilidad al efectuar pruebas.

OMICRON *Control Center* (OCC) administra la ejecución de los múltiples módulos de prueba como si se tratase de un plan de pruebas. Admite que un solo documento de prueba contenga toda la información relacionada con la prueba. Esto incluye la Configuración del hardware, el Equipo en prueba, los parámetros de la prueba (p. ej., los puntos de la prueba, los datos nominales, las tolerancias), los resultados de la prueba, la evaluación de la prueba, las notas al y del operador, así como las imágenes y los datos provenientes de otras aplicaciones de Windows.

Los módulos de prueba se pueden incrustar en un documento OCC con la finalidad de lograr un procedimiento general para probar los sistemas multifuncionales modernos de relés de protección.

Cuando se ejecuta un documento de prueba desde el OCC, los módulos de prueba incrustados se inician automáticamente. Se calculan y emiten los valores de la prueba y se mide, evalúa y documenta la reacción del equipo en prueba. Los resultados de la prueba se presentan en el mismo documento de prueba. Los informes de prueba se pueden personalizar fácilmente en cuanto al contenido y al estilo; los resultados están disponibles para futuros procesamientos (imprimir, archivar, exportar a una base de datos).

Dado que un documento de prueba del OCC contiene todos los ajustes necesarios y los resultados de prueba, puede servir también de plantilla para una prueba nueva. El informe de prueba puede copiarse, pueden borrarse sus resultados anteriores, puede procesarse de nuevo la prueba y puede guardarse el informe nuevo de la prueba. Por lo tanto, se puede registrar y documentar la "historia" completa de un equipo en prueba.

4.2.7.1. Módulos de Pruebas.

- QuickCMC.

QuickCMC controla una unidad de prueba CMC de OMICRON de la misma manera que un panel frontal. El usuario puede emitir tensiones, corrientes y frecuencias estáticamente o bien como señales de salida en rampa, trabajar con entradas y salidas binarias (digitales) y efectuar mediciones sencillas en las entradas analógicas. *QuickCMC* permite aplicaciones como pruebas manuales de un bloque de corriente de avalancha o una función de sincronización. No es necesario iniciar otros módulos como *Ramping* o *State Sequencer* para realizar comprobaciones manuales rápidas.

No existe límite superior en cuanto al número de salidas (generadores) que se puede controlar. Para probar una protección de barra, por ejemplo, se conectan una unidad de prueba *CMC 256* y dos amplificadores *CMA 156*. *QuickCMC* permite el control simultáneo de los 16 generadores. *QuickCMC* representa un buen punto de partida para nuevos usuarios.

Características de QuickCMC.

1. Control numérico o gráfico de valores de salida analógicos de la unidad CMC (absolutos o relativos al nominal) para un máximo de 16 generadores de tensión o corriente en términos de amplitud, ángulo de fase y frecuencia.
2. Cálculo de falla integrado para redes bifásicas o trifásicas, introduciendo nuevos modos de ajuste de funcionamiento (ajuste de generadores de tensión y corriente directamente o como impedancias, componentes simétricos, potencias y valores de falta).
3. Ajuste manual de las salidas binarias.

4. Representación de los valores medidos para las entradas analógicas de la unidad CMC (± 20 mA / ± 10 VCC).
5. Paso manual o automático de las magnitudes de salida analógicas.
6. Función de paso para todos los valores accesibles en la "cuadrícula de entrada multifuncional1" (es decir, potencias, impedancias, etc.).
7. Función de rampa de pulsos como notable mejora de la función paso/rampa.
8. Control de la función de paso con la rueda del ratón.

– Ramping.

El módulo de prueba *Ramping* proporciona al usuario una herramienta versátil para definir diversos tipos de prueba de rampa utilizando una unidad de prueba CMC. Su campo de aplicación principal es la medida y evaluación de los valores de umbral.

Dos funciones de cualquier combinación de señales se pueden representar en rampa simultáneamente con hasta cinco estados de rampa (dependiendo de las características de la rampa). En cada estado de rampa, *Ramping* puede realizar un número ilimitado de medidas que se evalúan automáticamente de acuerdo con los parámetros de tolerancia definidos por el usuario.

Características de Ramping.

Las características más significativas:

1. 5 características de rampa predefinidas de complejidad diferente (de 1 a 5 estados de rampa por característica).
2. Es posible representar simultáneamente en rampa dos combinaciones de señales de salida.
3. Rampa de señales superpuestas
4. Cada estado de rampa se ejecuta en la unidad CMC en tiempo real.

5. Duración mínima del paso de 1ms.
6. Posibilidad de realizar un número ilimitado de medidas para cada estado de rampa individual a través de entradas binarias de la unidad CMC.
7. Evaluación automática de los puntos de la prueba, presentando en pantalla cada uno de ellos.
8. Evaluación automática de las cantidades calculadas, p. ej. Relación de arranque / reposición o ángulo de par máximo.
9. Repetición automática de la prueba con los cálculos estadísticos.
10. Posibilidad de definir señales de salida binaria para cada uno de los cinco estados de rampa.
11. Todos los valores de salida de la unidad CMC se muestran en pantalla en tiempo real durante la prueba.
12. Posibilidad de definir las condiciones de salida estática para salidas de la unidad CMC no representadas en rampa para cada estado de rampa individual.

– Pulse Ramping.

El módulo de prueba *Pulse Ramping* proporciona funciones que facilitan la prueba de los valores de arranque de un relé de protección multifuncional con más de una función o elementos de protección.

Para ello, *Pulse Ramping* genera una secuencia de pulsos (cada anchura de pulso representa el tiempo de falta) con un tamaño de paso creciente (o decreciente). Cada dos pulsos de rampa consecutivos se inserta un estado de "restauración". Por tanto, una rampa de pulsos es realmente una rampa que se interrumpe durante un periodo de tiempo definido después de cada pulso. Los pulsos de la rampa aumentan en función del tamaño del paso hasta que la rampa alcance su valor máximo o el umbral de arranque (depende del ajuste "Parar rampa en medida" de la ficha **Condiciones de prueba**).

Pulse Ramping no precisa que se cableen a la unidad CMC uno o más contactos de arranque; todas las medidas pueden realizarse utilizando el contacto de disparo. Por lo tanto, no son necesarios la parametrización ni el cableado de contactos de arranque. Además, *Pulse Ramping* determina todos los valores de arranque de un relé multifuncional sin necesidad de inhabilitar los elementos de relé que interfieren.

El tiempo de falta ha de ajustarse en un valor suficiente para que dispare la función que se prueba. Las demás funciones del relé de protección, las que tengan un tiempo de disparo más prolongado que la función que se prueba, no dispararán. Tras cada pulso de falta, un estado de reposición restaura el relé. Por lo tanto, la duración del tiempo de falta determina realmente la función o elemento del relé de protección que se va a probar. El tiempo de falta debe ajustarse para un tiempo superior al tiempo de disparo de la función que se prueba, pero inferior a los tiempos de disparo de los elementos de protección anteriores.

El tiempo de restauración debe ser suficientemente prolongado para restaurar correctamente el relé.

- State Sequencer.

El módulo de prueba State Sequencer permite:

1. Definir una secuencia de estados.
2. Emitir cada uno de los valores de estado al equipo en prueba en tiempo real.
3. Repetir la salida de los estados definidos por el usuario en un bucle infinito.
4. Las respuestas del equipo en prueba pueden medirse y registrarse en función del tiempo, y analizarse automática o manualmente después de la prueba.

5. Pueden especificarse condiciones del trigger para controlar la progresión de la secuencia.
6. Estas condiciones del trigger pueden definirse por:
7. Duración del estado
8. Cambio del estado de salida de un equipo en prueba
9. Control manual
10. Señales externas.

– Overcurrent.

El módulo de prueba *Overcurrent* permite probar manual o automáticamente relés direccionales y no direccionales de sobrecorriente con tiempo definido y tiempo inverso, térmicos I²t y curvas características definidas por el usuario.

Además, se pueden probar funciones de protección de la puesta a tierra de relés bifásicos y trifásicos.

También se puede usar para probar unidades productivas de generador y motor no diferenciales usando modelos de falta homopolar y de secuencia negativa.

Este módulo prueba tiempo de disparo para cada región de disparo para relés de sobrecorriente usando tolerancia de dispositivo. Los equipos en prueba se pueden definir con parámetros característicos para los relés.

Características del módulo Overcurrent.

El módulo de prueba *Overcurrent* tiene varias características útiles para probar relés direccionales y no direccionales.

– Distance.

El módulo de prueba *Distance* proporciona la funcionalidad para definir y realizar pruebas de relés de distancia por medio de evaluaciones de los elementos de impedancia usando definiciones de disparos individuales en el plano de impedancias Z con representación gráfica de la característica.

Definición de las características del relé.

Un editor gráfico de la característica realiza rápida y fácilmente la definición de las características nominales del relé y los ajustes. Se pueden definir zonas de arranque, disparo, extendidas y de no disparo, usando los elementos.

- ARC.

El módulo de prueba *Autoreclosure* se usa para probar procesos de recierre automático junto con una protección de línea.

Para probar los procesos de recierre automático (AutoReClosing - ARC), el módulo de prueba *Autoreclosure* emite un cortocircuito ajustable del suministro eléctrico hacia la protección de línea. Los comandos de disparo de la protección y los comandos de cierre del interruptor de potencia (IP) del recierre automático se miden e introducen en una simulación integrada de interruptores de potencia.

Con este método, las señales de corriente y tensión de un tiempo muerto se simulan en tiempo real y se emiten hacia el equipo en prueba.

El módulo de prueba *Autoreclosure* ofrece dos modos de prueba:

1. Secuencia fallida.
2. Secuencia exitosa con cualquier número de ciclos de recierre (ciclos de AR).

3. Con cada ciclo de AR, las siguientes magnitudes se evalúan y registran automáticamente en un informe de prueba en formato tabular.
 4. Tiempo de disparo.
 5. Modo de disparo (disparo monopolar / tripolar).
 6. Tiempo muerto.
 7. Duración del cierre de IP.
 8. Disparo final.
 9. Las señales de corriente y tensión, los comandos de disparo y de IP activado, así como otras señales binarias, se muestran en la oscilografía.
- Differential.

El módulo de prueba *Differential* proporciona una solución compacta para efectuar pruebas de relés de protección diferencial de generador, barra y transformador, realizando pruebas de característica de operación (valor de arranque, prueba de pendiente) y la función de bloqueo por avalancha (prueba de frenado por armónicos) en modo monofásico, p. ej. Para 3 relés de protección monofásica por equipo en prueba.

Tenga presente que las pruebas trifásicas que conlleven eliminación de homopolar y compatibilización de grupos vectoriales precisan el módulo.

Nota: en la realización de las pruebas al relé protección de distancia SIPROTEC 4 modelo 7SA522 de Siemens se utilizara los módulos de pruebas **State Sequencer, Distance y Pulse Ramping**.

Etapa 2: Instrucciones de Seguridad.

4.2.8. Advertencia.

Antes de utilizar los equipos, lea detenidamente las siguientes instrucciones relativas a la seguridad.

1. Utilice (o incluso encienda) los equipos, únicamente después de haber leído el manual de referencia y haber comprendido perfectamente las instrucciones que contiene.
2. Durante el funcionamiento de los equipos eléctricos, determinadas partes de éstos se encuentran bajo tensión peligrosa. Por lo tanto, si no se procede profesionalmente, pueden producirse graves lesiones o daños corporales.
3. El funcionamiento correcto y seguro del equipo requiere un transporte, almacenamiento, instalación y montaje adecuados, realizados por personal cualificado y considerando las advertencias e instrucciones del instructivo. Especialmente se deben seguir las Instrucciones Generales de Instalación y Seguridad para el trabajo en instalaciones de alta tensión.

4.2.8.1. Cualificación de los operadores.

Solo se permite trabajar con los equipos a personal cualificado. Éste deberá conocer a fondo las instrucciones de seguridad y las indicaciones de precaución correspondientes así como las advertencias de dichos equipos. El personal o (estudiante o profesor) en formación en relación con el funcionamiento de los equipos eléctricos debe estar en todo momento, al trabajar con el equipo, bajo la supervisión de un operador experimentado.

4.2.8.2. Procedimientos de manejo seguro.

Los equipos deben conectarse a tomas de corriente provista de una conexión de puesta a tierra.

No bloquee el acceso a componentes de la unidad de prueba importantes desde el punto de vista de la seguridad como, por ejemplo, el interruptor

principal o el cable de alimentación. En una situación de emergencia, es preciso poder acceder rápida y cómodamente a estos componentes.

Antes de conectar y desconectar equipos en prueba, compruebe que todas las salidas estén desconectadas. Nunca conecte ni desconecte un equipo en prueba mientras estén activas las salidas.

Al desconectar cables de alimentación eléctrica o cables de prueba, empiece siempre por el dispositivo que suministra la corriente eléctrica o la señal.

4.2.8.3. Normas de utilización.

Los equipos sólo deben utilizarse en condiciones idóneas desde el punto de vista técnico. Su utilización debe efectuarse de conformidad con las disposiciones de seguridad aplicables específicamente al lugar de trabajo y a la aplicación. Tenga siempre presente el peligro que suponen las altas tensiones y corrientes asociadas a este equipo. Preste atención a la información que figura en el manual de referencia y en la documentación del software.

Los equipos está concebida exclusivamente para los ámbitos de aplicación que se especifican en la ETAPA 1 "Descripción de los equipos " en la página 40. El fabricante / distribuidores no se hacen responsables de los daños que puedan derivarse de una utilización distinta de la prevista. El usuario asume en exclusiva toda la responsabilidad y todos los riesgos.

Las instrucciones que figuran en este manual de referencia y en los manuales de software relacionados se consideran parte integrante de las normas que posibilitan una correcta utilización del equipo.

Etapa 3: Instalación.

4.3.1. Componentes del sistema de prueba.

Antes de poner en funcionamiento los equipos para la realización de las pruebas, compruebe mediante la lista de embalaje que dispone de todos los componentes del sistema de prueba.

Para hacer posible las pruebas se necesita de la unidad de prueba CMC 156 y el relé de protección de distancia 7SA522 los siguientes componentes:

1. Unidad de prueba CMC 156 con cable de alimentación eléctrica (red).
2. Relé 7SA522 con cable de alimentación eléctrica (red).
3. Cable de conexión de CMC 156 ↔PC.
4. Cable de conexión de Relé 7SA522 ↔PC.
5. Cables de conexión de CMC 156 ↔ Relé 7SA522.
6. Un computador PC equipado con:
 - a. Salida con puerto Ethernet para la comunicación PC↔Equipos.
 - b. Software OMICRON Test Universe (unidad de prueba CMC 156).
 - c. Software de parametrización DIGSI 4 (Relé 7SA522).
 - d. Software SIGRA 4 (Relé 7SA522).

4.3.2 Instalación para la realización de la pruebas.

En la figura 4.17 se observa el esquema de instalación correspondiente para la realización de las pruebas , donde se dividirán en paso a seguir las conexiones adecuada

ESQUEMA DE INSTALACIÓN

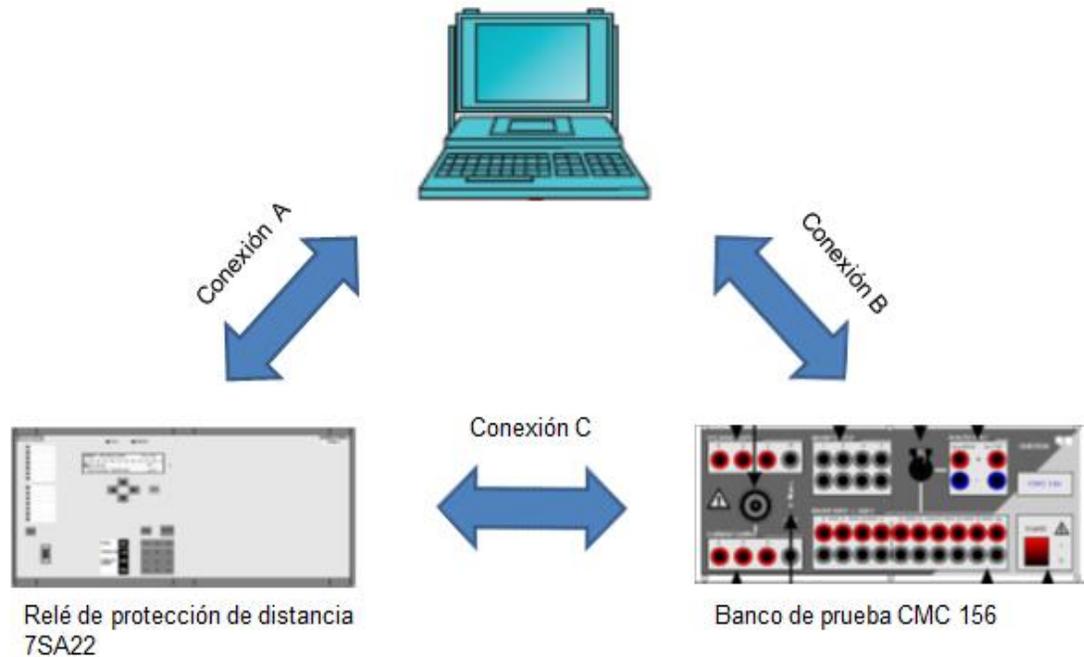


Figura 4.17 se observa el esquema de instalación. Fuente: Rodríguez, (2016)

Conexión A: cableado entre Relé 7SA522 ↔PC.

1. Conecte desde de la salida del puerto Ethernet del computador al relé de protección de distancia 7SA522 el cable puerto serial modelo RS232, para transferir los datos de parametrización desde software al relé.

Conexión B: cableado entre banco de prueba CMC 156 ↔PC.

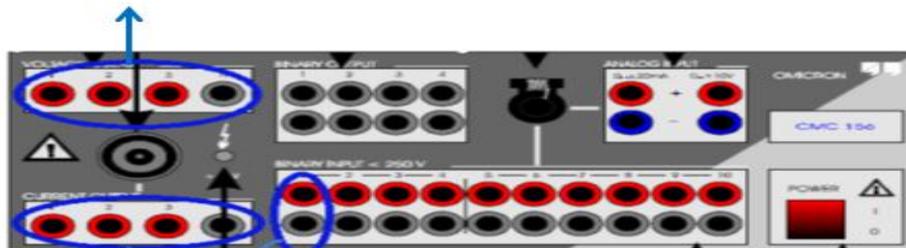
1. Conecte desde de la salida del puerto Ethernet del computador al banco de prueba CMC 156 el cable puerto serial modelo RS232, para realizar la comunicación de pruebas entre software OMICRON Test Universe en el PC y

el hardware de la unidad CMC 156 conectado al equipo en prueba (relé 7SA522).

Conexión C: Cableado entre el relé protección 7SA522 y la unidad de prueba CMC 156.

1. Conecte las entradas de corriente del relé de protección a las correspondientes salidas de corriente de la unidad de prueba CMC.
2. Conecte las entradas de voltaje del relé de protección a las correspondientes salidas de voltaje de la unidad de prueba CMC.
3. Conecte la señal de disparo del relé de protección a la entrada binaria 1.

Conectar a entradas de tensión R-S-T-N del relé de protección.



Conectar a entradas de corriente I_r - I_s - I_t - I_n del relé de protección.

Conectar señal de disparo del relé a la entrada binaria 1

Figura 4.18 Diagrama de conexiones del banco de prueba CMC 156. Fuente: Guía Datos Técnicos del Equipo



Figura 4.19 Ilustración de las conexiones en el banco de prueba CMC 156. Fuente: Milano Rodríguez (2016)

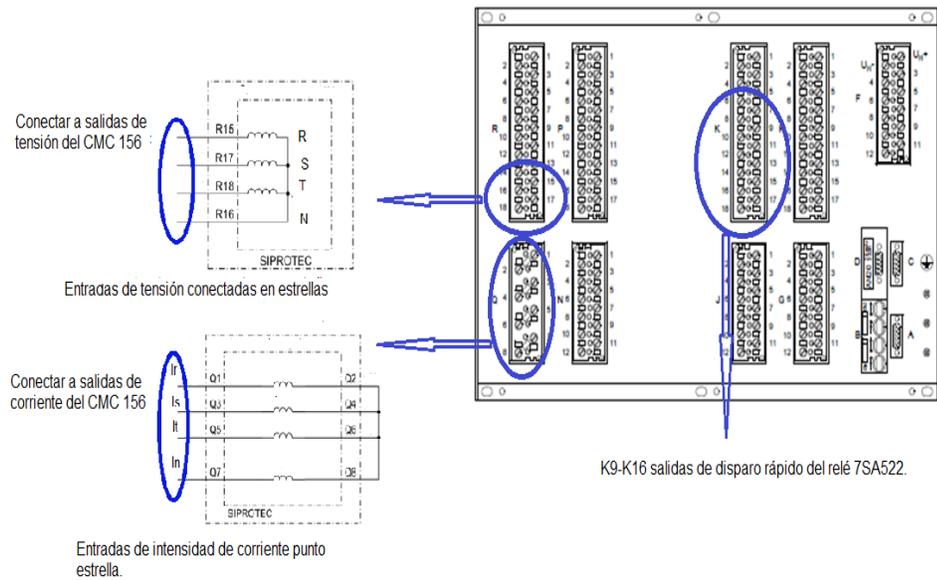


Figura 4.20 diagrama de conexiones del relé de protecciones, Fuente: Guía Datos Técnicos del Equipo CMC 156.



Figura 4.21 Conexiones en el equipo. Fuente: Milano Rodríguez (2016)



Figura 4.22 Conexiones en el equipo. Fuente: Milano Rodríguez (2016)

Etap 4: Realización de las pruebas y registros.

Para la realización de las pruebas al equipo relé protección de distancia se usará como datos de parametrización líneas de transmisión reales interconectadas en el sistema eléctrico de Venezuela, dicho datos fueron suministrado por el área de mantenimientos de protecciones eléctrica de la Subestación Valencia GT2.

Para corroborar el adecuado funcionamiento del equipo, se le desarrollan tres tipos de estudio para garantizarlo, usando los módulos de pruebas **State Sequencer, Distance y Pulse Ramping** del software OMICRON Test Universe :

1. Prueba de búsqueda de alcance de las zonas de actuación.
2. Prueba de tiempo en fallas puntuales en las diferentes zonas de protección.
3. Pruebas en funcionamiento bajo cargas.

Para ser posible las diferentes pruebas se utilizara el banco de inyección de corriente marca OMICRON modelo CMC 156 facilitado por la empresa CORPOELEC ubicado en el área de mantenimientos de protecciones eléctrica de la Subestación Valencia GT2.

4.4.1. Realización de las pruebas.

En la realización de las pruebas se tomaron como datos de estudio la línea de transmisión proveniente de la subestación Pedro Camejo con destino a San Diego con una distancia de 8 km a nivel de tensión 115 kV y la línea siguiente con destino a Guacara II con una distancia de 4 km al mismo nivel de tensión, en la figura 4.33 se observa el diagrama unifilar.

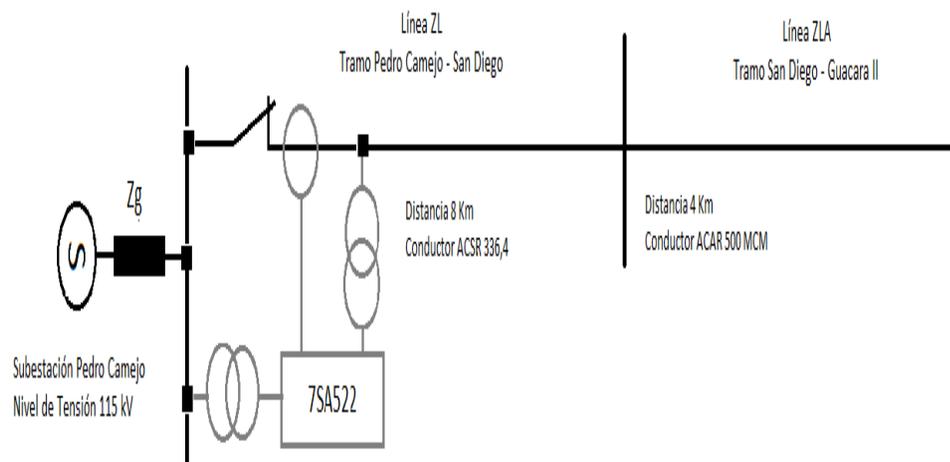


Figura 4.23 diagrama unifilar de las líneas de transmisión. Fuente: Elaboración: L. Rodríguez (2016).

En la tabla 4.4 se establece los datos de las líneas y los cálculos de ajustes para realizar la parametrización en relé protección de distancia SIPROTEC 4 modelo 7SA522 de Siemens.

Tabla 4.4 datos de las líneas y los cálculos de ajustes para realizar la parametrización en relé protección de distancia 7SA522.

CALCULO DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES 7SA522									
SUBESTACIÓN:		PEDRO CAMEJO							
SALIDA:		SAN DIEGO							
NIVEL DE TENSIÓN:		115							
CARACTERISTICAS DE LA LINEA (ZL)									
CONDUCTOR:		ACSR 336,4							
DISTANCIA KM:		8							
IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA:				1,3276		+		J 3,7564	
IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO:				4,2217		+		J 11,5928	
								Z	
								3,984	
								12,338	
CARACTERISTICAS DE LA LINEA SIGUIENTE (ZLA)									
LINEA:		SAN DIEGO			-		GUACARA II		
CONDUCTOR:		ACAR 500 MCM							
DISTANCIA KM:		4							
IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA:				0,4928		+		J 2,0073	
IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO:				1,6743		+		J 5,9946	
RELACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA									
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL:				115000		/		110	
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE:				750		/		5	
Uz =		6,970		0,143		Zcarga		79,68 Ω prim	
								11,43 Ω sec	
IMPEDANCIAS A NIVEL SECUNDARIO									
LINEA:		PEDRO CAMEJO			-		SAN DIEGO		
IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA:				0,190		+		J 0,539	
IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO:				0,606		+		J 1,663	
LINEA:		SAN DIEGO			-		GUACARA II		
IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA:				0,071		+		J 0,288	
CRITERIOS DE AJUSTE									
ZONA 1	ZONA 1B	ZONA 2	ZONA 4		ZONA 5		ZONA 3 REVERSA	ZONA 5 REVERSA	
85,00%	160%	120%	120%	ZL + 120%	ZLA	130%	ZONA 4	50%	30% ZONA 5
RESISTENCIA DE FALLA A TIERRA		RESISTENCIA DE FALLA ENTRE FASES			R CARGA				
400% X		300% X			= 75% Zcarga				
CALCULO DE AJUSTES									
PARAMETRO	ZONA 1	ZONA 1B	ZONA 2	ZONA 4	ZONA 5	ZONA 3			
RR	1,374	2,587	1,940	2,977	3,870	0,808			
X	0,458	0,862	0,647	0,992	1,290	0,269			
RE	1,832	3,449	2,587	3,969	5,160	1,078			
X REVERSA					0,387				
PARAMETRO	AJUSTE								
ANGULO LINEA	71								
K0	0,699								
K0Ang	-0,80								
X Línea por unidad de longitud	0,0674								
RLoad	8,574								
AngleLoad	20								
XL	0,70								
RL	0,73								

Fuente: Elaboración: A. Milano, L. Rodríguez (2016).

Es importante denotar que para la realización de las pruebas se tomaron en cuenta los siguientes requerimientos:

1. Se le realizaron sus respectivos ajustes y parametrización en el software DIGSI 4 de la unidad relé protección de distancia SIPROTEC 4 modelo 7SA522 de Siemens como se indican anteriormente en la sección 4.3.
2. Se cumplieron todos los pasos para el manejo y uso del banco de inyección de corriente marca OMICRON modelo CMC 156 facilitado por la empresa CORPOELEC ubicado en el área de mantenimientos de protecciones eléctrica de la Subestación Valencia GT2.
3. Se consideraron medidas de seguridad en el área del laboratorio de mantenimientos de protecciones eléctrica de la Subestación Valencia GT2 al momento de realizar las diferentes pruebas.

Primer estudio: Prueba de búsqueda de alcance de las zonas de actuación.

Para este tipo de prueba de localización de alcance de las zonas de actuación se trazaron tres trayectorias de búsqueda como se indica en la tabla 4.5

Tabla 4.5 trayectoria de localización de zonas

	Angulo	Color
Línea 1	90 ⁰	Negro 
Línea 2	0 ⁰	Marrón 
Línea 3	25.19 ⁰	Rosado 

Fuente: Elaboración: A. Millano, L. Rodríguez (2016).

Registros de fallas monofásicas a tierra.

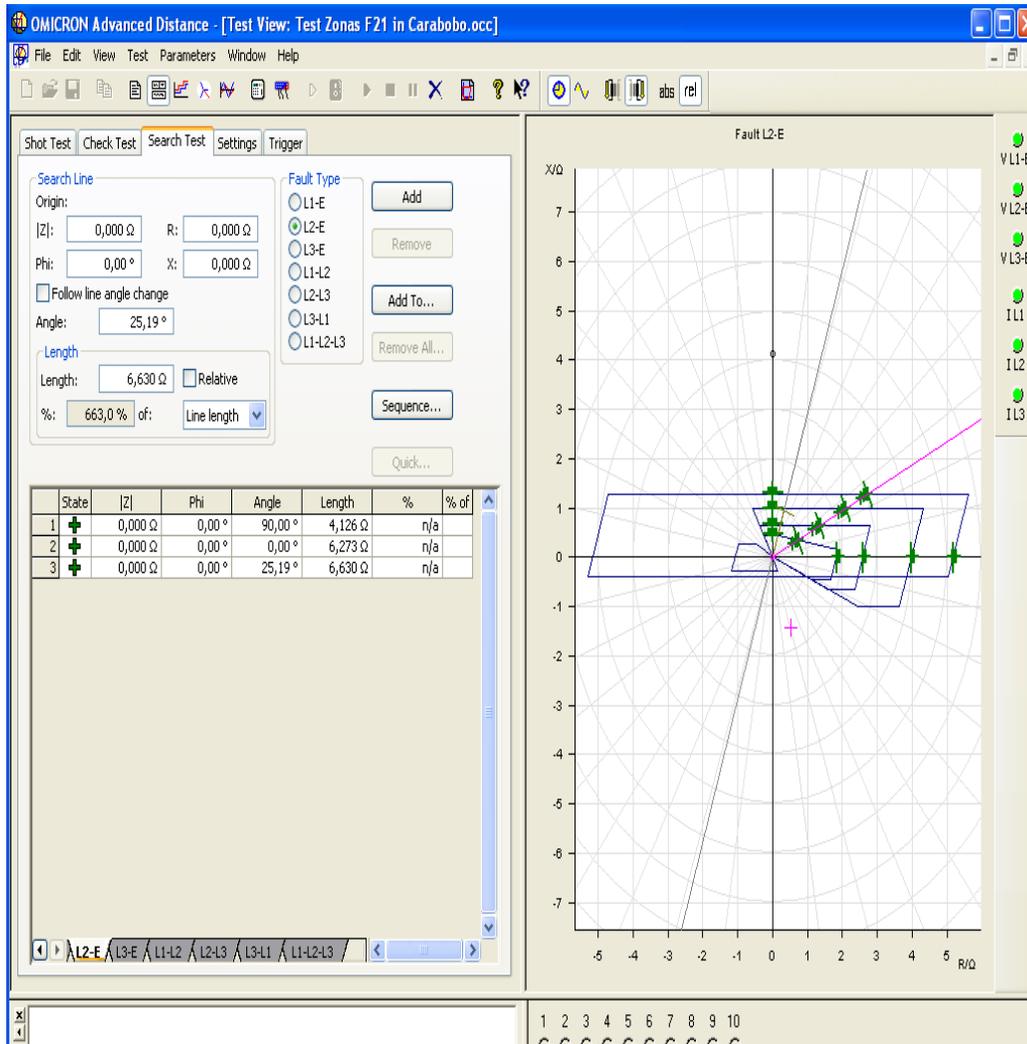


Figura 4.24. Vista de registros de pruebas de fallas para la localización alcance de las zonas de actuación. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

Registros de fallas bifásicas.

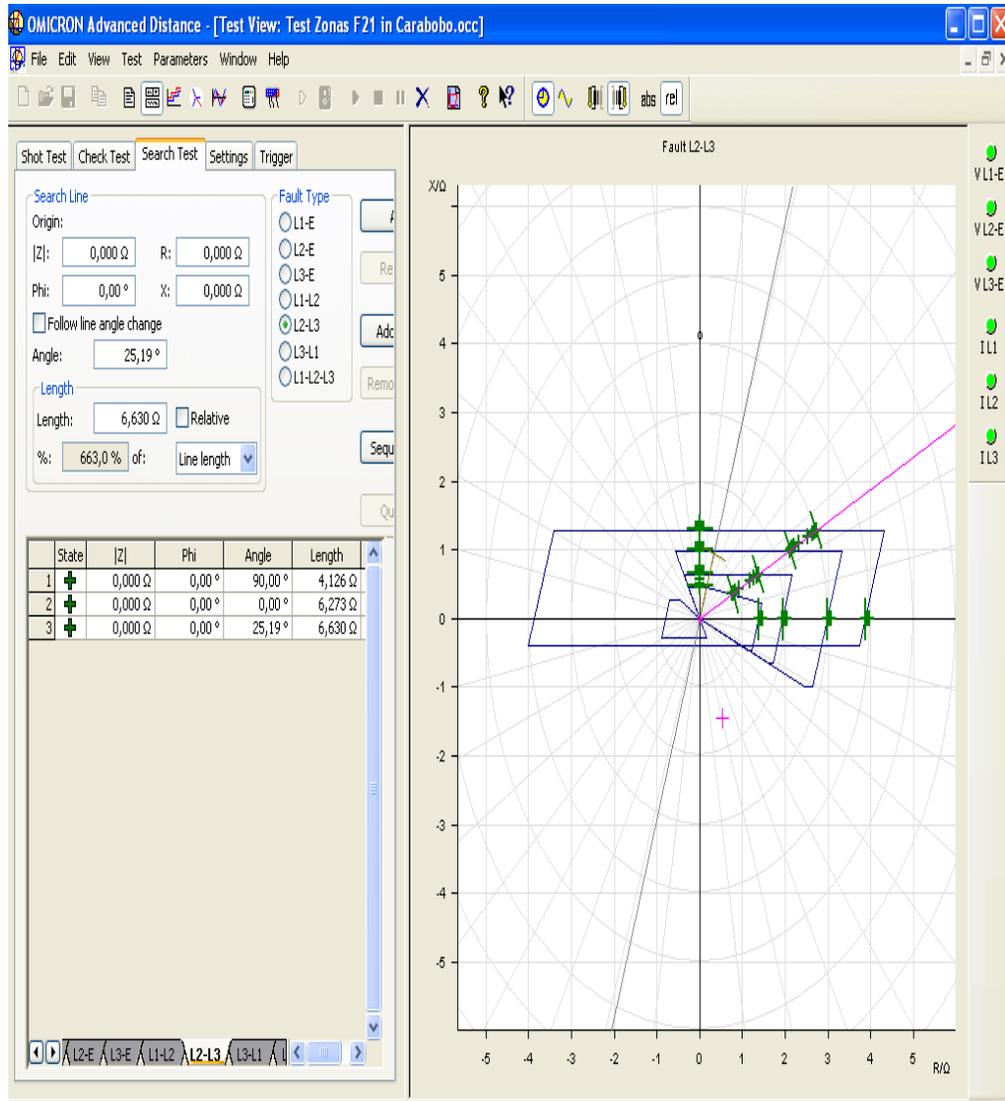


Figura 4.25. Vista de registros de pruebas de fallas para la localización alcance de las zonas de actuación. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRIN Advanced Distance (2016).

Registros de fallas trifásicas.

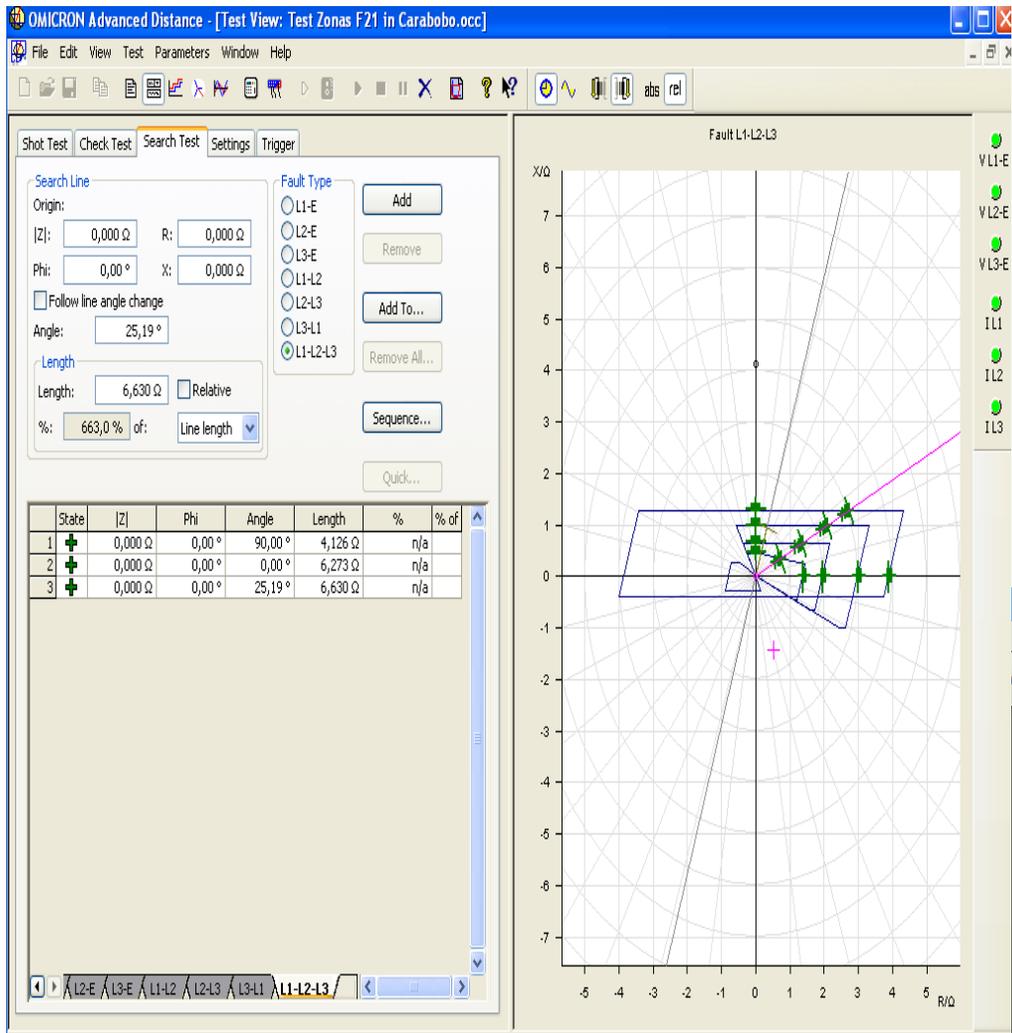


Figura 4.26. Vista de registros de pruebas de fallas para la localización alcance de las zonas de actuación. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

Reporte de estudio de prueba de búsqueda de alcance de las zonas de actuación, tal como lo muestra la figura 4.27

Test Zonas F21:

Test Module

Name:	OMICRON Advanced Distance	Version:	2.41 SR 1
Test Start:	08-Jul-2016 10:44:14	Test End:	08-Jul-2016 11:01:51
User Name:		Manager:	
Company:			

Test Results

Search Test: Fault Type L1-E

Zone	Z act	Phi act	R act	X act	Assessed Qty.	Nom.	Dev.	Result
Z1	483,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	483,0 mΩ	Z	458,0 mΩ	5,459 %	Passed
Z2	672,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	672,0 mΩ	Z	647,0 mΩ	3,864 %	Passed
Z4	1,004 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,004 Ω	Z	992,0 mΩ	1,26 %	Passed
Z5	1,303 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,303 Ω	Z	1,290 Ω	0,969 %	Passed
Z1	1,845 Ω	0,00 *	1,845 Ω	0,000 Ω	Z	1,832 Ω	0,7221 %	Passed
Z2	2,600 Ω	0,00 *	2,600 Ω	0,000 Ω	Z	2,587 Ω	0,511 %	Passed
Z4	3,982 Ω	0,00 *	3,982 Ω	0,000 Ω	Z	3,969 Ω	0,3331 %	Passed
Z5	5,147 Ω	0,00 *	5,147 Ω	0,000 Ω	Z	5,160 Ω	-0,2562 %	Passed
Z1	808,4 mΩ	25,19 *	731,6 mΩ	344,0 mΩ	Z	830,1 mΩ	-2,612 %	Passed
Z2	1,506 Ω	25,19 *	1,363 Ω	640,7 mΩ	Z	1,520 Ω	-0,9662 %	Passed
Z4	2,316 Ω	25,19 *	2,096 Ω	985,8 mΩ	Z	2,331 Ω	-0,6302 %	Passed
Z5	3,017 Ω	25,19 *	2,730 Ω	1,284 Ω	Z	3,031 Ω	-0,4846 %	Passed

Search Test: Fault Type L2-E

Zone	Z act	Phi act	R act	X act	Assessed Qty.	Nom.	Dev.	Result
Z1	483,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	483,0 mΩ	Z	458,0 mΩ	5,459 %	Passed
Z2	672,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	672,0 mΩ	Z	647,0 mΩ	3,864 %	Passed
Z4	1,004 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,004 Ω	Z	992,0 mΩ	1,26 %	Passed
Z5	1,303 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,303 Ω	Z	1,290 Ω	0,969 %	Passed
Z1	1,845 Ω	0,00 *	1,845 Ω	0,000 Ω	Z	1,832 Ω	0,7221 %	Passed
Z2	2,600 Ω	0,00 *	2,600 Ω	0,000 Ω	Z	2,587 Ω	0,511 %	Passed
Z4	3,982 Ω	0,00 *	3,982 Ω	0,000 Ω	Z	3,969 Ω	0,3331 %	Passed
Z5	5,173 Ω	0,00 *	5,173 Ω	0,000 Ω	Z	5,160 Ω	0,2562 %	Passed
Z1	808,4 mΩ	25,19 *	731,6 mΩ	344,0 mΩ	Z	830,1 mΩ	-2,612 %	Passed
Z2	1,506 Ω	25,19 *	1,363 Ω	640,7 mΩ	Z	1,520 Ω	-0,9662 %	Passed
Z4	2,316 Ω	25,19 *	2,096 Ω	985,8 mΩ	Z	2,331 Ω	-0,6302 %	Passed
Z5	3,017 Ω	25,19 *	2,730 Ω	1,284 Ω	Z	3,031 Ω	-0,4846 %	Passed

Search Test: Fault Type L3-E

Zone	Z aot	Phi aot	R aot	X aot	Assessed Qty.	Nom.	Dev.	Result
Z1	483,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	483,0 mΩ	Z	458,0 mΩ	5,459 %	Passed
Z2	672,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	672,0 mΩ	Z	647,0 mΩ	3,864 %	Passed
Z4	1,004 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,004 Ω	Z	992,0 mΩ	1,26 %	Passed
Z5	1,303 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,303 Ω	Z	1,290 Ω	0,969 %	Passed
Z1	1,845 Ω	0,00 *	1,845 Ω	0,000 Ω	Z	1,832 Ω	0,7221 %	Passed
Z2	2,600 Ω	0,00 *	2,600 Ω	0,000 Ω	Z	2,587 Ω	0,511 %	Passed
Z4	3,962 Ω	0,00 *	3,962 Ω	0,000 Ω	Z	3,969 Ω	0,3331 %	Passed
Z5	5,173 Ω	0,00 *	5,173 Ω	0,000 Ω	Z	5,160 Ω	0,2562 %	Passed
Z1	808,4 mΩ	25,19 *	731,6 mΩ	344,0 mΩ	Z	830,1 mΩ	-2,612 %	Passed
Z2	1,535 Ω	25,19 *	1,389 Ω	653,3 mΩ	Z	1,520 Ω	0,9662 %	Passed
Z4	2,316 Ω	25,19 *	2,096 Ω	985,8 mΩ	Z	2,331 Ω	-0,6302 %	Passed
Z5	3,017 Ω	25,19 *	2,730 Ω	1,284 Ω	Z	3,031 Ω	-0,4846 %	Passed

Search Test: Fault Type L1-L2

Zone	Z aot	Phi aot	R aot	X aot	Assessed Qty.	Nom.	Dev.	Result
Z1	483,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	483,0 mΩ	Z	458,0 mΩ	5,459 %	Passed
Z2	672,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	672,0 mΩ	Z	647,0 mΩ	3,864 %	Passed
Z4	979,5 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	979,5 mΩ	Z	992,0 mΩ	-1,26 %	Passed
Z5	1,265 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,265 Ω	Z	1,290 Ω	-1,938 %	Passed
Z1	1,387 Ω	0,00 *	1,387 Ω	0,000 Ω	Z	1,374 Ω	0,9623 %	Passed
Z2	1,953 Ω	0,00 *	1,953 Ω	0,000 Ω	Z	1,940 Ω	0,6814 %	Passed
Z4	2,990 Ω	0,00 *	2,990 Ω	0,000 Ω	Z	2,977 Ω	0,4441 %	Passed
Z5	3,883 Ω	0,00 *	3,883 Ω	0,000 Ω	Z	3,870 Ω	0,3416 %	Passed
Z1	808,9 mΩ	25,19 *	732,0 mΩ	344,2 mΩ	Z	830,6 mΩ	-2,613 %	Passed
Z2	1,506 Ω	25,19 *	1,363 Ω	640,7 mΩ	Z	1,520 Ω	-0,9662 %	Passed
Z4	2,316 Ω	25,19 *	2,096 Ω	985,8 mΩ	Z	2,331 Ω	-0,6302 %	Passed
Z5	3,017 Ω	25,19 *	2,730 Ω	1,284 Ω	Z	3,031 Ω	-0,4846 %	Passed

Search Test: Fault Type L2-L3

Zone	Z aot	Phi aot	R aot	X aot	Assessed Qty.	Nom.	Dev.	Result
Z1	483,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	483,0 mΩ	Z	458,0 mΩ	5,459 %	Passed
Z2	672,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	672,0 mΩ	Z	647,0 mΩ	3,864 %	Passed
Z4	1,004 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,004 Ω	Z	992,0 mΩ	1,26 %	Passed
Z5	1,303 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,303 Ω	Z	1,290 Ω	0,969 %	Passed
Z1	1,387 Ω	0,00 *	1,387 Ω	0,000 Ω	Z	1,374 Ω	0,9623 %	Passed
Z2	1,953 Ω	0,00 *	1,953 Ω	0,000 Ω	Z	1,940 Ω	0,6814 %	Passed
Z4	2,990 Ω	0,00 *	2,990 Ω	0,000 Ω	Z	2,977 Ω	0,4441 %	Passed
Z5	3,883 Ω	0,00 *	3,883 Ω	0,000 Ω	Z	3,870 Ω	0,3416 %	Passed
Z1	852,3 mΩ	25,19 *	771,3 mΩ	362,7 mΩ	Z	830,6 mΩ	2,613 %	Passed
Z2	1,506 Ω	25,19 *	1,363 Ω	640,7 mΩ	Z	1,520 Ω	-0,9662 %	Passed
Z4	2,346 Ω	25,19 *	2,123 Ω	998,3 mΩ	Z	2,331 Ω	0,6302 %	Passed
Z5	3,017 Ω	25,19 *	2,730 Ω	1,284 Ω	Z	3,031 Ω	-0,4846 %	Passed

Search Test: Fault Type L3-L1

Zone	Z aot	Phi aot	R aot	X aot	Assessed Qty.	Nom.	Dev.	Result
Z1	483,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	483,0 mΩ	Z	458,0 mΩ	5,459 %	Passed
Z2	672,0 mΩ	90,00 *	0,000 Ω	672,0 mΩ	Z	647,0 mΩ	3,864 %	Passed
Z4	1,004 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,004 Ω	Z	992,0 mΩ	1,26 %	Passed
Z5	1,303 Ω	90,00 *	0,000 Ω	1,303 Ω	Z	1,290 Ω	0,969 %	Passed
Z1	1,387 Ω	0,00 *	1,387 Ω	0,000 Ω	Z	1,374 Ω	0,9623 %	Passed
Z2	1,953 Ω	0,00 *	1,953 Ω	0,000 Ω	Z	1,940 Ω	0,6814 %	Passed
Z4	2,990 Ω	0,00 *	2,990 Ω	0,000 Ω	Z	2,977 Ω	0,4441 %	Passed
Z5	3,883 Ω	0,00 *	3,883 Ω	0,000 Ω	Z	3,870 Ω	0,3416 %	Passed
Z1	808,9 mΩ	25,19 *	732,0 mΩ	344,2 mΩ	Z	830,6 mΩ	-2,613 %	Passed
Z2	1,506 Ω	25,19 *	1,363 Ω	640,7 mΩ	Z	1,520 Ω	-0,9662 %	Passed
Z4	2,316 Ω	25,19 *	2,096 Ω	985,8 mΩ	Z	2,331 Ω	-0,6302 %	Passed

Z5	3,017 Ω	25,19 °	2,730 Ω	1,284 Ω	Z	3,031 Ω	-0,4846 %	Passed
----	---------	---------	---------	---------	---	---------	-----------	--------

Search Test: Fault Type L1-L2-L3

Zone	Z act	Phi act	R act	X act	Assessed Qty.	Nom.	Dev.	Result
Z1	483,0 mΩ	90,00 °	0,000 Ω	483,0 mΩ	Z	458,0 mΩ	5,459 %	Passed
Z2	672,0 mΩ	90,00 °	0,000 Ω	672,0 mΩ	Z	647,0 mΩ	3,864 %	Passed
Z4	1,004 Ω	90,00 °	0,000 Ω	1,004 Ω	Z	992,0 mΩ	1,26 %	Passed
Z5	1,303 Ω	90,00 °	0,000 Ω	1,303 Ω	Z	1,290 Ω	0,969 %	Passed
Z1	1,387 Ω	0,00 °	1,387 Ω	0,000 Ω	Z	1,374 Ω	0,9623 %	Passed
Z2	1,953 Ω	0,00 °	1,953 Ω	0,000 Ω	Z	1,940 Ω	0,6814 %	Passed
Z4	2,990 Ω	0,00 °	2,990 Ω	0,000 Ω	Z	2,977 Ω	0,4441 %	Passed
Z5	3,883 Ω	0,00 °	3,883 Ω	0,000 Ω	Z	3,870 Ω	0,3416 %	Passed
Z1	808,9 mΩ	25,19 °	732,0 mΩ	344,2 mΩ	Z	830,6 mΩ	-2,613 %	Passed
Z2	1,506 Ω	25,19 °	1,363 Ω	640,7 mΩ	Z	1,520 Ω	-0,9662 %	Passed
Z4	2,316 Ω	25,19 °	2,096 Ω	985,8 mΩ	Z	2,331 Ω	-0,6302 %	Passed
Z5	3,017 Ω	25,19 °	2,730 Ω	1,284 Ω	Z	3,031 Ω	-0,4846 %	Passed

Test State:
Test passed

Figura 4.27. Vista de reportes de pruebas de fallas para la localización alcance de las zonas de actuación. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

Segundo estudio: Prueba de tiempo en fallas puntuales en las diferentes zonas de protección.

En este tipo de prueba de tiempo en fallas puntuales se consideraron 10 puntos de falla en las diferentes zonas de protección del relé protección de distancia. En la tabla 4.11 se observan sus valores de impedancia, ángulo y tiempo de actuación, y en la figura 4,28 se observan su ubicación en las diferentes zonas en forma gráfica.

Tabla 4.6 Valores de los puntos de falla en las diferentes zonas

Impedancia $ z $	Angulo	Tiempo de actuación
308,3 m Ω	71,00 °	0,00 s
899,9 m Ω	10,00 °	0,00 s
2,373 Ω	5,84 °	300,0 ms
720,2 m Ω	50,00 °	300,0 ms
873,9 m Ω	80,00 °	1,00 s
2,940 Ω	2,08 °	1,00 s
4,714 Ω	6,39 °	2,00 s
1,310 Ω	130,00 °	2,00 s
2,348 Ω	167,08 °	2,00 s
702,7 m Ω	-180,00 °	2,00 s

Fuente: Elaboración: A. Milano, L. Rodríguez (2016).

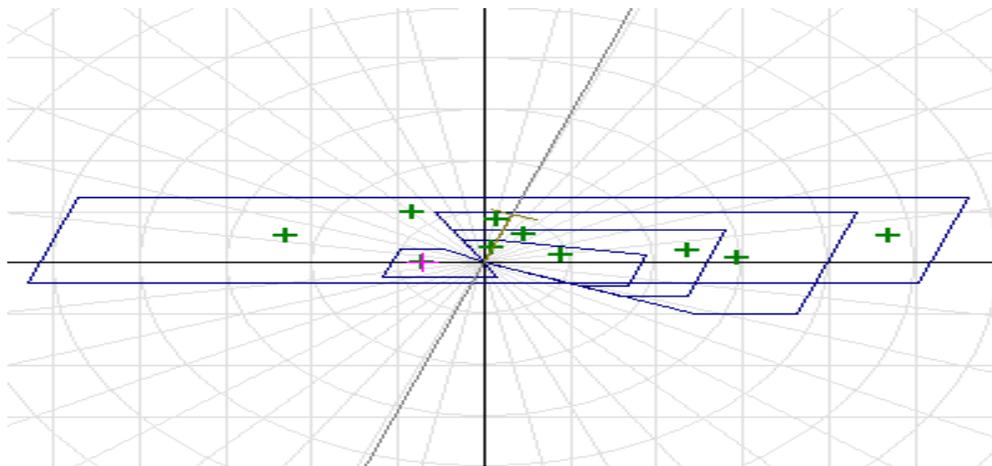


Figura 4,28 Ubicación de los puntos de falla en las diferentes zonas. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa SIGRA 4. (2016).

Registros de fallas monofásicas a tierra.

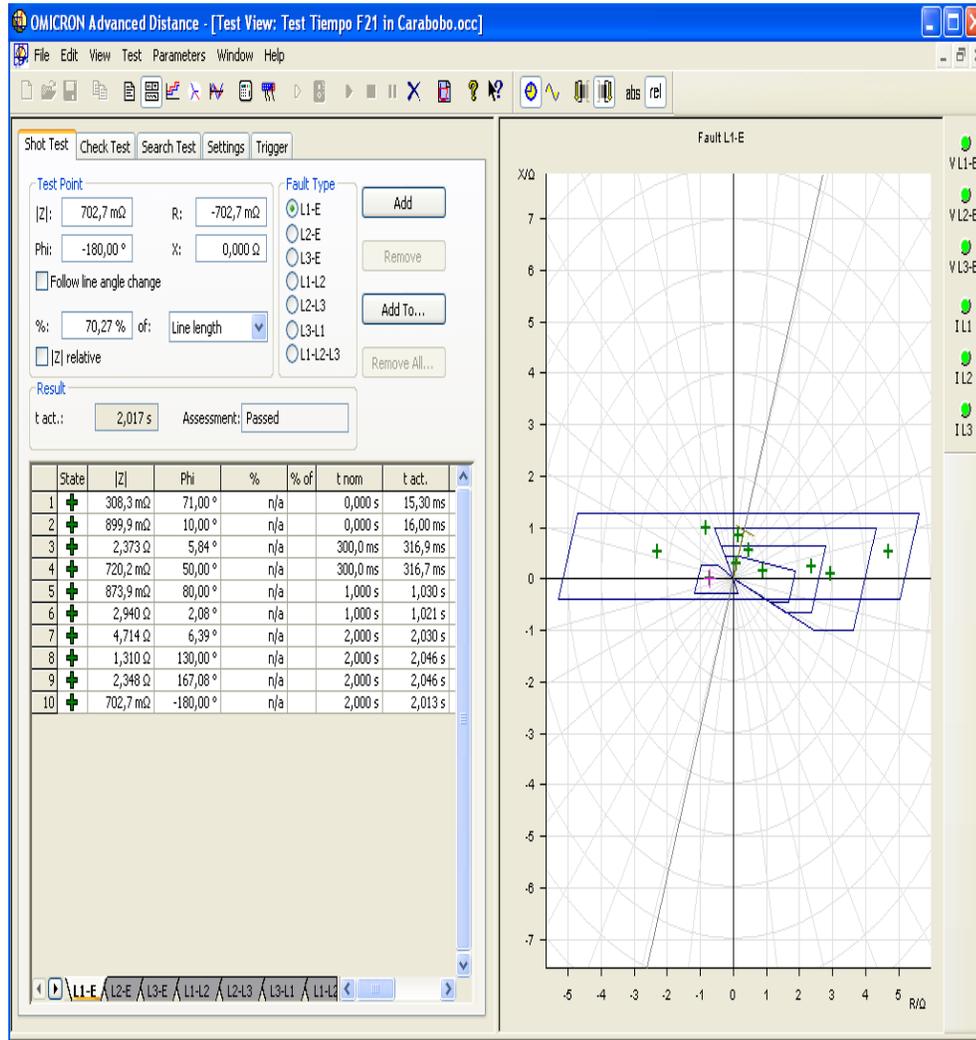


Figura 4.29 Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales monofásica a tierra L1-E. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance. (2016).

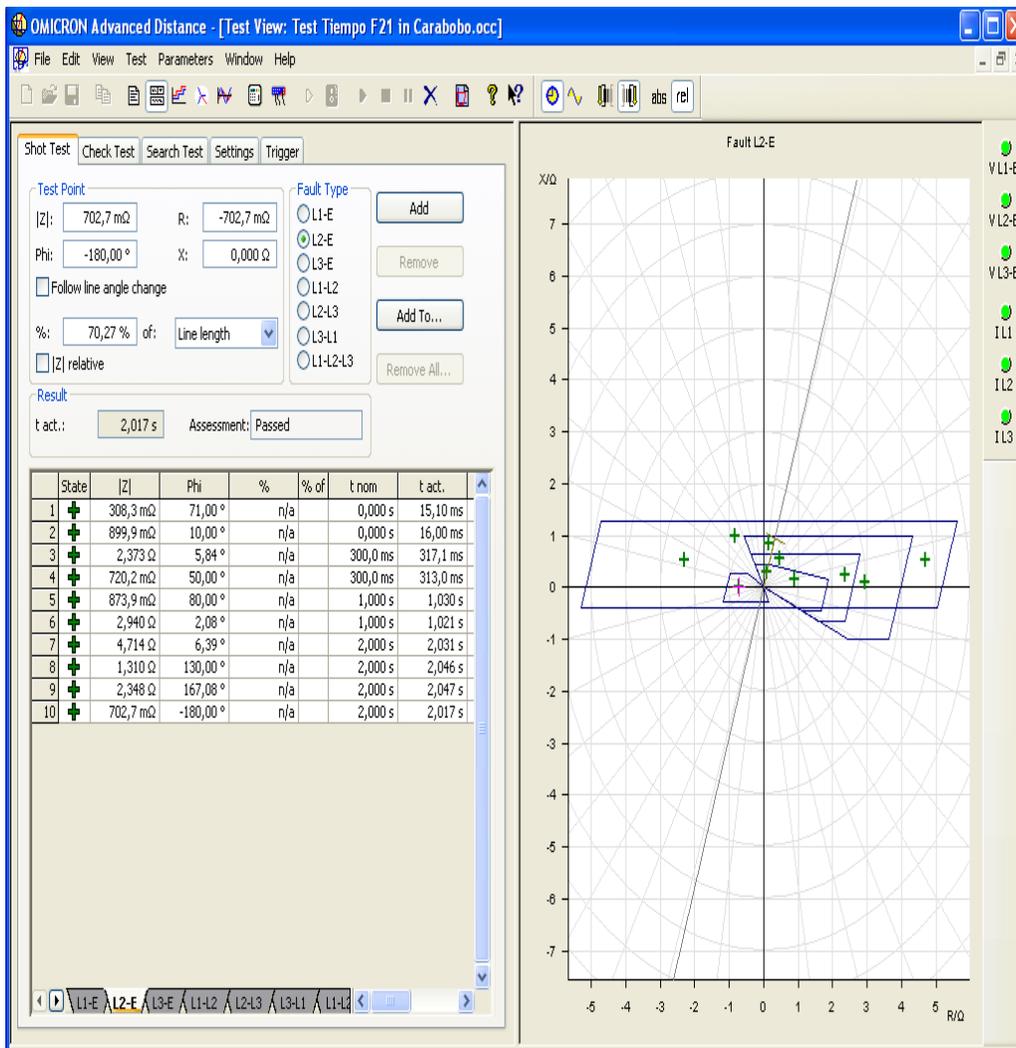


Figura 4.30. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales monofásica a tierra L2-E. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance. (2016).

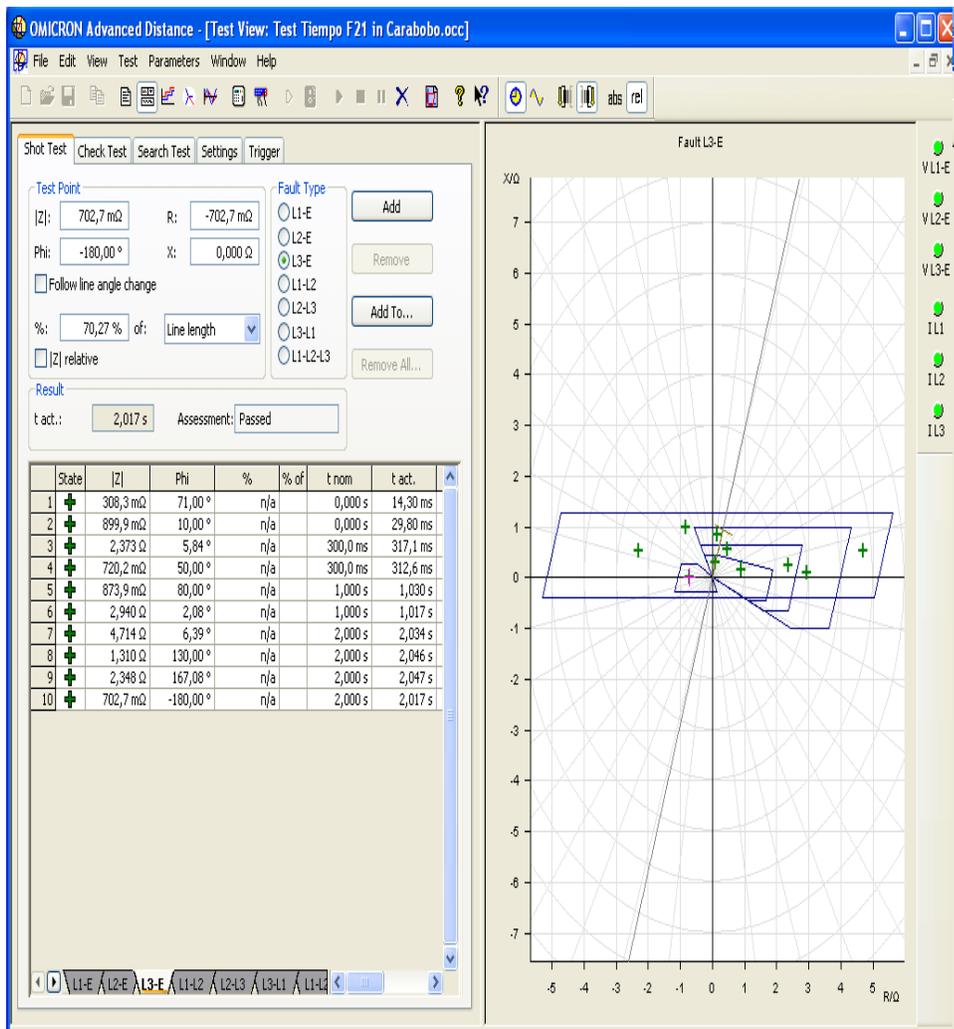


Figura 4.31. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales monofásica a tierra L3-E.

Registros de fallas bifásicas.

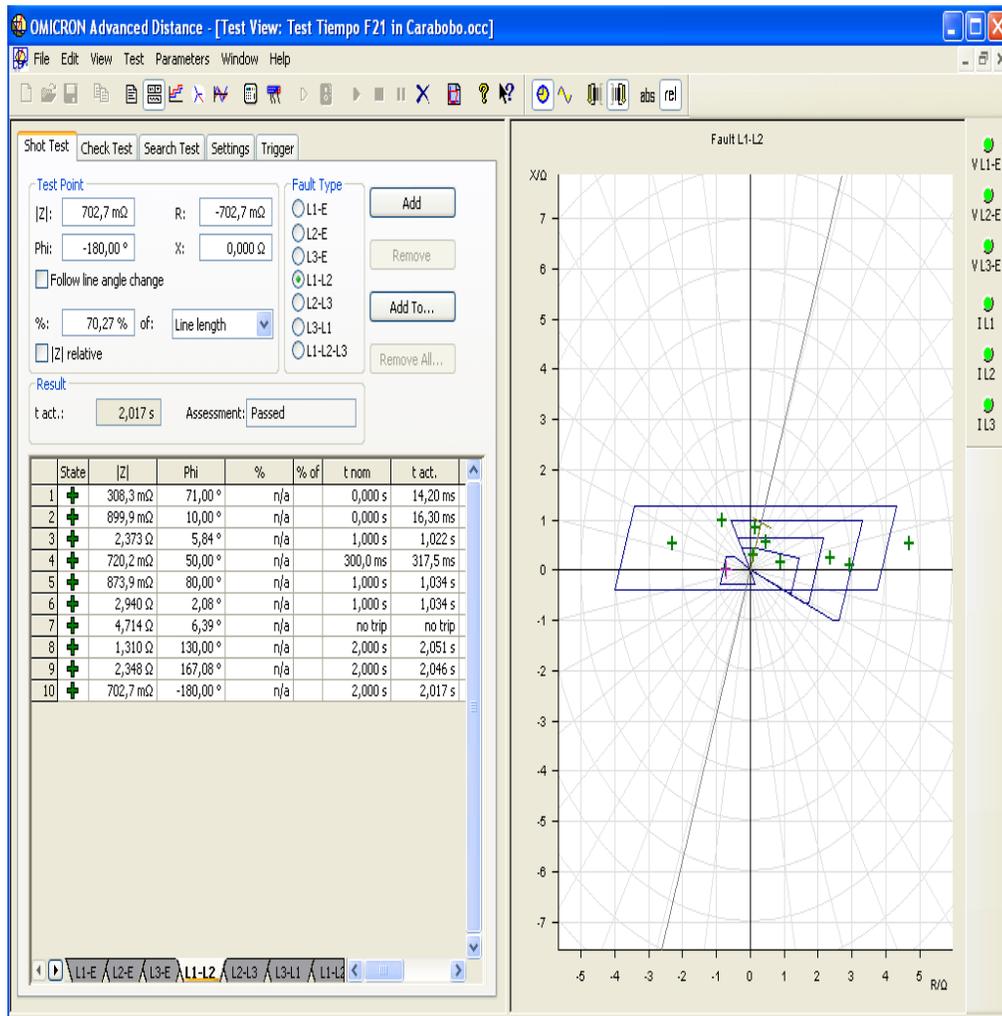


Figura 4.32. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales bifásica L1-L2. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

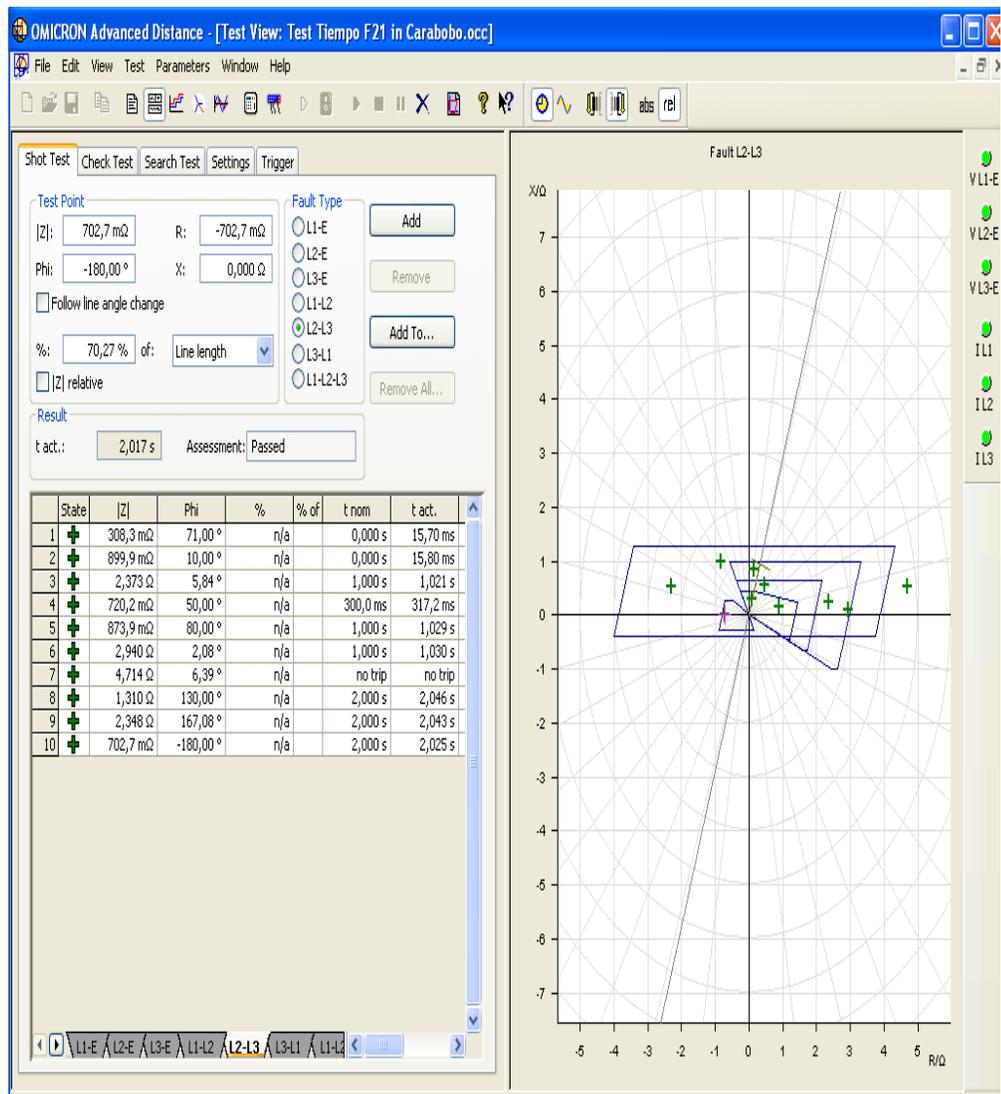


Figura 4.33. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales bifásica L2-L3. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

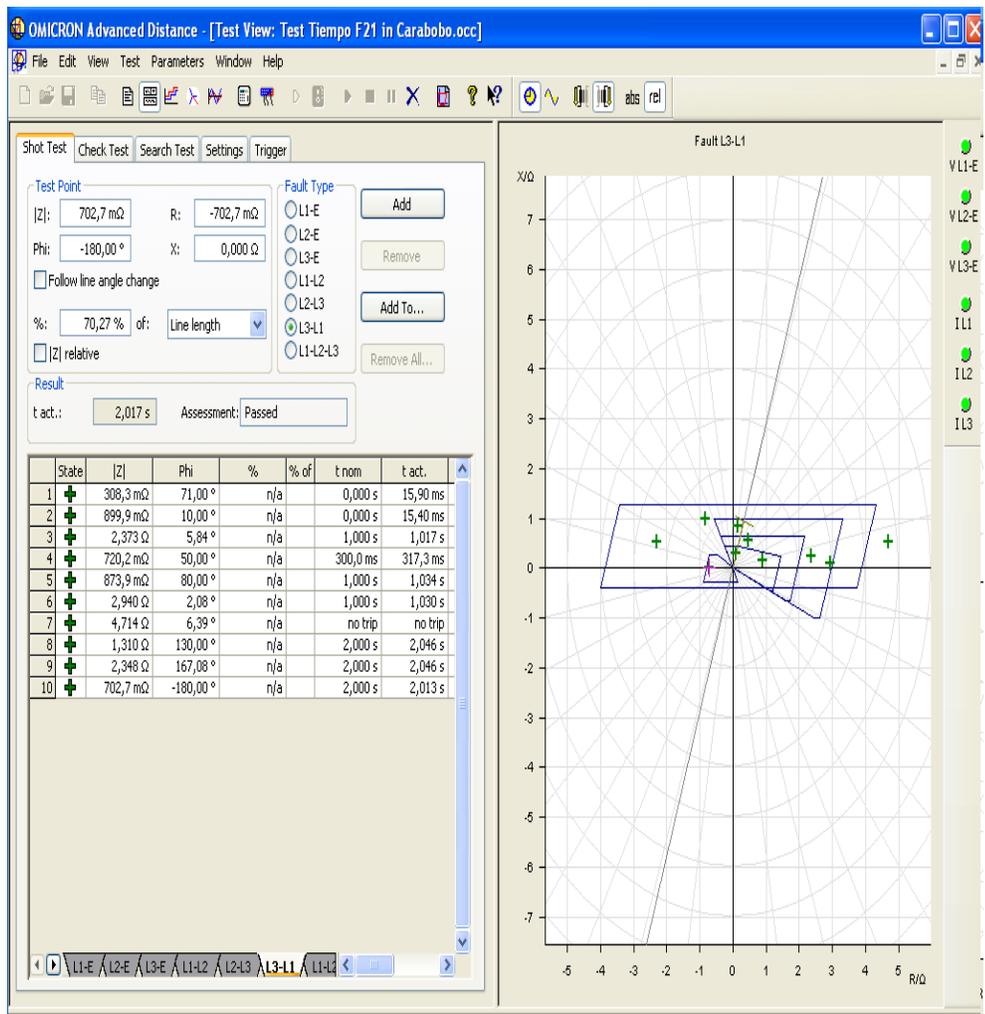


Figura 4.34. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales bifásica L3-L1. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

Registro de fallas trifásicas.

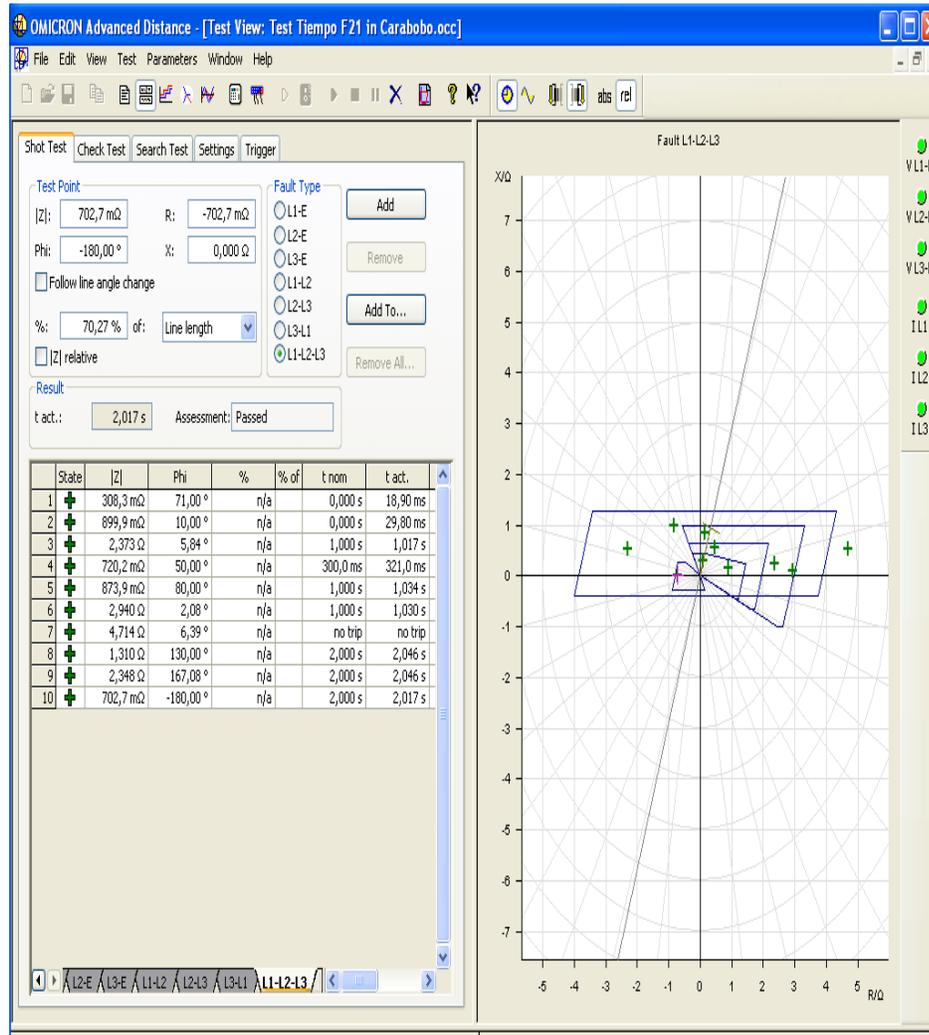


Figura 4.35. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales trifásica L1-L2-L3. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

Reporte de estudio de Prueba de tiempo en fallas puntuales en las diferentes zonas de protección. Se muestra en la figura 4.36.

Test Tiempo F21:

Test Module

Name:	OMICRON Advanced Distance	Version:	2.41 SR 1
Test Start:	08-Jul-2016 10:38:44	Test End:	08-Jul-2016 10:42:15
User Name:		Manager:	
Company:			

Test Results

Shot Test: Fault Type L1-E

Z	Phi	%	% of	t nom	t act.	Dev.	I Test	Result
308,3 mΩ	71,00 °	n/a		0,000 s	15,30 ms	15,30 ms	1,000 In	Passed
899,9 mΩ	10,00 °	n/a		0,000 s	16,00 ms	16,00 ms	1,000 In	Passed
2,373 Ω	5,84 °	n/a		300,0 ms	316,9 ms	5,633 %	1,000 In	Passed
720,2 mΩ	50,00 °	n/a		300,0 ms	316,7 ms	5,567 %	1,000 In	Passed
873,9 mΩ	80,00 °	n/a		1,000 s	1,030 s	2,99 %	1,000 In	Passed
2,940 Ω	2,08 °	n/a		1,000 s	1,021 s	2,14 %	1,000 In	Passed
4,714 Ω	6,39 °	n/a		2,000 s	2,030 s	1,495 %	1,000 In	Passed
1,310 Ω	130,00 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,31 %	1,000 In	Passed
2,348 Ω	167,08 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,295 %	1,000 In	Passed
702,7 mΩ	-180,00 °	n/a		2,000 s	2,013 s	0,625 %	1,000 In	Passed

Shot Test: Fault Type L2-E

Z	Phi	%	% of	t nom	t act.	Dev.	I Test	Result
308,3 mΩ	71,00 °	n/a		0,000 s	15,10 ms	15,10 ms	1,000 In	Passed
899,9 mΩ	10,00 °	n/a		0,000 s	16,00 ms	16,00 ms	1,000 In	Passed
2,373 Ω	5,84 °	n/a		300,0 ms	317,1 ms	5,7 %	1,000 In	Passed
720,2 mΩ	50,00 °	n/a		300,0 ms	313,0 ms	4,333 %	1,000 In	Passed
873,9 mΩ	80,00 °	n/a		1,000 s	1,030 s	2,98 %	1,000 In	Passed
2,940 Ω	2,08 °	n/a		1,000 s	1,021 s	2,13 %	1,000 In	Passed
4,714 Ω	6,39 °	n/a		2,000 s	2,031 s	1,545 %	1,000 In	Passed
1,310 Ω	130,00 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,32 %	1,000 In	Passed
2,348 Ω	167,08 °	n/a		2,000 s	2,047 s	2,33 %	1,000 In	Passed
702,7 mΩ	-180,00 °	n/a		2,000 s	2,017 s	0,845 %	1,000 In	Passed

Shot Test: Fault Type L3-E

Z	Phi	%	% of	t nom	t act.	Dev.	ITest	Result
308,3 mΩ	71,00 °	n/a		0,000 s	14,30 ms	14,30 ms	1,000 In	Passed
899,9 mΩ	10,00 °	n/a		0,000 s	29,80 ms	29,80 ms	1,000 In	Passed
2,373 Ω	5,84 °	n/a		300,0 ms	317,1 ms	5,7 %	1,000 In	Passed
720,2 mΩ	50,00 °	n/a		300,0 ms	312,6 ms	4,2 %	1,000 In	Passed
873,9 mΩ	80,00 °	n/a		1,000 s	1,030 s	2,96 %	1,000 In	Passed
2,940 Ω	2,08 °	n/a		1,000 s	1,017 s	1,68 %	1,000 In	Passed
4,714 Ω	6,39 °	n/a		2,000 s	2,034 s	1,72 %	1,000 In	Passed
1,310 Ω	130,00 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,31 %	1,000 In	Passed
2,348 Ω	167,08 °	n/a		2,000 s	2,047 s	2,34 %	1,000 In	Passed
702,7 mΩ	-180,00 °	n/a		2,000 s	2,017 s	0,835 %	1,000 In	Passed

Shot Test: Fault Type L1-L2

Z	Phi	%	% of	t nom	t act.	Dev.	ITest	Result
308,3 mΩ	71,00 °	n/a		0,000 s	14,20 ms	14,20 ms	1,000 In	Passed
899,9 mΩ	10,00 °	n/a		0,000 s	16,30 ms	16,30 ms	1,000 In	Passed
2,373 Ω	5,84 °	n/a		1,000 s	1,022 s	2,15 %	1,000 In	Passed
720,2 mΩ	50,00 °	n/a		300,0 ms	317,5 ms	5,833 %	1,000 In	Passed
873,9 mΩ	80,00 °	n/a		1,000 s	1,034 s	3,35 %	1,000 In	Passed
2,940 Ω	2,08 °	n/a		1,000 s	1,034 s	3,35 %	1,000 In	Passed
4,714 Ω	6,39 °	n/a		no trip	no trip		1,000 In	Passed
1,310 Ω	130,00 °	n/a		2,000 s	2,051 s	2,54 %	1,000 In	Passed
2,348 Ω	167,08 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,315 %	1,000 In	Passed
702,7 mΩ	-180,00 °	n/a		2,000 s	2,017 s	0,835 %	1,000 In	Passed

Shot Test: Fault Type L2-L3

Z	Phi	%	% of	t nom	t act.	Dev.	ITest	Result
308,3 mΩ	71,00 °	n/a		0,000 s	15,70 ms	15,70 ms	1,000 In	Passed
899,9 mΩ	10,00 °	n/a		0,000 s	15,80 ms	15,80 ms	1,000 In	Passed
2,373 Ω	5,84 °	n/a		1,000 s	1,021 s	2,12 %	1,000 In	Passed
720,2 mΩ	50,00 °	n/a		300,0 ms	317,2 ms	5,733 %	1,000 In	Passed
873,9 mΩ	80,00 °	n/a		1,000 s	1,029 s	2,93 %	1,000 In	Passed
2,940 Ω	2,08 °	n/a		1,000 s	1,030 s	2,99 %	1,000 In	Passed
4,714 Ω	6,39 °	n/a		no trip	no trip		1,000 In	Passed
1,310 Ω	130,00 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,295 %	1,000 In	Passed
2,348 Ω	167,08 °	n/a		2,000 s	2,043 s	2,13 %	1,000 In	Passed
702,7 mΩ	-180,00 °	n/a		2,000 s	2,025 s	1,26 %	1,000 In	Passed

Shot Test: Fault Type L3-L1

Z	Phi	%	% of	t nom	t act.	Dev.	ITest	Result
308,3 mΩ	71,00 °	n/a		0,000 s	15,90 ms	15,90 ms	1,000 In	Passed
899,9 mΩ	10,00 °	n/a		0,000 s	15,40 ms	15,40 ms	1,000 In	Passed
2,373 Ω	5,84 °	n/a		1,000 s	1,017 s	1,73 %	1,000 In	Passed
720,2 mΩ	50,00 °	n/a		300,0 ms	317,3 ms	5,767 %	1,000 In	Passed
873,9 mΩ	80,00 °	n/a		1,000 s	1,034 s	3,4 %	1,000 In	Passed
2,940 Ω	2,08 °	n/a		1,000 s	1,030 s	2,97 %	1,000 In	Passed
4,714 Ω	6,39 °	n/a		no trip	no trip		1,000 In	Passed
1,310 Ω	130,00 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,305 %	1,000 In	Passed
2,348 Ω	167,08 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,305 %	1,000 In	Passed
702,7 mΩ	-180,00 °	n/a		2,000 s	2,013 s	0,67 %	1,000 In	Passed

Shot Test: Fault Type L1-L2-L3

Z	Phi	%	% of	t nom	t act.	Dev.	I Test	Result
308,3 mΩ	71,00 °	n/a		0,000 s	18,90 ms	18,90 ms	1,000 In	Passed
899,9 mΩ	10,00 °	n/a		0,000 s	29,80 ms	29,80 ms	1,000 In	Passed
2,373 Ω	5,84 °	n/a		1,000 s	1,017 s	1,66 %	1,000 In	Passed
720,2 mΩ	50,00 °	n/a		300,0 ms	321,0 ms	7 %	1,000 In	Passed
873,9 mΩ	80,00 °	n/a		1,000 s	1,034 s	3,42 %	1,000 In	Passed
2,940 Ω	2,08 °	n/a		1,000 s	1,030 s	2,97 %	1,000 In	Passed
4,714 Ω	6,39 °	n/a		no trip	no trip		1,000 In	Passed
1,310 Ω	130,00 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,29 %	1,000 In	Passed
2,348 Ω	167,08 °	n/a		2,000 s	2,046 s	2,32 %	1,000 In	Passed
702,7 mΩ	-180,00 °	n/a		2,000 s	2,017 s	0,85 %	1,000 In	Passed

Test State:

Test passed

Figura 4.36. Vista de registros de pruebas de tiempo en fallas puntuales trifásica. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

Tercer estudio: Pruebas en funcionamiento bajo carga.

Para el desarrollo de esta prueba de funcionamiento bajo carga se inició con un estado de pre-falla donde el sistema se mantiene trabajando bajo condiciones nominales durante un periodo de 12 segundos y luego se genera el estado de falla, en la tabla 4.12 se observa los datos de los dos estados generados.

Tabla 4.7 datos de estados generados vistos del lados secundarios de los TC y TP.

Estado	Pre-falla			falla		
V L1-E	63,50 V	0,0°	60 Hz	5.0 V	0,0°	60 Hz
V L2-E	63,50 V	-120,0°	60 Hz	69,28 V	-120,0°	60 Hz
V L3-E	63,50 V	120,0°	60 Hz	69,28 V	120,0°	60 Hz
I L1	5,0 A	0,00 °	60 Hz	10,0 A	-90,0 °	60 Hz
I L2	5,0 A	-120,0°	60 Hz	0,0 A	0,0°	60 Hz
I L3	5,0 A	120,0°	60 Hz	5.0 A	0,0°	60 Hz

Fuente: Elaboración: A. Milano, L. Rodríguez (2016).

Registros de la pruebas en funcionamiento bajo carga.

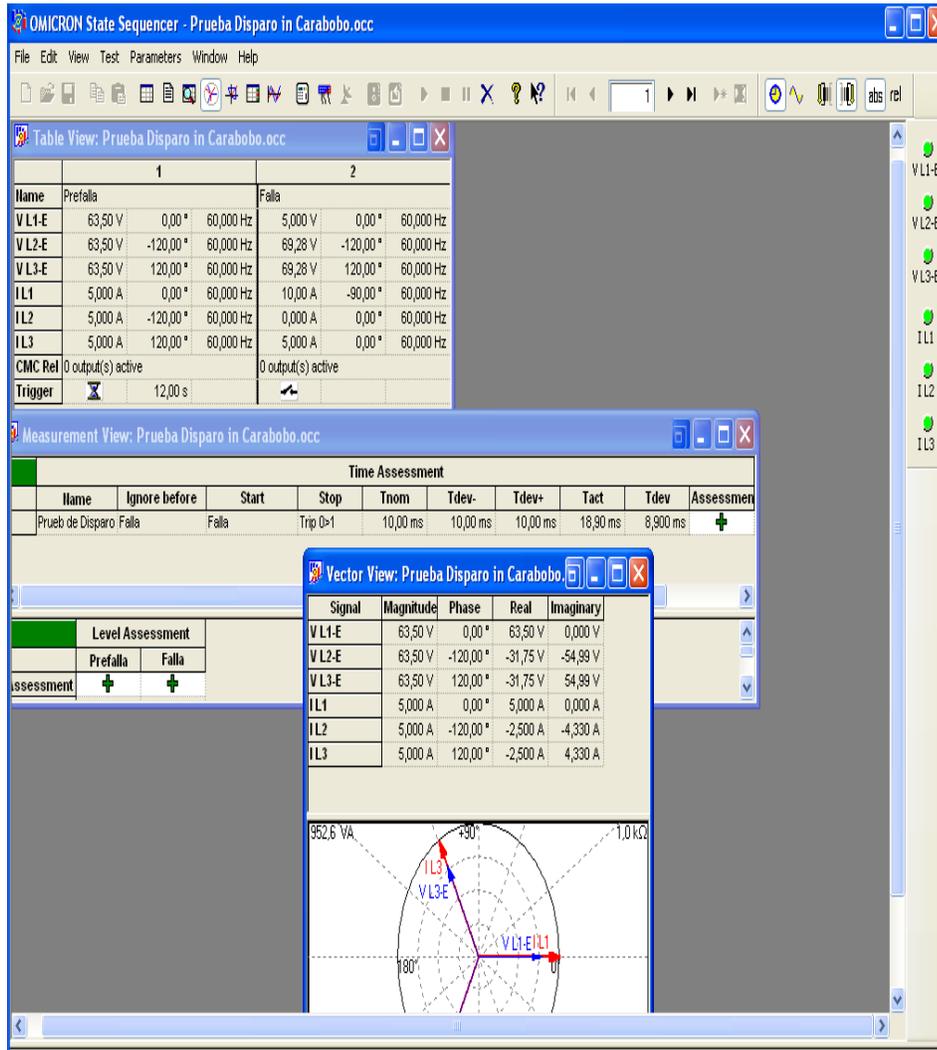


Figura 4.37. Vista de registros de pruebas en funcionamiento bajo carga. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

Reporte de las pruebas en funcionamiento bajo carga. Mostrado en la Figura 4.38

Prueba Disparo:

Test Settings

State	Prefalla	Falla
V L1-E	63,50 V 0,00 ° 60,000 Hz	5,000 V 0,00 ° 60,000 Hz
V L2-E	63,50 V -120,00 ° 60,000 Hz	69,28 V -120,00 ° 60,000 Hz
V L3-E	63,50 V 120,00 ° 60,000 Hz	69,28 V 120,00 ° 60,000 Hz
I L1	5,000 A 0,00 ° 60,000 Hz	10,00 A -90,00 ° 60,000 Hz
I L2	5,000 A -120,00 ° 60,000 Hz	0,000 A 0,00 ° 60,000 Hz
I L3	5,000 A 120,00 ° 60,000 Hz	5,000 A 0,00 ° 60,000 Hz

Test Module

Name: OMICRON State Sequencer Version: 2.41 SR 1
 Test Start: 08-Jul-2016 11:18:06 Test End: 08-Jul-2016 11:18:20
 User Name: Manager:
 Company:

Test Results

Time Assessment

Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev	Assess
Prueb de Disparo	Falla	Falla	Trip 0>1	10,00 ms	10,00 ms	10,00 ms	18,90 ms	8,900 ms	+

Assess: + .. Passed x .. Failed o .. Not assessed

Test State:
 Test passed

Figura 4.38. Reporte de pruebas en funcionamiento bajo carga. Fuente: Captures de pantallas tomadas del programa OMICRON Advanced Distance (2016).

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este estudio se abordó el estudio de los procesos inherentes; que en función de los resultados obtenidos este capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis de La información suministrada por los docentes a través de los instrumentos de recolección de datos diseñados y aplicados para generar las acciones que fortalezcan la supervisión educativa.

Conclusiones

Con respecto al uso de los manuales de los equipo es preciso resaltar que estos sirvieron de guía para la posterior descripción técnica y el uso de cada uno de los dispositivos, así como la diversificación de las características de funcionamiento y los requerimientos técnicos necesarios para fundamentar el uso idóneo del equipo desde todas sus dimensiones de aplicación.

Debe señalarse que para realizar el proceso de simulación y determinación de las distintas pruebas se partió primariamente de un diagnóstico, de las condiciones de los equipos para su posterior utilización, el cual consistió en la descripción de las características de funcionamiento y desglosar las funcionalidades tanto a nivel operativo como técnico del uso mesurado de los equipos involucrados en el uso del banco de inyección para las pruebas realizadas.

Al hacer la revisión del proceso de operaciones es pertinente denotar que para el uso del equipo fue necesario el traslado del equipo al banco de prueba perteneciente a la empresa CORPOELEC, ubicado en el área de mantenimiento de la subestación Valencia GT2, a fin de verificar la parametrización del equipo con respecto a; tomando en cuenta el área donde presta protección el equipo en la línea de transmisión de acuerdo a los criterios de ajustes en zonas de alcance de protección.

También se presentan, en función de los resultados la delimitación del estado del equipo, donde se corroboró el buen funcionamiento del equipo, el cual muestra datos en líneas con los previsto en las especificaciones técnicas, siendo pertinente destacar que en esta oportunidad se probó la función principal del equipo como lo es el uso en áreas de protección en líneas de transmisión.

Es importante destacar que las valoraciones hechas por estos equipos permiten la consolidación de un mantenimiento aplicado, orientado a garantizar la disponibilidad de equipos de acuerdo a los requerimientos de producción. Además está sustentado en la filosofía del Mantenimiento Productivo Total (MPT) y del Mantenimiento basado en la Confiabilidad (MBC). Para que los equipos estén disponibles para operar en un tiempo determinado, de acuerdo a las especificaciones de un mantenimiento preventivo

Recomendaciones

Con base a las conclusiones planteadas se recomienda:

Para el desarrollo de la parameterización se debe tomar en cuenta la modelación de las líneas de transmisión para garantizar un correcto funcionamiento en cuanto a la protección.

Se recomienda la utilización del equipo en futuras investigaciones para verificar el funcionamiento de todas las demás funciones que cumple el Relé SIPROTEC 7SA522 SIEMENS.

Es importante que la universidad realice las gestiones pertinentes para la adquisición de un banco de prueba que sea capaz de dar un uso a equipo en toda su gama de funciones.

Se recomienda contar con el personal calificado y se ajuste a las normas de instalación y seguridad a fin de evitar accidentes y fallas fortuitas en el equipo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Arias, F. (2006). El Proyecto de Investigación. Caracas, Editorial Episteme, C,A
- Ballestrini. M (2006). Como se elabora un proyecto de investigación. Séptima Edición, Caracas
- Coa S., y Sierra A (2003). “Guía de prácticas para el laboratorio de protecciones”; Universidad de Carabobo
- Díaz F., Hernández G (1999) “Estrategias Docentes para Aprendizajes Significativos. Una interpretación constructivista”; McGraw Hill, México DF.
- Lukostchuk A (2007) “Fallas en Sistemas de Potencia”; Universidad de Carabobo, 2007. Edición
- Harper E (2007) “Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas”; Editorial Limosa, México, Segunda Edición
- Hernández M., y Castillo A., (2006) “Manual de Trabajo Especial de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales”; FEDUPEL Fondo Editorial de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador,
- Hurtado, J (2006) Metodología de la Investigación Holística. Editorial fundación Sypal. 2da. Edición, caracas
- Manual “Siprotec 4”; Siemens Aktiengesellschaft, Berlín-Alemania, 2005. Edición E50417-H1178-C151-A1
- Manual “Siprotec Protección de Distancia 7SA522”; Siemens Aktiengesellschaft, Berlin-Alemania, 2006. Edición C53000-G1178-C155-5
- Manual “Análisis de Perturbografías Sigr4 4”; Siemens Aktiengesellschaft, Berlin-Alemania, 2004. Edición E50417-H1178-C070-A4
- Montané P (1991) “Protecciones en las Instalaciones Eléctricas”; Editorial Marcombo. Segunda Edición
- Palacio A (2002). “Protección de Sistemas de Potencia”; Universidad de Carabobo,
- Orozco C., Labrador M., Palencia A (2002). “Manual Teórico Práctico de

Metodología para Tesistas, Asesores, Tutores y Jurados de Trabajos de Investigación y de Ascenso”; Ofimax de Venezuela C.A, Venezuela.

Peña M (2013) “Apuntes de clases de curso de materia de sistema de potencia”, Universidad de Carabobo.

Rivas J., y Bellorín L (1992) “Técnicas de documentación e investigación I”; Universidad Nacional Abierta,. Primera edición.

Tamayo, C. y Tamayo, M. (2006). El Proceso de la Investigación Científica. Editorial Limusa. México.

Ziegler G (2006) “Numerical Distance Protection”; Siemens Aktiengesellschaft, Berlin-Alemania.

ANEXOS:

ANEXOS A:

Constancia de Donación del Equipo.

ANEXOS B:

**CARACTERÍSTICA DE FUNCIONAMIENTO DE PROTECCIÓN DE
DISTANCIA 7SA522.**

a. Detección de fallas:

- Detección de falla a tierra.

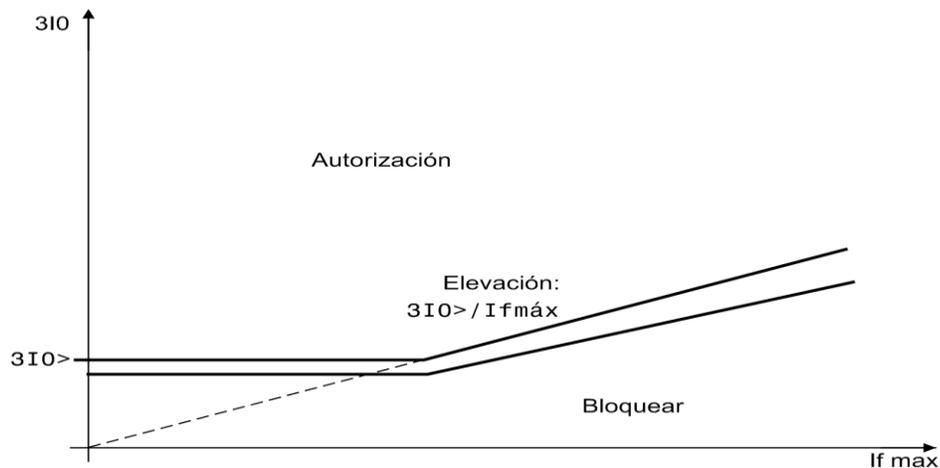
Para asegurarse una orden de disparo ante una falla a tierra, se realiza la medición de la corriente a tierra mediante tres factores:

- Detección de corriente a tierra estabilizada:

Para la detección de la corriente de tierra se supervisa la suma del armónico principal de las corrientes de fase $3I_0$ (filtradas numéricamente) para conocer si sobrepasa un valor umbral asignado.

La función se estabiliza si ocurren sobre excursiones resultantes de corrientes de operación no simétricas y de errores de corrientes en los circuitos secundarios de los transformadores de corriente, debido a los diferentes grados de saturación durante cortocircuitos sin tierra.

El valor de arranque se incrementa automáticamente a medida que se incrementan las corrientes de fase, como se observa en la figura siguiente.

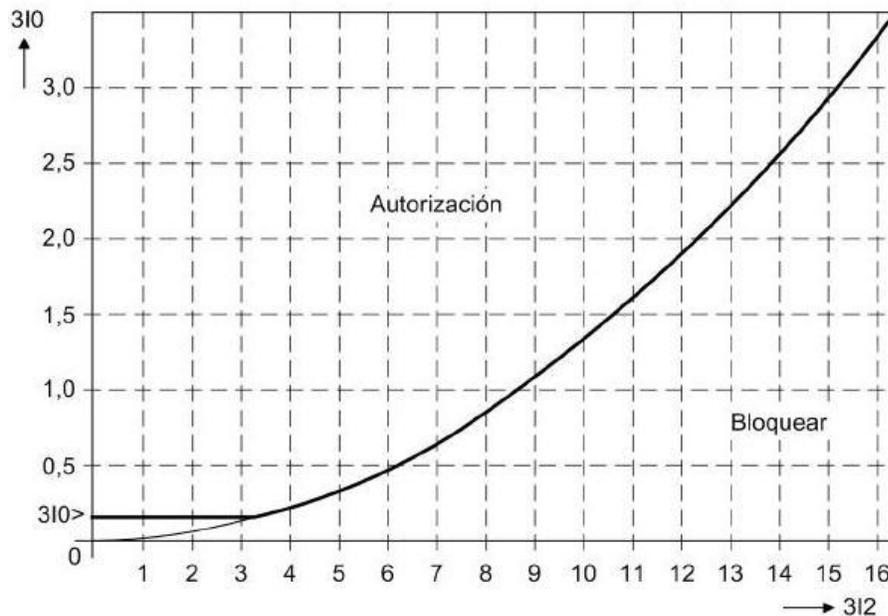


Escalón de corriente a tierra: Curva característica de arranque. Fuente: Manual SIPROTEC 4 7SA522.

El valor de reposición es aproximadamente 95 % del valor de arranque.

- Comparación de las componentes de corrientes de secuencia cero I_0 y secuencia negativa I_2 .

La medición de la corriente de tierra en líneas largas y con mucha carga puede estabilizarse de manera excesiva cuando existen grandes corrientes, en este caso para asegurarse la detección de fallas a tierra, el relé provee una etapa adicional de comparación de secuencia negativa, en el caso de que ocurra una falla monofásica, la corriente I_2 de secuencia negativa tiene aproximadamente la misma magnitud que la corriente I_0 , cuando la relación I_0/I_2 excede un valor predeterminado, esta etapa arranca. Observar la figura siguiente.



Características del escalón I_0/I_2 . Fuente: Manual Siprotec 4 7SA522.

- Detección de tensión de secuencia cero (Tensión residual).

En la detección de la tensión de desplazamiento del neutro, la tensión desplazamiento ($3V_0$) se filtra numéricamente, y se supervisa la frecuencia fundamental para identificar si excede un valor umbral asignado.

El criterio de corriente y tensión se complementan el uno al otro, a medida que se incrementa la tensión de secuencia cero, puede observarse que la relación Z_0/Z_1 aumenta, mientras que al contrario cuando la corriente de tierra aumenta la relación Z_0/Z_1 disminuye.

La detección de la falla a tierra no origina en sí mismo una detección general de falla de la protección distancia, sólo genera una alarma en el caso de una detección de falla.

b. Compensación de impedancia (residual) de tierra.

Una de las funciones del relé de distancia es señalar la zona en la que se produjo la falla midiendo la impedancia del circuito de falla. Dado que la impedancia de tierra difiere de la impedancia de los conductores, el relé debe aplicar un factor de corrección o compensación para determinar la distancia de una falla de tierra hasta el relé. Esta compensación se logra introduciendo la relación de resistencia R_E/R_L y la relación de reactancia X_E/X_L o introduciendo el factor de compensación de tierra k_0 (residual). Cualquiera de estas dos opciones de entradas son determinadas mediante el ajuste Z_0/Z_1 .

- Compensación de impedancia de tierra residual con factores escalares R_E/R_L y X_E/X_L .

Las relaciones de resistencia R_E/R_L y de reactancia X_E/X_L se calculan por separado, y no corresponden a los componentes reales e imaginarios de Z_E/Z_L , por lo que un cálculo con números complejos no es necesario. Las relaciones se obtienen de los datos del sistema de potencia usando las formulas siguientes:

Relación de Resistencia

$$\frac{R_E}{R_L} = \frac{1}{3} \cdot \frac{R_0}{R_1} - 1$$

Relación de Reactancia

$$\frac{X_E}{X_L} = \frac{1}{3} \cdot \frac{X_0}{X_1} - 1$$

- Dónde:
- R_0 = Resistencia de secuencia cero de la línea.
 - X_0 = Reactancia de secuencia cero de la línea.
 - R_1 = Resistencia de secuencia positiva de la línea.
 - X_1 = Reactancia de secuencia positiva de la línea.

El ajuste del factor de compensación de impedancia (residual) de tierra de la primera zona puede ser diferente de las zonas restantes de la protección de distancia. Esto permite el ajuste de los valores exactos para la línea protegida mientras que, al mismo tiempo, el ajuste para las zonas de respaldo podría ser una aproximación cercana, incluso cuando las siguientes líneas tienen relaciones de impedancia de tierra considerablemente diferentes, por ejemplo un cable después de una línea aérea.

- Compensación de impedancia (residual) de tierra con magnitud y ángulo (factor K_0).

En este caso, es importante que el ángulo de la línea sea ajustado correctamente cuando el dispositivo necesite dicho ángulo para calcular los componentes de compensación del factor K_0 . Estos factores de compensación de impedancia de tierra son definidos con su magnitud y ángulo, que pueden ser calculados con los datos de la línea mediante la siguiente ecuación:

$$K_o = \frac{Z_E}{Z_L} = \frac{1}{3} \cdot \frac{Z_0}{Z_1} - 1$$

Donde: Z_0 = impedancia de secuencia cero de la línea.

Z_1 = impedancia de secuencia positiva de la línea.

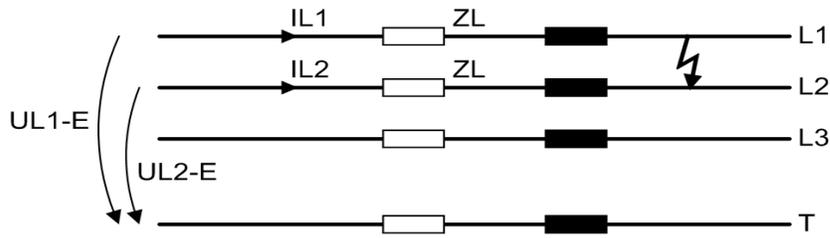
Para líneas aéreas, es generalmente posible realizar el cálculo con las cantidades escalares cuando el ángulo de la secuencia cero y de secuencia positiva del sistema solamente difieren en una cantidad despreciable. Con cables, sin embargo, podrían existir diferencias de ángulo importantes. Las magnitudes y los ángulos de los factores de compensación de las impedancias (residuales) de tierra para la primera zona y las zonas restantes de la protección de distancia podrían ser diferentes. Si una combinación de valores es ajustada de manera tal que no puede ser reconocido por el dispositivo, este opera con el siguiente valor $K_0 = 1e^{0^\circ}$.

c. Cálculo de las impedancias.

Para calcular las impedancias se dispone de un sistema de medición de impedancia para cada uno de los seis tipos de falla L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3 y L3-L1. Las fallas fase a tierra se detectan cuando la corriente de la fase afectada sea mayor que un valor mínimo ajustable I_f . Las fallas línea a línea son detectadas, si las corrientes de las dos fases afectadas son mayores que el valor mínimo I_f .

Un detector función escalón sincroniza todas las operaciones de cálculo con el inicio de la falla, si durante la evaluación ocurre una nueva falla, se calcula inmediatamente con los nuevos valores medidos, por lo tanto, siempre se efectúa la evaluación con los valores medidos del estado actual de la falla.

Para calcular una falla línea a línea, por ejemplo durante un cortocircuito bifásico L1-L2, como el que se observa en la siguiente figura.

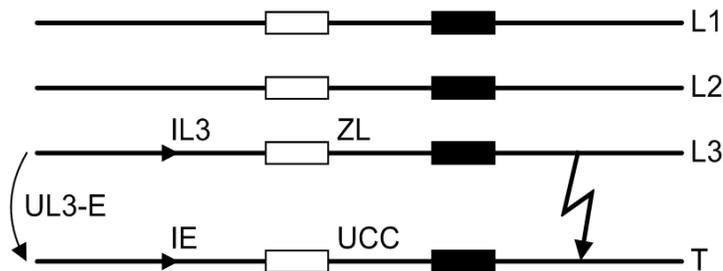


Cortocircuito bifásico. Fuente: Manual SIPROTEC 4 7SA522.

La impedancia de la línea será:

$$Z_L = \frac{U_{L1-E} - U_{L2-E}}{I_{L1} - I_{L2}}$$

Para el cálculo de la impedancia de falla a tierra, por ejemplo un cortocircuito L3-E mostrado en la figura siguiente, se debe tener en cuenta que la impedancia del circuito de retorno de tierra, en general no coincide con la impedancia de la fase.



Cortocircuito de un lazo a tierra. Fuente: Manual SIPROTEC 4 7SA522.

La impedancia de línea (factor de compensación residual):

$$Z_L = \frac{U_{L3-E}}{I_{L3} - k_E I_E}; \quad k_E = \frac{Z_E}{Z_L}$$

La impedancia de la línea (factores de compensación separados).
Preferidos en los relés Siemens, incluyendo la resistencia de falla:

$$X_{L-E} = \frac{I_M \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}}}{1 + k_{E,X}} ; \quad k_{E,X}$$

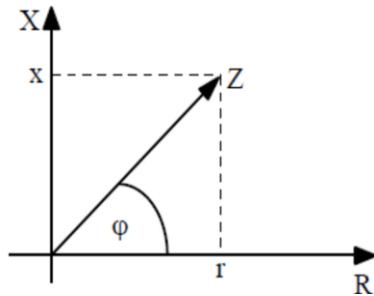
$$= \frac{X_E}{X_L}$$

$$R_{L-E} = \frac{R_E \frac{U_{L3-E}}{I_{L3}}}{1 + k_{E,R}} ; \quad k_{E,R} = \frac{R_E}{R_L}$$

d. Características de los relés de distancia en el plano complejo.

Una herramienta esencial para la evaluación del comportamiento de la protección de distancia es el diagrama de impedancia. En él, se representan las características de medida de la carga e impedancia de cortocircuito del relé. Este se encuentra compuesto por un par de ejes ortogonales, en la abscisa se ubica la resistencia R, y en la ordenada la reactancia X, de modo que cada punto del plano complejo representa una impedancia que queda determinada por su distancia al origen (módulo Z) y por el ángulo ϕ que forma con la abscisa, tal como se muestra en la figura siguiente del lado izquierdo.

La figura del lado derecho muestra el diagrama fasorial voltaje-corriente, donde se ha situado a la corriente como fasor de referencia, es decir, en el eje horizontal, con el fasor voltaje desfasado un ángulo ϕ . De esta forma, ambos diagramas son absolutamente compatibles. La relación de estas tres componentes de impedancia es un claro indicador del rendimiento en el sistema.



Representación de una impedancia en el plano R-X

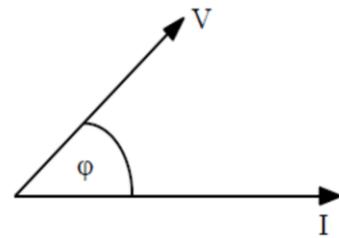
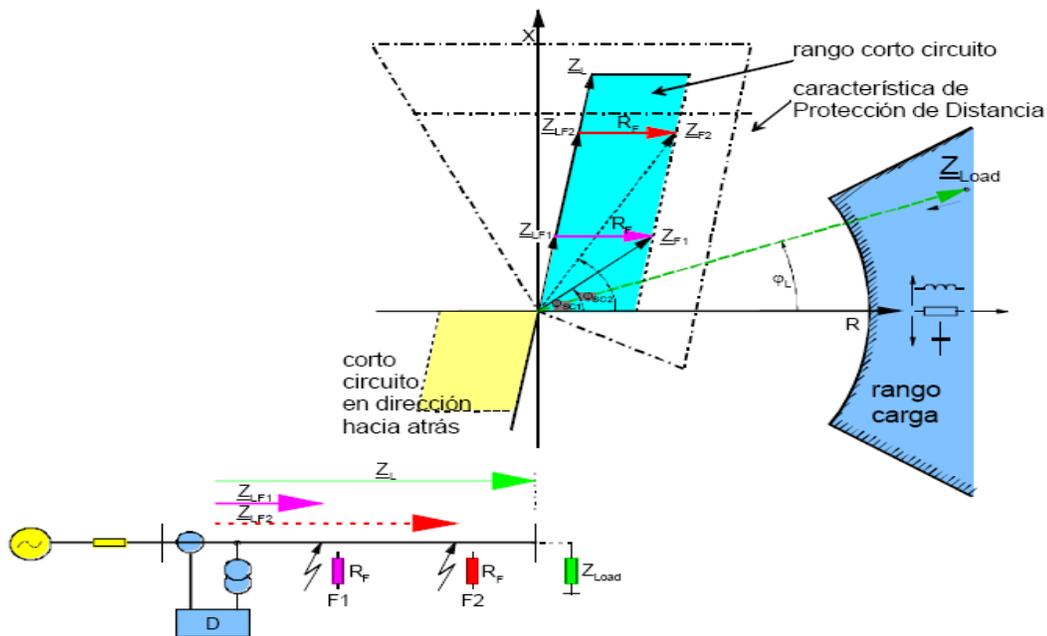


Diagrama fasorial Voltaje y corriente.

Para tener una ilustración de lo que ocurre en el plano R-X al momento de una falla, debemos saber que al iniciarse la falla el valor de la impedancia de la línea disminuye rápidamente pasando a la zona de impedancia de falla, la cual es mucho más pequeña que la impedancia de carga. Este valor corresponde a la impedancia medida desde la falla hasta la ubicación del relé. Cuando se presenta la resistencia de arco en la falla, se añade una componente resistiva, o resistencia de reserva (R_f), al valor de la impedancia de línea. El ángulo ahora medido entre la corriente y voltaje de cortocircuito es ϕ_{SC} . El funcionamiento característico del relé de distancia está definido por una forma o figura geométrica establecida en el diagrama de impedancias. Observando la figura siguiente se aprecia que el área de falla es aislada del área de carga, de esta manera se determina el alcance de las zonas de operación de la protección de distancia. A su vez una característica direccional define la dirección de la falla, conociéndose así, si la falla ocurre antes o después del elemento de protección.



Carga e impedancia de cortocircuito. Fuente: Ziegler, G (2006).

Las características de impedancia de los relés tradicionales, poseían figuras geométricas compuestas por líneas rectas y círculos o sectores de círculos, esta restricción se debe a las limitaciones técnicas de la medición analógica. El incremento del procesamiento de los relés de protección numéricos ha liberado la elección de las características de funcionamiento y ha permitido su optimización.

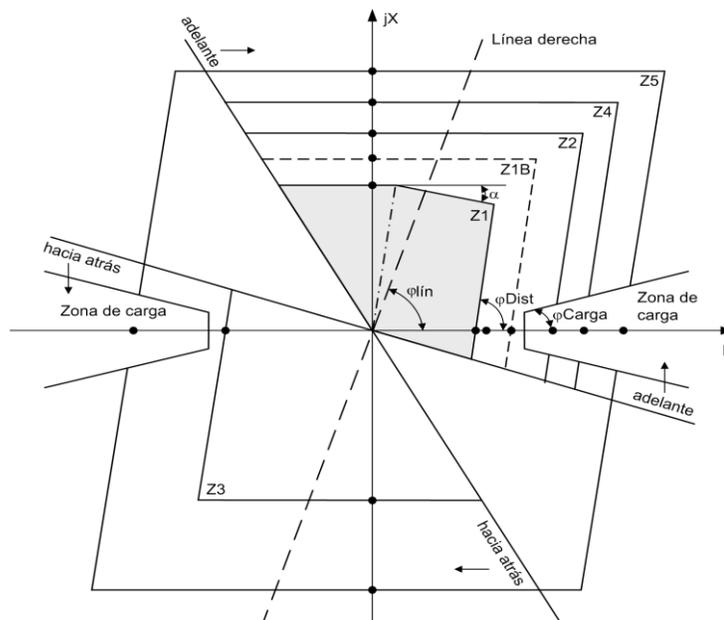
e. Zona de carga:

En líneas largas con alta capacidad de carga, existe el peligro que la impedancia de carga se introduzca en la característica de disparo de la protección de distancia. Para evitar un arranque erróneo durante la transmisión de altas potencias, puede ajustarse un trapecioide de carga que excluya estas reacciones imprevistas por sobrecarga en las características de disparo con límites R elevados.

- Método de funcionamiento con característica cuadrilátera:

Para cada tipo de falla existen cinco zonas independientes y una zona adicional controlada. La forma de los polígonos se muestra en la figura a continuación, la primera zona posee una dirección hacia delante y la tercera zona tiene una dirección reversa.

El polígono se define por medio de un paralelogramo que corta los ejes R y X, así como el ángulo de inclinación φ_{Dist} . Un trapecoide de carga con los ajustes R_{carga} y φ_{carga} pueden usarse para cortar el área de la impedancia de carga fuera del polígono. Las coordenadas axiales pueden ajustarse individualmente para cada zona; φ_{Dist} , R_{carga} y φ_{carga} son comunes para todas las zonas.

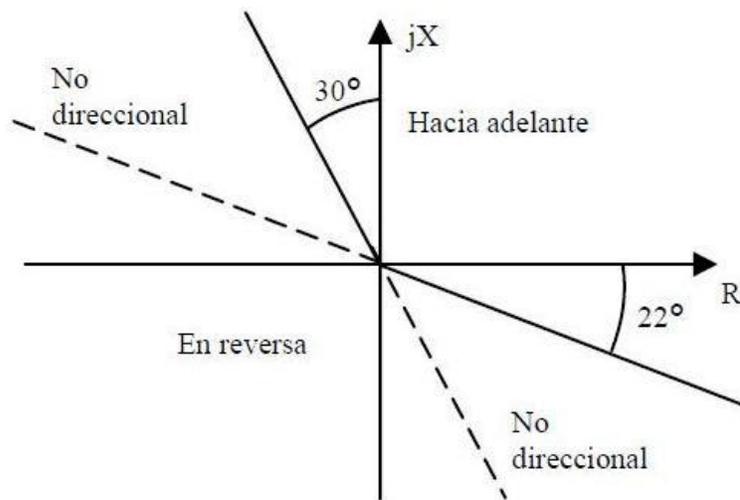


Característica poligonal. Fuente: Manual SIPROTEC 4 7SA522.

El paralelogramo es simétrico con respecto al origen del sistema de coordenadas R-X, la característica direccional, sin embargo limita el rango de disparo de los cuadrantes deseados. El alcance de R puede ajustarse separadamente para fallas fase-fase y para fallas fase-tierra, para lograr una mayor cobertura de resistencia de falla para las fallas a tierra en caso de que

se desee. Para la primera zona existe un ajuste adicional del ángulo α usado para prevenir sobrealcance. Para la zona Z1B y las zonas más altas este ángulo no existe.

Inmediatamente después del comienzo de una falla, el voltaje del cortocircuito se perturba por los transitorios, por tal motivo el voltaje memorizado prefalla es empleado en esta situación. Si el voltaje de cortocircuito de estado estable (durante un cierre en la falla) es demasiado pequeño para la determinación de la dirección, el voltaje antes de la falla es usado. Si no hay un voltaje medido actual ni un voltaje memorizado disponible, que es suficiente para medir la dirección, el relé selecciona la dirección hacia adelante. En la práctica este puede ocurrir solo cuando el breaker del circuito cierra hacia una línea desenergizada y hay una falla en esta línea.



Característica direccional en el diagrama R-X. Fuente: Manual SIPROTEC 4 7SA522.

Reserva de resistencia.

La opción de paralelogramo permite variar el alcance de R en el eje de las abscisas, con este parámetro se abarca la resistencia de falla, la cual aparece como una resistencia adicional en el lugar de la falla y se añade a la

impedancia de los conductores de la línea. Ésta comprende, por ejemplo, las resistencias de arco, la resistencia de disipación de los seccionadores a tierra, entre otras. El ajuste del parámetro debe dejar espacio para estas resistencias de falla, pero al mismo tiempo no debe ser mayor de lo necesario. Para líneas largas y muy cargadas, la reserva puede entrar también al rango de impedancia de carga. Entonces, mediante el cono de carga se evita un arranque por sobrecarga. El ajuste de la reserva de resistencia puede efectuarse independientemente para las fallas fase-fase y para las fallas fase-tierra

f. Zonas independientes de distancia Z1 a Z5.

En el equipo pueden configurarse la direccionalidad de las diferentes zonas, así como también la activación o no, en la siguiente tabla se muestran las direcciones de identificación en el Digsí 4 para cada parámetro.

Tabla: Direcciones de identificación en el DIGSI 4.

Dirección de localización en el software Digsí 4.						
	Zona 1	Zona 1B	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5
R(Zn)	1302	1352	1312	1322	1332	1342
X(Zn)	1303	1353	1313	1323	1333	1343
RE(Zn)	1304	1354	1314	1324	1334	1344

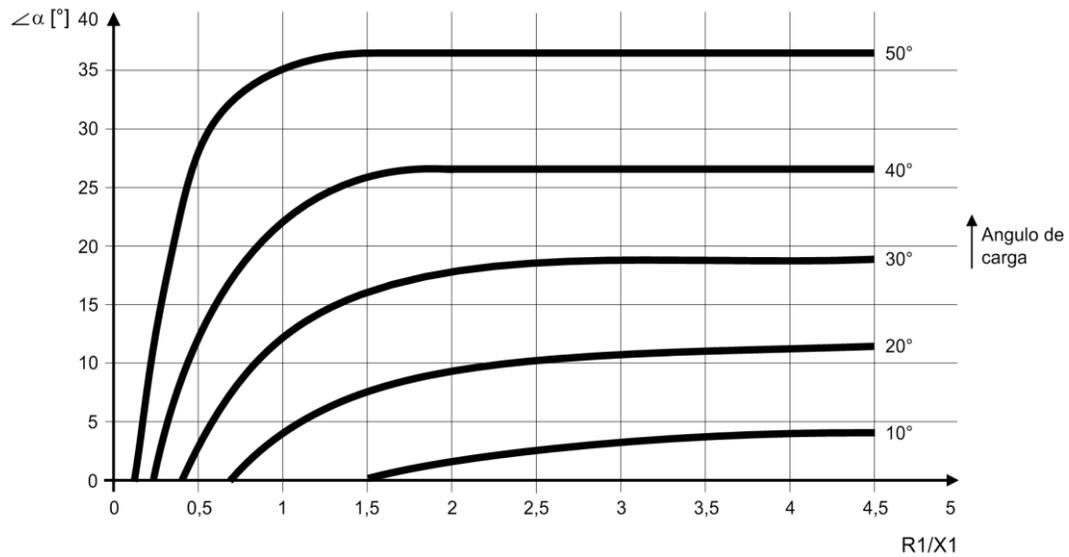
Fuente: Elaboración: A.Milano,L. Rodríguez (2016).

Las variables R, X y RE describen el valor de la resistencia, reactancia y resistencia con fallas a tierra para cada zona de operación denotada como Zn.

– Ángulo de inclinación α para la zona 1.

Si una resistencia de contacto (arco, puesta a tierra de la torre, etc.) en el lugar de la falla provoca una caída de tensión en el circuito de impedancia medido por él instrumento, la diferencia del ángulo de fase entre dicha

tensión y la corriente puede influir en la localización de la falla en la dirección de X. Para corregir este problema está un parámetro denominado α , el cual se localiza con la dirección 1307 dentro del Digsí 4, dicho puede inclinar el límite superior de la zona Z1 en el primer cuadrante, impidiendo un disparo indeseado en la zona 1 para las fallas fuera de la zona protegida. Como se observa en la figura.



Gráfica recomendada para ajuste de α . Fuente: Manual SIPROTEC 4 7SA522.

Para determinar el valor de ajuste de α , primero debe determinarse el ángulo de carga máximo durante un funcionamiento normal del sistema y luego se determina el valor de la relación R1/X1, con estos valores se intercepta a R1/X1 con la curva del ángulo de carga correspondiente y se obtiene a α .

Ejemplo: Con un ángulo de carga de 20° y $R1 = 25 \Omega$, $X1 = 10 \Omega$ la relación será $R/X = 2,5$, ahora se intercepta a 2,5 con la curva de 20° obteniéndose un ángulo α de 10° .

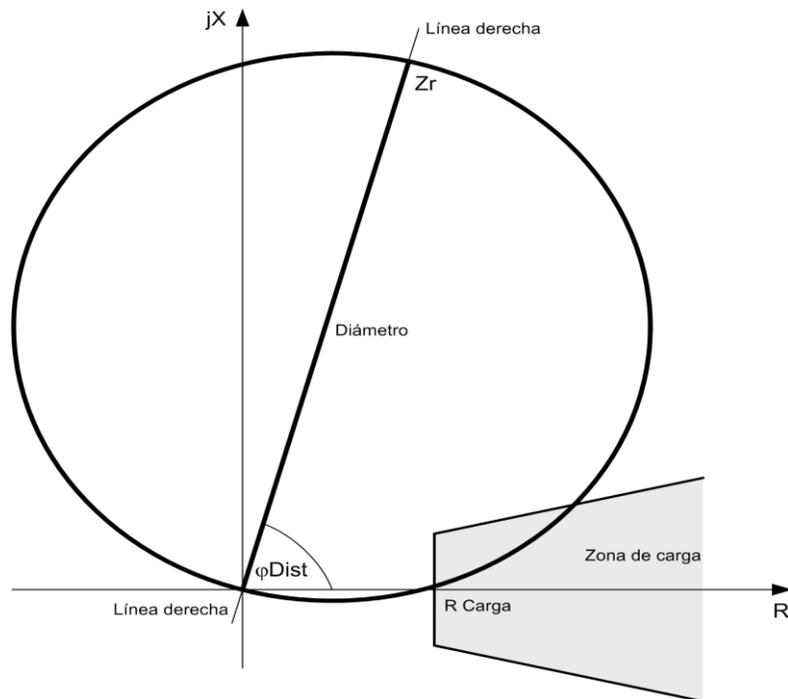
– *Zona controlada Z1B.*

La zona de sobrealcance Z1B es una función escalón controlada que no influye sobre el resto de las zonas, generalmente se usa en interacción con el reenganche automático y el esquema de teleprotección, puede ser activada internamente por cualquiera de estas señales o externamente a través de una entrada binaria. Por lo general se ajusta al 120% de la línea.

g. Método de funcionamiento con característica circular (MHO).

Para cada zona de distancia se define una curva característica MHO, que representa la característica de disparo para la correspondiente zona. Para cada tipo de falla hay en total cinco zonas independientes y una zona adicional controlada. Observar la siguiente figura.

La curva característica MHO se define mediante su distancia diametral, cuyo alcance se determina mediante el origen de coordenadas y la longitud de su diámetro como valor de una impedancia Z_r y su ángulo de inclinación, ajustado mediante el parámetro φ_{Dist} , que corresponde normalmente al ángulo de la línea $\varphi_{Línea}$. Un trapecoide de carga con los parámetros R_{carga} y f_{carga} aíslan la sección de impedancia de la carga normal del sistema. El alcance Z_r puede ajustarse para cada zona individualmente; el ángulo de inclinación φ_{Dist} , así como los valores de impedancia de carga R_{carga} y f_{carga} son comunes para todas las zonas. La curva característica pasa por el origen de coordenadas, por lo que no es necesario efectuar una determinación direccional adicional.



Característica circular MHO. Fuente: Manual SIPROTEC 4 7SA522.

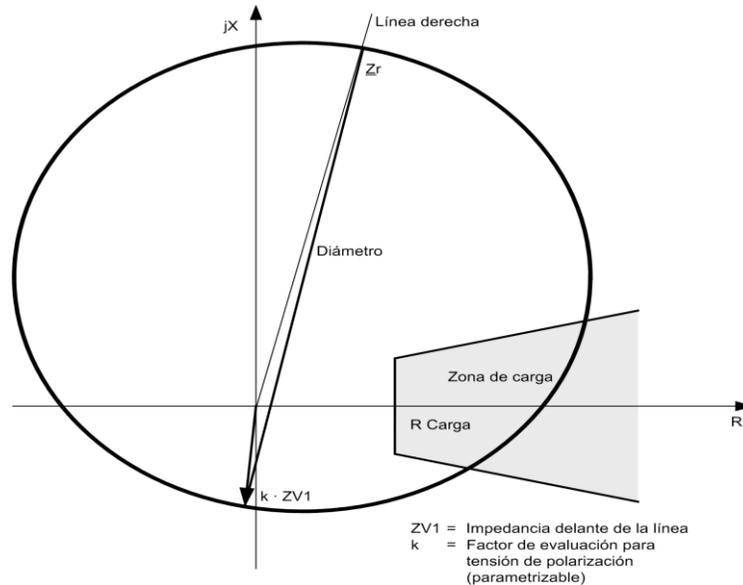
– Característica MHO polarizada.

Como todas las curvas que pasan por el origen de coordenadas, el límite cercano al origen propio de la característica MHO no está definido, aquí la tensión medida es cero o demasiado pequeña para una evaluación, por lo tanto, la curva característica MHO es polarizada.

La polarización determina el extremo inferior del círculo, es decir, el punto de intersección inferior entre la recta diametral con la periferia del círculo. El punto extremo superior, que está determinado por el ajuste del alcance Z_r , no cambia. Inmediatamente después de producirse una falla, la tensión de cortocircuito es alterada por los procesos de compensación; por esta razón, se efectúa una polarización con la tensión memorizada anteriormente al cortocircuito.

Esto produce un desplazamiento del punto extremo mínimo de manera equivalente a la impedancia correspondiente a la tensión memorizada (ver la

figura siguiente). Si la tensión de cortocircuito memorizada es muy pequeña, se utiliza una tensión ajena al cortocircuito.



Característica MHO polarizada. Fuente: Manual SIPROTEC 4 modelo 7SA522.

Teóricamente, esta tensión se encuentra, tanto para los circuitos fase a tierra como para los circuitos fase a fase, en posición vertical a las tensiones efectivas de cortocircuito, lo que se tiene en cuenta en el cálculo mediante un giro de 90° . La tensión ajena al cortocircuito también desplaza el punto extremo inferior de la característica MHO.

- Propiedades de la característica MHO.

El equipo mantiene en su memoria una tensión prefalla conocida como tensión memorizada, que cumple con ciertas características:

Su valor se almacena sin existir corriente de carga en la línea.

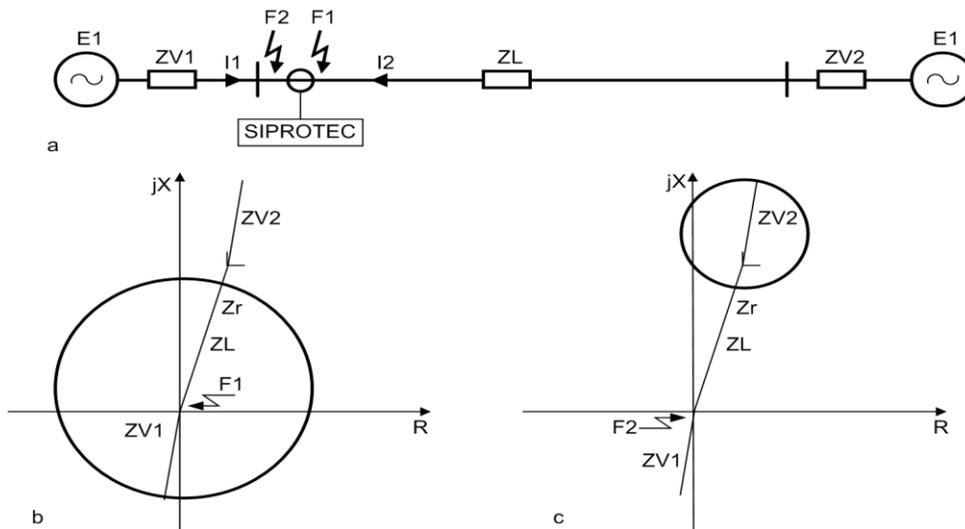
Al no existir corriente de carga la tensión memorizada será igual a la tensión E del generador, esto asegura que sea ajena al cortocircuito.

El extremo inferior del diámetro del círculo MHO aparecerá desplazado en el diagrama de impedancia, en un valor equivalente de polarización:

$$kZ_{V1} = k \cdot \frac{V_1}{I_1}$$

El punto superior queda definido por el valor de ajuste Z_r .

En la ubicación de la falla F1 (figura a) el cortocircuito se encuentra en dirección hacia delante y la impedancia serie en dirección hacia atrás. Todas las ubicaciones de las fallas hasta el lugar del equipo (transformador de corriente) se encuentran explícitamente dentro de la curva característica MHO (figura b). Si la corriente se invierte, entonces la posición del punto extremo del diámetro circular cambia inmediatamente (figura c). Por el punto de medida (transformador de corriente) circula ahora una corriente en sentido contrario I_2 , que depende de la impedancia serie $Z_{V2} + Z_L$.



Característica MHO polarizada con tensiones ajenas al cortocircuito o con tensiones memorizadas. Fuente: Manual SIPROTEC 4 modelo 7SA522.

El punto extremo Zr se mantiene constante; ahora éste es el límite inferior del diámetro circular MHO. Durante transmisión de corriente de carga sobre la línea, el vector del punto extremo puede girar equivalentemente al ángulo de carga.

- Zonas independientes de distancia Z1 a Z5.

Cada zona posee las siguientes opciones:

Su direccionalidad puede ajustarse hacia adelante como hacia atrás.

Puede activarse o desactivarse según la necesidad.

Los valores para el plan de escalonamiento se definen a través del parámetro Zr (alcance), el cual es la distancia entre el punto máximo de la curva característica MHO y el punto de partida

Su tiempo de retardo es ajustable.

Tabla Direcciones de localización en el software DIGSI 4.

Dirección de localización en el software Digsí 4.						
	Zona 1	Zona 1B	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5
ZR(Zn)	1402	1452	1412	1422	1432	1442

Fuente: Elaboración: A. Milano, L. Rodriguez (2016).

Se debe utilizar como escalón rápido en dirección hacia delante siempre la zona Z1, ya que sólo con Z1 y Z1B se puede garantizar un disparo rápido con el tiempo propio más corto del equipo.

Las demás zonas deben estar escalonadas hacia delante de manera ascendente. Si se necesita un escalón rápido en dirección hacia atrás, se debe utilizar la zona Z3, ya que sólo ésta puede garantizar un arranque rápido en dirección hacia atrás con el tiempo propio del equipo más corto.

- Zona controlada Z1B.

La zona de sobrealcance Z1B es un escalón controlado que no influye sobre el resto de las zonas, generalmente se usa en interacción con el reenganche automático y el esquema de teleprotección, puede ser activada internamente por cualquiera de estas señales o externamente a través de una entrada binaria. Por lo general se ajusta al 120% de la línea.

Si la protección de distancia opera junto con un reenganche automático interno o externo, en la dirección 1357 IC > Z1B puede determinarse qué zona de distancia debe ser autorizada antes de un reenganche automático, normalmente, la zona de sobrealcance Z1B se usa para el primer ciclo (IC > Z1B = Si). Esta puede eliminarse cambiando el parámetro IC > Z1B a No.

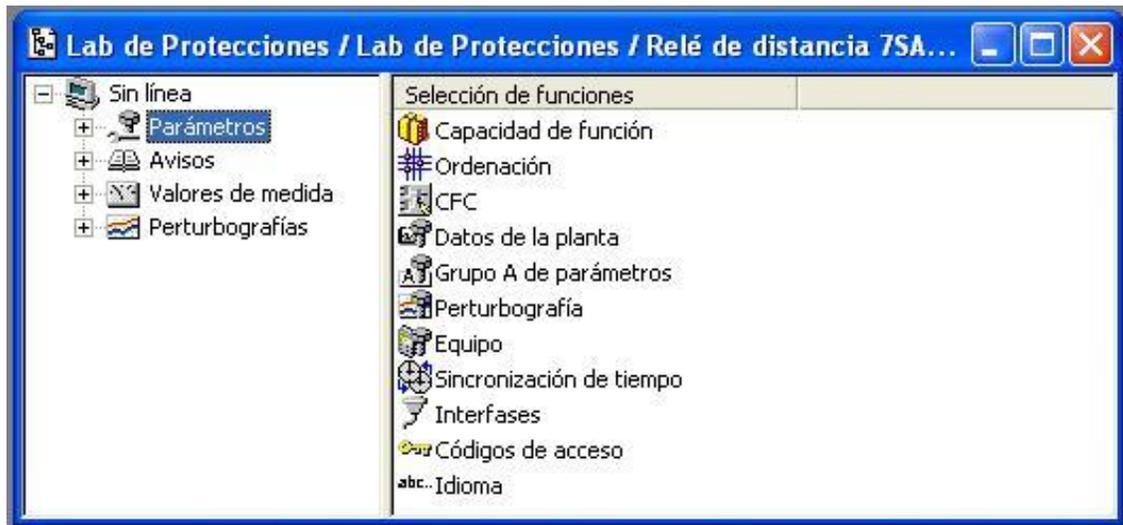
En este caso, la zona de sobrealcance Z1B no se autoriza antes y durante del primer ciclo de reenganche. La zona Z1 siempre está autorizada. Este ajuste sólo es efectivo con un equipo de reenganche externo, si la condición de servicio de la función de reenganche automático es señalizada al equipo vía entrada binaria.

ANEXOS C:
CONFIGURADOR DE EQUIPO DIGSI 4.

a. Parámetros:

La parametrización es un concepto general para todas las operaciones de configuración en el equipo, con la parametrización se determinan todas las funciones y valores de ajustes de protección y control.

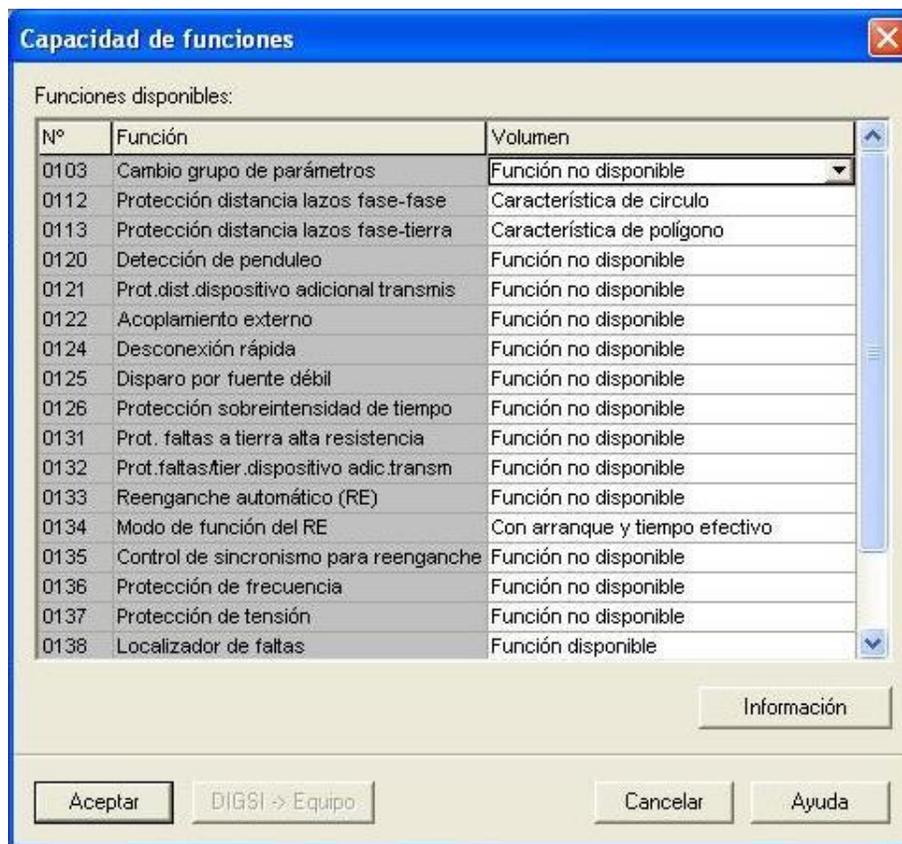
En la figura se observa el cuadro de dialogo que aparece al seleccionar la opción Parámetros en el configurador de equipos Digsi, seguidamente se da una breve descripción de cada elemento.



Cuadro de parámetros. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

– Capacidad de funciones.

Cada equipo Siprotec 4 viene equipado con diferentes funciones de protección, su número dependerá del pedido realizado. Al seleccionar esta opción se desplegará una lista de todas las funciones incorporadas en el equipo, cada función posee un número de identificación como también la opción de habilitarla o no según el caso. Como se observa en la figura siguiente.



Cuadro de capacidad de funciones. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

- Ordenación (Matriz de configuración).

En esta matriz se ordena la manera en que deberá ser configurada las entradas y salidas binarias del equipo, la configuración se realiza solamente a través del Digsí 4.

- CFC (Continuos Function Chart).

El CFC es una herramienta que permite al usuario implementar sus propias funciones, también se puede generar y definir mensajes. Para realizar operaciones lógicas, pueden usarse los elementos lógicos genéricos (AND, OR, NAND, etc.).

Los elementos se conectan a programas CFC, por ejemplo para:

Efectuar pruebas específicas de la subestación.

Generar avisos, si los valores medidos alcanzan un valor crítico.

Generar avisos colectivos para transferirlos al centro de control superior, entre otros.

– Datos de planta.

Antes de realizar un ajuste en cualquier función de protección es necesario ingresar al relé los datos de los transformadores de medición, así como también los datos de la red eléctrica a proteger, esto debe realizarse con el fin de adaptarlos según la aplicación que se desea, estos datos solo podrán ingresarse al equipo a través del Digsig 4 y son totalmente independientes de las funciones de protección.

La figura siguiente se muestra el cuadro de dialogo que aparece al seleccionar datos de planta.

Nº	Parámetro	Valor
0201	Punto estrella transformador intensidad	Polaridad lado línea ▼
0203	Tensión nom. primaria del transformador	115,0 kV
0204	Tensión nom. secundar. del transformador	100 V
0205	Intensidad.Nom.primaria de transformador	1000 A
0206	Intensidad Nom. secund. del equipo	1A
0210	Transformador U4, conectado como	Sin conexión
0211	Factor de adaptación Uf / Uen	1,73
0215	Factor de adaptación Usi1 / Usi2	1,00
0220	Transformador I4, conectado como	le, línea propia
0221	Factor adaptación, transform. I4(I4f)	1,000

Datos de planta. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

Los datos de planta se definen como:

Datos del transformador de tensión y corriente: Aquí se cargan los datos de los transformadores de medición de tensión y corriente, adicionalmente se define el esquema de conexiones a utilizarse. Al seleccionar esta pestaña se puede visualizar los diferentes parámetros con su respectivo número de identificación.

Datos de red: En esta sección se definen los datos característicos de la red, tales como, frecuencia nominal, secuencia de fases, unidad de longitud, tratamiento del punto estrella o neutro y el formato de adaptación a tierra.

Datos del interruptor de potencia: En esta última pestaña se insertan los datos del interruptor de potencia, en este caso solo se podrá utilizar el parámetro prueba del interruptor ya que el relé donado solo permite esa función

En la tabla siguiente se describe de manera resumida todos los parámetros de ajuste de los datos de planta:

Tabla de Direcciones y resumen de los parámetros de ajuste de los datos de panta en el programa DIGSI 4.

N°	Parámetro	Descripción
0201	Punto estrella transformador de Intensidad	Define la ubicación del punto estrella de la conexión, puede elegirse del lado de la barra o del lado de la línea.
0203	Tensión nom. primaria del transformador	Se inserta el valor de tensión primaria del transformador, el equipo opera en el rango de 1,0 a 1200,0 KV.
0204	Tensión nom. secundaria del transformador	Se inserta el valor de tensión secundaria del transformador, el equipo opera en el rango de 85 a 125 V.
0205	Intensidad nom. primaria del transformador	Se inserta el valor de corriente primaria del transformador de corriente, el equipo opera en el rango de 10 a 5000 A.
0206	Intensidad nom. secundaria del equipo	Se inserta el valor de corriente secundaria del transformador de corriente, el equipo opera con ajuste de 1 o 5 A.
0210	Transformador U4 conectado como	Entrada de tensión de libre aplicación.
0211	Factor de adaptación U_f / U_{en}	
0215	Factor de adaptación U_{s1} / U_{s2}	Aquí se puede adaptar la relación de transformación en caso que sea necesario.
0220	Transformador I4, conectado como	Aquí se define el tipo de conexión de la línea q se asignara a dicha entrada.
0221	Factor adaptación, transform. $I4(I4/I_f)$	Factor de adaptación de corriente del neutro para el transformador de potencia.
0207	Tratamiento del punto estrella de la red	Se selecciona el tipo de conexión del neutro, este puede ser puesto a tierra, compensado o aislado.
0230	Frecuencia nominal de la red	Se ajusta el valor de la frecuencia de la red, puede ser 50 o 60 Hz.
0235	Secuencia de fases	Se selecciona el tipo de secuencia de la red, positiva o negativa.
0236	Dimensión para localización de fallas	Establece la unidad de longitud, puede ser Km o Millas.
0237	Formato de la adaptación de impedancia a tierra	Define el formato de adaptación a tierra a utilizar, R_E/R_L , X_E/X_L o el factor complejo K_0 .
0242	Pruebas del interruptor de potencia	Se utiliza para realizar pruebas del interruptor de potencia.

Fuente: Elaboración: A. Milano, L. Rodríguez (2016).

– Grupos de parámetros.

En esta opción se da la oportunidad de poder conmutar entre 4 grupos de parámetros (Grupo de A al D), cada grupo posee idéntica capacidad

funcional pero ajustes independientes entre sí. Esto permite almacenar diferentes ajustes en las protecciones y en caso de ser necesario poder ser conmutados rápidamente según la aplicación que se necesite.

Los ajustes realizados en cada grupo se encuentran guardados en la memoria del equipo, sin embargo solo uno de ellos podrá estar activo. Para activarlo se selecciona en capacidad de funciones la dirección 0103 y luego se coloca la opción disponible. En este trabajo se utilizará solo el grupo A de parámetros.

Luego de haberse seleccionado la opción de grupo de parámetros, aparecerá el cuadro de dialogo con todas las funciones que fueron habilitadas anteriormente en la opción capacidad de funciones, observar la figura siguiente, en caso de no haberse habilitado ninguna función, solo aparecerá dentro del cuadro de dialogo las funciones 0011 Datos Generales de planta 2 y la 0029 Control de los valores de medida, como parámetros por defecto.



Cuadro de grupo de parámetros. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

- Datos generales de planta 2.

Son aquellos parámetros que están asignados en común a todas las funciones, es decir, no pertenecen concretamente a una función de protección o de supervisión en especial, de forma contraria a los Datos de

planta, estos cambian con el grupo de parámetros y además se pueden modificar desde el panel frontal del equipo.

La figura siguientes nos muestra el cuadro de dialogo que aparece al seleccionar los Datos generales de planta 2, en este se observan dos pestañas, en cada una se colocan los ajustes correspondientes a los datos nominales de la red y del estado de la línea, en la tabla muestra la enumera los parámetros a ser ajustados en esta sección.

Datos Generales de planta 2 - Grupo de parámetros D

Datos de red | Estado línea

Parámetros:

Nº	Parámetro	Valor
1103	Tens. nom.de servicio primaria de planta	400,0 kV
1104	Int.nom.de servicio primaria de planta	1000 A
1105	Ángulo de impedancia de línea	85 °
1211	Ángulo de la característica de distancia	85 °
1107	Signo mat. de valores de serv. P,Q	no inverso
1116	Factor de adaptación RE/RL para 1a. zona	1,00
1117	Factor de adaptación XE/XL para 1a. zona	1,00
1118	Factor adapt. RE/RL para zonas superior.	1,00
1119	Factor adapt. XE/XL para zonas superior.	1,00

Mostrar otros parámetros

Exportación Gráfico Acercas de

Aceptar Aplicar DIGSI -> Equipo Cancelar Ayuda

Cuadro de datos generales de planta 2. Fuente: Capture de pantalla tomada del programa DIGSI 4. (2016).

Tabla de Direcciones y los parámetros a ser ajustados en esta sección.

N°	Parámetro	Descripción
1103	Tensión nominal de servicio de la planta	Se inserta al equipo el valor de tensión nominal primaria de la planta a proteger (fase-fase), el equipo permite un rango de operación de 1,0 a 1200,0 KV.
1104	Intensidad nominal primaria de la planta	Se inserta al equipo el valor de intensidad nominal primaria de la planta a proteger (fase), el equipo permite un rango de operación de 10 a 5000 A.
1105	Ángulo de impedancia de la línea	Se inserta el valor del ángulo implícito de la línea que se determina con la constante de la línea $\varphi = \arctan(X_L/R_L)$.
1211	Ángulo de la característica de distancia	Aquí se inserta el ángulo de inclinación de la característica de distancia tanto de polígono como trapezoidal.
1107	Símbolo matemático de valores de servicio P,Q	Aquí se selecciona la direccionalidad a la protección distancia.
1116	Factor de adaptación R_E/R_L para la 1ª zona	Aquí se introduce la relación de resistencia efectiva R_E/R_L , la cual es una condición fundamental para el cálculo correcto de la distancia a la falla.
1117	Factor de adaptación X_E/X_L para la 1ª zona	Aquí se introduce la relación de resistencia efectiva X_E/X_L , la cual es una condición fundamental para el cálculo correcto de la distancia a la falla.
1118	Factor de adaptación R_E/R_L para zonas superior	Aquí se introduce la relación de resistencia efectiva R_E/R_L , para zonas superiores a la primera.
1119	Factor de adaptación X_E/X_L para zonas superior	Aquí se introduce la relación de resistencia efectiva X_E/X_L , para zonas superiores a la primera.
1134	Detección de cierre por	Aquí se determina con qué criterio se detecta el cierre del interruptor de potencia. (Ver manual del equipo)
1135	Reset de disparo por	Determina con qué criterios se produce la reposición de una orden de disparo generado. (Consultar manual del equipo para más detalles)
1136	Detector de polo abierto del interruptor	Aquí se determina con qué criterios debe trabajar el detector de polo abierto.
1151	Control de sincronismo con cierre manual	Determina si durante un cierre manual del interruptor de potencia por medio de entradas binarias, el estado de sincronismo entre la tensión de la barra y la tensión de la salida de línea conectada.
1152	Impulso de cierre manual tras operación	Aquí se determina si una orden de cierre por parte de la función de control debe funcionar en relación al tratamiento del cierre manual para las funciones de protección.

Fuente: Elaboración: A. Milano, L Rodriguez (2016).

– Perturbografía.

Mediante esta opción se registran todos los valores instantáneos de las magnitudes medidas I_{L1} , I_{L2} , I_{L3} , I_E , I_P , I_Y , y u_{L1} , u_{L2} , u_{L3} , u_{en} o u_{sinc} o u_X ó $3 \cdot u_0$, en caso de ocurrir una falla se memorizan los datos durante un periodo de

tiempo configurable, máximo de 5 segundos, y pueden memorizarse hasta un máximo 8 perturbaciones en un rango total de aproximadamente 15 segundos, el registro de las perturbaciones es actualizado automáticamente. Adicionalmente, se puede visualizar en un computador a través de la interface serial del equipo, todas las perturbaciones ocurridas para ser analizadas mediante el software Digsí 4 ó ser graficadas mediante el Sigrá 4, en la tabla se observan los parámetros ajustables en esta sección son:

Tabla de Direcciones y parámetros ajustables en la sección de perturbografía.

N°	Parámetro	Descripción
0410	Tiempo duración de perturbografía T-máx.	Es el tiempo máximo asignado para la memorización o registro de la perturbografía
0411	Tiempo prefalla	Es el tiempo registrado antes de ocurrir la falla o referencia seleccionada (normalmente la referencia es el arranque de la protección).
0412	Tiempo postfalla	Es el tiempo que existe luego de haber transcurrido el tiempo completo de la perturbografía.
0415	Tiempo de perturbografía con inicio ext.	Es el tiempo que transcurre cuando se activa la perturbografía desde una entrada binaria o PC eterno, su tiempo máximo será T-Max más en tiempo prefalla y postfalla.

Fuente: Elaboración: A. Milano, L. Rodriguez (2016).

– Equipo.

En esta sección se selecciona la forma de señalar los avisos en caso de una falla en la red eléctrica. En el parámetro 0610 se puede escoger entre una señalización por arranque de la protección ó por disparo en el interruptor de potencia. En el parámetro 0640 se selecciona la figura inicial que se desea al encenderse el equipo, en el manual de usuario describen las diferentes pantallas iniciales que incorpora el equipo.

– Sincronización del tiempo.

Aquí se selecciona el modo de sincronización de tiempo y se ajustan los formatos de tiempo:

Radioreceptor DCF77 (Señal de tiempo del PTB Braunschweig).
Radiorreceptor IRIG B (Señal de tiempo del tiempo del sistema global de posicionamiento de satélites GPS).
Telegrama por el puerto serie de sistema (por ejemplo, un centro de control).
Reloj radiorreceptor con un equipo de sincronización específico de la subestación.
Impulso en ciclos de un minuto vía una entrada binaria.

Las posibilidades de la sincronización de tiempo dependen de los protocolos y se especifican en el manual de cada equipo en particular.

- Códigos de acceso.

El Digsí cuenta con una serie de contraseñas destinadas a prohibir el acceso de personas no autorizadas, así se evita las modificaciones involuntarias en el equipo.

- Idioma.

El software DIGSI 4 opera en tres áreas independientes a las cuales se les puede asignar idiomas diferentes, la elección de un idioma influye en los textos de la pantalla del equipo.

Idioma de servicio de DIGSI 4: La elección de un idioma como idioma de servicio afecta al menú de DIGSI 4.

Idioma del PC: El idioma del PC puede fijarse de forma específica para un equipo Siprotec o una variante Siprotec. Afecta, por ejemplo, a los nombres de los parámetros que figuren en la estructura árbol de DIGSI 4 o en la matriz de configuración.

Idioma de operación del equipo Siprotec 4: Es el idioma representado en el display del equipo Siprotec.

Es importante destacar que en la definición de parámetros como capacidad de funciones, ordenación o la definición de interfaces pueden ser

visualizadas en el panel de control del equipo, pero no pueden ser modificadas.

– Avisos:

Con la parametrización de la capacidad de funciones se determina el alcance de los avisos en el equipo, los avisos se muestran vía Digsí 4 o vía el interface de usuario del equipo. El Digsí 4 dispone de los siguientes grupos de avisos:

Avisos de funcionamiento: avisos independientes de las perturbaciones de la red, como por ejemplo avisos de las operaciones de mando o de las funciones de supervisión.

Avisos de perturbación: por ejemplo, avisos de cortocircuitos etc.

Avisos de faltas a tierra (en los equipos con supervisión de fallas a tierra).

Interrogación general: indicación de los avisos de estado actual.

Avisos espontáneos: indicación continua de los avisos importantes del equipo, como por ejemplo después de perturbaciones o maniobras de mando etc.

– Valores de medida:

Los valores de medición obtenidos se dividen en las siguientes categorías, las cuales son visualizadas mediante DIGSI 4 o la interface de usuario del equipo:

Valores primarios, calculados según los datos parametrizados del transformador, los valores nominales y los valores secundarios medidos.

Valores secundarios, valores medidos.

Valores porcentuales con respecto a los valores nominales parametrizados.

Demás valores, calculados por el equipo.

Valores estadísticos, por ejemplo el número de operaciones de mando del interruptor de potencia.