

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

AJUSTE Y COMUNICACIÓN DE IEDS SIEMENS 7SJ85 Y 7SA86 EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN ANILLO

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

AUTOR: ANTONY EDUARDO JÁCOME BARRIONUEVO

TUTOR: ING. FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE

Cuenca – Ecuador 2024

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Antony Eduardo Jácome Barrionuevo con documento de identificación N° 1600846057, manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 16 de febrero del 2024

Atentamente,

Antony Eduardo Jácome Barrionuevo 16008460547

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

Yo, Antony Eduardo Jácome Barrionuevo con documento de identificación N° 1600846057, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto técnico: "Ajuste y comunicación de IEDs SIEMENS 7SJ85 y 7SA86 en sistemas eléctricos de potencia en anillo", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Cuenca, 16 de febrero del 2024

Atentamente,

Antony Eduardo Jácome Barrionuevo 1600846057

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: "AJUSTE Y CO-MUNICACIÓN DE IEDS SIEMENS 7SJ85 Y 7SA86 EN SISTEMAS ELÉC-TRICOS DE POTENCIA EN ANILLO", realizado por Antony Eduardo Jácome Barrionuevo con documento de identificación N° 1600846057, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 16 febrero del 2024

Atentamente,

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque 0102257482

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mis sinceros agradecimientos a quienes han sido parte fundamental de este camino académico. En primer lugar, agradezco a Dios por su constante guía, fortaleza y bendiciones que han iluminado mi camino hacia este logro.

A mis amados padres, por su amor incondicional, apoyo inquebrantable y sacrificio incansable para brindarme las oportunidades que me han permitido crecer y alcanzar mis metas.

A mis queridas hermanas, por ser mi fuente de inspiración, compañeras de vida y sostén en los momentos más difíciles. A mis respetados docentes, por su dedicación, sabiduría y orientación invaluable que han enriquecido mi aprendizaje y mi desarrollo académico.

Cada uno de ustedes ha dejado una huella imborrable en mi vida y en este trabajo. Con profunda gratitud, les dedico este logro.

Antony Eduardo Jácome Barrionuevo

DEDICATORIA

A mis padres, Emilio y Nelly, pilares fundamentales de mi vida, les agradezco por su amor incondicional, apoyo constante y arduo sacrificio para que yo pueda alcanzar este logro.

A mis hermanas, Anny y Tatiana, por ser mi apoyo en los momentos difíciles, les dedico este logro como muestra de mi profundo agradecimiento por su compañía aunque estemos lejos.

A mis estimados docentes, especialmente a mis queridos amigos, el Ing. Flavio Quizhpi y el Ing. Mateo Quizhpi quienes con su dedicación y sabiduría han forjado mi camino hacia el conocimiento, les agradezco por su invaluable amistad, enseñanza, orientación y aportes en este trabajo de titulación.

Finalmente, quiero dedicar este trabajo a mi pareja, quien ha sido una parte importante en todo este proceso, por ser mi apoyo incondicional en los momentos de incertidumbre y nunca dejar que me de por vencido.

Antony Eduardo Jácome Barrionuevo

RESUMEN

En el presente Trabajo de Titulación se presenta y valida una metodología para la parametrización de IEDs de marca SIEMENS de sobrecorriente y distancia, respectivamente implementados en cuatro líneas de transmisión del sistema IEEE de 14 barras. Se procedió mediante simulación en PowerFactory, a realizar y validar los ajustes de protección y tiempos de respuesta para cada IED. Para lograr corroborar los ajustes propuestos, los mismos se cargaron a IEDs reales del laboratorio de protección de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca. Como último paso, se inyectaron los valores de cortocircuito utilizando el equipo de inyección de tensiones y corrientes CMC356. Se pudo evidenciar que los tiempos de respuesta de las funciones de protección de sobrecorriente y distancia obtenidos en simulación presentan una correlación entre el 2% y el 5% respecto a los tiempos de respuesta del IED real y el observado por el equipo de pruebas CMC356.

Adicionalmente, se presenta la implementación del protocolo IEC 61850 en un SCADA aplicado al sistema de 14 barras de la IEEE. El sistema engloba IEDs de sobrecorriente y distancia, que a su vez están interconectados a través de direcciones IPs en un switch que se enlaza a una RTU. Utilizando la maleta de pruebas, se procedió a inyectar corrientes y tensiones de falla para validar la comunicación GOOSE entre los IED, con la novedad de que se utilizó un contactor de baja tensión para validar el fallo del interruptor de potencia. Por último, se procedió a validar la comunicación MMS y Sampled Values entre cada IED presentando las diferentes variables en las pantallas SCADA diseñadas. Por ende, la metodología presentada sirve como una guía para validar pruebas de protección y comunicación en subestaciones bajo el protocolo IEC 61850.

ABSTRACT

In this Qualification Work, a methodology is presented and validated for the parameterization of SIEMENS brand IEDs of overcurrent and distance, respectively implemented in four transmission lines of the 14-bar IEEE system. We proceeded through simulation in PowerFactory to make and validate the protection settings and response times for each IED. In order to corroborate the proposed adjustments, they were uploaded to real IEDs from the protection laboratory of the Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca headquarters. As a last step, the short circuit values were injected using the CMC356 voltage and current injection equipment. It was evident that the response times of the overcurrent and distance protection functions obtained in simulation present a correlation between 2% and 5% with respect to the response times of the real IED and that observed by the test equipment. CMC356.

Additionally, the implementation of the IEC 61850 protocol in a SCADA applied to the IEEE 14-bar system is presented. The system includes overcurrent and distance IEDs, which in turn are interconnected through IP addresses in a switch that is linked to an RTU. Using the test suitcase, fault currents and voltages were injected to validate the GOOSE communication between the IEDs, with the novelty that a low voltage contactor was used to validate the failure of the power switch. Finally, the MMS and Sampled Values communication between each IED was validated by presenting the different variables on the designed SCADA screens. Therefore, the presented methodology serves as a guide to validate protection and communication tests in substations under the IEC 61850 protocol.

Índice general

ERTI TR.	IFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL ABAJO DE TITULACIÓN	i
ERT DE PO	IFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR L TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD LITÉCNICA SALESIANA	ii
ERTI LAC	IFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITU- CIÓN	iii
GRA	DECIMIENTOS	iv
EDIC	CATORIA	\mathbf{v}
ESUI	MEN	vi
BST]	RACT	vii
INT 1.1 1.2	T RODUCCIÓN Normativa de Protección	1 2 3
SIS RIC DIC 2.1 2.2	TEMA DE POTENCIA BAJO ANÁLISIS Y CRITE- DS DE AJUSTE DE PROTECCIÓN, CASO DE ESTU- D SELECCIONADOSistema IEEE de 14 BarrasCriterios de ajuste2.2.1Función de tiempo definido - [50/50N]2.2.2Función de tiempo inverso - [51/51N]2.2.3Protección Poligonal de Distancia - [21]	5 5 6 7 8
	ERT! TR. ERT! DE! PO! ERT! LAC GRA EDIC ESU! BST! 1.1 1.2 SIS RIC DIC 2.1 2.2	ERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN ERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITU- LACIÓN GRADECIMIENTOS EDICATORIA ESUMEN BSTRACT INTRODUCCIÓN 1.1 Normativa de Protección

	2.4	Protección de distancia	16 17
3	EN	SAYOS DE PROTECCIÓN	24
	3.1	Ensayos de sobrecorriente	25
		3.1.1 Configuración Test Universe	25
		3.1.2 Ensayos en laboratorio	27
	3.2	Ensayos de distancia	37
		3.2.1 Configuración Test Universe	37
		3.2.2 Ensayos de laboratorio	39
4	CO	MUNICACIÓN IEC 61850 Y SISTEMA SCADA	46
	4.1	Protocolo IEC 61850	46
		4.1.1 Configuración de la estación IEC 61850 en Digsi $5 \ldots$	46
	4.2	Equipos de comunicación	47
		4.2.1 Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020	47
		4.2.2 Configuración de IPs para el enlazamiento	47
	4.9	4.2.3 Novatech RTU	49
	4.3	Sistema SUADA	57
		4.5.1 Enrutamento mediante el software inkscape	57
5	\mathbf{EN}	SAYOS DE COMUNICACIÓN	62
	5.1	Comunicación SV/MMS	63
	5.2	Comunicación GOOSE	67
	5.3	Ensayos de comunicación y protección	69
6	AN	ÁLISIS DE RESULTADOS	71
7	CO	NCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	72
A	NEX	OS	75
Α	COI BA CIÓ	NEXIÓN DE LOS IEDS CON LA MALETA DE PRUE- S, EL CONTACTOR Y EL SOFTWARE DE SIMULA- ÓN	76
В		TA LATERAL DE LA CONEXIÓN DE LOS IEDS CON MALETA DE PRUEBAS, EL CONTACTOR Y EL SOFT	<u>'</u> _
	WA	RE DE SIMULACIÓN	78

ix

C VALIDACIÓN DE ACTUACIÓN DE LA SEÑAL GOOSE DE DISPARO DEL INTERRUPTOR DEL IED DE RES-PALDO CON UN MÚLTÍMETRO 80

D INYECCIÓN DE CORRIENTES Y VOLTAJES PARA ME-DICIÓN DE VALORES SV EN EL SCADA 82

Х

Índice de figuras

2.1	Sistema de 14 Barras de la IEEE	5
2.2	Localización de los IEDs en el sistema.	7
2.3	Característica general de tiempo inverso en un relé de sobre-	
	corriente. [1]	10
2.4	Ajustes para el IED- 1_{Dir} en PowerFactory	12
2.5	Ajustes para el IED- 2_{Dir} en PowerFactory	12
2.6	Agregar un nuevo dispositivo en el software Digsi 5	13
2.7	Configuración de la protección 51 en el software Digsi 5	14
2.8	Configuración de las salidas binarias de cada función de pro-	
	tección en el software Digsi 5.	14
2.9	Parametrización de la cruva de sobrecorriente del IED- 1_{Dir} en	
	el software Digsi 5.	15
2.10	Parametrización de la cruva de sobrecorriente del $IED2_{Dir}$ en	
	el software Digsi 5.	15
2.11	Ilustración de las 3 zonas de protección de un IED de distancia	
	[2]	17
2.12	Tipos de característica de IEDs de distancia [2]	17
2.13	Efecto Infeed en una línea de transmisión [3].	18
2.14	Diagrama de impedancia con las zonas de protección del IED-	
	3 _{Dist} en el software PowerFactory.	20
2.15	Diagrama de impedancia con las zonas de protección del IED-	
	4 _{Dist} en el software PowerFactory.	20
2.16	Agregar un nuevo dispositivo en el software Digsi 5	21
2.17	Configuración de la Zona 1 en el software Digsi 5	22
2.18	Configuración de las salidas binarias de cada función de pro-	
	tección en el software Digsi 5	22
2.19	Zonas de protección del IED- 3_{Dist} en el software Digsi 5	23
2.20	Zonas de protección del IED- 4_{Dist} en el software Digsi 5	23
Ŭ		
3.1	Diagrama de comunicación y señales para la simulación de	
	pruebas	24

ÍNDICE DE FIGURAS

3.2	Parametrización por fase del IED- 1_{Dir} en el software Test Universe.	25
3.3	Parametrización por fase del IED- 2_{Dir} en el software Test Universe.	26
3.4	Parametrización de tierra del IED- 1_{Dir} en el software Test Universe.	26
3.5	Parametrización de tierra del IED- 2_{Dir} en el software Test Universe.	27
3.6	Tiempo de actuación del IED-1 _{Dir} en el software PowerFactory.	$\frac{-}{28}$
3.7	Tiempo de actuación del IED-1 p_{ir} en el software PowerFactory	$\frac{-5}{28}$
3.8	Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED-1 $_{Dir}$ en el Test	_0
	Universe	29
3.9	Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED- 1_{Dir} en el Test	
	Universe.	29
3.10	HMI del IED-1 _{Dir} al momento de ver la falla trifásica	30
3.11	HMI del IED- 1_{Dir} al momento de ver la falla monofásica a tierra	31
3.12	Tiempo de actuación del IED- 2_{Dir} en el software PowerFactory.	33
3.13	Tiempo de actuación del IED- 2_{Dir} en el software PowerFactory.	33
3.14	Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED- 2_{Dir} en el Test	
	Universe.	34
3.15	Prueba en el módulo de sobrecorriente del IED- 2_{Dir} en el Test	
	Universe	34
3.16	HMI del IED- 2_{Dir} al momento de ver la falla bifásica	35
3.17	HMI del IED-2 $_{Dir}$ al momento de ver la falla monofásica a tierra	36
3.18	Parametrización por fase del IED- 3_{Dist} en el software Test Uni-	
	verse	38
3.19	Parametrización por fase del IED- 4_{Dist} en el software Test Uni-	
	verse	38
3.20	Tiempo de actuación del IED- 3_{Dist} en el software PowerFactory.	39
3.21	Tiempo de actuación del IED- 3_{Dist} en el software Test Universe.	40
3.22	HMI del IED- 3_{Dist} al momento de ver la falla trifásica	41
3.23	Tiempo de actuación del IED- 4_{Dist} en el software PowerFactory.	42
3.24	Tiempo de actuación del IED- 4_{Dist} en el software Test Universe.	43
3.25	HMI del IED- 4_{Dist} al momento de ver la falla monofásica a	
	tierra.	44
4.1	Comunicación GOOSE del IED-4 $_{Dist}$ en el software $IEC \; 61850$	
	System Configurator	47
4.2	Valores SV del IED- 3_{Dist} en el software <i>IEC 61850 System</i>	
	Configurator	48

ÍNDICE DE FIGURAS

4.3	Mensajería MMS del IED- 2_{Dir} en el software <i>IEC 61850 System Configurator</i>
4.4	Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020s [4].
4.5	RTU de Novatech [5].
4.6	Interfaz principal v la pestaña <i>Configure</i> del software NCD3.
4.7	Interfaz del protocolo IEC 61850 en el software NCD3
4.8	Selección de entradas y salidas en el protocolo IEC 61850 del
	software NCD3
4.9	Interfaz principal del protocolo XML en el software NCD3
4.10	Interfaz del menú Online Connections del software NCD3
4.11	Interfaz del menú <i>New Connections</i> del software NCD3
4.12	Ventana emergente de la conexión de la dirección creada
4.13	Interfaz para transferir los archivos a la RTU
4.14	Interfaz para activar los archivos a la RTU
4.15	Página web principal de la RTU
4.16	Interfaz de la pestaña <i>Files</i>
4.17	Interfaz de la pestaña <i>Data Values</i>
4.18	Interfaz del software Inkscape en la pestaña <i>Extensiones</i>
4.19	Interfaz de la pestaña <i>NovaTech HMI</i> del software Inkscape
1.10	para configurar entradas
4.20	Interfaz de la pestaña <i>NovaTech HMI</i> del software Inkscape
	para configurar salidas
4.21	Interfaz principal SCADA con la localización de los IEDs en
	el sistema de 14 barras.
4.22	Interfaz SCADA del IED-1 _{Dir} y sus funciones
4.23	Interfaz SCADA del IED- 2_{Dir} y sus funciones
4.24	Interfaz SCADA del IED-3 _{Dict} y sus funciones
4.25	Interfaz SCADA del IED- 4_{Dist} y sus funciones
5.1	Comunicación entre los diferentes dispositivos de la red
5.2	Valores de corriente y de voltaje visto desde la interfaz SCADA
	principal en cada IED
5.3	SV vistos desde el SCADA del IED- 1_{Dir} .
5.4	SV vistos desde el SCADA del IED- 4_{Dist}
5.5	HMI del IED-1 _{Dir}
5.6	HMI del IED- 2_{Dir} .
5.7	HMI del IED- 3_{Dist} .
5.8	HMI del IED-4 _{Dist}
5.9	Interfaz SCADA del IED- 1_{Dir} y sus funciones
5.10	Interfaz SCADA del IED- 3_{Dist} y sus funciones
5.11	Interfaz HMI del IED- 1_{Dir} y sus funciones

5.12	Interfaz HMI del IED- 3_{Dist} y sus funciones	69
5.13	SCADA screen of the IED- 2_{Dir} and its functions	70
5.14	Interfaz HMI del IED- 2_{Dir}	70

Índice de tablas

2.1	Cortocircuitos más críticos del sistema de alto voltaje	6
2.2	Ajustes para el IED- 1_{Dir}	11
2.3	Ajustes para el IED- 2_{Dir}	11
2.4	Ajustes propuestos para el IED- 3_{Dist}	19
2.5	Ajustes propuestos para el IED- 4_{Dist}	19
3.1	Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED- 1_{Dir}	32
3.2	Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED- 2_{Dir}	37
3.3	Localización de las fallas y tiempos de actuación del IED- 3_{Dist} .	40
3.4	Localización de las fallas y tiempos de actuación del IED- 4_{Dist} .	45
4.1	Direcciones IPs asociadas a los dispositivos	49

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

El estudio de zonas de protección comprende varios métodos o pruebas con el objetivo de garantizar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, así como la seguridad que brindan estos a la matriz energética de un país.

Al principio, las protecciones eléctricas se basaban exclusivamente en relés electromecánicos cuyo funcionamiento era el de detectar corrientes y voltajes fuera de lo normal mediante principios electromecánicos. Proteger líneas de transmisión siempre ha sido primordial debido a la sensibilidad que tienen dentro del sistema eléctrico y es por esta razón aparecen los primeros documentos publicados en el repositorio digital de la IEEE Xplore sobre este tipo de relés y su actuación en [6] [7] [8].

En los sistemas de potencia, ya sean estos de generación, transmisión, subtransmisión o distribución se corre el riesgo de que se presente cualquier tipo de falla en algún lugar determinado del sistema. Cuando estas fallas se hacen presentes, se utilizan dispositivos de protección (relés) que detectan el comportamiento anormal del sistema y entran en operación arrojando información hacía los interruptores de potencia, que abren el circuito interrumpiendo y aislando de manera oportuna y mínima la falla del sistema de energía. Generalmente estos equipos son configurados de tal manera para que se cuente con una protección principal y una protección de respaldo [9].

En la actualidad, el campo de las protecciones eléctricas ha experimentado avances significativos gracias al rápido desarrollo de la tecnología digital. Los relés digitales han reemplazado en gran medida a los relés electromecánicos y electrónicos, ofreciendo una serie de ventajas en términos de precisión, eficiencia y capacidad de comunicación.

Para el ajuste, prueba y análisis de los diferentes tipos y configuraciones que pueden ser utilizados por los relés de protección, se cuenta con un sinnúmero de tipos de programas computacionales y equipos de prueba con la capacidad para simular fallas mediante la inyección de señales de corriente y voltaje garantizando así su correcto funcionamiento y respuesta frente a un evento o eventos determinados.

Con el pasar de los años, la digitalización ha ganado terreno esencialmente en lo que respecta a las protecciones de equipos de potencia en el sector eléctrico de las subestaciones, donde nace la necesidad de gestionar un sinnúmero de dispositivos y a su vez, permitir que estos se comuniquen entre sí con el fin de compartir diferentes tipos de datos de un lado a otro, ya sean estos de protección, medición, control o supervisión. Para que esto pueda ser llevado a cabo se necesita de un modelo de comunicación potente y eficaz, que ha sido previamente desarrollado y que en la actualidad se conoce cómo el estándar internacional IEC 61850 - Redes y sistemas de comunicación en subestaciones - a través de su mensajería GOOSE, SV y MMS [10] [11].

Con los protocolos de comunicación, como el IEC 61850, se ha logrado dar un paso en cuanto a la automatización y la innovación tanto de las centrales de generación, cómo de las subestaciones eléctricas que se tiene en la actualidad. Todo esto ha sido posible debido a la implementación de sistemas SCADA para el manejo de la información mediante RTUs conectadas a dispositivos o equipos que manejan este tipo de instalaciones. Una de las principales ventajas de las RTU y por lo que se ha establecido en este sector es que los datos pueden ser utilizados y configurados a grandes distancias facilitando su operación sin importar la cantidad, todo esto gracias a sus propiedades de telemetría y telecontrol [12].

El ajuste de protecciones es un tema fundamental y de mucho interés para el sector eléctrico y energético debido a la constante expansión que este tiene en el medio lo que conlleva a tener la necesidad de mejorar la confiabilidad y la operabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, tratando de reducir al mínimo los tiempos sin servicio debido a fallas ocasionadas por cualquier motivo en cualquier punto del sistema.

1.1 Normativa de Protección

Una de las partes más sensibles de un sistema eléctrico de potencia son las líneas de transmisión o subtransmisión. Esto en gran parte debido a las condiciones atmosféricas a las que se encuentran expuestas a lo largo de su vida útil. Dichas condiciones son un factor importante al momento de producirse fallas en las mismas ya que al generar cortocircuitos se ve deteriorada la vida \hat{u} til de los elementos presentes en el sistema [13].

Surge entonces la necesidad de que se implementen dispositivos de protección para que los daños en el sistema se vean mitigados y sobre todo se garantice un suministro constante y confiable de energía eléctrica [14]. Los IEDs desempeñan diversas funciones de protección dependiendo su uso y su ubicación con el fin de proteger los equipos. Las protecciones más comunes son las protecciones de distancia y de sobrecorriente ya que se emplean generalmente en líneas de transmisión y subtransmisión a través de mediciones constantes de voltaje y corriente [15] [16].

Seleccionar la protección más óptima para cualquier caso de estudio implica analizar parámetros cómo la corriente nominal del sistema, las corrientes de cortocircuito, el tiempo de respuesta frente a una falla por los dispositivos de protección así como sus configuraciones principales y de respaldo según sea el caso [17] [18].

Es por esta razón que se han generado diversas normativas con temas claves y relacionados a la coordinación de protecciones cómo los que se definen a continuación:

- 242-2001 IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems [19].
- C37.242-2021 IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control [20].
- C37.2-2022 IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations [21].
- C57.13.3-2014 IEEE Guide for Grounding of Instrument Transformer Secondary Circuits and Cases [22].

1.2 Normativa de Comunicación

A la par del desarrollo de nuevos modelos y dispositivos de protección las subestaciones han evolucionado conforme a las nuevas tecnologías ya sean de control, comunicación, automatización, etc. A su vez, el término "Relé de Protección" ha quedado desplazado, ya que hoy en día se hablar acerca de IEDs. Estos dispositivos han evolucionado y hoy en día incluyen cada vez más funciones de comunicación para lograr un entorno más dinámico dentro del sistema eléctrico.

En la antigüedad tratar de que IEDs de marcas diferentes se integraran era algo poco probable debido a las limitaciones y al entorno cerrado en cuanto a comunicación definido por sus fabricantes [10]. Fue gracias a estas limitaciones que apareció el estándar IEC 61850 para solucionar los problemas de comunicación y así dar comienzo a una revolución donde los IEDs cuentan con nuevas aplicaciones y usos. Este protocolo se centró en un principio en aplicaciones cómo la de reducir los tiempos de respuesta, automatizar subestaciones mediante nuevas aplicaciones de control y supervisión que han ido evolucionando con el tiempo [23][24][25].

Al día de hoy, existen diversas normativas centradas en temas específicos de la aplicación del protocolo de comunicación IEC 61850 y que pueden ser revisadas dentro de:

 2030.100-2017 - IEEE Recommended Practice for Implementing an IEC 61850-Based Substation Communications, Protection, Monitoring, and Control System [26].

Capítulo 2

SISTEMA DE POTENCIA BAJO ANÁLISIS Y CRITERIOS DE AJUSTE DE PROTECCIÓN, CASO DE ESTUDIO SELECCIONADO

2.1 Sistema IEEE de 14 Barras

El sistema de 14 Barras de la IEEE es un sistema didáctico que representa según [27], una parte del sistema eléctrico de potencia de Estados Unidos. El sistema consta de diferentes niveles de voltaje, así como de generadores, cargas y transformadores. En la Figura 2.1 se puede apreciar el sistema visto desde el software computacional PowerFactory donde además se puede ver detallado los diferentes niveles de voltaje que maneja el mismo.



Figura 2.1: Sistema de 14 Barras de la IEEE.

Para el desarrollo de este trabajo, fue necesario modificar los valores de secuencia y susceptancia que vienen cargados por defecto de las líneas de transmisión. Los nuevos valores fueron obtenidos mediante procesos clásicos y que pueden ser revisados en [28]. La longitud de las líneas también fue modificada y se tomaron valores de 100km para las líneas de alto voltaje y 10km para las líneas de medio voltaje.

2.2 Criterios de ajuste

Para el estudio de protecciones, se simularon diferentes tipos de falla dentro del sistema de 14 barras de la IEEE mediante el software PowerFactory 2021 con la finalidad de encontrar la parte más crítica del sistema de alta tensión y que se detalla en la Tabla 2.1.

Corrientes de Cortocircuito de Barra [pu]							
Tipo de Falla	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5		
3F	15.2671	9.9145	6.0680	5.9386	6.3571		
1FT	17.4662	9.1542	6.2673	8.9139	9.5422		
2F	13.2222	8.5905	5.2522	5.1466	5.5096		
2FT	16.9342	9.9844	6.4653	10.2854	11.0114		

Tabla 2.1: Cortocircuitos más críticos del sistema de alto voltaje

Posterior a este análisis se definió que, cuatro IEDs de la marca SIEMENS; dos de sobrecorriente direccional y dos de distancia se colocarían sobre el lado de alto voltaje del sistema cómo se muestra en la Figura 2.2.

Los IEDs de sobrecorriente direccional: IED- 1_{Dir} y IED- 2_{Dir} , fueron colocados sobre las líneas de transmisión $Line_0002_0005$ y $Line_0004_0005$ respectivamente. Mientras que, los IEDs de distancia IED- 3_{Dist} y IED- 4_{Dist} , fueron colocados en las líneas $Line_0001_0002/2$ y $Line_0002_0003$ respectivamente.

2.2.1 Función de tiempo definido - [50/50N]

Protección [50]

Para la función de tiempo definido de fase, la corriente de arranque $(I_{pick-up_{50}})$ se tomó como referencia el 125 % de la corriente de cortocircuito trifásica vista por el IED en el extremo remoto de la línea.



Figura 2.2: Localización de los IEDs en el sistema.

$$I_{Pick-Up_{50}} = 1,25 \cdot I_{cc-3F} \tag{2.1}$$

Protección [50N]

Por otro lado, para la función de tiempo definido a tierra, la corriente de arranque $(I_{pick-up_{50N}})$ se tomó como referencia el 125% de la corriente de cortocircuito monofásica a tierra vista por el IED en el extremo remoto de la línea.

$$I_{Pick-Up_{50N}} = 1,25 \cdot I_{cc-1FT} \tag{2.2}$$

2.2.2 Función de tiempo inverso - [51/51N]

Protección [51]

Para la función de tiempo inverso de fase, la corriente de arranque $(I_{pick-up_{51}})$ se toma como referencia el 125 % de la corriente nominal del flujo de carga que pasa por la línea donde esté colocado el IED.

$$I_{pick-up_{51}} = 1,25 \cdot I_{Flujo-Carga} \tag{2.3}$$

Protección [51N]

Por otro lado, para la función de tiempo inverso de tierra, la corriente de arranque $(I_{pick-up_{51N}})$ se tomó como referencia el 30% de la corriente de arranque de la función de protección de tiempo inverso de fase [51].

$$I_{pick-up_{51N}} = 0.3 \cdot I_{pick-up_{51}} \tag{2.4}$$

2.2.3 Protección Poligonal de Distancia - [21]

Para el cálculo de las zonas de protección en configuración poligonal del IED de distancia se tomó como referencia las ecuaciones propuestas por el mismo fabricante en su manual de usuario [29].

Zona 1

El alcance reactivo $(X_{alcance})$ puede calcularse cómo:

$$X_{alcance} = 0.8 \cdot X_A \tag{2.5}$$

Donde X_A es la reactancia de la línea que se quiere proteger.

El cálculo de la resistencia por fase (R_{f-f}) puede calcularse cómo:

$$0.8 \cdot X_{alcance} < R_{f-f} < 2.5 \cdot X_{alcance} \tag{2.6}$$

El cálculo de la resistencia de fase a tierra (R_{f-t}) puede calcularse cómo:

$$0.8 \cdot X_{alcance} < R_{f-t} < \frac{1+kx}{1+kr} \cdot 2.5 \cdot X_{alcance}$$

$$(2.7)$$

El coeficiente de resistencia (K_r) y el coeficiente de reactancia (K_x) se calculan como:

$$K_r = \frac{R_{gnd}}{R_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{R_0}{R_1} - 1\right)$$
(2.8)

$$K_x = \frac{X_{gnd}}{X_L} = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{X_0}{X_1} - 1\right)$$
(2.9)

Zona 2

El aclcance reactivo $X_{alcance_{Z2}}$ puede calcularse cómo:

$$X_{alcance_{Z2}} = 1,5 \cdot X_A \tag{2.10}$$

$$X_{alcance_{Z2}} < R_{f-f} < 4 \cdot X_{alcance_{Z2}} \tag{2.11}$$

$$\frac{1+kx}{1+kr} \cdot X_{alcance_{Z2}} < R_{f-gnd} < \frac{1+kx}{1+kr} \cdot 4 \cdot X_{alcance_{Z2}}$$
(2.12)

Zona 3

El alcance reactivo $X_{alcance_{Z3}}$ puede calcularse cómo:

$$X_{alcance_{Z3}} = 1,2 \cdot (X_A + X_{Line2})$$
(2.13)

donde X_{Line2} es la reactancia de la línea adyacente más larga.

$$X_{alcance_{Z3}} < R_{f-f} < 4 \cdot X_{alcance_{Z3}} \tag{2.14}$$

$$\frac{1+kx}{1+kr} \cdot X_{alcance_{Z3}} < R_{f-t} < \frac{1+kx}{1+kr} \cdot 4 \cdot X_{alcance_{Z3}}$$
(2.15)

2.3 Protección de sobrecorriente

Los IEDs de sobrecorriente o también conocidos cómo relés de sobreintensidad son aquellos dispositivos de protección que entran en funcionamiento al momento de presentarse valores anormales de corriente debido a algún tipo de falla o de perturbación en el sistema y que a su vez activan equipos de corte o seccionamiento para limpiar la misma sin que el servicio se vea afectado de manera considerable [30].

Las funciones de protección de tiempo inverso 51 y 51N trabajan con curvas de diferentes tipos: inverso, muy inverso, extremadamente inverso, etc., tal como se muestra en la Fig. 2.3. Y generalmente la curva IEC de tiempo definido en su para la función 50 y 50N [1].

El IED de sobrecorriente direccional (67) se fabrica de manera similar a los IEDs convencionales, pero se le agregan elementos que permiten determinar la dirección de la corriente que se está monitorizando. Estos elementos



Figura 2.3: Característica general de tiempo inverso en un relé de sobrecorriente. [1]

direccionales funcionan mediante el análisis del desplazamiento de fase entre la magnitud de polarización y la operación del IED. En condiciones de flujo de corriente hacia adelante, la corriente se retrasa con respecto al voltaje, mientras que en condiciones de flujo de corriente inversa, la corriente se adelanta con respecto al voltaje. Estos desfases de fase se utilizan para activar el relé y mandar a operar los elementos de seccionamiento en caso de interferencia o sobrecarga en la dirección no deseada [31].

La protección de sobrecorriente direccional (67) está compuesta por una unidad instantánea y una unidad de sobrecorriente de tiempo inverso. La unidad de sobrecorriente de tiempo inverso y tiempo definido tienen dos parámetros clave que deben ser definidos. El primero es la corriente de arranque o de pick-up, que es el nivel de corriente a partir del cual el IED comienza a operar. El segundo parámetro es el ajuste del multiplicador de tiempo (TMS), que determina la sensibilidad del IED y el tiempo de respuesta en relación con la corriente de arranque [32].

La Tabla 2.2 y la Tabla 2.3 muestran los ajustes de cada uno de los IEDs de sobrecorriente en base al criterio de ajuste expuesto con anterioridad.

Para definir la dirección de la protección de sobre corriente direccional, se tomó como referencia un valor de 45° tal cómo se sugiere en el manual de este dispositivo [33].

$IED-1_{Dir}$							
Funciones de	I-pick-up	Dirección de dispare					
Protección	[A.sec]	$[\mathbf{s}]$	Dirección de disparo				
67-50	27.2	0.02	Hacía adelante				
67-51	2.78	0.2	Hacía adelante				
67N-50N	28	0.02	Hacía adelante				
67N-51N	0.835	0.2	Hacía adelante				

Tabla 2.2: Ajustes para el IED-1 $_{Dir}$

Tabla 2.3: Ajustes para el IED- 2_{Dir}

$IED-2_{Dir}$						
Funciones de	I-pick-up	-pick-up TMS Direction de die				
Protección	[A.sec] $[s]$ Direction c		Direccion de disparo			
67-50	22.75	0.03	Hacía adelante			
67-51	4.5	0.2	Hacía adelante			
67N-50N	22.75	0.03	Hacía adelante			
67N-51N	1.35	0.2	Hacía adelante			

La Figura 2.4 y la Figura 2.5 muestran los ajustes de sobrecorriente de fase y tierra de los IEDs visto desde el software PowerFactory. Además, dentro de las figuras se detallan los valores del TC de protección y los criterios de ajuste mencionados en la Tabla 2.2 y Tabla 2.3 respectivamente.



Figura 2.4: Ajustes para el IED- $\mathbf{1}_{Dir}$ en PowerFactory.



Figura 2.5: Ajustes para el IED-
2 $_{Dir}$ en PowerFactory.

Una vez comprobado el funcionamiento de los IEDs de sobrecorriente dentro del software PowerFactory, es necesario cargar estas configuraciones en el IED físico 7SJ85 que se encuentra en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, por lo que se recurre al uso del software Digsi 5 siguiendo los pasos a continnuación detallados:

1. Cargar el código del IED respectivo dentro de la interfaz de Digsi 5 como se muestra en la Figura 2.6.

19	DIGSI 5 V9.20 - C:\Users\PCX\Deskt	Add new device					×
Pro	ject Edit View Insert Online	Step 1: Select device type					
1	Save project 🚊 🗶 💷						
	Project tree	Enter the short product code (TNS) or paste the long product code or MLF8:	7SJ85-DAAA-AA0	-0AAAA0-AG0111-131118-AAC000-00	OACO-CB1BA1	Verify	
	Devices	or configure in Hardware and protocols Editor:	Configure				
	발						
		Step 2: Select device properties					
	 Tesis_Rele_7SJ85_1 						
됩	🕂 Single-line configuration	Voltage upringt:		AC 100 V to 220 V			1
5	📑 Add new device						Η.
	d Devices and networks	Significant feature:					-
	75J85_Line0002_0005	Select function-point class or classless:	Base + 75				-
	7SJ85_Line0004_0005	Integrated Ethernet interface (port J):					-
	SA86_Line_0001_0002						
	FC 61850 stations						
	I load configuration to devices						
	Load firmware to devices	Chan 2: Calant and Hantlan terminate					
	Dupgrade project devices	Step 3: Select application template					
	Import project						
	Documentation settings	Application-template selection:	Standard	User-defined			
	Languages & resources		Application temp	olates	Configuration	Status	
	Online access		Non-directional	OC (4*1, 4*V)	V08.83		
			Directional OC -	grounded system	V08.83	•	
			Directional OC -	resonant-grounded / isol. system	V08.83	•	
			Capacitor bank:	H-bridge + 1*RLC	V08.83	•	
			Capacitor bank:	MSCDN	V08.83		
		Step 4: Select communication versions					
		Communication configuration:					-
			_				
	Desides lafes	Open Hardware and protocols Editor after device creation					
10	Device infor						

Figura 2.6: Agregar un nuevo dispositivo en el software Digsi 5.

- 2. Una vez cargado el dispositivo a utilizar, ingresar los ajustes de pickup, tipo de curva y TMS dentro de las funciones de protección a configurar como se muestra en la Figura 2.7.
- 3. Para finalizar, definir las entradas y salidas binarias según sea la necesidad en el bloque *information routing* cómo se muestra en la Figura 2.8..

La Figura 2.9 y la Figura 2.10 muestran la característica de la curva por fase de los IEDs de sobrecorriente vistos desde el software Digsi 5 con los ajustes de la Tabla 2.2 y la Tabla 2.3.

🖞 🛃 🔚 Save project 🔚 🔏 💷 💷	l X D	± (P ± + 1 = 1 × 1 = 1	9	👤 Slow Rain	Administrator
Project tree	ш 🖛 те	sis_Rele_7SJ85_1 → 7SJ85_Li	he0002_0005 → Settings → VI	3ph 1 → 67 Dir.OC-3ph-	81 _
Devices					
1 1 1 1	-	Edit mode: secondary	Active: settings group 1 🛛 🔶 •	→ ×	
 75J85_Line0002_0005 	× ^	Add new stage	Delete stage		
Device information					
Hardware and protocols					
Measuring-points routing		Inverse-T 1			
Function-group connections					
🗱 Information routing		821 1971 8161 1	Mode:	on	
🔻 👆 Settings	=		Occurrent & Aturna International		
Device settings		021.19/1.0101.2	Operate & IICrec. Diocked:	no	
Time settings		821.1971.8161.111	Directional mode:	forward	-
Power system		821.1971.8161.8	Method of measurement:	fundamental comp.	•
Recording		821,1971,8161,10	Blk. by meas -volt. failure:	ves	
👻 🍕 VI 3ph 1		021 1071 0161 27	oll, in such a such data at		
😜 General		021.19/1.0101.2/	Dik. W. Infush curr. detect.	no	
Process monitor		821.1971.8161.3	Threshold:	2.78	A
💝 50/51 OC-3ph-B1		821.1971.8161.130	Type of character. curve:	ANSI very inverse	•
💝 50N/51N OC-gnd-B1		821.1971.8161.131	Reset:	disk emulation	•
Switch onto fault 1		921 1071 9161 101	Time dial:	0.20	
Inrush detect.		021.1971.0101.101	inte dat.	0.20	
67 Dir.OC-3ph-81					
67N Dir.OC-gnd-B1			Delete etc.or		
Tingger routing		Add new stage	Delete stage		
Circuit-breaker inter					
Official and a second sec	- 4				Þ
Disconnector 2				Properties	Diagnostics
Organization					
Circuit breaker 1	~	General (1) Cross-references	Compile Inconsistencie	s 😧 Search results	

Figura 2.7: Configuración de la protección 51 en el software Digsi 5.

		Ⅲ ◀	Tesis_Rele	2_7SJ85_1 → 7SJ85_L	ne0(002_0005 •	Infor	matio	on rou	ting								_	
Dev	rices																		
- 191			* ± 🕅	A E 🖪 All en	tries			▼ A	ll entrie	15			1	e y	CSY	•			
			Informa	tion				De:	stinatio	n									
-	75185 Line0002 0005	<u> </u>						Binary output				▶ LEDs							
	Device information						Base module				Base module								
	Hardware and protocols		Signals		Fav	Number	Туре	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	2.1	2.2	1.1	1.2	1.3	1.4
	Measuring-points routing	ns	(AII)	-		(AJI)	1	i 📼	i 💌										
	T Function-group connections		•	Energy		821,1021													
	Information routing			67 Dir.OC-3ph-81	1	821,1971		*	*										
	🕶 👆 Settings	=	,	Group indicat.	-	821.1971.4		*	*										
	Device settings		•	General		821.1971.2													
	Time settings		-	Definite-T1		821.1971.8		*	*										
	▶ p ⁺ Power system			>Block stage	Ŵ	821.1971.8	SPS												
	Recording			>Block delay & op.	Ŵ	821.1971.8	SPS												
	👻 🝕 VI 3ph 1			🝾 Mode (controllable	1	821.1971.8	ENC												
	Seneral 😜			Inactive	Ŵ	821.1971.8	SPS												
	Process monitor			Behavior	Ŵ	821.1971.8	ENS												
	💝 50/51 OC-3ph-B1			🕨 🔶 Health	Ŵ	821.1971.8	ENS												
	50N/51N OC-gnd-81			 Inrush blocks ope 	Ŵ	821.1971.8	ACT												
	Switch onto fault 1			🕨 🔶 Pickup	Ŵ	821.1971.8	ACD	*											
	Inrush detect.			 Operate delay exp. 	ŵ	821.1971.8	ACT												
	😜 67 Dir.OC-3ph-81			🕨 🔷 Operate	Ŵ	821.1971.8	ACT		*										
	😜 67N Dir.OC-gnd-81		•	Inverse-T1		821.1971.8		*	*										
	💦 Trigger routing			67N Dir.OC-gnd-81		821.1741		*	*										
	💦 Circuit-breaker inter		🕨 🕨 📢 D	isconnector 1		601				*	*								
	Q Disconnector 1		200	is connector 2		400							•						
	Q Disconnector 2				_		_								(10)			_	
	• Q Disconnector 3								2	Proj	pertie	s	🖫 In	fo 追)iagn	ostics		
	Gircuit breaker 1	~	General	Cross-references		Compile	Inco	nsist	encies	: ()	Sea	rch re	sults						

Figura 2.8: Configuración de las salidas binarias de cada función de protección en el software Digsi 5.



Figura 2.9: Parametrización de la cruva de sobrecorriente del IED- 1_{Dir} en el software Digsi 5.



Figura 2.10: Parametrización de la cruva de sobre corriente del $\mathrm{IED2}_{Dir}$ en el software Dig si 5.

2.4 Protección de distancia

Los dispositivos de protección o IEDs de distancia se utilizan comúnmente en la protección de líneas de transmisión, actuando al momento de detectar una impedancia entre el IED y la falla. No obstante, no siempre estos IEDs van a responder a parámetros de impedancia, dependiendo de la configuración y el criterio de ajuste será o no conveniente que estos respondan a otros parámetros cómo la admitancia o la reactancia.

En los IEDs de distancia, el punto de alcance del final de la línea no puede ser definido exactamente y se permite cierto error sobre el alcance exacto del mismo (generalmente 5% del ajuste). El cuadro encerrado con puntos entrecortados de la Figura 2.11(a) sería la zona de protección ideal, sin embargo, por el motivo del error del punto de alcance que se mencionó con anterioridad, se debe delimitar una zona de alcance inferior con el fin de no exceder la sección final de la línea. Generalmente esta zona se define entre el 85% y 90% de la longitud total de la línea [2].

Al momento de acortar la zona de protección, el final de la línea no se encuentra protegido, por lo que es necesario equipar una siguiente zona de protección que se extienda más allá del terminal remoto. Esta zona se conoce cómo la zona 2 (Zone 2 de la Figura 2.11(a)) y debe ser ajustada con un retardo de tal manera que la zona 1 de la siguiente línea se active antes que la zona 2 del IED ubicado en la barra A. Este retardo es conocido cómo retardo de coordinación y generalmente es de 0.3s El alcance que cubre esta nueva zona suele definirse entre el 120 % y 150 % de la longitud total de la línea [2].

Es importante mencionar que al momento de realizar la coordinación, la zona 2 del IED comprendido entre la barra AB de la Figura 2.11(a) no debe sobrepasar la zona 1 del IED comprendido entre la barra BC evitando así errores de coordinación y disparos innecesarios. Se podría creer erróneamente que la zona 2 de un IED respalda al IED de la siguiente línea pero esto no es del todo cierto ya que no cubre el total de la misma. Es aquí donde entra la zona 3 de protección para llegar a cubrir ahora si toda la línea del siguiente IED. Esta tercera zona de protección suele definirse entre el 120 % y 180 % de la siguiente sección de la línea [2].

Esta zona debe ser coordinada tanto en tiempo cómo en distancia con la zona 2 de la siguiente línea y generalmente es de 1s. Las 3 zonas de protección descritas con anterioridad pueden verse en la Figura 2.11(b) [2].



Figura 2.11: Ilustración de las 3 zonas de protección de un IED de distancia [2].

Existen diferentes tipos de IEDs de distancia que se distinguen por la forma de sus zonas de funcionamiento. Estos son: IEDs de impedancia, IEDs de admitancia o mho, IEDs de reactancia y IEDs de cuadrilátero o cuadrilaterales. Cada tipo tiene una forma característica de zona como se muestra en la Figura 2.12. Por ejemplo, el IED de impedancia presenta una zona circular centrada en el origen del diagrama R-X. El IED de admitancia o MHO también tiene una zona circular que pasa por el origen. El IED de reactancia tiene un límite de zona definido por una línea paralela al eje R que se extiende hasta el infinito en tres direcciones. Por último, la característica cuadrilateral, como su nombre indica, está definida por cuatro líneas rectas y solo está presente en los IED de estado sólido o computarizados más modernos [2].



Figura 2.12: Tipos de característica de IEDs de distancia [2].

2.4.1 Efecto Infeed

El efecto infeed o de fuentes intermedias se refiere a las aportaciones de corriente originadas en fuentes intermedias que se encuentran conectadas dentro del rango de operación del relé. La explicación de este fenómeno se detalla en la Figura 2.13 [3].



Figura 2.13: Efecto Infeed en una línea de transmisión [3].

Las corrientes de aporte de fuentes de generación, tanto convencionales como no convencionales, puede tener un impacto significativo en los relés de distancia. Además de las centrales eléctricas, incluso los alimentadores conectados al bus adyacente pueden actuar como posibles fuentes de alimentación. Estos casos son más comunes que los de una central de generación. Aunque la corriente inyectada a través de un alimentador es menor en comparación con una fuente de generación, se considera una alimentación débil [34].

Asimismo, una línea de transmisión paralela también puede contribuir a un fallo en la línea adyacente, funcionando como una fuente de alimentación adicional. Por lo tanto, la presencia de alimentación es un escenario común en los sistemas eléctricos y debe tenerse en cuenta al diseñar los esquemas de protección. Es importante considerar tanto el aporte de estas corriente proveniente de fuentes de generación como la proveniente de alimentadores y líneas de transmisión paralelas, ya que pueden afectar el correcto funcionamiento de los relés de distancia [34].

Debido a la forma del sistema de 14 barras de la IEEE fue necesario recalcular el alcance de las zonas de protección en Zona 2 y Zona 3 debido al aporte de fuentes intermedias cómo se detalla en [35] y [36].

La Tabla 2.4 y la Tabla 2.5 muestran los ajustes de los IEDs de distancia tomando como considereanción el efecto infeed y en base a los criterios que se mencionaron anteriormente.

IED-3 _{Dist}										
Zona	X Alcance	R (f-f)	R (f-t)	Ajuste de tiempo						
[21]	[Ohm.sec]	[Ohm.sec]	[Ohm.sec]	$[\mathbf{s}]$						
Z1	2.768	2.214	2.768	0						
Z2	12.492	14.904	14.988	0.3						
Z3	16.980	10.870	20.380	0.6						

Tabla 2.4: Ajustes propuestos para el IED-3 $_{Dist}$

Tabla 2.5: Ajustes propuestos para el IED- 4_{Dist}

$\mathbf{IED} extsf{-4}_{Dist}$										
Zona	X Alcance	R (f-f)	R (f-t)	Ajuste de tiempo						
[21]	[Ohm.sec]	[Ohm.sec]	[Ohm.sec]	$[\mathbf{s}]$						
Z1	2.768	2.214	2.768	0						
Z2	12.490	14.990	14.980	0.3						
Z3	20.150	12.896	24.180	0.6						

La Figura 2.14 y la Figura 2.15 muestran los valores del ajuste poligonal de los IEDs de distancia en fase y tierra para la Zona 1, Zona 2 y Zona 3 propuestos en en la Tabla 2.4 y Tabla 2.5 respectivamente.



Figura 2.14: Diagrama de impedancia con las zonas de protección del IED- 3_{Dist} en el software PowerFactory.



Figura 2.15: Diagrama de impedancia con las zonas de protección del IED- 4_{Dist} en el software PowerFactory.
Al igual que en los IEDs de sobrecorriente, es necesario cargar las configuraciones que se implementaron dentro del PowerFactory en el IED físico 7SA86, por lo que se recurre a los mismos pasos antes mencionados, con la diferencia de que ahora se configurará la protección de distancia:

1. Cargar el código del IED respectivo dentro de la interfaz de Digsi 5 como se muestra en la Figura 2.16.

¥	DIGSI 5 V9.20 - C:\Users\PCX\Deskt	Add new device					×
Pre	oject Edit View Insert Online	Step 1: Select device type					
	🕴 🎦 🔜 Save project 🚊 💥 💷	• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •					
	Project tree	Enter the short product code (TNS) or paste the long product code or MER-	7SA86-DAAA-AAO	-0AAAA0-AK0111-131118-AAC000-000	ACO-CH1BA1	Verify	
	Devices	or configure in Hardware and protocols Editor:	Configure				
	딸						
		Step 2: Select device properties					
	 Tesis_Rele_7SJ85_1 						
	T Single-line configuration						
ŝ	Add new device						× ·
	Devices and networks	Significant feature:	<no fe<="" significant="" th=""><th>ature available for selected device typ</th><th>ie></th><th></th><th>Ŧ</th></no>	ature available for selected device typ	ie>		Ŧ
	TSJ85_Line0002_0005	Select function-point class or classless:					-
	75J85_Line0004_0005	Integrated Ethernet interface (port J):					-
	 7SA86_Line_0001_0002 						
	Device information						
	Hardware and protocols						
	Measuring-points routing						
	🔨 Function-group connection	Step 3: Select application template					
	Information routing	· · · ·					
	Settings						
	Kal Charts	Application-template selection:	Standard	User-defined			
	Display pages		Application temp	lates	Configuration	Status	
	Safety and security		DIS RMD ohl., sol	id grounded neutral point 1.5 CB	V08.83		
	EC 61850 structure		DIS Mho overhea	d line, solid grounded neut.p., 1.5 CB	V08.83	•	
	Test sequences		Basic		V08.83	•	
	Process data		DIS RMD overhea	d line, solid grounded neutral point	V08.83	•	
	🕨 🎇 Charts - Trend/dynamic dis		DIS, comp./isol. r	neutral point, with AR	V08.83	•	
	75A86_Line_0002_0003						
	IEC 61850 stations	Step 4: Select communication versions					
	Load configuration to devices	Communication configuration					
	🐓 Load firmware to devices						
	💽 Upgrade project devices						
	Import project						
			_				
_	<	Open Hardware and protocols Editor after device creation					
	<	Open Hardware and protocols Editor after device creation					

Figura 2.16: Agregar un nuevo dispositivo en el software Digsi 5.

- 2. Una vez cargado el dispositivo a utilizar, ingresar los ajustes del alcance reactivo, la resistencia por fase y la resistencia fase-tierra dentro de las funciones de protección a configurar como se muestra en la Figura 2.17.
- 3. Para finalizar, definir las entradas y salidas binarias según sea la necesidad en el bloque *information routing* cómo se muestra en la Figura 2.18.

La Figura 2.14 y la Figura 2.15 muestran los ajustes de las zonas de protección vistos desde el software Digsi 5 con los ajustes de la Tabla 2.4 y la Tabla 2.5.

Project tree		Tesis Rele 75185 1 > 754	86 Line 0001	0002 > Settings >	Line 1 > 21 Distance	prot 1
Toject tree		Tesis_Nele_75305_1 7 75A	50_Eme_0001_	oooz v settings v	Line I V 21 Distance	not. 1
Devices						
EV .		Edit mode: secondary	Active: se	ettings group 1 🛛 🗲	• > 🎿 🗷 🗄 🎜 🗉	
		Add new stage	Dele	ete stage		
 Tesis_Rele_7SJ85_1 	^					
🕂 Single-line configuration						
🌁 Add new device		Z1				
📩 Devices and networks						
75J85_Line0002_0005	3	21 881 357	11	Mode	on	
75J85_Line0004_0005	🌂 =	21.001.257				
75A86_Line_0001_0002	3	21.881.357	1.2 0	perate & fit.rec. blocked	no	
Device information		21.881.3571.1	01	Function mode	ph-gnd and ph-ph	*
Hardware and protocols		21.881.3571.1	14 Zo	one-spec. residu. comp.	no	•
Measuring-points routing		21 881 3571 1	09	Directional mode	forward	•
Function-group connection	s	21.001.2571			2.762	
👬 Information routing		21.001.0071.1	02	Aleach	2.700	
 Settings 		21.881.3571.1	03	R (ph-g)	2.768	Ω
Device settings		21.881.3571.1	104	R (ph-ph)	2.214	Ω
Time settings		21.881.3571.1	13	Zone-inclination angle	0	•
Power system		21 001 2571	10 (norate delau (1 ebase)	0.00	
Recording		21.661.3571.1	10 0	operate delay (1-phase)	0.00	\$
• • • Line 1		21.881.3571.1	12 0	perate delay (multi-ph.)	0.00	S
Seneral						
Process monitor						
Pault locator		Add new stage	Dele	ete stage		
Mes.v.tail.det						
SUIST OC-Sph-A1						
SUNISTN OC-gnd-AT	- I				Properties	fo (1) Diagnostics
Trigger routing						
ingger routing	~	General 😧 Cross-refere	nces Comp	Inconsisten	cies 🗓 Search results	·

Figura 2.17: Configuración de la Zona 1 en el software Digsi 5.

			Te	esis_Rele_7SJ85_1 + 7SA86_	Line_	0001_0002	▶ Inf	orm	iatio	n routing)							-		×
	Devices																			
L	19 19		∎ .	E 🟦 🥅 🚺 A 📘 📑 Aller	tries			-	All e	ntries			1	- T	csv	•				
h				Information				+ D	estin	ation										
Ŀ	Tesis_Rele_75J85_1	^						► B	inary	output										
1	T Single-line configuration) B	ase n	nodule										
i	Add new device			Signals	Fav	Number	Туре	1.1	1	.2 1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	2.1	
	h Devices and networks			(All)		(All)	• •		•	. 💌 💌	💌	💌	💌	💌	🖪	• 💌	💌	💌		~
	75J85_Line0002_0005	26		General		91														
	75J85_Line0004_0005	26		Device		4171														
	 75A86_Line_0001_0002 	36 -		🕨 😜 Alarm handling		5971														-
	Device information			🕨 🤪 Time managem.		8821														
	Hardware and protocols			 Sp Time sync. 		8851														
	Measuring-points routing			 Ses. bin. out. 		4711														
	Function-group connection:			ED not in FG		7411														
	Information routing			▶ p ^P Power system		11														
	🕨 👆 Settings			Recording		81														
	Charts			Security		1331														
	Display pages			🔻 🍕 Line 1		21		*	*											
	Safety and security			🕨 🦆 General		21.9001														
	1EC 61850 structure			🔻 🦆 Group indicat.		21.4501		•	•											
	Test sequences			Pickup	Ŵ	21.4501.55	ACD	*												
	Process data			🔻 🔷 Operate	Ŵ	21.4501.57	ACT		*											
	Charts - Trend/dynamic dis			🔷 general			SPS		U											
	75A86_Line_0002_0003	1		🔷 phs A			SPS													
	IEC 61850 stations	0		🔷 phs B			SPS													
	Load configuration to devices			é ahr f			29.2					_							5	
	🚏 Load firmware to devices		H		_			-	-	(and a second	_	-		_	[2003	_	_	-		÷
	💽 Upgrade project devices									Q. Pro	pertie	S	🖫 In	fo 🧯	8	Diagn	ostics			n
ſ	 Import project 	~		General () Cross-reference	5	Compile	Inco	nsis	sten	cies 🚯	Sea	rch re	sults							

Figura 2.18: Configuración de las salidas binarias de cada función de protección en el software Digsi 5.



Figura 2.19: Zonas de protección del IED-3 $_{Dist}$ en el software Digsi 5.



Figura 2.20: Zonas de protección del IED-
4 $_{Dist}$ en el software Digsi 5.

Capítulo 3

ENSAYOS DE PROTECCIÓN

Para poder realizar los ensayos de protección en los IEDs de sobrecorriente 7SJ85 y los de distancia 7SA86 una vez configurados, fue necesario utilizar la maleta de pruebas OMICRON CMC 356 disponible en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca con la finalidad de inyectar valores de corriente y de voltaje para simular todo tipo de falla cómo se muestra en la Figura 3.1.



Figura 3.1: Diagrama de comunicación y señales para la simulación de pruebas.

3.1 Ensayos de sobrecorriente

Con la ayuda del software Test Universe que maneja la maleta OMICRON CMC 356 se configuraron los respectivos módulos de prueba de protección de sobrecorriente en base a los criterios de la Tabla 2.2 y la Tabla 2.3.

3.1.1 Configuración Test Universe

Para encontrar de una forma más detalla la configuración de los modulos de prueba necesarios dentro del Test Universe es importante dirigirse al manual de ayuda presente dentro del software dentro de la interfaz principal en la pestaña *Files* seguido a *Help*.

La Figura 3.2 muestra la parametrización por fase del IED- 1_{Dir} , mientras que la Figura 3.3 muestra la parametrización por fase del IED- 2_{Dir} dentro del módulo de sobrecorriente del software Test Universe.



Figura 3.2: Parametrización por fase del IED- 1_{Dir} en el software Test Universe.

ay randing tero	ts								
elected element type:	Phas	e (2 Elements / 2 Active)		•					
Add	Active	Element Name	Tripping Characteristic	l Pick-up	Absolute	Time	Reset Ratio	Direction	
Сору То		l #1 Fase	IEEE VI	4,500 Iref	4,500 A	0,200	0,950	Forward	
Remove		1#2 Fase	IEC Definite Time	22,750 Iref	22,75 A	30,00 ms	0,950	Forward	
Move Lip									
Move Down									
efine Element Character	istic Define	Element Directional Beha	vior View Resulting Characteristic						
Name: IEC Definit	e Time		Active I min: 0,000 Iref t min I max: +∞ Iref t ma Reset characteristic	1: 0,00 x: +00	ls ss st	0,060 0,055 0,050 0,045 0,040 0,040 0,035 0,030			
			Off Definite time tr: Inverse time R:	1,000)s	0.025 -			

Figura 3.3: Parametrización por fase del IED-2 $_{Dir}$ en el software Test Universe.

Por otro lado, en la Figura 3.4 se muestra la parametrización de tierra del IED- 1_{Dir} , mientras que la Figura 3.5 muestra la parametrización de tierra del IED- 2_{Dir} dentro del módulo de sobrecorriente del software Test universe.

, randine cerb	ts								
ected element type:	Resid	lual (2 Elements / 2 Active)	Ŧ					
Add	Active	Element Name	Tripping Characteristi	c I Pick-up	Absolute	e Time	Reset Ratio	Direction	
Copy To		l #1 Residual	IEEE VI	0,835 Iref	835,0 mA	0,200	0,950	Forward	
Remove		#2 Residual	IEC Definite Time	28,000 Iref	28,00 A	20,00 ms	0,950	Forward	
Movello									
Move Down									
fine Element Characte	ristic Define	Element Directional Behav	ior View Resulting Characteris	tic					
Characteristic			Range limits						
ame: IEC Definit	e Time		Active			0.0400			
			Imin: 0.000 Tref tr	in: 0.0	D s	0,0350 -			
			0,000 2 41			0,0300 -			
			Imax: +∞ Iref tr	+0	os	0.0250 -			
			Reset characteristic						
			0.07		t/s	0.0200 -			
			• Off						
			O Definite time tr:	1,00	0 s	0.0150			
			◯ Inverse time R:	0,0	D s				
			D			0.0400			
I pick-up:	Trip time:	:	$tr(s) = \frac{R \star Td}{1 \star M^T}$	0,0	00	0,0100	30.0	35.0 40.0 45.0	50.0

Figura 3.4: Parametrización de tierra del IED- 1_{Dir} en el software Test Universe.



Figura 3.5: Parametrización de tierra del IED- 2_{Dir} en el software Test Universe.

3.1.2 Ensayos en laboratorio

IED de sobrecorriente direccional 7SJ85-1 (IED- 1_{Dir})

Diferentes tipos de fallas fueron corridas en el sistema con el fin de probar el ajuste del IED cargado en el software PowerFactory. La Figura 3.6 muestra la actuación del IED- 1_{Dir} al momento de simular una falla trifásica en cierto porcentaje de la línea, mientras que, la Figura 3.7 muestra la actuación al ocurrir una falla monofásica a tierra.

La Figura 3.8 y la Figura 3.9 muestra los resultados obtenidos de las mismas fallas con el equipo CMC356 y el software Test Universe usando el módulo de pruebas de sobrecorriente.



Figura 3.6: Tiempo de actuación del IED-1 $_{Dir}$ en el software PowerFactory.



Figura 3.7: Tiempo de actuación del IED-
1 $_{Dir}$ en el software PowerFactory



Figura 3.8: Prueba en el módulo de sobre corriente del $\mathrm{IED}\text{-}1_{Dir}$ en el Test Universe.



Figura 3.9: Prueba en el módulo de sobre corriente del $\mathrm{IED}\text{-}1_{Dir}$ en el Test Universe.

Para finalizar, la Figura 3.10. y la Figura 3.11. muestran el HMI del IED con su indicación de LEDs, tiempo de arranque y de disparo.



Figura 3.10: HMI del IED-1 $_{Dir}$ al momento de ver la falla trifásica.



Figura 3.11: HMI del IED-1 $_{Dir}$ al momento de ver la falla monofásica a tierra

La Tabla 3.1 muestra las corrientes de cortocircuito que se utilizaron para cada tipo de falla, además de los tiempos de actuación vistos desde el

CAPÍTULO 3

		IED-	1_{Dir}		
Tipo de falla	Icc [A.sec]	Función de Protección	Tiempo PF [ms]	Tiempo CMC356 [ms]	Tiempo IED [ms]
	34.236	67-50	40	47.60	28
9 F	63.274	67-50	40	49.60	27
эг	24.262	67-51	150	160.6	141
	16.078	67-51	219	226.4	201
	42.41	67-50N	40	52.7	27
1 FT	31.236	67-50N	40	51.3	27
	23.343	67-51N	103	114.5	91
	6.262	67-51N	180	173.7	151
	41.938	67-50	40	54.50	28
2F	29.686	67-50	40	57.5	30
	21.055	67-51	168	174.1	151
	13.963	67-51	260	264.6	240
	34.009	67-50N	40	48.7	27
2FT	46.358	67-50N	40	52.9	29
	25.911	67-51N	102	112.8	91
	5.299	67-51N	198	209.8	181

Tabla 3.1: Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED- 1_{Dir} .

PowerFactory, TestUniverse y el HMI del IED físico.

IED de sobrecorriente direccional 7SJ85-2 (IED- 2_{Dir})

Al igual que en la sección anterior, diferentes tipos de fallas fueron corridas en el sistema con el fin de probar el ajuste del IED cargado en el software PowerFactory. La Figura 3.12 muestra la actuación del IED- 2_{Dir} al momento de simular una falla bifásica en cierto porcentaje de la línea, mientras que la Figura 3.13 muestra la actuación al ocurrir una falla monofásica a tierra.

La Figura 3.14 y la Figura 3.15 muestra los resultados obtenidos de las mismas fallas con el equipo CMC356 y el software Test Universe usando el módulo de pruebas de sobrecorriente.



Figura 3.12: Tiempo de actuación del IED- 2_{Dir} en el software PowerFactory.



Figura 3.13: Tiempo de actuación del IED- 2_{Dir} en el software PowerFactory.

Prueba: Overcuri	rent en Test1_Re	lé67_2.occ									→ 🗆
Prueba de arrang	ue/reposición Pru	eba de característi	ica Ajustes	Trigger Salid	da binaria						
Tipo:	L1-L2 -	Es	tado Tipo	Relativ	va a Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax	treal
Relativa a:	() -		L1-L2	()	n/a	21,30 A	-64,12 °	281,5 ms	222,9 ms	341,2 ms	296,1 ms
Factor:	n/a										
Magnitud:	21.30 A	í I									
Ángulo:	-64.12 °										
thom:	281.5 ms										
tmín:	222.9 ms										
tmáx.:	341.2 ms										
treal:	296.1 ms										
Evaluación:	Aceptar							_			h.
		Añadir	Añadir I	barrido	Anular	Anular todo		_	Move	arriba	Mover abaio
10000.00 - 1000.00 - 100.00 - \$\$\$ 10.00 - 1.00 - 0.10 -							(1804	190		0	

Figura 3.14: Prueba en el módulo de sobre corriente del $\mathrm{IED}\mathchar`-2_{Dir}$ en el Test Universe.



Figura 3.15: Prueba en el módulo de sobre corriente del $\mathrm{IED}\text{-}2_{Dir}$ en el Test Universe.

Para finalizar, la Figura 3.10 y la Figura 3.11 muestran el HMI del IED con su indicación de LEDs, tiempo de arranque y de disparo.



Figura 3.16: HMI del IED-2 $_{Dir}$ al momento de ver la falla bifásica.



Figura 3.17: HMI del IED-2 $_{Dir}$ al momento de ver la falla monofásica a tierra

La Tabla 3.2 muestra las corrientes de cortocircuito que se utilizaron para cada tipo de falla, además de los tiempos de actuación vistos desde el

CAPÍTULO 3

 $\overline{IED-2}_{Dir}$ Tiempo Tiempo Tiempo Función de Tipo de Icc \mathbf{PF} **CMC356** IED [A.sec] falla Protección [ms][ms] [ms] 36.1367-50 504365.848 67-50 50 56.3030 3F22.77067-51 265268.824019.189 67-51 268.8240326 45.611 67-50N 5068 40 33.9467-50N 50 71 50 1FT8.608 67-51N 197 209.7 180 67-51N 117 120.9 100 19.677 35.779 67-50 5060.3 39 41.5967-50 5069.2512F21.297 67-51 281 296.1240 17.497 67-51 376 356 326 39.355 67-50N 5068.6 41 28.602 67-50N 5071.6 512FT17.01367-51N 123 139.5110 7.56867-51N 227236211

Tabla 3.2: Corrientes de falla y tiempos de actuación del IED- 2_{Dir} .

PowerFactory, TestUniverse y el HMI del IED físico.

3.2 Ensayos de distancia

Con la ayuda del software Test Universe que maneja la maleta OMICRON CMC 356 se configuraron los respectivos módulos de prueba de protección de distancia en base a los criterios de la Tabla 2.4 y la Tabla 2.5.

3.2.1 Configuración Test Universe

La Figura 3.18 muestra la parametrización de las zonas de protección del IED- 3_{Dist} , mientras que la Figura 3.19 muestra la parametrización de las zonas de protección del IED- 4_{Dist} dentro del módulo *advance distance* del software Test universe.



Figura 3.18: Parametrización por fase del IED-3 $_{Dist}$ en el software Test Universe.



Figura 3.19: Parametrización por fase del IED-4 $_{Dist}$ en el software Test Universe.

3.2.2 Ensayos de laboratorio

IED de distancia 7SA86-1 (IED- 3_{Dist})

Para comprobar la correcta actuación de las zonas de protección poligonal del IED de distancia se probaron distintos tipos de falla a lo largo de las líneas de transmisión del sistema. La Figura 3.20 muestra la respuesta de acción del IED- 3_{Dist} al momento de simular una falla trifásica en Zona 1 al 30% de la línea.



Figura 3.20: Tiempo de actuación del IED- 3_{Dist} en el software PowerFactory.

La misma falla, fue cargada al módulo de pruebas Advanced Distance en el software PowerFactory para comprobar la actuación del IED físico mediante la inyección de valores de corriente y de voltaje. La Figura 3.21 muestra la prueba realizada al 30 % de la línea y el tiempo que demora en actuar la maleta de pruebas.

La Figura 3.22 muestra el tiempo de disparo de la función de protección desde el HMI físico, además de notificaciones LEDs de los elementos involucrados en la falla.

La Tabla 3.3 muestra los diferentes puntos de falla donde el IED actúa en Zona 1, Zona 2 y Zona 3, además de los tiempos de actuación vistos desde el PowerFactory, Test Universe y el HMI del IED físico.



Figura 3.21: Tiempo de actuación del IED-3 $_{Dist}$ en el software Test Universe.

		IED-3	Dist		
Tina da	Localización de		Tiempo	Tiempo	Tiempo
	la Falla	Zona	\mathbf{PF}	CMC356	IED
lalla	[% Linea]		[ms]	[ms]	[ms]
	30	Z1	20	16	2
Icc-3F	120	Z2	310	309	297
	160	Z3	610	612.1	598
	30	Z1	20	14.6	2
Icc-1FT	120	Z2	310	312.5	298
	160	Z3	610	612.3	598
	30	Z1	20	14	1
Icc-2F	120	Z2	310	312.4	299
	160	Z3	610	621	600

Tabla 3.3: Localización de las fallas y tiempos de actuación del IED- 3_{Dist} .



Figura 3.22: HMI del IED-3 $_{Dist}$ al momento de ver la falla trifásica.

IED de distancia 7SA86-2 (IED- 4_{Dist})

Para el IED de distancia dos y la comprobación de las zonas de protección poligonal se probaron distintos tipos de falla en diferentes puntos de las líneas de transmisión del sistema. La Figura 3.23 muestra la respuesta de acción del IED- 4_{Dist} al momento de simular una falla monofásica a tierra en Zona 2 mediante corrientes y voltajes de secuencia.



Figura 3.23: Tiempo de actuación del IED- 4_{Dist} en el software PowerFactory.

Se cargaron los voltajes y corrientes de secuencia en el módulo QuickCMC del software PowerFactory para comprobar la actuación del IED físico mediante la inyección de valores de corriente y de voltaje. La Figura 3.24 muestra la prueba realizada en Zona 2 y el tiempo que demora en actuar la maleta de pruebas.



Figura 3.24: Tiempo de actuación del IED- 4_{Dist} en el software Test Universe.

La Figura 3.25. muestra el tiempo de disparo de la función de protección desde el HMI físico, además de notificaciones LEDs de los elementos involucrados en la falla.



Figura 3.25: HMI del IED-4 $_{Dist}$ al momento de ver la falla monofásica a tierra.

	IED-4 _{Dist}								
Tipo do	Localización de		Tiempo	Tiempo	Tiempo				
	la Falla	Zona	\mathbf{PF}	CMC356	IED				
lalla	[% Linea]		[ms]	[ms]	[ms]				
	20	Z1	20	31.10	2				
Icc-3F	130	Z2	310	336.2	301				
	170	Z3	610	641.6	601				
	20	Z1	20	13.2	2				
Icc-1FT	130	Z2	310	316.2	299				
	170	Z3	610	616.5	599				
	20	Z1	20	40.6	2				
Icc-2F	130	Z2	310	332.6	298				
	170	Z3	610	630.3	601				

Tabla 3.4: Localización de las fallas y tiempos de actuación del IED- 4_{Dist} .

La Tabla 3.4 muestra los diferentes puntos de falla donde el IED actúa en Zona 1, Zona 2 y Zona 3, además de los tiempos de actuación vistos desde el PowerFactory, Test Universe y el HMI del IED físico.

Capítulo 4

COMUNICACIÓN IEC 61850 Y SISTEMA SCADA

En la actualidad, cuando se habla de subestaciones digitales es común asociar este termino con la automatización y las comunicaciones a altas velocidades, donde los IEDs deben ser capaces de comunicarse entre sí, independietemente de su fabricante con el fin de coordinar protecciones y así aislar las fallas del sistema eléctrico lo más pronto posible [37] [38]. Gracias a la implementación del protocolo de comunicación IEC 61850 ha sido posible lograr una mejor integración de dispositivos de protección, principalmente dirigido a subestaciones [39].

4.1 Protocolo IEC 61850

El protocolo de comunicación IEC 61850 es un estandar que se maneja generalmente a nivel de subestación (capa 2, capa 3) y cuya función principal es la recepción y envío de datos entre IEDs de diferentes fabricantes de una manera estándar [40][41]. Dentro del estandar se encuentran ciertos protocolos de comunicación relevantes como el GOOSE, MMS y SV que se utilizan para monitorear y proteger los diferentes elementos de subestación y del sistema eléctrico a través del intercambio de información [42] [43].

4.1.1 Configuración de la estación IEC 61850 en Digsi 5

Dentro del entorno Digsi 5 existe un apartado diseñado exclusivamente para el protocolo de comunicación IEC 61850. La herramienta *IEC 61850 System Configurator* permite enlanzar todo tipo de señal de comunicación con el o los IEDs a implementar dentro de un sistema.

La Figura 4.1. muestra la configuración GOOSE del IED- 4_{Dist} en donde, através del *Source Catalog* se publica la señal que va a mandar el IED para que mediante el *Destination Catalog* se defina la variable que va a leer el otro IED al que le llegue esta señal, en este caso el IED- 3_{Dist} .



Figura 4.1: Comunicación GOOSE del IED- 4_{Dist} en el software *IEC 61850 System Configurator*

Por otro lado, la Figura 4.2 muestra la configuración de los valores SV y la Figura 4.3 la mensajería MMS que van a ser enviados al SCADA mediante la RTU.

4.2 Equipos de comunicación

4.2.1 Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020

El switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020 (Figura 4.4) es un dispositivos capaz de enlanzar diferentes dispositivos mediante direcciones IPs enlazando varias redes simultáneamente y son altamente utilizados en entornos industriales de automatización por su versatilidad y durabilidad al soportar temperaturas extremas gracias a su diseño [44].

4.2.2 Configuración de IPs para el enlazamiento

Previo al desarrollo de pruebas de comunicación y para facilitar un solo entorno de comunicación entre los IEDs, la maleta de prueba, la RTU y el switch se designaron las direcciones IPs de estos dispositivos como se muestra en la Tabla 4.1, haciendo énfasis en que las señales IPs del , la RTU y la maleta ya estaban configuradas pero que pueden ser modificadas de acuerdo a la conveniencia del usuario.

		000	D 1 <i>P</i>	-
Name	Name	CDC	Description	
TeLEC_Station_1	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	FPR CMV	Measurement/Fundam/Vpp/Vpp:AB	
IEC_IED_7SJ85_1	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	FPR CMV	Measurement/Fundam/Vpp/Vpp:BC	
CTRL\LLN0\Measurements (14/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	FPR CMV	Measurement/Fundam/Vpp/Vpp:CA <	
CTRL\LLN0\Signage (32/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	FPR CMV	Measurement/Fundam/Vph/Vph:A	
CTRL\LLN0\Control (11/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	FPR CMV	Measurement/Fundam/Vph/Vph:B	
CTRL\LLN0\GOOSE_In (27/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	FPR CMV	Measurement/Fundam/Vph/Vph:C	
CTRL\LLN0\GOOSE_Out (9/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	FPR CMV	Measurement/Fundam/lph/lph:A	
IEC_IED_7SJ85_2	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	FPR CMV	Measurement/Fundam/lph/lph:B	
CTRL\LLN0\Measurements (14/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	FPR CMV	Measurement/Fundam/lph/lph:C	
CTRL\LLN0\Signage (30/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	PPR MV	Measurement/Power/f	
CTRL\LLN0\Control (13/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	PPR MV	Measurement/Power/P tot	
CTRL\LLN0\GOOSE_In (9/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	PPR MV	Measurement/Power/Q tot	
TRL\LLN0\GOOSE_Out (4/200/0)	IEC_IED_7SA86_1/MEAS	PPR MV	Measurement/Power/S tot	
▼	IEC_IED_7SA86_1/MEAS/	PPR MV	Measurement/Power/cos φ	
CTRL\LLN0\Measurements (14/200/0)	7			
🍞 CTRL\LLN0\Signage (27/200/0)	Source catalog			
CTRL\LLN0\Control (13/200/0)	Name	CDC	Description	.î
CTRL\LLN0\GOOSE_In (36/200/0)				4
TRL\LLN0\GOOSE_Out (5/200/0)	Mod	ENC	Mode (controllable)	
IEC_IED_7SA86_2	🔶 Beh	ENS	Behavior	
TRL\LLN0\Measurements (14/200/0)	Health	ENS	Health	
TRL\LLN0\Signage (25/200/0)	NamPit	LPL	Name plate	
CTRL\LLN0\Control (13/200/0)	🛨 🔶 PPV	DEL	Vpp	
CTRL\LLN0\GOOSE In (24/200/0)	phsAB	CMV	Vpp:AB	
CTRL/LLN0/GOOSE Out (7/200/0)	phsBC	CMV	Vpp:BC	1
	phsCA	CMV	Vpp:CA <	-
	🕨 🔶 PhV	WYE	Vph	
	▶ ♦ A	WYE	Iph	~
	< *			>

Figura 4.2: Valores SV del IED-
3 $_{Dist}$ en el software $IEC \ 61850 \ System \ Configurator$

Station Edit Insert View Option Tools	He	lp			
Devices Vubstation Devices Vubstation	→く	GOOSE 🎇 SMY 📃 Repo	orts and	ļogs	Protocol mapping
📑 🔁 📑 🍋 🖓 🖾 🗶	9* 1	9 🔳 🔄 王 王			
Project tree	🗭 Da	itaset content			
Name	1	Name		CDC	Description
IEC_Station_1		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/CS	WI	DPC	Control/Control/Cmd. with feedback
IEC_IED_7SJ85_1		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/XC	B	DPC	Control/Circuit break./Position
CTRL\LLN0\Measurements (14/200/0)		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/XC	B	SPC	Control/Circuit break./Block opening
🍞 CTRL\LLN0\Signage (32/200/0)		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/XC	в	SPC	Control/Circuit break./Block closing
CTRL\LLN0\Control (11/200/0)		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/XC	в	SPS	Control/Circuit break./Trip/open cmd.
CTRL\LLN0\GOOSE_In (27/200/0)		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/PT	R	ACT	Control/Trip logic/Trip indication
SCTRL\LLN0\GOOSE_Out (9/200/0)		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/XC	в	SPS	Control/Circuit break./Definitive trip
IEC_IED_7SJ85_2		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/XC	B	ENC	Control/Circuit break./Mode (controllabl
CTRL\LLN0\Measurements (14/200/0)		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/XC	в	SPS	Control/Circuit break./Close command
CTRL\LLN0\Signage (30/200/0)		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/XC	B	SPS	Control/Circuit break./Command active
🍲 CTRL\LLN0\Control (13/200/0) <		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/CIL	0	SPS	Control/Interlocking/>Enable opening
CTRL/LLN0/GOOSE_In (9/200/0)		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/CIL		SPS	Control/Interlocking/>Enable closing
CTRL\LLN0\GOOSE_Out (4/200/0)		IEC_IED_7SJ85_2/CTRL/CIL	0	ENC	Control/Interlocking/Mode (controllable)
IEC_IED_7SA86_1					
CTRL\LLN0\Measurements (14/200/0)					
CTRL\LLN0\Signage (27/200/0)					
CTRL\LLN0\Control (13/200/0)					
CTRL\LLN0\GOOSE_In (36/200/0)		Source catalog			
TRL\LLN0\GOOSE_Out (5/200/0)	lan	ie	CDC	De	escription
IEC_IED_7SA86_2				-	
CTRL\LLN0\Measurements (14/200/0)		🔷 Mod	ENC	Mo	ode (controllable)
TRL\LLN0\Signage (25/200/0)		🔷 Beh	ENS	Be	havior
CTRL\LLN0\Control (13/200/0)		🔶 Health	ENS	He	salth
**************************************		🔷 NamPlt	LPL	Na	ame plate
TRL\LLN0\GOOSE_Out (7/200/0)		🔷 Loc	SPS	Sw	vitching auth. local
		EEHealth	ENS	Ex	ternal health
		🔷 OpCnt	INS	Op	p.ct.
		Pos	DPC	Po	osition <
	<				>

Figura 4.3: Mensajería MMS del IED-
2 $_{Dir}$ en el software $IEC \ 61850 \ System \ Configurator$



Figura 4.4: Switch industrial HIRSCHMANN Greyhound GRS1020s [4].

Dispositivo	Dirección Ip seleccionada
IED- 1_{Dir}	192.168.1.60
IED- 2_{Dir}	192.168.1.62
IED- 3_{Dist}	192.168.1.61
IED- 4_{Dist}	192.168.1.63
Hirschmann SWITCH	192.168.1.1
Novatech RTU	192.168.1.3
Laptop	192.168.1.59
Omicron CMC 356	192.168.1.111

Tabla 4.1: Direcciones IPs asociadas a los dispositivos

4.2.3 Novatech RTU

Una RTU o unidad de terminal remota es un dispositivo utilizado para automatizar, capaz de utilizar diferentes puertos de manera independiente [44].



Figura 4.5: RTU de Novatech [5].

Para cargar la configuración de la estación IEC 61850 en el Digsi 5 con las señales de comunicación horizontales y verticales se emplea el software NCD3 de Novatech que maneja la RTU.

Primero se configura un nuevo puerto de protocolo IEC 61850 y XML (Figura 4.6). Una vez dentro del puerto IEC 61850 se procede a agregar un nuevo dispositivo y a cargar la estación configurada en el Digsi 5 previamente exportada como archivo .SCL (Figura 4.7).

Dentro de esta misma interfaz es donde se direccionan las señales, ya



Figura 4.6: Interfaz principal y la pestaña Configure del software NCD3

<u>F</u> ile Edi <u>t</u> Conf <u>i</u> gure 0	Comm <u>u</u> nications <u>W</u> inde	ow <u>H</u> elp									
🗋 ビ 🖉 📥 🛠 🖻 🛛 🥥											
EC61850 Client Port 24 - II	EC 61850 Client (Orion File	2)*									- X
Port Options: Delete Port	lose Port 🗋										
Port ⊿ Client	Device Options: A	cept C	ancel	Delete Device	Copy Device						
Add New Device	Device 1										^
Inputs Outputs	SCL Files	Company:	SIEMEN	S Device: 7SJ8	5 IED Name: IECI	ED_7SJ85_1		Refresh	Fix	Import	J .
Server - IED		Choose	IED/SCL	File							
		Company	Device	IED Name (editable)	Description	Version	ed.	SCL File			
		SIEMENS	7SJ85	IEC_IED_7SJ85_1	7SJ85_Line0002_0005	V08.83.04	2	IEC_Station_1.scd			
		SIEMENS	7SJ85	IEC_IED_7SJ85_2	7SJ85_Line0004_0005	V08.83.04	2	IEC_Station_1.scd			
		SIEMENS	7SA86	IEC_IED_7SA86_1	7SA86_Line_0001_0002	V08.83.04	2	IEC_Station_1.scd			
		SIEMENS	7SA86	IEC_IED_7SA86_2	7SA86_Line_0002_0003	V08.83.04	2	IEC_Station_1.scd			
		SIEMENS	7SJ85	IEC_IED_7SJ85_1	7SJ85_Line0002_0005	V08.83.04	2	IEC_Station_14Bus.scd			
		SIEMENS	7SJ85	IEC_IED_7SJ85_2	7SJ85_Line0004_0005	V08.83.04	2	IEC_Station_14Bus.scd			
		SIEMENS	7SA86	IEC_IED_7SA86_1	7SA86_Line_0001_0002	V08.83.04	2	IEC_Station_14Bus.scd			
		SIEMENS	7SA86	IEC_IED_7SA86_2	7SA86_Line_0002_0003	V08.83.04	2	IEC_Station_14Bus.scd			
	Device Parameters										
	Description	Device 1									
		4									
	Server ID	1									
	Polling Rate (msec)	2000									
	IP Options										
	Port	102									
	Host/Server IP Address	192.168.1.60)								
	Report Control Block	(RCB) Opti	ons								

Figura 4.7: Interfaz del protocolo IEC 61850 en el software NCD3

sean estas de entrada (Inputs) o salidas (Outputs). La Figura 4.8 muestra la interfaz de entradas a ser configuradas en el software NCD3.



Figura 4.8: Selección de entradas y salidas en el protocolo IEC 61850 del software NCD3

Luego de terminar con esta estructuración en el puerto IEC 61850, hay que dirigirse al puerto XML (Figura 4.9) donde al igual que el anterior, es necesario agregar un nuevo dispositivo donde se configurarán las entradas y salidas que van a ser utilizadas en el Inkscape para enlazar las señales con el SCADA.

A continuación, para cargar las configuraciones realizadas dentro de la RTU hay que dirigirse a la pestaña *Communications* para luego entrar en *Online Connections* donde se desplegará el menú de la Figura 4.10.

Al dar click sobre *New Connection* aparecerá el menú de la Figura 4.11 donde se debe definir si la conexión con la RTU será vía Ethernet o vía cable USB. Para este trabajo de titulación se optó por vía Ethernet con la configuración IP de la RTU definida en la Tabla 4.1.

Para finalizar, dar click en *Connect* sobre la nueva conexión creada y esperar a que esta se enlace con la RTU para cargar nuestra configuración donde se desplegará el menú de la Figura 4.12.

Dentro de esta interfaz, dirigirse a 1. File Menu para cargar el archivo

Eile Edit Configur	e Comm <u>u</u> nications <u>W</u> indow <u>H</u> elp				
	Ø				
XML Server Port 25 - 3	KML (Orion File 2)*				
ort Options: Delete Po	rt Close Port 🗋				
+ Add New File	() Outputs		(83 Item(s) - Filter By: All Points)	For	, U 7
Port				101	
Outputs	🔎 <all ports=""> 🗸 🔀</all>		Search 🛛 🖉	Configured	l Outputs
4 File Lxml	Point Name]	Orion Point Name	Point Type	Control Caption
inputs	CILO1/Mod/ctlModel @Device 1	>>	CSWI1/SwAuthEna4/Oper.origin.orldent @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/LocSta/ctlModel @Device 1		CSWI1/SwAuthEna4/Oper.T @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/LocSta/Oper.Check @Device 1		CSWI1/SwAuthEna4/operTimeout @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/LocSta/Oper.ctlNum @Device 1		CSWI1/SwAuthEna5/ctlModel @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/LocSta/Oper.origin.orCat @Device 1		CSWI1/SwAuthEna5/Oper.Check @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/LocSta/Oper.origin.orldent @Device 1		CSWI1/SwAuthEna5/Oper.ctlNum @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/LocSta/Oper.T @Device 1		CSWI1/SwAuthEna5/Oper.origin.orCat @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/Mod/ctlModel @Device 1		CSWI1/SwAuthEna5/Oper.origin.orldent @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/NumAuthID/maxVal @Device 1		CSWI1/SwAuthEna5/Oper.T @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/NumAuthID/minVal @Device 1		CSWI1/SwAuthEna5/operTimeout @Device 1	Analog	Enter Value
	CSWI1/NumAuthID/stepSize @Device 1		CSWI1/LocSta/Oper.ctlVal @Device 1	Binary	Select Control Typ
	CSWI1/NumAuthID/units.multiplier @Device 1		CSWI1/LocSta/Oper.Test @Device 1	Binary	Select Control Typ
	CSWI1/NumAuthID/units.SIUnit @Device 1		CSWI1/Pos/Cancel.ctlVal @Device 1	Binary	Select Control Typ
	CSWI1/Pos/Cancel.ctlNum @Device 1		CSWI1/Pos/Cancel Test @Device 1	Binary	Select Control Typ
	CSWI1/Pos/Cancel.origin.orCat @Device 1		CSWI1/Pos/Oper.ctlVal @Device 1	Binary	Select Control Typ
	CSWI1/Pos/Cancel.origin.orldent @Device 1		CSWI1/Pos/OperTest @Device 1	Binary	Select Control Typ
	CSWI1/Pos/Cancel.T @Device 1		CSWI1/Pos/SBOw ctIVal @Device 1	Binary	Select Control Typ
	CSWI1/Pos/ctlModel @Device 1		CSWI1/Pos/SBOw Test @Device 1	Binany	Select Control Typ
	CSWI1/Pos/Oper.Check @Device 1		CSW/1/SwAuthEps1/Oper.ctl/al@Device1	Dinony	Select Control Typ
	CSWI1/Pos/Oper.ctlNum @Device 1		CSWI1/SwAuthEna1/OperText @Device 1	Dinary	Select Control Typ
	CSWI1/Pos/Oper.origin.orCat @Device 1		CONTROL AND CONTROL OF A CONTROL A CONTROL OF A CONTROL O	binary b:	Select Control Typ
	CSWI1/Pos/Oper.origin.orldent @Device 1		Cowin/SwAuthEna2/Oper.ctival@Device1	binary p:	Select Control lyp
	CSWI1/Pos/Oper.T @Device 1		CSWIT/SWAUTHEna2/Oper.lest @Device 1	Binary	Select Control lyp
	CSWI1/Pos/operTimeout @Device 1		CSWII/SwAuthEnas/Oper.ctlVal@Device1	Binary	Select Control lyp
	CSWI1/Pos/sboTimeout @Device 1		CSWII/SwAuthEna3/Oper.Test @Device 1	Binary	Select Control Typ
	I ICCIMITAD ICDAS CI I AD 1 1		The states of the second	1. I family an an an	A state of Cardenal Tree 1

Figura 4.9: Interfaz principal del protocolo XML en el software NCD3



Figura 4.10: Interfaz del menú Online Connections del software NCD3

	Connection Information X
	Connection Name: New Connection
NCD	File Transfer Packet Size (Bytes) 4096 ▼
	Cornection Comm. Port Parity None Stop Bits 1 Parity None Stop Bits 1 Y Data Bits 8 Y Baud Rate 115200
	Host Address 192.168.1.3 Port 23
NovaTech AUTOMATION 13650 W 1070 Street Lenexa, KS 08215 https://www.novatechautomation.com	Terminal Colors Back Color Test Fore Color
	QK <u>C</u> ancel

Figura 4.11: Interfaz del menú New Connections del software NCD3



Figura 4.12: Ventana emergente de la conexión de la dirección creada

.ncd y .ncz previamente configurado. Al entrar al menú se despliega el menú de la Figura 4.13 donde con 1. File Transfer (PC ->ORION) se envía el archivo configurado hacia la RTU.



Figura 4.13: Interfaz para transferir los archivos a la RTU

Una vez cargado el archivo de comunicación dentro de la RTU, es necesario activar el mismo a través del menú *3. Make config file active* de la Figura 4.13 donde se desplegará el menú de la Figura 4.14.

Para ingresar a la página web donde se visualizarán los sistemas SCADA, dentro del navegador, escribir la dirección IP previamente asignada a la RTU (Figura 4.15).

Dentro de esta página web, en la pestaña Files se cargarán los archivos de imagen .svg asociados a los SCADA que se generaron desde el software Inkscape (Figura 4.16)

En la pestaña *Data Values* se visualiza el *Status* de cada una de las señales de comunicación que se enrutaron desde el software NCD3 de la RTU (Figura 4.17).



Figura 4.14: Interfaz para activar los archivos a la RTU

← → C ⊗ No es seguro https	://192.168.1.3/Home/									Ēs ☆	
	Orio	nL	X					This	Prueba_14B Orion is unlocked	user novatech hostname orior us.ncd is running . (<u>Lock Logout</u>)	
	Home DataValues	Devices	Alarms	Archive	System	Logs	Files	Settings	Contact		
	System Summary OrientX Serial # OrientX Distro Version OrientX Firmware Date Linux Version: Orient Process Uptime: Active Configuration: Date/Time Hostname: eth0 eth1	54421 9.6.1 2.2.21 08/14/20 5.4.43-rt 7 hours, 7 hours, Prueba_ Mon, 19 orion 192.168. 192.168. up	20 24-yocto-pre 2 minutes, 5 0 minutes, 5 14Bus.ncd Feb 2024 16 Feb 2024 16 1.3 speed: 1.65 speed:	empt-rt 2 seconds 9 seconds :18 UTC 100 duplex: 1 100 duplex:	uli link: up fuli link:			User Lir <u>Unifilar 148</u>	1KS <u>SCADA.svg</u>		
			Сору	rright © 2007-2	020 NovaTech	LLC. All righ	nts reserved				

Figura 4.15: Página web principal de la RTU

← → C	2.168.1.3/Files/		e ☆
¢	OrionLX		user novatech hostname orion Prueba_14Bus.ncd is running. This Orion is unlocked. (Lock Logout)
Home	e DataValues Devices Alarms Archive System	Logs Files	Settings Contact
U	ser files	Active config:	Prueba_14Bus.ncd
opio	au nome: special characters, within the mename, will be converted to an b	uerscore	
-	Select files or drag and drop them onto this page to send	hem to the Orion.	
	Filename	Size	Date
	0806_Arquitectura.svg	916.15 KB	2021-10-29 17:16:49
	0806_IHM.ncd	288.96 KB	2021-09-21 21:32:39
	0806_IHM.ncz	561 B	2021-09-21 21:32:12
	0806_IHM.svg	326.59 KB	2021-10-29 17:16:51
	0806_Unifilar.svg	259.73 KB	2021-10-29 17:16:52
	0806_Unifilar_Practica4.svg	259.70 KB	2021-10-29 17:16:53

Figura 4.16: Interfaz de la pestaña ${\it Files}$

Inicio Dispositivos DataValues Anunciador de eventos H	MI Principal IED85_1	IED86_1					
♦OrionI		user novalech Novelsum over Prode_1480s.novel summe The Orien is locked (Utilos) (Jopa)					
Home DataValues Devices	Alarms Archive	System	Logs Files Settings	Contact			
DataValues / IEC 61850 Client (Port 24)							
Clear Input Override Column Options	Device	▲ Туре	Point Number	Value	Percent FS	Status	Search
CSWI1/Pos/ctlNum @7SA86_1	7SA86_1	AI	654	0	0.000000	Online	No
XCBR1/Pos/ctlNum @7SA86_1	7SA86_1	AL	655	0	0.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PPV.phsAB/cVal.ang.f @7SA86_1	7SA86_1	AL	656	0	0.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PPV.phsAB/cVal.mag.f@7SA86_1	7SA86_1	AL	657	0	0.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PPV.phsBC/cVal.ang.f @7SA86_1	7SA86_1	AL	658	0	0.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PPV.phsBC/cVal.mag.f @7SA86_1	7SA86_1	AL	659	0	0.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PPV.phsCA/cVal.ang.f @7SA86_1	7SA86_1	AL	660	0	0.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PPV.phsCA/cVal.mag.f @7SA86_1	7SA86_1	AL	661	0	0.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PhV.phsA/cVal.ang.f @7SA86_1	7SA86_1	AI	662	0	50.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PhV.phsA/cVal.mag.f @7SA86_1	7SA86_1	AI	663	0	0.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PhV.phsB/cVal.ang.f @7SA86_1	7SA86_1	AI	664	0	50.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PhV.phsB/cVal.mag.f @7SA86_1	7SA86_1	AI	665	0	0.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PhV.phsC/cVal.ang.f @7SA86_1	7SA86_1	AI	666	0	50.000000	Online	No
FPRE_MMXU1/PhV.phsC/cVal.mag.f @7SA86_1	7SA86_1	AI	667	0	0.000000	Online	No
FPRE MMXU1/A.phsA/cVal.ang.f @7SA86 1	7SA86 1	AL	668	0	0.000000	Online	No

Figura 4.17: Interfaz de la pestaña Data Values


Figura 4.18: Interfaz del software Inkscape en la pestaña Extensiones

4.3 Sistema SCADA

Para la implementación de las comunicaciones horizontales y verticales según el estandar IEC 61850 fue necesario diseñar diferentes entornos para el monitoreo y control de los equipos deseados.

4.3.1 Enrutamiento mediante el software Inkscape

Luego de diseñar las interfaces SCADA es necesario enrutar las señales de la RTU que fueron previamente configuradas y cargadas en la misma. Por esta razón, se recurre al uso del software de dibujos vectoriales Inkscape ya que este tiene la particularidad de tener una extensión dentro de su sistema propia de la RTU de Novatech (Figura 4.18).

Manteniendo seleccionada la figura a la que se quiere enlanzar señales de comunicación, dirigirse a la pestaña *Extrensiones* y dentro de esta, al hacer click sobre *NovaTech HMI* se despliega el menú de la Figura 4.19. donde se enrutarán las señales dependiendo de la necesidad del usuario ya sea en entradas o salidas en como en la Figura 4.20.

La Figura 4.21 muestra la interfaz principal del SCADA del sistema de 14 barras de la IEEE. Se puede observar además los cuatro IEDs implementados en este trabajo de titulación así cómo los valores de corriente y de voltaje que son medidos por los mismos. Adicionalmente, se configuraron pequeños LEDs que indica si el IED está en línea (led verde) o fuera de línea (led rojo).



Figura 4.19: Interfaz de la pestaña $NovaTech\ HMI$ del software Ink
scape para configurar entradas

*IED85-1_SCADA.svg - Inkscape			– 0 ×
Archivo Edición Ver Capa Objeto Trayecto Texto			
	HMI: Configuring: "g418"		-
□ 100 100 200	General Input/Output Alarm Tagging		
		Input/Output Configuration	
	<i>P</i>	×	Input
Home page	CILO1/EnaCls/g @7SA86_1 CILO1/EnaCls/g @7SA86_2	Input Point	×
•	CILO1/EnaCls/stVal @7SA86_1	Hide Disabled	
	CILO1/EnaCls/stVal @ /SA86_2 CILO1/EnaCls/t @7SA86_1	Blink Disabled 0	Slow -
Status: Online	CILO1/EnaCls/t @7SA86_2		pion
	CILO1/EnaOpn/q@/SA86_1 CILO1/EnaOpn/q@/SA86_2	Color Display None	
© _	CILO1/EnaOpn/stVal @75A86_1 CILO1/EnaOpn/ct/(a) @75A86_2		
Group Indicator	CILO1/EnaOpn/t @7SA86_1		
Cristip guardina	CILO1/EnaOpn/t @7SA86_2 CILO1/Mod/a @7SA86_1		
	CILO1/Mod/q @7SA86_2		
	CILO1/Mod/stVal @/SA86_1 CILO1/Mod/stVal @7SA86_2		
A Phase A	CILO1/Mod/t @7SA86_1		
T hase A.	CIEO1/M08/t@/5466_2		
Phase B:			
Phase C:			
Ground:	/ 5385_1	^	utput
♦ 5-	LLN0/LEDRs/Oper.ctlNum @7SJ85_1	>> Ouput Point LLN0/LEDRs/Oper.ctlVal @75J85_1	×
	LLN0/LEDRs/Oper.ctiVal @75/85 1 LLN0/LEDRs/Oper.origin.orCat @75/85 1	Control Type Control No Confirm 🖵 Send Value	: Always 1 📼
UNIVERSIDAD POLITECNICA	LI NO/LEDRs/Oner origin orldent @7SIR5 1		
	4		Save
Rallance No definir	Annunar de 1 objeto: enmarcarado en cana Cana 1 Vuebra a nu	rar en la relacción para conmutar los tiradores de escalado/ Y- 381 0	
Trazo: No definir 0.982 O: 100 — + Capa 1 &	rotación.	V: 39.0 Y: 39.0	[°] Z: 92% — + R: 0,00° — +

Figura 4.20: Interfaz de la pestaña $NovaTech\ HMI$ del software Ink
scape para configurar salidas



Figura 4.21: Interfaz principal SCADA con la localización de los IEDs en el sistema de 14 barras.

Si se da un click sobre cualquiera de los IEDs de sobre corriente en la interfaz principal del SCADA, se despliega el menú de la Figura 4.22o el menú de la Figura 4.23. Por otro lado, si se da un click sobre cualquiera de los IEDs de distancia se despliega el menú de la Figura 4.24o el menú de la Figura 4.25.

Dentro de estas interfaces se encuentran diferentes valores a ser medidos por los IEDs, botones para la navegación y control, además de pequeños LEDs que indican las señales de comunicación GOOSE y las funciones de protección asociadas a dicho dispositivos.

(Home page)	IED 7S.	J85_1 Interface	
	Run Error SIPROTEC 28,465	Frequency: XXXX	Hz Function Group:
Status: Online		Vph:A xxxx . xxxxx	kV 67 Din OC
		Vph:B xxxx • xxxxx	
Group Indicator		Vph:C xxxx • xxxxx	kV Definite Time
Group Indicator		Vpp:AB xxxx • xxxxx	kV
		Vpp:BC xxxx • xxxxx	kV 67N Dir. OC
		Vpp:CA xxxx • xxxxx	kV Inverse Time
Phase A:		Iph:A xxxx . xxxxx	A Definite Time
Phase B: 🔵		Iph:B xxxx • xxxxx	A Circuit Breaker
Phase C: 🔘		Iph:C xxxx • xxxxx	A Status
Ground: 🔾		Active Power: XXXX	W Open Close
	3 9 CM	Reactive Power: XXXX	VAR GOOSE Comm.
		Apparent Power: XXXX	VA CB_Fail-7SA86 O
		Power Factor: XXXX	
Designed by: Antony Eduardo Jácome Barrionuevo			

Figura 4.22: Interfaz SCADA del IED-1 $_{Dir}$ y sus funciones



Figura 4.23: Interfaz SCADA del IED- 2_{Dir} y sus funciones

IED 7	SA86_1 Interface	
Status: Online Status: Online Group Indicator Online Phase A: O Phase A: O Phase B: O Phase C: O Ground: O Concentioned	Frequency: XXXX H Vph:A XXXX , XXXXX k ² Vph:B XXXX , XXXXX k ² Vpp:CA XXXX , XXXXX k ² Vpp:BC XXXX , XXXXX k ² Vpp:CA XXXX , XXXXX k ² Iph:A XXXX , XXXXX A Iph:B XXXX , XXXXX A Iph:C XXXX , XXXXX A Active Power: XXXX V/ Apparent Power: XXXX V/ Power Factor: XXXX	Z V V V Z1 Distance Prot V Z1: Operate V Z2: Operate V Z3: Operate Circuit Breaker Status Open Close GOOSE Comm. CB_Fail-7SA86 CB_Fail-7SA86

Figura 4.24: Interfaz SCADA del IED-3 $_{Dist}$ y sus funciones



Figura 4.25: Interfaz SCADA del IED-4 $_{Dist}$ y sus funciones

Capítulo 5

ENSAYOS DE COMUNICACIÓN

Para realizar los ensayos de comunicación horizontal y vertical en los IEDs del laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca fue necesario configurar las direcciones IPs de los dispositivos involucrados en estas pruebas con la finalidad de que puedan ser leídos desde wl switch industrial HIRSCHMANN. Posteriormente, se definieron las mensajerías correspondientes en la RTU mediante el software NCD3 de Novatech y que a su vez, fueron enlazadas con las interfaces SCADA mediante el software Inkscape. Adicionalmente, se probó la actuación del interruptor asociado a cada IED mediante contactores. Todos estos pasos pueden ser vistos de manera gráfica en la Figura 5.1.



Figura 5.1: Comunicación entre los diferentes dispositivos de la red.

5.1 Comunicación SV/MMS

La Figura 5.2 muestra los valores medidos y expuestos en la interfaz principal del sistema SCADA mediante la inyección de corrientes y voltajes hacía los IEDs con la maleta de pruebas OMICRON CMC356.



Figura 5.2: Valores de corriente y de voltaje visto desde la interfaz SCADA principal en cada IED.

Por otro lado, al entrar en la interfaz de cada IED se puede observar todos los valores de medición que está viendo cada IED, así como la posición del interruptor y los LEDs indicadores. En la Figura 5.3 se muestra la interfaz del IED-1_{Dir} mientras que en la Figura 5.4 se meustra la interfaz del IED-4_{Dist}.

Para corroborar los valores que están siendo medidos en los IEDs por el SCADA se puede comparar los mismos con los valores que se miden en los IEDs físicos desde su HMI. El IED- 1_{Dir} en la Figura 5.5, el IED- 2_{Dir} en la Figura 5.6, el IED- 3_{Dist} en la Figura 5.7 y el IED- 4_{Dist} en la Figura 5.8.

Inicio Dispositivos DataValues Anunciador de eventos HMI Princ	cipal IED85_1 IED86_1			
IED 7SJ85 1 Interface				
Home page	MENS CONTRACTOR			
Status: Online	Frequency: 60.00 Hz Vph:A 76.37, 0.00 kV			
	Vph:B 76.07119.87 kV 67 Dir. OC			
Group Indicator	Vph:C 76.06 . 119.87 kV Vpp:AB 131.93 . 30.00 kV			
	Vpp:BC 131.92 -90.00 kV 67N Dir. OC Vmp:AL 131.92 150.00 kV Inverse Time			
Phase A:	Iph:A 47.39, 0.02 A Definite Time			
Phase B:	Iph:B 57.42 118.02 A Circuit Breaker Inh:C 55.80 . 118.48 A Status			
Ground:	Active Power: 12.22 W Open Close			
	Apparent Power: 12.23 VA CB Fail.75A86			
	Power Factor: 1.00			
- GIE -				
Crups de struetigende en Energies				
Designed by: Antony Eduardo Jácome Barrionuevo				

Figura 5.3: SV vistos desde el SCADA del IED- 1_{Dir} .



Figura 5.4: SV vistos desde el SCADA del IED- 4_{Dist} .



Figura 5.5: HMI del IED- 1_{Dir} .

Line 0004_0005-67 Bus 5 TC 0 - TP	Bus 4				
Bus 2					
Iph:A 64.763A					
Ipn:B 52.638A					
Vpp:AB 131.956kV	CB_Fail-7SA86				
Vpp:BC 131.985kV					
v pp:CA_131.983KV	Manu				
LUYIII	Imenu				

Figura 5.6: HMI del IED- 2_{Dir} .



Figura 5.7: HMI del IED- 3_{Dist} .



Figura 5.8: HMI del IED- 4_{Dist} .

5.2 Comunicación GOOSE

La comunicación en mensajería GOOSE es un de las más importantes al momento de integrar varios IEDs dentro de un mismo sistema. Para esta configuración se definió a un IED como principal y a otro de respaldo en caso de que uno falle. La Figura 5.9 muestra el fallo de actuación del IED- 1_{Dir} al ocurrir una falla trifásica mediante la desconexión de la salida binaria *operate* y la desconexión de un lado de la bobina del contactor encargado de simular la apertura y cierre del interruptor.



Figura 5.9: Interfaz SCADA del IED- 1_{Dir} y sus funciones.

Al fallar el disparo del IED- 1_{Dir} , mediante la configuración GOOSE, este envía su señal de falla de interruptor hacía el IED- 3_{Dist} que se configuró como respaldo del mismo. La Figura 5.10 muestra la interfaz SCADA del IED- 3_{Dist} y se puede observar como se enciende el LED que indica la falla del IED- 1_{Dir} para que mande a abrir su interruptor.

o Dispositivos DataValues Anunciador de	eventos HMI Principal II	ED85_1 IED86_1			
IED 7SA86 1 Interface					
Home page					
	Bun Error SIPRO	Frequency:	-2147483648.00	Hz	
Status: Online		Vph:A	0.00 .0.00	kV	Function Group:
		Vph:B	0.00 .0.00	kV	
Course To Norther		Vph:C	0.00 . 0.00	kV	21 Distance Prot
Group Indicator		Vpp:AB	0.00 , 0.00	kV	Z1: Operate
		Vpp:BC	0.00 .0.00	kV	Z2: Operate
		Vpp:CA	0.00 , 0.00	kV	Z3: Operate
Phase A:		Iph:A	0.00 .0.00	A	Circuit Breaker
Phase B:		Iph:B	0.00 , 0.00	A	Status
Phase C:	🔍 🔍 🍕 🔊	Jph:C	0.00 , 0.00	A	Open Close
Ground:		Active Powe	r: 0.00	w	GOOSE Comm.
		CM Reactive Pov	ver: 0.00	VAR	CB Fail-7SJ85
		Apparent Po	wer: 0.00	VA	CB_Fail-7SA86
	1/2/3/	Power Facto	r: -214748364	18.00	
reader	•	0			
- GIE					
Orupo de Enversitación en Energies					

Figura 5.10: Interfaz SCADA del IED-3 $_{Dist}$ y sus funciones.

La Figura 5.11 muestra la interfaz HMI del IED- 1_{Dir} donde se observa el arranque del IED más no el disparo para despejar la falla. Mientras que en la Figura 5.12 se muestra la interfaz HMI del IED- 3_{Dist} donde llega el mensaje de falla del otro IED para que este pueda despejar la falla mediante la apertura de su interruptor.

Circuit breaker 1	1/1
07.02.2024	20:06:34.685
VI 3ph 1:67 Dir.OC-3ph-B1	
Inverse-T 1:Pickup	phsA
	phs B
	phs C
	forward
Triptime	
PUtime	Oms
	Quit

Figura 5.11: Interfaz HMI del IED- 1_{Dir} y sus funciones.



Figura 5.12: Interfaz HMI del IED- 3_{Dist} y sus funciones.

5.3 Ensayos de comunicación y protección

Para validar, tanto la correcta actuación como los mensajes de comunicación entre el IED físico y el SCADA fue necesario realizar diferentes tipos de prueba mediante la inyección de corrientes y voltajes de falla con la maleta de pruebas CMC 356. La Figura 5.13 muestra la actuación del IED2_{Dir} al momento de producirse una falla bifásica en el sistema.

Mientras que la Figura 5.14 muestra el HMI del IED2_{OC} con su respectivo tiempo de atuación tanto de arranque como de disparo, comprobando la comunicación y la actuación de los LEDs configurados en el SCADA.

IED 7SJ85 2 Interface					
Home page					
	Run + Emor SIPROTEC 2646	Frequency: 60.00	Hz [
Status: Online		Vnh:A 0.00 .0.00	kV	Function Group:	
		Vph:B 0.00 .0.00	kV	67 Dir. OC 🛑	
		Vph;C 0.00 , 0.00	kV	Inverse Time 🛛 🛑	
Group Indicator		Vpp:AB 0.00 .0.00	kV	Definite Time	
		Vpp:BC 0.00 . 0.00	kV	67N Dir. OC	
		Vpp:CA 0.00 . 0.00	kV	Inverse Time	
Phase A:		Iph:A 0.00 . 0.00	A	Definite Time	
Phase B:		Iph:B 0.00 . 0.00	A	Circuit Breaker	
Phase C:	8 - Ar -	Iph:C 0.00 . 0.00	A	Status	
Ground:		Active Power: 0.00	W	Open 📄 Close 🛑	
	2 8 9 cm	Reactive Power: 0.00	VAR	GOOSE Comm.	
		Apparent Power: 0.00	VA	CB_Fail-7SA86	
	(1) (2) (3)	Power Factor: 0.62	L		
in the second	• — <u>• • •</u> • •				
- GIE -					

Figura 5.13: SCADA screen of the IED- 2_{Dir} and its functions.

Circuit breaker 1	1/1
08.02.2024	13:31:55.416
VI 3ph 1:67 Dir.OC-3ph-B1	
Inverse-T 1:Pickup	phsA
	phsB
	forward
VI 3ph 1:67 Dir.OC-3ph-B1	14 T
Inverse-T 1:Operate	on
Triptime	343ms
PUtime	368ms
	Quit

Figura 5.14: Interfaz HMI del IED- 2_{Dir} .

Capítulo 6

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Al observar los resultados obtenidos en las Tabla 3.1 y la Tabla 3.2 es evidente que los valores con respecto al tiempo de actuación entre el software PowerFactory y la maleta de pruebas CMC356 es bastante cercano, mientras que el tiempo de respuesta que muestra el IED físico varía ligeramente. Es importante recalcar que SIEMENS en su manual de usuario recomienda adicionar 20ms al tiempo de respuesta del IED debido a procesos internos del mismo. Debido a esto, al verse aumentado el tiempo de actuación del IED físico, la variación entre lo simulado, la maleta de pruebas y el IED es menor al 5 %.

Para el tiempo de respuesta de los IEDs de distancia, se observa una relación mucho más cercana entre la simulación en PowerFactory, la maleta CMC356 y el IED físico. El tiempo de actuación de la zona 1 es basicamente cero segundos, y el IED muestra valores de actuación cercanos a cero pero en la simulación se muestra un valor más cercano a la realidad de 20ms. El equipo CMC356 muestra valores cercanos a los 20 ms también, debido a los tiempos de comunicación necesarios entre los equipos conectados. Por esta razón, la protección de distancia en Zona 1 se valida.

Los tiempos de actuación de las zonas de protección restantes, Zona 2 y Zona 3 son mucho más cercanos con una variación no mayor al 2% entre la simulación, el equipo de prueba y el IED.

Capítulo 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un método para la parametrización de IEDs de sobrecorriente y distancia, implementados en el sistema de 14 barras de la IEEE fue presentado y validado. A través de la simulación, los criterios de ajuste propuestos fueron validados para cada uno de los IEDs. Para validar los criterios, fueron cargados a los IEDs físicos y previamente probados con la maleta de pruebas mediante inyección de corrientes y de voltajes.

El efecto de fuentes intermedias o efecto "infeed" tuvo que ser considerado para los ajustes de la protección de distancia debido al diseño del sistema de 14 barras. Si no se considera este efecto, errores como un sobrealcance o subalcance de las zonas de protección puede ser aplicado en sistemas eléctricos de potencia en anillo. Un método eficiente para solucionar este problema es, mediante simulación, visualizar los valores de impedancia y reactancia que ve el IED al momento de ocurrir una falla en determinada parte del sistema.

Los ajustes y criterios de protección propuestos sirven como una guía para implementar y validar tiempos de actuación de IEDs a través de instrumentos de prueba capaces de inyectar corrientes y voltajes de falla. El tiempo de respuesta de la protección de sobrecorriente y distancia tiene una corrrelación entre el 2 % y el 5 % entre la actuación física del IED y la maleta de pruebas CMC356.

Adicionalmente, se presenta un método para validar la comunicación con el protocolo IEC 61850 entre IEDs, switch, RTU y un contactor de baja tensión. Un sistema SCADA que representa una subestación virtual fue simulada donde se validó la comunicación GOOSE y MMS, así como los valores de adquisición de datos SV.

Con la implementación de un contactor de baja tensión se validó la apertura y cierra del interruptor de potencia complementando el uso de la maleta CMC356. Las señales de comunicación GOOSE fueron enviadas y recibidas correctamente con tiempos menores a los 5ms. Los valores medidos por los TCs y los TPs (SV) fueron correctamente validados al inyectar corrientes y voltajes que pueden ser vistos a través del SCADA. Por último, la comunicación vertical MMS fue validada con el envío de señales de actuación o de falla hacía el SCADA. Usando la maleta de pruebas CMC356 se validó correctamente la comunicación GOOSE y MMS entre los IEDs y la RTU.

Es importante declarar correctamente las variables de comunicación que van a ser leídas en la estación IEC del Digsi 5, así como en el NCD3 de la RTU para evitar errores y confusiones. Tener en cuenta la programación interna de cada IED para validar el envío y recibo de las comunicaciones horizontales.

Se recomienda el uso de CFCs dentro del Digsi 5 con la finalidad de que las comunicaciones, tanto verticales como horizontales se tornen más robustas y se puedan solventar ciertos problemas al momento de llevar las señales de comunicación dentro del SCADA.

Se recomienda también una lectura más profunda del protocolo de comunicación IEC 61850 y sus diversas aplicaciones dentro de los sistemas eléctricos de potencia, ya que aquí solo se abarcaron ciertas de ellas.

Una recomendación adicional es la de seguir trabajando sobre estos dispositivos gracias a su versatilidad y los elementos de laboratorio presentes en la Universidad Politécnica Salesiana, puede ser en: Modelamiento, caracterización y medición de tiempos de respuesta de los interruptores en los sistemas eléctricos de potencia. - Integración con IEDs de otras marcas presentes en el laboratorio. - Integración de relés electromecánicos con señales capaces de manejar RS485. - Comunicación mediante GPS para la integración remota o salidas del CENANCE. - Integración de nivel 3 en comunicación que utilicen protocolo IEC 101 e IEC C104.

Glosario

- 50N Función de protección de sobrecorriente de tiempo definido de tierra.
- 51N Función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra.
- 50 Función de protección de sobrecorriente de tiempo definido.
- 51 Función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso.
- 67 Función de protección de sobrecorriente direccional.
- CFC Control Flow Chart.

GOOSE Generic Object Oriented Substation Event.

- HMI Human Machine Interface.
- **IEC** International Electrotechnical Commission.
- **IED** Intelligent Electronic Devices.
- **IEEE** Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- **MMS** Manufacturing Message Specification.
- ${\bf RTU}\,$ Remote Terminal Unit.
- SCADA Supervisory Control And Data Acquisition.
- SV Sampled Values.
- **TMS** Time Multiplier Setting.

ANEXOS

ANEXO A

CONEXIÓN DE LOS IEDS CON LA MALETA DE PRUEBAS, EL CONTACTOR Y EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

ANEXO A



ANEXO B

VISTA LATERAL DE LA CONEXIÓN DE LOS IEDS CON LA MALETA DE PRUEBAS, EL CONTACTOR Y EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

ANEXO B



ANEXO C

VALIDACIÓN DE ACTUACIÓN DE LA SEÑAL GOOSE DE DISPARO DEL INTERRUPTOR DEL IED DE RESPALDO CON UN MÚLTÍMETRO

ANEXO C



ANEXO D

INYECCIÓN DE CORRIENTES Y VOLTAJES PARA MEDICIÓN DE VALORES SV EN EL SCADA



Bibliografía

- J. L. Blackburn and T. J. Domin, Protective Relaying Principles and Applications, Fourth Edition. Taylor Francis Group, 2014, ch. 6. Protection Fundamentals and Basic Design Principles, pp. 176–182, iSBN: 9781439888124.
- [2] S. H. Horowitz, *Power system relaying*. Wiley, 2014, ch. 1. Introduction to Protective Relaying, p. 1.
- [3] J. A. Agila Rios and J. F. Piña Tapia, "Análisis en laboratorio de respuesta de acción en zona 1 de protección de ieds de distancia," B.S. thesis, 2021.
- [4] H. Automation and C. GmbH, Installation GREYHOUND Switch GRS1020/1120/1030/1130 User Manual, Hirschmann.
- [5] Orion, "An overview of the orion automation platform." [Online]. Available: https://back.novatechautomation.com/wp-content/uploads/ 2020/10/Orion_Overview_022119-pages.pdf
- [6] E. E. F. Creighton, "Protection of electrical transmission lines," Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers, vol. 30, no. 3, pp. 377–445, 1911.
- [7] L. L. Elden, "Relay protective systems," Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, vol. XXXI, no. 2, pp. 1911–1931, 1912.
- [8] H. R. Woodrow, D. W. Roper, O. C. Traver, and P. MacGahan, "Transmission line relay protection," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. XXXVIII, no. 1, pp. 795–826, 1919.
- [9] A. Sindhu and A. Dr. Bisharathu Beevi, "Optimal coordination of over current and distance relays," *INTERNATIONAL JOURNAL OF EN-GINEERING RESEARCH TECHNOLOGY (IJERT)*, vol. 3, no. 10, 2014.

- [10] B. Shephard, M. Janssen, and M. Schubert, "Standardised communications in substations," in 2001 Seventh International Conference on Developments in Power System Protection (IEE), 2001, pp. 270–274.
- [11] M. Adamiak, D. Baigent, and R. Mackiewicz, "Iec 61850 communication networks and systems in substations: An overview for users," *The Protection Control Journal*, pp. 61–68, 01 2009.
- [12] B. Madonsela, I. E. Davidson, and C. Mulangu, "Advances in telecontrol and remote terminal units (rtu) for power substations," in 2018 IEEE PES/IAS PowerAfrica, 2018, pp. 827–832.
- [13] R. Saikrishna, N. K. Rajalwal, and D. Ghosh, "Adaptive relay coordination using a busbar splitting approach for a system integrity protection scheme," *Protection and Control of Modern Power Systems*, vol. 7, no. 1, p. 14, 2022.
- [14] Z. Chen, X. Ding, M. Xue, and H. Zhang, "Relay protection method of high voltage transmission line based on time-frequency analysis," in *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 2442, no. 1. IOP Publishing, 2023, p. 012032.
- [15] A. Korashy, S. Kamel, and F. Jurado, "Optimal coordination of directional overcurrent relays and distance relays using different optimization algorithms," *Electrical Engineering*, pp. 1–13, 2023.
- [16] P. Kumar, B. Bag, N. D. Londhe, and A. Tikariha, "Classification and analysis of power system faults in ieee-14 bus system using machine learning algorithm," in 2021 4th International Conference on Recent Developments in Control, Automation Power Engineering (RDCAPE), 2021, pp. 122–126.
- [17] A. Assouak and R. Benabid, "Backup overcurrent relays coordination with first and second zones distance relays in power systems," in 2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals Devices (SSD), 2022, pp. 923–928.
- [18] F. Quizhpi-Palomeque, F. Jiménez, P. Rivera, M. Quizhpi-Cuesta, and F. Gómez-Juca, "Implementation of an iec61850 virtual relay network in a protection laboratory," in 2022 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), vol. 6. IEEE, 2022, pp. 1–6.

- [19] "Ieee recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems (ieee buff book)," *IEEE Std 242-2001* (*Revision of IEEE Std 242-1986*) [*IEEE Buff Book*], pp. 1–710, 2001.
- [20] "Ieee guide for synchronization, calibration, testing, and installation of phasor measurement units (pmus) for power system protection and control," *IEEE Std C37.242-2021 (Revision of IEEE Std C37.242-2013)*, pp. 1–98, 2021.
- [21] "Ieee standard for electrical power system device function numbers, acronyms, and contact designations," *IEEE Std C37.2-2022 (Revision of IEEE Std C37.2-2008)*, pp. 1–63, 2022.
- [22] "Ieee guide for grounding of instrument transformer secondary circuits and cases," *IEEE Std C57.13.3-2014 (Revision of IEEE Std C57.13.3-2005)*, pp. 1–56, 2015.
- [23] L. Andersson, C. Brunner, and F. Engler, "Substation automation based on iec 61850 with new process-close technologies," in 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings,, vol. 2, 2003, pp. 6 pp. Vol.2–.
- [24] S. Jun-ping, S. Wan-xing, W. Sun-an, and K. gong Wu, "Substation automation high speed network communication platform based on mms+tcp/ip+ethernet," in *Proceedings. International Conference on Power System Technology*, vol. 2, 2002, pp. 1296–1300 vol.2.
- [25] T. Sidhu and P. Gangadharan, "Control and automation of power system substation using iec61850 communication," in *Proceedings of 2005 IEEE Conference on Control Applications, 2005. CCA 2005.*, 2005, pp. 1331– 1336.
- [26] "Ieee recommended practice for implementing an iec 61850-based substation communications, protection, monitoring, and control system," *IEEE Std 2030.100-2017*, pp. 1–67, 2017.
- [27] U. Michigan, "Power systems test case archive." [Online]. Available: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm
- [28] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, and C. Lozano Sousa, Analisis de sistemas de potencia. McGraw-Hill, 2004, ch. 4.
- [29] SIEMENS, SIPROTEC 5 Distance protection, Linea Differential Protection, and Overcurrent Protection for 3-Pole Tripping 7SA82, 7SD82, 7SL82, 7SA86, 7SD86, 7SL86, 7SJ86. SIEMENS AG, 2023.

- [30] W. F. Guapucal Villamarin, "Diseño de módulo didáctico para estudio de coordinación de protecciones eléctricas de sistemas de potencia," B.S. thesis, 2021.
- [31] A. Sahrin, A. Tjahjono, M. Pujiantara, and M. H. Purnomo, "The modeling of directional overcurrent relay in loop system using cascade forward neural network," in 2017 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA), 2017, pp. 69–74.
- [32] J. S. Farkhani, M. Zareein, H. Soroushmehr, and H. M. SIEEE, "Coordination of directional overcurrent protection relay for distribution network with embedded dg," in 2019 5th Conference on Knowledge Based Engineering and Innovation (KBEI), 2019, pp. 281–286.
- [33] SIEMENS, SIPROTEC 5 Overcurrent Protection 7SJ82/7SJ85. SIE-MENS AG, 2023.
- [34] S. Bharathidasan, M. Sankar, and S. Akash, "Adaptive distance protection for smart grids with infeed compensation using synchronized phasor measurements," in 2022 International Conference on Smart Generation Computing, Communication and Networking (SMART GENCON), 2022, pp. 1–10.
- [35] J. Agila-Rios, F. Piña-Tapia, and F. Quizhpi-Palomeque, "Response to the intermediate source effect and mutual coupling of the distance relay with cmc 356 test set," in 2021 IEEE URUCON, 2021, pp. 258–262.
- [36] A. A. Chavez, J. I. Guardado, D. Sebastian, and E. Melgoza, "Distance protection coordination using search methods," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 6, no. 1, pp. 51–58, 2008.
- [37] H. Palahalli, M. Hemmati, E. Ragaini, and G. Gruosso, "Hardware in the loop simulation of the smart grid with the inclusion of iec61850 communication protocol," in *IECON 2021 – 47th Annual Conference of* the *IEEE Industrial Electronics Society*, 2021, pp. 1–6.
- [38] R. Loenders, D. Van Hertem, J. Beerten, G. Chaffey, and L. Yang, "Testing reliability performance of iec61850-based digital substations," in 15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020), 2020, pp. 1–7.
- [39] J. Zhang, X. Ji, J. Li, and A. Li, "Design and implementation of iec61850 communication security protection scheme for smart substation based on

bilinear function," in 2020 IEEE 4th Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC), vol. 1, 2020, pp. 2079–2083.

- [40] A. A. Elbaset, Y. S. Mohamed, and A. N. A. Elghaffar, "Iec 61850 communication protocol with the protection and control numerical relays for optimum substation automation system." *Journal of Engineering Science & Technology Review*, vol. 13, no. 2, 2020.
- [41] M. A. Aftab, S. S. Hussain, I. Ali, and T. S. Ustun, "Iec 61850 based substation automation system: A survey," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, p. 106008, 2020.
- [42] F. Quizhpi-Palomeque, F. J. Y., P. R. Q., M. Quizhpi-Cuesta, and F. Gómez-Juca, "Implementation of an iec61850 virtual relay network in a protection laboratory," in 2022 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), vol. 6, 2022, pp. 1–6.
- [43] D. A. Poştovei, C. Bulac, I. Triştiu, B. Camachi, and N. Anton, "Modelling and implementation of single line diagram data in iec 61850 environment," in 2021 IEEE 19th World Symposium on Applied Machine Intelligence and Informatics (SAMI), 2021, pp. 000071–000076.
- [44] R. N. Torres Luna and O. J. Farez Jumbo, "Implementación del sistema de comunicación iec 61850 para monitoreo y control del módulo de pruebas para el laboratorio de protecciones de la universidad politécnica salesiana sede cuenca," B.S. thesis, 2021.