

Universidad Católica de Santa María
Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica Eléctrica y
Mecatrónica



**“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA EL
MONITOREO Y CONTROL DE LA SUBESTACIÓN SOCABAYA DE POTENCIA 33.3
MW Y TENSIÓN 220 KV. AREQUIPA, 2022”**

Tesis presentada por el bachiller:

Apaza Chávez, Felipe

Para optar el Título Profesional de:

Ingeniero Mecánico – Electricista

Asesor:

Ing. Chani Ollachica, Deidamia Giovanna

Arequipa - Perú

2023

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
INGENIERIA MECANICA, MECANICA-ELECTRICA Y MECATRONICA
TITULACIÓN CON TESIS
DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR

Arequipa, 07 de Octubre del 2022

Dictamen: 006161-C-EPIMMEM-2022

Visto el borrador del expediente 006161, presentado por:

2014700631 - APAZA CHAVEZ FELIPE

Titulado:

**IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA EL MONITOREO Y
CONTROL DE LA SUBESTACIÓN SOCABAYA DE POTENCIA 33.3MW Y TENSION 220KV.
AREQUIPA, 2022**

Nuestro dictamen es:

APROBADO

**1470 - CASTILLO CACERES CESAR PIO
DICTAMINADOR**



**2398 - RIVERA ACOSTA VICTOR GONZALO
DICTAMINADOR**



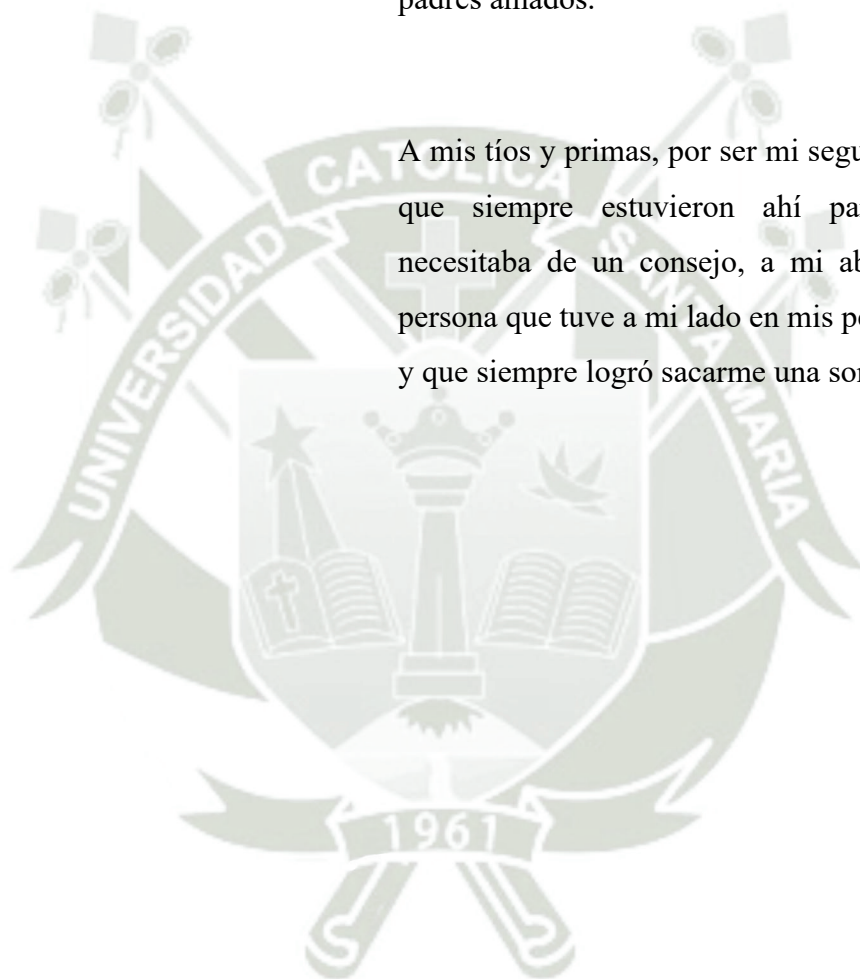
**3244 - SILES NATES FERNANDO DAVID
DICTAMINADOR**



DEDICATORIA

A mis Padres Herlinda y Antonio, las personas que me motivan a cumplir todos mis objetivos trazados, por todo su impulso, temple y dedicación hacia mi persona. Solo espero se sientan orgullosos y felices de mi como yo siempre lo he estado de ustedes padres amados.

A mis tíos y primas, por ser mi segunda familia, los que siempre estuvieron ahí para mí cuando necesitaba de un consejo, a mi abuelo Felipe, la persona que tuve a mi lado en mis peores momentos y que siempre logró sacarme una sonrisa.

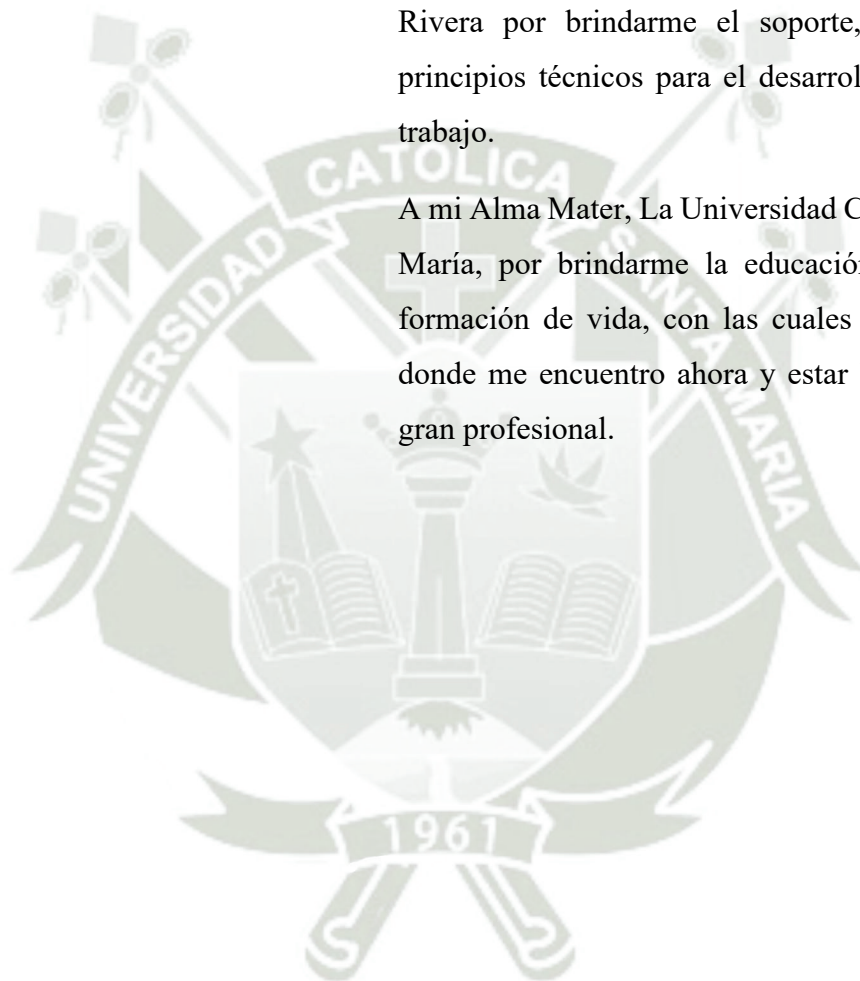


AGRADECIMIENTO

A mi familia por ser parte de este proceso ya que me brindaron su apoyo incondicional y constante para que pueda concluir exitosamente el presente trabajo.

Al ingeniero Nilton Pacci Robles, al ingeniero Luis Rodríguez Miranda y al ingeniero Miguel Coaquira Rivera por brindarme el soporte, sugerencias y principios técnicos para el desarrollo del siguiente trabajo.

A mi Alma Mater, La Universidad Católica de Santa María, por brindarme la educación profesional y formación de vida, con las cuales no podría estar donde me encuentro ahora y estar logrando ser un gran profesional.



RESUMEN

El presente trabajo básicamente consiste en la implementación de un sistema de comunicación en la subestación de Socabaya, utilizando el protocolo de comunicación IEC 61850. Dicho protocolo nos permitirá mejorar significativamente el tema de la ergonomía, la rapidez frente a respuesta frente a fallas y que la subestación se vuelva digital.

Para poder lograr implementar dicho protocolo se tiene que tener en consideración varios aspectos entre los más importantes hay que resaltar que a pesar de que dicho protocolo ya está dentro de nuestro ambiente no es un tema que se domine por completo por todo el personal, otra consideración que se debe de tener en cuenta es que dicho protocolo podría estar involucrado hasta el SCADA pero según los análisis que se desarrollaron es que no es tan viable poder utilizarlo hasta dicho nivel debido a que podría implicar un exceso de información innecesaria, y por último se debe tener como una consideración importante el hecho de que el sistema de comunicación utilizado no es el mejor debido a que podría implicar una falla importante de comunicación y/o información en comparación si es que se utilizara el tipo anillo redundante.

En conclusión, al aplicar dicho protocolo de comunicación en subestaciones antiguas como las que se tiene en nuestro país podría implicar una mejora notable en el suministro de energía eléctrica, nos permitiría aprovechar notablemente los espacios utilizados dentro de las casetas donde se encuentran dichos equipos y mejoraríamos el tiempo de respuesta frente a fallas; resultados que se vieron en el presente trabajo.

Palabras clave: Protocolo 61850, sistema de comunicación, monitoreo y control subestación eléctrica, subestación digital.

ABSTRACT

This work basically consists of the implementation of a communication system in the Socabaya substation, using the IEC 61850 communication protocol. This protocol will allow us to significantly improve the ergonomics, the speed of response to failures and the substation will become digital.

In order to be able to implement this protocol, several aspects must be taken into consideration, among the most important ones, it must be highlighted that although this protocol is already within our environment, it is not a subject that is completely mastered by all the personnel, another consideration that must be taken into account is that this protocol could be involved up to the SCADA, but according to the analyses that were developed, it is not so viable to use it up to this level because it could imply an excess of unnecessary information, And finally, an important consideration is that the communication system used is not the best because it could imply an important failure of communication and/or information in comparison if the redundant ring type is used.

In conclusion, the application of this communication protocol in old substations such as the ones in our country could imply a notable improvement in the supply of electrical energy, it would allow us to take advantage of the spaces used in the cabins where such equipment is located, and we would improve the response time in case of failures; results that were seen in the present work.

Keywords: Protocol 61850, communication system, monitoring and control of electrical substation, digital substation.

INTRODUCCIÓN

La implementación de un protocolo de comunicación es de suma importancia dentro del sector de energía debido a la gran cantidad de beneficios que presenta desde la ergonomía, haciendo que los espacios utilizados por los equipos de protección y otros se reduzcan hasta en la mitad en cuanto a bastidores, también lo práctico que es implementar ya que se reducirían costos en cuanto a utilización de elementos, ya que este protocolo es de lenguaje universal ya no se necesitaría ningún tipo de traductor para las diferentes marcas de relés que se tienen en la actualidad y por último tendríamos la respuesta frente a fallas, la cual sería muy beneficiosa debido a que las protecciones podrían actuar más rápido de lo previsto. Por consiguiente, con dicha información mencionada se logró implementar dicho protocolo de comunicación para la subestación de Socabaya.

La presente investigación está conformada por 6 capítulos detallados a continuación:

Capítulo I: En este capítulo se explica el principal motivo por el cual se implementa dicho protocolo en la subestación, esto es debido a que en los tiempos actuales se debe seguir con la modernización la cual traería beneficios cuantitativos y cualitativos para todos los usuarios y/o clientes, también se menciona los objetivos tanto generales como específicos que se van a lograr con la implementación del protocolo IEC 61850.

Capítulo II: En este capítulo se menciona información acerca de los antecedentes que se toman como base para este trabajo, también se menciona conceptos básicos de los elementos que se verán a lo largo de este.

Capítulo III: En este capítulo se menciona las etapas donde se describe los pasos que se van a seguir para este trabajo, también los materiales e instrumentos para poder realizar la implementación.

Capítulo IV: Diagnóstico de la subestación donde se implementará dicho protocolo, donde se podrá ver detallado las condiciones y características que presenta la subestación antes de la implementación. Se aborda también la implementación del protocolo IEC 61850, donde se mencionan los equipos y demás condiciones que se verán con la implementación de dicho protocolo.

Además del análisis de resultados de la implementación del protocolo IEC 61850, aquí se apreciará el producto final donde se observará lo que se quería lograr desde un principio como la ergonomía y ahorro de material.



ÍNDICE

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
RESUMEN.....	v
ABSTRACT.....	vi
INTRODUCCIÓN	vii
ÍNDICE	i
ÍNDICE DE FIGURAS.....	iv
ÍNDICE DE TABLAS	vi
CAPÍTULO I.....	1
1. PLANTEAMIENTO TEORICO DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
1.1. Descripción del problema.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Hipótesis.....	3
1.4. Justificación.....	3
1.5. Variable	5
1.5.1. Variable independiente.....	5
1.5.2. Variable dependiente.....	5
1.6. Antecedentes de la investigación.....	5
CAPÍTULO II	10
2. MARCO TEÓRICO	10
2.1. Subestación eléctrica convencional.....	10
2.2. Redes eléctricas de potencia.....	11
2.3. Elementos principales de una subestación	11
2.3.1. Seccionadores.....	11
2.3.2. Equipos de medición	13
2.3.3. Equipos de protección.....	13
2.3.4. Protecciones eléctricas principales en una subestación	14
2.3.5. Subestación digital	23

2.3.6.	Estándar IEC 61850	28
2.3.7.	Protocolo DNP3	30
2.3.8.	Sistema SCADA (RTU).....	33
2.3.9.	Sistema SCADA (cliente/servidor).....	34
2.3.10.	Maleta Omicron CPC-100.....	34
2.3.11.	Maleta Omicron CMC-356	36
CAPÍTULO III.....		39
3.	PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO	39
3.1.	Descripción metodológica	39
3.2.	Tipo de investigación	41
3.3.	Campo de verificación (ubicación y unidades de estudio).....	41
3.4.	Área, Subárea y línea de investigación.....	41
3.5.	Técnicas e instrumentos	41
3.5.1.	Observación.....	41
3.5.2.	Análisis de datos	42
CAPÍTULO IV.....		43
4.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	43
4.1.	Diagnostico subestación Socabaya.....	43
4.1.1.	Localización	43
4.1.2.	Interconexión de equipos en la subestación Socabaya.....	44
4.2.	Implementación protocolo IEC 61850	48
4.2.1.	Estructura de la norma IEC 61850	48
4.2.2.	implementación IEC 61850 en una subestación	50
4.2.3.	Comunicación cliente-servidor (nodos lógicos).....	53
4.2.4.	Tipos de mensajería.....	55
4.2.5.	Lenguaje de configuración de subestación (SCL)	58
4.2.6.	Interfaz de un sistema de automatización de subestaciones.....	59
4.3.	Modelo de conexión del diagrama de red para pruebas	60
4.4.	Análisis de resultados	97
4.4.1.	Ergonomía	97
4.4.2.	Prueba de comportamiento del sistema.....	100
4.4.3.	Ergonomía con otro protocolo	101

4.4.4.	Comparación ergonomía	103
4.4.5.	Comparación con los tiempos de latencia dados por el COES	104
4.4.6.	Viabilidad de implementar una topología estrella redundante.....	104
5.	CONCLUSIONES	109
6.	RECOMENDACIONES.....	111
	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS	112
	ANEXOS.....	115



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Subestación eléctrica convencional	10
Figura 2: Seccionador	12
Figura 3: IED REC670 ABB.....	15
Figura 4: Tiempo de Arqueo	18
Figura 5: Interruptor de potencia.....	19
Figura 6: Transformador de tensión	20
Figura 7: Transformador de corriente	21
Figura 8: Prueba de Sampled Values según IEC 61850-9-2.....	36
Figura 9: CMC 356	37
Figura 10: Subestación Socabaya.....	43
Figura 11: Niveles de automatización de una subestación.....	46
Figura 12: Relé RF4.....	47
Figura 13: TDJ-44.....	47
Figura 14: Modelo de capas	50
Figura 15: Modelo OSI	52
Figura 16: Esquema a nivel de OSI propuesto por 61850	53
Figura 17: Modelo cliente/servidor.....	54
Figura 18: Tipos de mensajes en IEC 61850	55
Figura 21: Diagrama de red para pruebas	60
Figura 22: Función ejecutar	62
Figura 23: Conexiones de red	62
Figura 24: Propiedades de red.....	63
Figura 25: Propiedades de Ethernet	63
Figura 26: Propiedades del protocolo de internet versión 4.....	64
Figura 27: Símbolo del sistema.....	64
Figura 28: Símbolo del sistema.....	65
Figura 29: Administrador de dispositivos	66
Figura 30: Software AcSELerator Quickset	67
Figura 31: Pantalla de inicio AcSELerator Quickset	67
Figura 32: Parámetros de comunicación	68
Figura 33: Indicativo de conexión del relé.....	69
Figura 34: Función de Lectura	69
Figura 35: Opciones selección modelo de control	70
Figura 36: Propiedades de los IEDs	71
Figura 37: Interfaz Datasets	72
Figura 38: Editar parámetros Dataset.....	72
Figura 39: Valores tensión, corriente.....	73
Figura 40: Opción de reports.....	74
Figura 41: Configuración de la creación de un nuevo report.....	74
Figura 42: Dead bands	75
Figura 43: Logical Device.....	75

Figura 45: Logical node lista desplegada.....	76
Figura 46: GOOSE transmit.....	77
Figura 47: GOOSE transmit.....	77
Figura 48: Goose Receive	79
Figura 49: GOOSE Receive, virtual bits.....	80
Figura 50: Envío de CID configurado para el relé.....	81
Figura 51: Confirmar ajustes de red.....	82
Figura 52: Mensaje de envío de archivo relé SEL_421_1	82
Figura 53: Mensaje de envío de archivo exitoso relé SEL_411L_1	83
Figura 54: Verificación de configuración adecuada para los relés	83
Figura 55: Lectura de la configuración del relé	84
Figura 56: Ventana de ajustes de configuración del relé	85
Figura 57: Protection Logic	86
Figura 58: Ventana para enviar las nuevas configuraciones al relé.....	87
Figura 59: Maleta OMICRON CMC 356	88
Figura 60: Relé SEL 421	88
Figura 61: Relé SEL 411L	89
Figura 62: OMICRON Device Link y Test Universe 4.20	89
Figura 63: Test Universe 4.20	90
Figura 64: Comprobación de.....	91
Figura 65: Interfaz AcSELerator Quickset.....	92
Figura 66: Respuesta del relé	92
Figura 67: Respuesta del relé ante una falla.....	93
Figura 68: Software IEDScout	93
Figura 69: Pantalla de inicio IEDScout 5.11.....	94
Figura 70: Discover IED, parámetros de conexión.....	95
Figura 71: Interfaz para comprobar las pruebas.....	96
Figura 72: Relé SEL 321	98
Figura 73: Relé SEL 279H.....	98
Figura 74: Relé LFCB 262.....	98
Figura 75: SIPROTEC	99
Figura 76: MiCOM P343	99
Figura 77: MiCOM P143	99
Figura 78: MiCOM P343	101
Figura 79: MiCOM P143	102
Figura 80: Topologías de red en estrella redundante	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: CMC-356 IEC 61850	38
Tabla 2: Ubicación Subestación Socabaya	44
Tabla 3: Niveles de Automatización	102
Tabla 4: Cuadro comparativo de diferentes protocolos de comunicación	103
Tabla 5: Tiempos de conmutación requeridos en los servicios IEC 61850	104



CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO TEORICO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Descripción del problema

Romo (2017) indica que, debido a la competencia que existía hace unos cuantos años atrás en la fabricación de equipos que trabajan dentro de una subestación de transmisión de energía, dentro de la misma existían una gran variedad de equipos con diferentes marcas debido a que cada uno cumplía mejor que otros con su función asignada o porque dichas empresas no fabrican todos los equipos correspondientes; por tal motivo cada uno de los fabricantes trabajaba con su propio lenguaje de comunicación lo cual significa un proceso más largo a la hora de interpretación de dichos datos, que a su vez podría significar una respuesta tardía frente a una falla que se pueda presentar, lo cual sería crítico sin duda alguna, en especial para lo que representa una subestación en el ámbito de la transmisión de energía, actualmente existen una gran variedad de subestaciones dentro del país que poseen dichas tecnologías que se podrían considerar un poco antiguas para la época actual lo cual influye bastante en que cada dispositivo y/o equipo que trabaja dentro de la subestación posea un lenguaje propio.

Según Schneider Electric. (2022) actualmente, cada día sale una nueva tecnología que permite que todo proceso sea mucho mejor que lo que se hacía anteriormente, por lo cual se crea dicho protocolo (IEC 61850), el cual no solamente es una forma más rápida de enviar un mensaje o que influya positivamente en la comunicación de los equipos que trabajan dentro de la subestación, sino que también es una forma segura de que la data que sale de un equipo llegue a otro u otros de forma segura debido a todo lo que representa dicho protocolo, pero en nuestro país no hay una norma que permita actualizar las subestaciones antiguas para que puedan trabajar con dicho protocolo, debido a que es algo técnicamente novedoso, pero es algo que ciertas empresas están desarrollando en nuevos proyectos por parte propia debido a que es una norma internacional en cuanto a subestaciones digitales, uno de los motivos principales por lo cual se debería emplear dicho protocolo es por la seguridad y rapidez en la transmisión de información, pero el detalle está en que muchos de los involucrados (trabajadores) no se les es fácil poder aprender a trabajar con dicho protocolo por lo cual también influye en la toma de decisión de una empresa al querer mejorar sus subestaciones.

Camaño, J., & Torres, M. (2020) en la actualidad se maneja una nueva visión en cuanto al desarrollo de una subestación, se viene empleando el término subestación digital, la cual vendría a ser una forma más eficaz en cuanto a varios puntos, tales como: reducción de costos desde el diseño hasta la operación y mantenimiento de la misma, un espacio menor al convencional en cuanto a la arquitectura, entre otros; dicho esto para poder desarrollar dicha tecnología es necesario trabajar con el protocolo IEC 61850 el cual es parte vital del funcionamiento de dicha subestación, evitándose inconvenientes a la hora de rediseñar o a la hora de trabajar con los equipos debido a que dicho protocolo facilita la interoperabilidad de los equipos que a su vez nos permite una mayor flexibilidad dentro de la misma permitiéndonos solucionar diversos problemas relacionados a los espacios ocupados dentro de los bastidores.

El presente trabajo se considera medible debido a que solo se está considerando hasta cierto nivel lo cual puede lograr modificarse sin ningún inconveniente para poder lograr mejorarlo y llegar a ser más eficiente, también es solucionable debido a que no es complicado poder encontrar las fallas dentro de su estructura y también se considera que es plausible debido a que si es que se requiere mejorar implementando nuevos equipos de protección se puede lograr ejecutar sin dificultades.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Implementar un sistema de comunicación IEC 61850 para el monitoreo y control de una subestación Socabaya de potencia 33.3 MW y tensión 220 KV, Arequipa, 2022.

1.2.2. Objetivos específicos

- Conocer todos los equipos y dispositivos dentro de la subestación que estarán comprometidos al utilizar el protocolo IEC 61850.
- Conocer el funcionamiento, los valores y que información transmiten los relés, los IEDs, la configuración de red y el software Architect.
- Discernir las zonas que están involucradas en la subestación de acuerdo con los niveles de automatización de está, considerando los equipos y dispositivos en cada uno, así tenemos, nivel de equipos de patio, nivel de relés e IEDs, nivel de HMI y nivel de SCADA.

- Analizar la forma de comunicación y evaluar la compatibilidad de los dispositivos, enfocándose en la ergonomía comparando cuando se hace uso del protocolo IEC 61850.
- Proponer e implementar el sistema de comunicación IEC 61850 que permita no depender de un solo protocolo para la comunicación.
- Obtener e interpretar los resultados del protocolo IEC 61850 mediante la realización de pruebas con la maleta CMC 356.

1.3. Hipótesis

Dado que, no existe una unificación en los protocolos de comunicación que manejan los equipos de una subestación, es probable que al implementar un sistema de comunicación empleando el protocolo IEC 61850 se logre mejorar el monitoreo y control de una subestación Socabaya de potencia 33.3 MW y tensión 220 KV.

1.4. Justificación

En cuanto al aspecto tecnológico la tesis tendrá una importante relevancia ya que significa continuar con la modernización que ya se viene dando en nuestro país aplicando dicho avance a una subestación del sur del país, ya que gracias al protocolo se mejorará la comunicación entre los equipos que se encuentran dentro de la subestación ya que este es la base de las comunicaciones en las subestaciones eléctricas y también respalda el desarrollo de los conceptos existentes de protección y control de procesos. También permite la entrada de nuevos elementos, incluyendo las subestaciones digitales.

Dentro de la aplicación de dicho protocolo podemos ver mejoras en lo relacionado a la protección y control dentro de la subestación debido a que los equipos llamados IEDs estos podrán trabajar de forma más rápida y eficaz a la hora de presentarse una falla ya que existirá una mayor interoperabilidad entre estos equipos que poseen diversos lenguajes.

En cuanto al monitoreo de la información que se logra obtener de los IEDs la cual se puede visualizar por el sistema SCADA que vendría a ser nuestro cliente, existirá una mayor confiabilidad para el cliente el aplicar dicha tecnología debido a que representa una transmisión segura de datos.

Nivel académico: En dicho aspecto lo que se obtendrá a nivel personal será mejorar los conocimientos respecto al protocolo presentado ya que en la actualidad existe una cantidad reducida de personas con dichos conocimientos.

Nivel económico: En dicho aspecto se podrá comparar que dicho protocolo hará reducir en gran medida los espacios utilizados dentro de la subestación y también se verá una disminución de cableado y esto implicará un ahorro para la empresa.

Nivel social: Con dicho aspecto tendremos en cuenta que el aplicar dicho protocolo en la actualidad es algo positivo para la mejora y es lo que se necesita para poder seguir creciendo como sociedad.

Nivel ético: En caso de que no se aplique la normativa vigente y aceptada; estaríamos perjudicando significativamente al usuario y no estaríamos velando por los intereses de este.



1.5. Variables

1.5.1. Variable independiente

Sistema de comunicación IEC 61850

La variable independiente de esta tesis de acuerdo con el título es el sistema de comunicación IEC 61850 porque todo lo planteado posteriormente, el monitoreo y control de la subestación depende de este protocolo.

1.5.2. Variable dependiente

Monitoreo y control de una subestación en el sur del País.

En este caso se considera como dependiente debido a que para poder conseguir dicho monitoreo y control va a depender de la implementación del protocolo IEC 61850.

1.6. Antecedentes de la investigación

De La A y Bustos (2016), Análisis y diseño para la automatización de la subestación Manglaralto Cnel Ep de acuerdo al protocolo IEC 61850, Universidad Estatal Península De Santa Elena, La Libertad – Ecuador.

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo diseñar el sistema de automatización de la subestación Manglaralto de acuerdo al protocolo IEC 61850, para mejorar la recolección de datos generados en las bahías, integrando equipos de la subestación, esto se piensa lograr con el prototipo del sistema de automatización para la subestación Manglaralto integrado a un sistema SCADA, el sector beneficiado con dicho diseño será la localidad o localidades que son abastecidas por dicha subestación, lograron concluir que el prototipo del sistema de automatización para la subestación Manglaralto logró la integración de una bahía o alimentador para su control mediante una interfaz hombre máquina y la protección de los equipos mediante disparo por sobrecorriente del sistema, esta investigación resulta ser importante porque considera varios aspectos bases que se pretenden investigar en este estudio que pueden servir para tener una mejor perspectiva de lo que se quiere lograr de acuerdo al enfoque que se le pretende dar, gracias a dicho trabajo logré profundizar dichos aspectos técnicos necesarios para mi tesis.

Bustamante (2021), Diseño de la red de comunicación a nivel de control y monitoreo en una subestación eléctrica según normativa IEC 61850, Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, Guayaquil, Ecuador.

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo diseñar una red de comunicación a nivel de control y monitoreo en una Subestación Eléctrica de capacidad media que cumpla con las normativas de la norma IEC 61850, esto se logró mediante la aplicación de diferentes protocolos de comunicación y diseño de bus de campo, el sector beneficiado será la subestación donde se logre emplear dicha red de comunicación, se concluyó que en la actualidad es importante contar con un parámetro guía o normas estandarizadas a la hora de realizar implementaciones en el sector eléctrico por tal motivo se requiere de este tipo de red que permite una mejor adaptabilidad a las nuevas eras, esta investigación resulta ser importante porque toma en cuenta varios puntos de los cuales se pueden considerar logrando obtener mejores referencias para la misma, gracias a esto se pudo lograr comparar en cierta medida las diferencias que podemos encontrar en otros países comparado con el nuestro.

Santa María (2017), Análisis de vulnerabilidad en arquitecturas de comunicación en subestaciones, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Antioquia, Colombia.

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo proponer una metodología de prueba para el análisis de vulnerabilidad en una arquitectura típica de comunicaciones para automatización de subestaciones bajo el estándar IEC 61850, la forma de trabajo fue establecer estrategias metodológicas, a través de las cuales se llegó a un procedimiento de prueba para el análisis de vulnerabilidad en una subestación digital, esta investigación se centrará en la seguridad cibernética de las subestaciones digitales en general. Se logró concluir que gracias a las herramientas utilizadas en este trabajo y la metodología para el desarrollo de gráficos de ataque del autómatas de Büchi, se demuestra la hipótesis, comprobando la posibilidad de realizar el análisis de vulnerabilidades en una arquitectura típica de comunicaciones para automatización de subestaciones bajo el estándar IEC 61850 utilizando un procedimiento de prueba, esta investigación tiene en parte ciertos criterios que pueden ayudar a nuestra investigación debido a que podríamos cubrir ciertas brechas de vulnerabilidades, en este trabajo logré adquirir conocimientos de cómo lograr que la propuesta planteada tenga menos vulnerabilidades y sea más robusta.

Tobar (2018), Análisis del tiempo de respuesta de un sistema de protecciones en subestaciones eléctricas con implementación de bus de proceso IEC 61850-9-2, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Antioquia, Colombia.

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo evaluar el tiempo de respuesta en protecciones eléctricas de sobrecorriente ante la implementación de un sistema de automatización para subestaciones eléctricas, la herramienta a utilizar es el protocolo IEC 61850, el sector beneficiado del uso de este protocolo son las subestaciones eléctricas en general, se logra concluir que los resultados obtenidos con los equipos de protección bajo prueba, permitieron validar el diseño y construcción del esquema para pruebas propuesto en la investigación, esta investigación apoya en varios puntos lo que se quiere lograr, debido al enfoque en el área de protecciones la cual será una de las bases fundamentales para este estudio, gracias al presente pude comparar los ajustes que se tiene en Colombia comparado con el nuestro y lograr identificar a que se debe dichas variaciones.

Asto (2018) Automatización de la subestación eléctrica Jesús de 138kv – Arequipa a través del protocolo de comunicación IEC 61850, Universidad Nacional De Trujillo, Perú.

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo automatizar la subestación eléctrica Jesús 138kv a través del protocolo IEC 61850 y reportar las señales al sistema SCADA a través del protocolo IEC-60870-5-104, la herramienta a utilizar es el protocolo IEC 61850, el sector beneficiado con estos sistemas digitalizados y redes de datos; son los sistemas de control de las subestaciones, se logra concluir que con la digitalización de subestaciones eléctricas, la cual consiste en minimizar al máximo el uso de los cables de cobre y la información del sistema o de los equipos de patio llevarlas a través de fibra óptica haciendo uso de unos nuevos equipos llamados Merging Units, es factible realizar dicha automatización, esta investigación tiene muchas ideas que se pueden emplear en el siguiente estudio las cuales tendrán una influencia positiva sobre la misma, gracias a este trabajo pude comprobar en cierta medida que tan relevante es dicho protocolo para que llegue hasta el SCADA.

Ángulo (2019), Supervisión, control y operación centralizada de la subestación Montalvo 500/220 Kv de la empresa Abengoa Transmisión Sur, Universidad Nacional De San Agustín De Arequipa, Perú.

El presente trabajo de investigación tuvo como objetivo explicar la supervisión, control y operación centralizada de la subestación Montalvo 500/220 Kv de la empresa Abengoa Transmisión Sur, las herramientas a utilizar son una variedad de softwares que se emplean para dicho trabajo, el sector beneficiado es la empresa Abengoa Transmisión del Sur, en dicha investigación se concluye varias cosas desde cómo se mapean las señales hasta cómo se retransmiten dichas señales mediante el protocolo IEC 61850 entre otros puntos, esta investigación debido a su naturaleza es más una explicación de cómo se trabaja en dicha subestación pero dentro de dicha explicación se toca el punto base para nuestro estudio el cual brindaría un fundamento válido para el mismo.

Oliván, Bruna, Matute, Mareca y Cervero (2022) *a computer-based IEC 61850 sampled values analyzer for parallel power quality analysis*

El presente trabajo tiene como objetivo trabajar con transformadores de medida y también se trabajó con una arquitectura capaz de monitorear nodos lógicos, ambos puntos mediante la implementación del protocolo 61850 mediante la inyección de la unidad de fusión autónoma que en otras palabras es un medio por el cual se envía información queriendo ver la capacidad del mismo, el sector beneficiado en este caso son las subestaciones digitales debido a que esto solo está diseñado para este tipo de subestaciones, según las conclusiones se logra discernir que dicho método de envío de información si se puede usar para calibrar los transformadores de instrumentos sin ningún inconveniente, esta investigación aporta en gran medida a lo que quiero llegar a implementar debido a que se logra ver dichos transformadores y dicha información se puede lograr complementar junto con lo que quiero desarrollar en mi tesis.

Salazar, Aguilar, Zapata y García (2017) *Implementación de Nodos Lógicos DER IEC 61850-7-420 en una Placa Electrónica*

En dicho trabajo se tiene como objetivo desarrollar nodos lógicos para recursos energéticos en el cual se ve que también se encuentran involucrados los IED los cuales también se pueden observar en la presente tesis, utiliza herramientas que uno puede observar dentro de las instalaciones de una subestación a la hora de aplicar dicho protocolo, el sector beneficiado en este caso sería las empresas que trabajan con energías renovables, se pudo concluir que en dicho trabajo se lograron los objetivos planeados en base de los resultados obtenidos, en el caso de mi tesis me logra aportar

información de ejemplos de una perspectiva nueva en cuanto al uso de dicho protocolo en un sector distinto al que se piensa aplicar a modo de ver mejoras positivas.

Brunner (2008) *IEC 61850 for power system communication*

En el presente trabajo se tuvo como objetivo mostrar los conceptos básicos acerca de dicho protocolo, los usos que se le da en el sector eléctrico y los desarrollos futuros que nos dará, las herramientas que se utilizaron fue los conceptos previos desde que se creó dicho protocolo los cuales fueron recopilados por el autor, todas las empresas y personas interesadas serán los beneficiados con dicha investigación, se puede concluir que dicho paper es de suma relevancia ya que toca puntos que son beneficiosos, además aporta una base a esta investigación debido a que se puede tener un mejor conocimiento desde otro punto de vista de manera objetiva.



CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Subestación eléctrica convencional

Una subestación eléctrica es una instalación diseñada para regular y establecer niveles de voltaje de la infraestructura eléctrica con el fin de facilitar la transmisión y distribución de energía eléctrica, la energía eléctrica fluye a través de varias subestaciones entre generadores y consumidores variando los niveles de voltaje en diferentes etapas (Bamonde, 2013). En la figura 1 se presenta una subestación eléctrica convencional.

Figura 1

Subestación eléctrica convencional



Nota. Imagen referencial de una subestación eléctrica convencional.

Adaptado de “Diseño de una Subestación Eléctrica Móvil 110/13,8 kV 15 MVA” por A. Bamonde, 2013, p. 14

En Bamonde (2013), las subestaciones deben distribuir electricidad a las industrias y los consumidores domésticos y monitorear y proteger la red de distribución para garantizar la seguridad y la eficiencia, los sistemas eléctricos a veces requieren condiciones especiales para obtener energía:

- Se necesita suministro de energía temporal.
- Situación final desconocida o bajo investigación.
- Necesidad de disponibilidad rápida.
- Se necesita cubrir diferentes rangos de voltaje dependiendo del punto de montaje.
- Necesita ser flexible instalada en una variedad de ubicaciones.
- Servicio de reemplazo inmediato en caso de falla.
- Mantiene el equipo actual sin perder producción.

2.2. Redes eléctricas de potencia

Para calcular el límite de transmisión de energía para garantizar el funcionamiento seguro de la red eléctrica, se describen aspectos de interés para el transporte en red, el límite térmico del conductor de potencia, la capacidad de carga de la línea eléctrica y el límite de estabilidad del patrón de rotura de carga se determinan para estabilizar el modo de oscilación de potencia en condiciones de funcionamiento estables (Castellanos-Bustamante, 2014).

2.3. Elementos principales de una subestación

2.3.1. Seccionadores

Se utilizan para la conmutación de vacío en subestaciones, tienen una capacidad de ruptura de arco cercana a cero por lo que pueden destruirse instantáneamente debido a una falla de arco, su aplicación típica es colocarlos a ambos lados de un interruptor para aislarlo cuando el interruptor está abierto, su accionamiento puede ser manual o motorizado (Alvarez, 2014). A continuación, se puede ver en la figura 2 donde se puede apreciar un seccionador de línea.

Figura 2

Seccionador



Nota. Imagen referencial de seccionadores.

Elaboración propia, 2022

Alvarez (2014) refiere algunos tipos de seccionadores:

- Seccionador de línea: se utiliza para aislar la línea de transmisión del interruptor para que no haya voltaje en la línea. Está representado por el nombre x89L3 donde x es el número del módulo de línea al que pertenece. Si el módulo es un transformador en el símbolo anterior la letra L se cambia a T.
- Conmutador de barra colectora: Está ubicado entre la barra colectora y el conmutador de barra colectora y está aislado eléctricamente del conmutador de barra colectora, el nombre indica x89L2 utilizado en el módulo de circuito. Si el módulo es un transformador en el símbolo anterior la letra L se cambia a T.

- Interruptor de puesta a tierra: Estos se encuentran solo en módulos de línea y es típicamente parte de un seccionador de línea. Su función es no permitir que la línea tenga una tensión inducida de una vez aislada.
- Seccionador de derivación: Se utiliza en un esquema de barra colectora dividida con un interruptor para reemplazarlo y así mantener la continuidad del servicio. Dado que este seccionador es común a todos los módulos de la subestación y los disparos de protección se realizan a través de este seccionador.
- Seccionador de Medio Diámetro: utilizado en diagramas de doble barra con un interruptor y medio. Están ubicados a ambos lados del interruptor de medio diámetro de repuesto. Cuando falla un módulo se utiliza un módulo de respaldo.

2.3.2. Equipos de medición

Transformador: reducen el voltaje de línea en el orden de kV a niveles de bajo voltaje para equipos de medición de control de potencia este nivel de voltaje suele ser 120V. Hay dos tipos de PT inductivos y capacitivos. El tipo inductivo responde muy rápidamente a cambios de voltaje lo que lo hace ideal para su uso en esquemas de protección. El tipo capacitivo es adecuado para protección remota ya que permite el filtrado y modulación de ciertas frecuencias, el tipo TP no es adecuado para esquema de protección porque no detecta cambios de voltaje rápidamente (Alvarez, 2014).

2.3.3. Equipos de protección

Alvarez (2014) menciona los más relevantes equipos de protección:

TC de protección: Deben tener una precisión de hasta 20 veces la corriente nominal ya que debe funcionar sin fallas no debe saturarse a valores de corriente altos.

CT para protección y medición: el diseño es una combinación de CT para protección y medición los núcleos tienen alta precisión de nivel de saturación.

Cuchillas fusiles: Son elementos para conectar y desconectar circuitos eléctricos. Tienen dos funciones una como cuchilla que conecta y desconecta y la otra como elemento de protección.

Sistemas de protección adecuados para sistemas y equipos: La combinación adecuada de dispositivos de protección permite que las protecciones sean operadas de manera selectiva afectando a la menor carga en caso de falla.

El elemento de guarda incluye un dispositivo fusible el interior de la caja conexión y desconexión de tinta.

2.3.4. Protecciones eléctricas principales en una subestación

El sistema de control y protección está conformado por una jerarquía donde se coloca en primer lugar un dispositivo conectado directamente a la red de alta tensión el cual se encarga de la adquisición y transformación de los parámetros de la red en valores aceptables se le dijo al dispositivo que manejaban se captura la información y gestionan directamente los procesos a nivel de bahía tales como control, protección, activación, regulación de voltaje, medidas; Luego toda esta información es enviada a nivel superior mediante comunicación (IEC 61850; SCADA) a través del cual se puede monitorear y realizar actividades (operador del sistema) con control local de la subestación objetivo (Baéz, 2020).

2.3.4.1. Relés IED'S

Dispositivos electrónicos inteligentes, son equipos con los cuales se realizan programaciones usando entradas digitales y analógicas, según la función de protección se programa los contactos de salida de dichos dispositivos.

Dichas señales analógicas serán trabajadas mediante un conversor analógico digital, posteriormente analizadas por los microprocesadores usando algoritmos para determinar una variedad de parámetros basados en los ajustes de los relés según los estudios de protecciones.

Cuando el relé detecta una condición fuera de lo normal inicia su acción, generalmente a través de contactos que se cierran o se abren y estos a su vez habilitan el circuito de apertura de los interruptores.

Su función principal es encontrar la falla en un tiempo corto y abrir el interruptor que le corresponde para interrumpir la corriente dentro del elemento fallado, con el objetivo de evitar mayores daños en el equipo que se presenta la falla y minimizar efectos negativos al sistema eléctrico de potencia.

La interfaz persona – máquina (IHM) se utiliza para supervisar y hasta cierto punto manejar al dispositivo electrónico inteligente (Angulo, 2019). En la figura 3 se observa IED de la marca ABB.

Figura 3

IED REC670 ABB



Nota. IED REC670 ABB. Adaptado de “ABB” por J. Angulo 2019, p.51.

2.3.4.2. Fusibles

En Doñez (2015) se describe el fusible como un elemento compuesto de una aleación metálica, es un detector de nivel y es simultáneamente un dispositivo de interrupción. Se instala en serie con el equipo que se está queriendo proteger y trabaja por fusión de un elemento fusible en respuesta al flujo de corriente eléctrica superior a un valor predeterminado.

- Tipos de fusibles

Según Doñez (2015) en la actualidad existen gran cantidad de fusibles, por lo que, dependiendo de la aplicación específica, logran una mayor a menor medida a los requerimientos técnicos determinados. A continuación, se mencionan algunos fusibles, considerando su función en los sistemas de distribución:

- Fusibles tipo expulsión
- Fusibles de triple disparo

- Fusible de vacío
- Fusibles limitadores de corriente
- Fusibles en hexafluoruro de azufre
- Fusibles de potencia

Las características eléctricas requeridas según Doñez (2015) para la operación deben considerar los siguientes parámetros:

A. Tensión nominal.

El valor de este en operación normal deberá ser igual o menor a la tensión de diseño del fusible y el fusible no deberá trabajar a una tensión mayor al voltaje máximo de diseño.

B. Corriente continua.

Es el valor eficaz (rms) de la corriente que puede circular por el fusible en régimen estacionario y en forma continua en el que se deberán considerar:

- La corriente normal de la carga máxima que se puede llegar a originar, la cual deberá transitar por el fusible sin que éste sufra ningún daño en sus características, todos los fusibles pueden llevar continuamente la corriente continua de diseño con una temperatura ambiente que no exceda los 40°C.

- La corriente transitoria de "inrush" de los transformadores, que es la corriente de magnetización del núcleo de los transformadores, es de corta duración (aproximadamente 0.1 seg.) y dependiendo de la capacidad del transformador tiene un valor de 8 a 12 veces la corriente nominal, esto en la coordinación de protecciones es conocido como punto "inrush", y este punto no debe rebasar a la curva tiempo-corriente de operación del fusible.

- Sobrecargas normales repetitivas como arranque de motores (Doñez, 2015).

C. Capacidad interruptiva

El rango de interrupción relaciona el valor máximo de la corriente eficaz (rms) simétrica que circula durante la primera mitad del ciclo después de iniciada la falla, este rango puede expresarse en las formas siguientes:

- La corriente máxima rms simétrica.
- La corriente máxima rms asimétrica.

- El equivalente en kilovolt-amperes trifásicos simétricos. La corriente máxima rms simétrica es la más utilizada porque es la que ocasionan los estudios de cortocircuito, la corriente máxima asimétrica representa la máxima corriente que el fusible puede interrumpir y es 1.6 veces la corriente máxima simétrica para fusibles, los kilovoltamperes trifásicos o MVA de capacidad interruptiva se usan básicamente como relación de paralelismo con las capacidades interruptivas de interruptores (Doñez, 2015). A continuación, se puede ver en la figura 4 diferentes tipos de curvas de fusibles de la marca Chance.

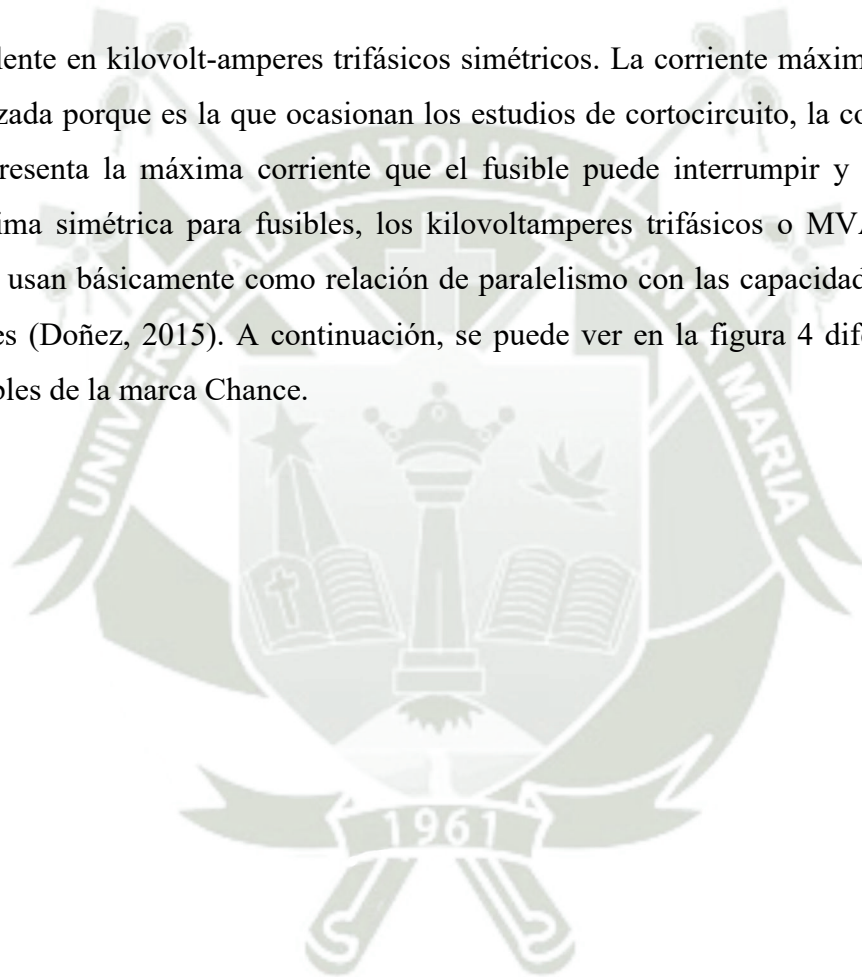
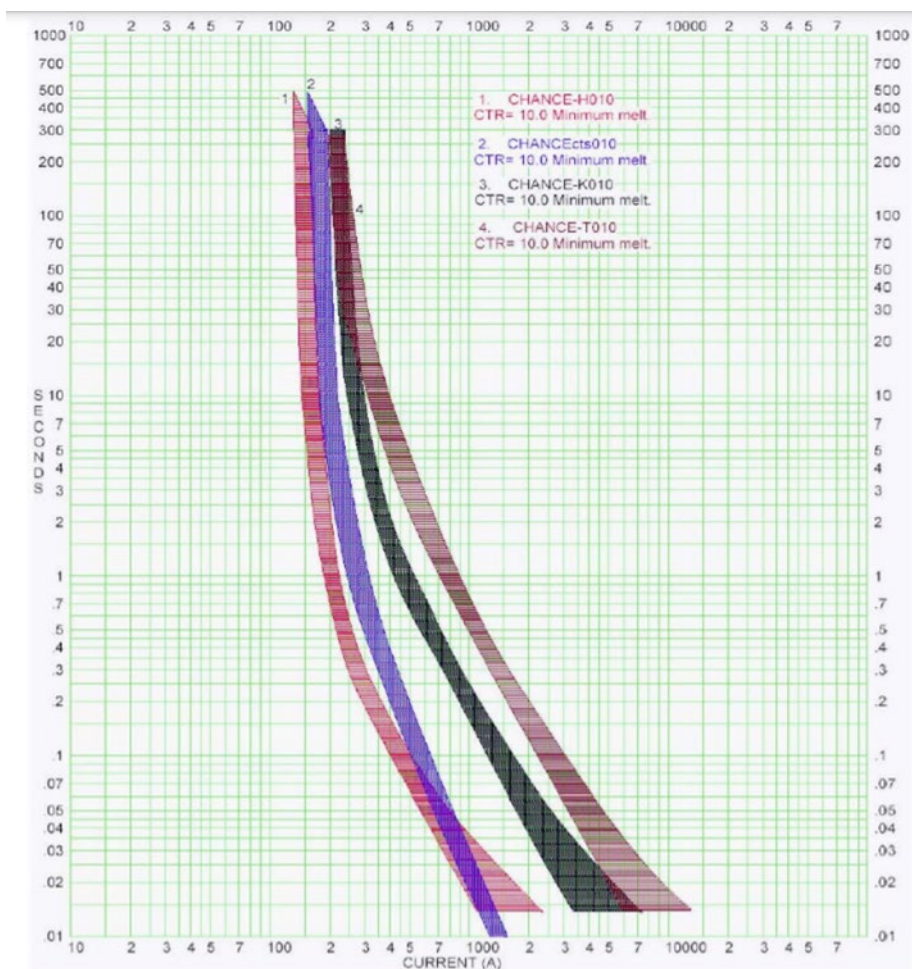


Figura 4

Tiempo de Arqueo



Nota. Diferentes tipos de curvas de fusibles: H, CTS, K y T de 10 amp marca Chance. Adaptado de “Selección y análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución (23 kV) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas” por C. Doñez, p. 31.

2.3.4.3. Interruptores de potencia

Es un dispositivo electromecánico cuya función principal es de abrir y cerrar circuitos eléctricos con o sin carga, o con corriente de falla. Para circuitos de distribución los interruptores son trifásicos. Se seleccionan con base a la tensión del sistema, carga y corriente de cortocircuito en el punto de instalación, es decir, su capacidad interruptiva debe ser superior que el valor de falla en el punto de su instalación (Doñez, 2015). A continuación, se puede ver en la figura 5 un interruptor de potencia.

Figura 5

Interruptor de potencia



Nota. Imagen de Interruptor de potencia.

Elaboración propia, 2022.

2.3.4.4. Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión capacitivos dividen del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés, protecciones, etc. y reducen las tensiones a valores con los que se pueda trabajar y proporcionales a las primarias originales.

En adición dan esa posibilidad de transmitir señales de alta frecuencia a través de las líneas de alta tensión (ARTECHE, 2022). En la figura 6 se observa un transformador de tensión.

Figura 6

Transformador de tensión



Nota. Imagen de Transformador de Tensión.
Elaboración propia, 2022.

2.3.4.5. Transformadores de corriente

Los equipos que permiten proporcionar las señales de corriente del sistema de distribución a los relevadores son los transformadores de corriente. Sus funciones básicas son:

- Dar el aislamiento adecuado entre el voltaje pleno del sistema y los instrumentos que normalmente operan a voltajes bajos que no son un peligro para los equipos ni para el personal.
- Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema, para poder ser aplicados por los dispositivos de protección, medición y control (Doñez, 2015). A continuación, se puede ver en la figura 7 un transformador de corriente.

Figura 7
Transformador de Corriente



Nota. Imagen de Transformador de Corriente.

Elaboración propia, 2022.

2.3.4.6. Enlaces de comunicaciones

En Bustos y Alejandro (2016) su propósito era permitir la interoperabilidad entre dispositivos, mejorar la interoperabilidad en bahías, estaciones de trabajo y centros de control, y permitir el flujo e intercambio fluido de información o datos. Organizado, sistemático, rápido y confiable. Hay protocolos privados y abiertos.

Protocolos propietarios: estos protocolos operan en el mismo dominio de dispositivo y sus dispositivos deben ser de una marca para comunicarse.

Protocolos abiertos: Estos protocolos permiten el uso de dispositivos de diferentes fabricantes, permitiendo la adaptación a un sistema común sin problemas de conectividad. Los protocolos más utilizados para los sistemas de automatización de subestaciones son:

- IEC 60870
- IEC 61850
- UCA2
- DNP3

2.3.4.7. Fuentes de alimentación auxiliar

El grupo electrógeno está dedicado a muchos trabajos diferentes, como proveer de energía, funciones para proporcionar adicionales o urgentes para muchos servicios auxiliares (esencial e innecesario), iluminación de emergencia (de seguridad, descarga o reserva), bancos, etapas deportivas, plantas industriales, hospitales, etc., así como en casas rurales aisladas de redes de suministro públicas.

Estas instalaciones tienen muchas aplicaciones relacionadas con el nivel de poder participar, en la curva de carga, la etapa calificada en la combinación de la propuesta, a tiempo de esta y su fiabilidad; Hacer muchos modelos que puedan combinar algunas tecnologías.

El generador está formado básicamente por un conjunto integrado que contiene un motor térmico principal (turbina de gas, OCTO o motor diésel), un generador (generalmente corriente entrelazada) combinada con el mismo eje y los elementos auxiliares correspondientes y sistemas adicionales, como indicadores de estado diferentes, paneles de operación, tanques, radiadores,

circuitos de lubricación, combustibles, agua y compresores de aire; excitadores, cargador de batería, dispositivo de control de voltaje y frecuencia, automatización de transferencia, protección contra sobrecargas, cortocircuito, etc (Lacoste et al., 2011).

2.3.4.8. Criterios

A. Confiabilidad

En el cumplimiento de su función para:

- Operar cuando efectivamente deba hacerlo (Obediencia), minimizando la pérdida de órdenes
- Evitar todas las operaciones no deseadas (Seguridad), minimizando las órdenes falsas.

B. Sensibilidad

Para detectar pequeñas variaciones en los parámetros de la red.

C. Selectividad

Para detectar el origen de la anomalía y discriminar el elemento sobre el que debe actuar, y no operar ante otro tipo de anomalía o anomalías de otros equipos, de manera que el número de elementos aislados de la red sea mínimo.

D. Rapidez

Para limitar la duración de las anomalías, actuar en el instante preciso y minimizar los retardos no deseados (Structuralia, 2020).

2.3.5. Subestación digital

Las primeras subestaciones digitales (SE) se remontan a principios del siglo XXI siendo las empresas privadas destacadas en el diseño y operación General Electric y Asea Brown Boveri entre otras. Desde entonces ha habido implementaciones en todo el mundo de SE Digital en servicio y proyectos utilizados como pilotos.

Unidades de procesos

Se logra eliminando el cableado habitual entre los equipos eléctricos en el rack de la subestación y los IED de control y protección con una red de fibra óptica. Los elementos que componen el bus de proceso son el dispositivo principal con interfaz Ethernet o conectado a través de una unidad de fusión, los IED de protección control y medición y la arquitectura de comunicación de la subestación que permite que ambos dispositivos se comuniquen, el UM es un dispositivo que permite la digitalización de señales analógicas tensión y corriente y señales digitales como alarmas, ubicación de equipos eléctricos, mandos de conmutación, en estaciones transformadoras de potencia, estos dispositivos generalmente se ubican al mismo nivel que el equipo fuente reemplazando así el cobre por fibra óptica e implementando protocolos IEC 61850 como GOOSE IEC 6185081 para señales de estado, alarma, comando de cierre, apertura, disparos protegidos y muestreo IEC 6185092 valores para las señales de tensión y corriente necesarios tanto para la protección como para el control de la subestación. (Camaño & Torres, 2020)

2.3.5.1. Control, monitoreo y automatización

A. Control

Los equipos de control que podemos encontrar dentro de las subestaciones eléctricas son generalmente los medidores de energía los cuales sirven como fuentes de verificación de que dicho suministro de energía se esté llevando de acuerdo con lo establecido en la línea donde se encuentra censando estos equipos a su vez están conectados de una forma indirecta al sistema SCADA el cual es el que se encarga de enviar dicha información al COES (Structuralia, 2020).

2.3.5.2. Monitoreo

En esta parte se ve más que todo dos cosas a nivel de bahía y a nivel de estación esto debido a que se puede diferencia hasta en 3 niveles pero se considerara de mayor relevancia los mencionados previamente, se dice a nivel de bahía debido a que los equipos que se encuentran monitoreados son los equipos de patio dentro de una subestación los cuales se encuentran siendo analizados por los equipos de protección y a nivel de estación vendría a ser por el sistema SCADA el cual verifica que todo esté funcionando correctamente (Structuralia, 2020).

2.3.5.3. Automatización

En cuanto a este punto se hace referencia a la forma en la que se está trabajando en la actualidad con el concepto de subestación digital se emplea de forma más eficaz el termino de automatizar esto debido a que ya no debe ser tan complejo poder evaluar los equipos dentro de la subestación y que de una u otra forma evite un mayor riesgo para los trabajadores (Structuralia, 2020).

2.3.5.4. Sistemas de comunicación en una subestación

A. Fibra Óptica

No fue hasta 1950 que la fibra óptica comenzó a ganar interés entre los investigadores y se desarrollaron muchas aplicaciones prácticas. En 1952 el físico Narinder Singh Kapany basándose en los estudios de John Tyndall realizó experimentos que llevaron a la invención de la fibra óptica. (Vargas, 2014)

Uno de los primeros usos de la fibra óptica fue utilizar un haz de fibras para transmitir imágenes utilizadas en endoscopios médicos utilizando fibras ópticas se creó un endoscopio semiflexible el cual fue patentado por la Universidad de Michigan en 1956. En esta invención utilizó nuevas fibras revestidas con un material con un índice de refracción bajo debido a que fueron previamente impregnadas con aceite o cera, aproximadamente al mismo tiempo diminutos filamentos parecidos a pelos comenzaron a usarse para transportar luz en distancias cortas tanto en la industria como en la medicina de modo que la luz pudiera llegar a lugares inaccesibles, el único problema es que esta luz pierde intensidad hasta 99 ° cuando viaja a distancias de hasta 9 metros de fibra. (Vargas, 2014)

La comunicación por fibra óptica puede ser por finas fibras de plástico o de cristal y transmiten la información a base de reflejar la luz que se emite en un extremo hasta llevarla al extremo remoto. Tienen una gran capacidad de envío de datos y son inmunes a las interferencias electromagnéticas. En un extremo, se modula un rayo de luz (láser o LED) de acuerdo con la señal que se quiere transmitir (modulación por codificación de pulsos). En el extremo remoto, otro demodulador, hace la función inversa para conseguirla información. El emisor y el receptor trabajan con rayos de 850 (multimodo) o 1300 / 1550 nanómetros (monomodo). Mediante técnicas de multiplexación de división de tiempos, es posible transmitir varios canales de información en una sola señal, cada uno de 64 kbps, que equivalen a un canal de voz analógico (8 kHz) con conversión a 8 bits. Para líneas aéreas que tengan cable de tierra, es usual emplear un cable con una tirada de fibra óptica

embebida en su interior, con lo que se ahorra el tener que abrir zanjas para enterar la fibra óptica. Cuando no queda más remedio que cavar zanjas, la comunicación por fibra óptica se vuelve bastante costosa. Es el modo de comunicación más utilizado para nuevas subestaciones, siempre que sea posible (Structuralia, 2020).

B. Onda portadora

El sistema de onda portadora corresponde a un sistema de telecomunicación que tiene una banda de transmisión en el rango de 40-400 KHz en nuestro caso particular utilizando líneas de transmisión de energía como medio de transmisión, la línea es físicamente uno de los medios más eficientes para llevar a cabo transmisiones telefónicas o de control remoto precisamente diseñado para proporcionar un nivel aceptable de rendimiento para el sistema de transmisión de energía. (Rosero, 1974)

Si la onda portadora supone una comunicación analógica, la radio supone un medio de comunicación que puede ser analógico o digital. Se suele usar a frecuencias de microondas (entre 0.2 y 10 GHz.), lo que permite enviar mensajes largos a velocidad rápida. Requiere de un equipo emisor y otro receptor, y si la distancia entre ambos extremos es larga, se necesitan repetidores intermedios. Existen diversas técnicas para enviar distintas informaciones al mismo tiempo: multiplexación por división de frecuencia, multiplexación por división de tiempo o modulación por código de pulsos. La comunicación por radio requiere que no haya obstáculos entre la antena emisora y la receptora, ya que cualquier edificio, montaña o árbol bloquearía la señal. Por lo tanto, la disponibilidad es inferior a la que proporcionan los hilos piloto o las ondas portadoras, pero a su favor está el relativo bajo coste y que no se ve afectada por la atenuación en caso de faltas en el sistema de potencia. El viento, la temperatura y la contaminación atmosférica pueden degradar la señal. Se puede comprar una licencia de radiofrecuencia si se quiere que nadie más utilice esa frecuencia en la zona, y así minimizar las posibles interferencias, o utilizar una frecuencia libre, en cuyo caso se compartirá con otros usuarios (Structuralia, 2020).

C. Equipo hardware switch y firewall

El balance de hardware está marcado debido a la implementación de los dispositivos de red utilizados para este propósito, al igual que los conmutadores, enrutadores, cortafuegos, decodificadores, SSL, las tecnologías siempre avanzan día a día e incluso los proveedores están

desarrollando diferentes dispositivos y herramientas según la industria del área en la que pretenden liderar; de ahí la importancia de analizar el estado del balanceador de carga donde se reflejan los avances tecnológicos a lo largo del tiempo, para analizar su desarrollo se han recolectado datos de importantes empresas proveedoras de dispositivos de red y herramientas de software con especificaciones definidas (Castro & Ferrer, 2004).

El RSG2100 es un conmutador ethernet modular, completamente administrado, diseñado específicamente para operar de manera confiable en entornos eléctricamente hostiles y climáticamente exigentes subestaciones de servicios públicos y entornos industriales.

El diseño de hardware reforzado superior del RSG2100 junto con el sistema operativo incorporado (ROSTTM) proporciona mayor confiabilidad del sistema y avanzada seguridad cibernética y funciones de red que lo hacen ideal, adecuado para crear redes Ethernet seguras para aplicaciones de control en tiempo real y de misión crítica.

Los conectores opcionales de montaje delantero o trasero hacen al RSG2100 altamente versátil para cualquier aplicación y puede soportar múltiples conectores de fibra (ST, MTRJ, LC, SC). (RUGGEDCOM, 2022)

2.3.5.5. Protocolos de comunicación

Por protocolo de comunicación se entiende el conjunto de reglas estandarizadas que permiten el flujo de información entre dispositivos de manera que su representación, señalización, autenticación y detección de errores estén definidas y con un control claro. (Rodriguez et al., 2014)

2.3.6. Estándar IEC 61850

El estándar internacional IEC 61850, elaborado por expertos en el dominio de la automatización de subestaciones de 22 países, busca abordar la situación antes mencionada, este estándar se beneficia de una completa orientación a objetos de modelo de datos y la tecnología Ethernet, aportando una gran reducción en el costo de configuración y mantenimiento, a diferencia de su predecesor, el estándar IEC 61850 está diseñado para ser compatible con dominios además de la propia automatización de la subestación, para hacer que el nuevo protocolo dependa menos del dominio, el comité de estándares se esforzó por enfatizar la semántica de los datos. (Liang & Campbell, 2008)

2.3.6.1. Merging unit

Las unidades de fusión o UM juegan un papel importante en el diseño de sistemas de comunicación y automatización de subestaciones, las UM muestrean la corriente alterna y/ o el voltaje de una o más fases que convierten estas señales analógicas de voltaje y corriente en valores digitales y emiten los valores muestreados en el relé de protección y controlador de bahía a través de Ethernet o canales de comunicación óptica basados en el protocolo IEC 61850, MU puede proporcionar datos en tiempo real sobre la corriente, el voltaje y el estado de la red eléctrica; y como tales pueden desempeñar un papel importante en la supervisión, protección y control de la red en tiempo real. (Del Prete et al., 2018)

Las merging units (MU) son un elemento importante de las subestaciones digitales que implementen bus de proceso. Transforma los parámetros analógicos del sistema eléctrico, tales como las tensiones, corrientes o información binaria, en señales digitales. Las señales que se llegan a subir en la red constan de mensajes GOOSE, y Sampled Values (SV) según las normas IEC 61850 e IEC 61869.

Las MU son un elemento de suma importancia para la cadena de protección, medición y monitoreo de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en el sistema secundario. Por lo tanto, es vital revisarlo a fondo durante las pruebas y la puesta en servicio de las subestaciones. Dentro de ella hay dos tipos de merging units: las que forman parte de los transformadores de medida de baja potencia (LPIT), y las MU autónomas (SAMU) conectadas por cables a transformadores de corriente y tensión convencionales. (OMICRON, 2022)

2.3.6.2. Sampled values

Los valores muestreados facilitarán la evaluación de modelos de datos para recopilar, consolidar, integrar y distribuir datos entre diferentes dispositivos y componentes utilizando un conjunto de estándares en el sistema de red. (Konka et al., 2011)

Los Sampled Values se emplean para informar sobre las señales digitalizadas de corriente y tensión del sistema eléctrico dentro de las subestaciones digitales IEC 61850. Comparando los sistemas convencionales, en los que se transmiten cantidades secundarias, los flujos de Sampled Values se reparten en la red de comunicaciones. Los equipos de prueba CMC publican Sampled Values de acuerdo con las normas IEC 61850-9-2 e IEC 61869-9 para imitar dichos valores del sistema eléctrico y para probar los dispositivos de protección digital. (OMICRON , 2022)

2.3.6.3. Mensajería Goose

Los mensajes GOOSE son paquetes de datos que pueden transmitirse a través de un sistema de comunicación Ethernet periódicamente y controlarse por eventos de ocurrencia como errores con la capacidad de enviar un mensaje con un bit de prioridad a través de la red para su transmisión o información que requiere alta velocidad como viajes y eventos requeridos para enclavamientos en el sistema eléctrico en rangos de 150 ms. (Yépez & Granda, 2017)

La principal peculiaridad de dicho protocolo IEC 61850 es permitir la interoperabilidad entre los equipos instalados en la subestación, la cual se puede ejecutar a través de mensajes tipo GOOSE. Además, los mensajes GOOSE son también llamados mensajes rápidos de subestación, por lo cual son usados para enviar información de eventos de alta prioridad.

Actualmente los mensajes GOOSE son subutilizados, pero a futuro dichos mensajes serán aplicados para maximizar todas las características de interoperabilidad y para mejorar los tiempos de respuesta en las subestaciones. (Bernal et al., 2017)

2.3.6.4. Ventajas o mejoras

- Solución rentable gracias a un menor cableado.
- Programación flexible que permite añadir relés y nuevas funciones de protección sin afectar al cableado físico.
- No se requieren convertidores de protocolos externos; fácil actualización a IEC 61850. (Schneider Electric, 2022)

2.3.7. Protocolo DNP3

El protocolo de red distribuida (DNP) fue desarrollado por WETRONIC, ahora GE Harris, a principios de la década de 1990 con el propósito de ofrecer un protocolo gratuito y orientado a soluciones en la industria eléctrica. Los protocolos de comunicación existentes son propietarios y no compatibles con productos de diferentes fabricantes, por lo que WETRONIC ha diseñado su protocolo de comunicación teniendo en cuenta las características básicas de los protocolos existentes. DNP3 define un método de respuesta de comando para comunicar información digital entre dispositivos maestros y dispositivos esclavos. La conexión eléctrica entre dispositivos se llama conductor. En DNP3, hay dos tipos de dispositivos conectados al bus: dispositivos maestros y esclavos. La máquina maestra envía comandos a los esclavos. El dispositivo esclavo da respuestas a los comandos maestros relevantes. Cada bus debe tener exactamente un maestro, mientras que puede contener tantos esclavos como lo permitan los estándares eléctricos. El protocolo DNP3 es muy utilizado en sistemas SCADA donde el timestamp (la hora exacta de la información del evento), la sincronización, y prácticamente una subestación que transmite información sin solicitarla, es fundamental para el análisis de errores y sincronización de activación de todos los dispositivos. Este protocolo está diseñado específicamente para que las aplicaciones SCADA realicen las tareas de recopilación de información y envío de comandos de control entre una estación maestra y una esclava. Este protocolo se basa en solo 3 de las siete capas del modelo de referencia OSI, que son suficientes para que el dispositivo subyacente se comunique satisfactoriamente con los IED. Estas capas son: Aplicación, Transferencia virtual y Enlace de datos. El criterio para determinar qué protocolo de comunicación se utilizará es la estabilidad del sistema, ya que se debe asegurar que se recibe toda la información transmitida. El DNP3 está

diseñado para operar en condiciones tales como subestaciones eléctricas donde la administración del IED necesita comunicarse con el centro de control (Romo, 2017).

2.3.7.1. Características

Según Romo (2017) el protocolo DNP3 permite la implementación de las siguientes estructuras de comunicación:

- a) Maestro-esclavo.
- b) Maestro con múltiples esclavos.
- c) Múltiples maestros.
- d) Maestros intermediarios.

Según Romo (2017) cada dispositivo DNP3 conectado a la red se le debe asignar una dirección única. Esto puede variar de 0 a 65536. Esto significa que se pueden conectar hasta 65537 dispositivos a una red SCADA usando DNP3. La forma en que el maestro solicita información a los esclavos puede ser la siguiente:

- Reconocimiento: El maestro solicita cierta información de un esclavo en particular. Si el maestro no pide nada, el esclavo no enviará nada. La desventaja de esta tecnología es que utiliza más ancho de banda de la red, además de que el procesador principal debe programarse para solicitar información de vez en cuando.
- Reacciones inesperadas: el esclavo envía información sobre un evento importante que ocurrió sin la solicitud del maestro. Esto reduce en gran medida el uso de ancho de banda. Para lograr una conexión fuerte, es necesario combinar las dos formas anteriores. Este protocolo es tan amplio que no es necesario desarrollarlo completamente en todos los dispositivos. Es por eso que el estándar tiene 4 niveles de implementación, cada uno de los cuales es más complejo que el anterior. La regla es que el dispositivo de nivel x debe ser controlado por el dispositivo maestro de clase $x+1$, por lo que el primer nivel es solo para subsistemas individuales. Esta diferencia se hace evidente solo en la capa de aplicación porque las capas de enlace de datos y transporte deben ser casi iguales en todos los dispositivos.

2.3.7.2. Ventajas

Según Romo (2017) DNP3 se basa en los requisitos de IEC, por lo tanto, es conveniente para el uso en el ambiente entero de SCADA. Además, al ser un protocolo basado en la capa de aplicación, DNP3 tiene la flexibilidad de apoyar modos de funcionamiento múltiples, entre las mayores ventajas se encuentran:

- Interoperabilidad entre los dispositivos.
- Pocos protocolos que apoyar en el campo.
- Costos reducidos del software.
- No necesita ningún traductor de protocolos.
- Menos prueba, mantenimiento y entrenamiento.

En las ventajas a largo plazo de usar DNP3 se incluye:

- Extensión de sistema fácil.
- Mayor vida del producto, comparado con protocolos propietarios.
- Productos con mayor valor añadido.
- Una adopción más rápida de la nueva tecnología.
- Ahorros importantes en las operaciones.

2.3.7.3. Desventajas

- Maneja diferentes códigos de función para mensajes en capa de aplicación y enlace de datos, por lo que su implementación es más complicada.
- El estándar Modbus entero es de menos de 70 páginas y es fácil de implementar. La especificación IEEE para DNP3 es de más 1000 páginas, es difícil de implementar correctamente.
- Los datos estáticos de lectura no incluyen cualquier marca de tiempos para los valores estáticos. Es imposible saber cuándo los datos DNP3 objeto se actualiza a su valor original. Por lo tanto, la marca de tiempo del registro en si se recodifica en un conjunto de siete DNP objetos de entrada analógica. Los objetos contienen por separado los años, meses, días, horas, minutos, segundos y milisegundos de los valores de la marca de tiempo (Structuralia, 2020).

2.3.7.4. Comunicación

El camino según Romo (2017) por el que viaja un mensaje es: primero se produce por un equipo maestro que manda el mensaje a través de un software de aplicación, lo comunica a la red a través del protocolo DNP3, viaja por la red, después es comunicado nuevamente por el protocolo DNP3 hacia la unidad remota o IED y finalmente éste lo analiza con su software de aplicación. A continuación, se explica cada una de ellas.

Guiándose con el orden del esquema anterior, primero se observa al software de aplicación, que es el software que ve el operador de la computadora maestra en forma de mímicos y diagramas unifilares (corresponde al diagrama que ve el operador en la sala de control). Por el lado remoto, el software propio de cada IED se encarga de las operaciones, o las funciones que este programado a realizar, las cuales pueden ser control, medición y protección. Siguiendo el camino que recorre la información, está el protocolo DNP3 y sus capas, el cual se encuentra entre el software de aplicación y la red, éste realiza las transacciones de información de una forma segura y eficiente. Por último, la red, que es el medio y la forma de interconectar los elementos que desean comunicarse. En el caso del protocolo DNP3 existe una gran diversidad de medios para lograr la comunicación, como son:

- Cable de Cobre
- Fibra Óptica
- Radio
- Línea Telefónica.

2.3.7.5. Equipos de medición

Para poder probar la comunicación de este protocolo se puede utilizar el PLC Quantum Schneider de la EQQ.SA., para simular datos y probar la lectura de estos en el módulo DNP3 (Villalba, 2010).

2.3.8. Sistema SCADA (RTU)

La adquisición de este software facilita enormemente las tareas de operación y mantenimiento mejorando la eficiencia de producción y por ende los costos de mantenimiento. No se menciona la necesidad de un SCADA en la industria, pero la principal desventaja de este software es el alto costo de su licencia de mantenimiento, modificaciones de pantalla y actualizaciones, actualmente

las RTU deben poder comunicarse con tecnologías inalámbricas como Wi-Fi y redes celulares de segunda, tercera y cuarta generación, estas tecnologías están integradas por diferentes dispositivos IoT, (Medrano et al., 2018)

2.3.9. Sistema SCADA (cliente/servidor)

Según Medrano et al. (2018) el software SCADA se desarrolla como una aplicación interpretada en un navegador web utilizando el lenguaje interpretado en la aplicación del cliente para proporcionar comentarios rápidos al usuario, sin embargo, se ha determinado que el software SCADA debe:

- Trabajar con múltiples escenarios al mismo tiempo.
- Gestionar y almacenar datos de proceso de forma externa.
- Asegura que los datos no se pierdan si el sistema donde están almacenados sufre algún tipo de daño dejando inoperable el sistema.
- Permite a los usuarios iniciar sesión desde cualquier máquina donde esté instalada la aplicación.

Debido a todos estos factores decidimos migrar la aplicación web a la aplicación de escritorio, que se puede instalar en una computadora lo que permite tener un software más estable (Medrano et al., 2018).

2.3.10. Maleta Omicron CPC-100

CPC100 puede realizar pruebas eléctricas para transformadores de voltaje, transformadores de corriente, máquinas rotativas, sistemas de puesta a tierra, líneas y cables eléctricos disyuntores, el sistema de prueba de pulverización principal patentado CPC-100 reemplaza varios dispositivos de prueba individuales, esto reduce los costos de capacitación, así como el tiempo dedicado a las pruebas. Por esta razón el CPC-100 es el conjunto de pruebas ideal para la operación y mantenimiento de activos de subestaciones, además es la base para varios accesorios y permiten nuevas aplicaciones como la medición de disipación de factor de potencia, así como la medición de impedancia de línea y tierra. (Astocondor, 2018).

El sistema de pruebas CPC 100 realiza pruebas de bucle cerrado mediante el cual se inyecta una señal de prueba en el lado primario de los sensores de corriente / tensión.

La MU convierte la salida del sensor en un flujo de SV, que se publica en la red de la subestación. La unidad CPC 100 lee los datos que vienen de la red con el fin de realizar una variedad de pruebas diferentes. La detección automática de la MU y de los flujos de SV se logran obtener por medio de la inyección de una señal de prueba con una forma de onda definida. Un algoritmo optimizado y rápido busca el patrón de prueba único en todas las MU disponibles en la red para determinar el medio correcto para la prueba.

La tarjeta de prueba SV de la unidad CPC 100 trabaja de acuerdo con la norma "Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2", publicada por el UCA International Users Group (OMICRON, OMICRON, 2022).

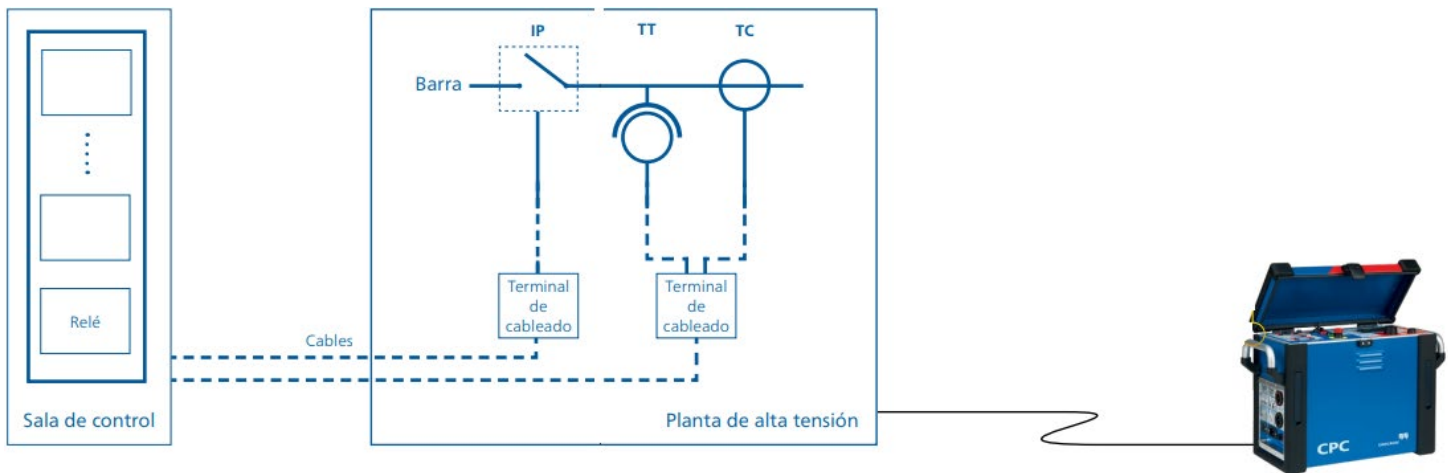
- Relación de TC de SV y comprobación de polaridad hasta 800 A hasta 2 000 A, potencia de salida de 5 kVA | con CP CB2.
- Relación de TT de SV y comprobación de polaridad hasta 2 kVCA.
- Detección automática de unidad de fusión.
- Detección automática de flujo de tensión / corriente.
- Medidor de tensión / corriente selectivo en frecuencia.
- Medición del nivel de ruido.
- Respuesta en amplitud de la cadena de procesamiento de señales hasta 800 A hasta 2 kVCA | frecuencia de 15 Hz a 400 Hz.
-

Ventajas:

- Listo para aplicaciones en subestaciones digitales.
- Pruebas de bucle cerrado de unidades de fusión.
- La inyección primaria funciona independientemente de la tecnología del sensor utilizado (OMICRON, OMICRON, 2022). En la figura 8 se observa una prueba con la CPC 100.

Figura 8

Prueba de Sampled Values según IEC 61850-9-2



Nota. Pruebas de bucle cerrado con CPC- 100. Adaptado de “CPC 100” por OMICRON, 2020, p. 26-27.

La unidad CPC 100 logra suministrar una señal de prueba sinusoidal para poder realizar evaluaciones como la prueba de la relación. Además, la unidad CPC 100 desarrolla formas de onda periódicas en específico para identificar la MU adecuada y el canal de prueba correspondiente (OMICRON, OMICRON, 2022).

2.3.11. Maleta Omicron CMC-356

La unidad CMC 356 es la solución universal para probar todas las generaciones y tipos de relés de protección. Sus seis potentes fuentes de corriente (modo trifásico: hasta 64 A / 860 VA por canal) con un gran rango dinámico, permiten probar hasta los relés electromecánicos de alta carga con una demanda de potencia muy alta.

La unidad CMC 356 es la opción ideal para aplicaciones que requieren la más alta versatilidad, amplitud y potencia. Los ingenieros y técnicos de puesta en servicio aprecian especialmente su capacidad de realizar comprobaciones de cableado y plausibilidad de los transformadores de corriente, mediante la inyección primaria de altas corrientes desde el equipo de prueba.

El CMC 356 es la mejor opción para aplicaciones que requieren el más alto nivel de versatilidad, amplitud de salida y potencia. Tiene seis potentes fuentes de corriente, con gran rango dinámico, lo que hace que el equipo de prueba sea una solución universal para probar todas las generaciones

y tipos de relés de protección, desde los electromecánicos de alta carga hasta los relés compatibles con IEC 61850.

Los ingenieros de puesta en servicio apreciarán especialmente su capacidad para validar el cableado correcto de los transformadores de corriente, así como las mediciones de relación mediante la inyección primaria de altas corrientes de hasta 128 A. (OMICRON, 2021). En la figura 9 se observa la CMC 356.

Figura 9
CMC 356



Nota. Imagen referencial del equipo CMC- 356. Adaptado de “CMC 356” por OMICRON, 2021, p. 2-3.

El software que se requiere para realizar las pruebas correspondientes con las cuales se puede evaluar el protocolo IEC 61850 es Test Universe el cual permite combinar una gran cantidad de módulos de pruebas optimizados para cada aplicación con el fin de crear planes de prueba flexibles y totalmente automatizados que ofrecen una enorme gama de funciones.

Su principal área de aplicación son las pruebas basadas en los parámetros, que contemplan todas las generaciones de dispositivos de protección, incluida la protección electromecánica y los IED multifuncionales en sistemas de subestación totalmente digitalizados.

Además de los dispositivos de protección, la potente combinación del equipo CMC y el software Test Universe también puede probar contadores de energía, analizadores de calidad de energía, transductores eléctricos, reguladores de tensión y muchos otros dispositivos con una eficiencia óptima. (OMICRON, OMICRON, 2022)

Tabla 1
CMC- 356 IEC 61850³

Publicación	
GOOSE	360 salidas binarias virtuales, 128 GOOSEs
Sampled Values	IEC 61850-9-2 („9-2LE"), IEC 61869-9
Suscripción	
GOOSE	360 entradas binarias virtuales, 128 GOOSE
Número máximo de flujos	
Publicación	RelaySimTest: 4, Test Universe: 3 (1 flujo: 4V+4 I)

Nota. Resumen de las especificaciones técnicas. Adaptado de “CMC 356” por OMICRON, 2021, p. 8-9.

Lo que podemos observar en la tabla 1 es una descripción de las especificaciones técnicas que tiene la CMC 356 con respecto a sus entradas y salidas virtuales en cuanto al GOOSE.

CAPÍTULO III

3. PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO

3.1. Descripción metodológica

Etapa 1 - Investigar cómo implementar un sistema de comunicación

- Conocer el protocolo.
- Conocer todos los elementos que estarán comprometidos al utilizar dicho protocolo.
- Conocer el funcionamiento, los valores y que información transmiten dichos equipos de patio.
- Tener conocimiento de las Merging Unit.
- Conocer el concepto de Sampled Values y Mensajería Goose.
- Conocer el funcionamiento, los valores y que información transmiten dichos equipos de la sala de control.
- Conocer por qué medio llega la data a la sala de control (medios).
- Identificar los equipos correspondientes al bus de proceso.
- Identificar los equipos correspondientes al bus de estación.
- Identificar a que equipos debería llegar dicha información.
- Analizar la forma de comunicación y evaluar la compatibilidad de los dispositivos, en comparación con el protocolo.
- Selección de equipo hardware: switch y firewall para dicha arquitectura.
- Obtención e Interpretación de los resultados del protocolo 61850.
- Propuesta e implementación del sistema de comunicación IEC 61850.

Etapa 2 - Etapa de Monitoreo en una subestación

- Diagrama de equipos.
- Parámetros equipos.
- Tener una idea clara de los equipos que están involucrados en esta etapa.
- Formas de comunicación entre dichos equipos.
- Conocer la mensajería que emplean estos equipos con los de patio.
- Saber cómo trabajan y donde ver las Merging Unit.
- Saber dónde se encuentran los Sampled Values y la Mensajería Goose.
- Conocer entre que equipos ellos comparten la información que monitorean.
- Conocer el medio de comunicación que utilizan.
- Analizar la forma de comunicación y evaluar la compatibilidad de los dispositivos, en comparación con el protocolo.
- Verificar mediante maletas de pruebas que dicho protocolo funciona de acuerdo con los estándares.
- Obtención e Interpretación de los resultados del protocolo 61850.
- Propuesta e implementación del sistema de comunicación IEC 61850.

Etapa 3 - Etapa de Control

- Diagrama de equipos.
- Parámetros de equipos.
- Tener una idea clara de los equipos que están involucrados en esta etapa.
- Formas de comunicación entre dichos equipos.
- Conocer que equipos integran el bus de estación.

- Conocer el equipo que recolecta la información para ser vista por el sistema SCADA (RTU).
- Conocer la forma en la que llega la información al sistema SCADA (cliente/servidor)
- Analizar la forma de comunicación y evaluar la compatibilidad de los dispositivos, en comparación con el protocolo.
- Obtención e Interpretación de los resultados del protocolo 61850.
- Volver a verificar mediante el sistema SCADA si llega dicha información.
- Corroborar con el cliente final que todo esté funcionando correctamente.
- Propuesta e implementación del sistema de comunicación IEC 61850.

3.2. Tipo de investigación

Esta investigación es de tipo aplicada, ya que, se aplicará la implementación de una normativa para el mejoramiento del sistema de comunicaciones (Hernández et al., 2014).

3.3. Campo de verificación (ubicación y unidades de estudio)

Una subestación en el sur del país, ubicada en el departamento de Arequipa, en el distrito Socabaya, que transmite 220 Kv con dirección a Espinar.

3.4. Área, Subárea y línea de investigación

- Área: Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Electrónica
- Subárea: Sistemas de automatización
- Línea de investigación: Sistemas de control

3.5. Técnicas e instrumentos

3.5.1. Observación

Para la toma de datos, se realizará la observación directa del funcionamiento, así mismo se recopilará la data que el equipo almacena y/o mediante una contrastación de extremo a extremo de

que información se envía y cuál es la que se recibe. Comparando la hoja de datos de los equipos involucrados con el protocolo IEC 61850 /9-2LE.

3.5.2. Análisis de datos

En el proceso de estandarización e intercambio de datos se aplicará la técnica de análisis de datos y se realizará una comparación con el protocolo IEC 61850 /9-2LE.



CAPÍTULO IV

4. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. Diagnostico subestación Socabaya

4.1.1. Localización

Según Redinter (2022) la S.E. Socabaya se encuentra ubicada en la zona de Umopalca, distrito de Socabaya, provincia de Arequipa, departamento de Arequipa. Consta de un sistema de barras en 220 kV, con configuración en doble barra, a la intemperie. En la figura 10 se observa la ubicación de la subestación Socabaya.

Figura 10
Subestación Socabaya



Nota. Imagen referencial de la subestación Socabaya. Elaboración propia.

Tabla 2

Ubicación Subestación Socabaya

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	ALTITUD (msnm)	COORDENADAS		DISTRITO	UBICACIÓN	
		SUR	OESTE		PROVINCIA	DEPARTAMENTO
Socabaya	2 382	16°28'31"	71°30'54"	Socabaya	Arequipa	Arequipa

Nota. Elaboración propia.

En la tabla 2 se observa datos de la ubicación en coordenadas de la subestación Socabaya.

4.1.2. Interconexión de equipos en la subestación Socabaya

Ver Anexo 1 (Diagrama Unifilar de conexiones).

Este es el diagrama unifilar de la subestación de Socabaya donde se puede visualizar los equipos y como es que se encuentran conectados, donde se puede observar los seccionadores tanto de transferencia, de cada barra, de tierra, interruptores de potencia, pararrayos, transformador de corriente y de tensión.

Ver Anexo 2 (Diagrama Unifilar de protecciones)

Esquema unifilar de protecciones y medida de los equipos que se debe implementar para que pueda ser viable utilizar el protocolo IEC 61850 en dicho diagrama nos muestra cómo llegan de los transformadores de corriente y tensión a los equipos de sala como los relés, equipos que se encargan de censar la energía que se transmite de la subestación de Socabaya hacia su contraparte en Espinar.

4.1.2.1. Protocolos de comunicaciones

En el lugar de estudio se tiene el siguiente escenario, no se utiliza ningún protocolo, lo que se utiliza son varios relés repetidores los cuales hacen llegar dicha información a la UDA que vendría a representar la mULC debido a la antigüedad es que tiene ese nombre dentro de la sala de control; y el protocolo que utiliza del nivel 2 al SCADA es el IEC 101 serial.

Lo que se quiere lograr es lo siguiente que hasta el nivel 2 se pueda implementar dicho protocolo, el cual comprende de los transformadores de corriente y tensión, llegando por fibra a los relés,

luego tiene que llegar a la mULC donde se almacena la información para luego llegar a la CCS o IOS; y el protocolo que se utiliza del nivel 2 al SCADA es el IEC 101 serial.

4.1.2.2. Medios de comunicación

Lo que se puede ver en este caso es un medio de comunicación cableado con cobre el cual llega a todos los puntos que trabajan en la transmisión de la información hacia el nivel 3.

Lo que queremos lograr en este caso es tipo cableado, pero utilizando la fibra óptica debido a que nos permite transmitir más fácilmente la información de los equipos de patio con los IED's y estos a su vez con la mULC.

Los medios que se utilizan para comunicación entre subestaciones es un sistema redundante ya que se emplea tanto la onda portadora como la fibra óptica debido a que esto permitirá que si uno falla el otro puede ser utilizado para que así no se pierda la comunicación con las demás subestaciones cuando se quiera realizar maniobras o monitorear por medio del sistema SCADA.

4.1.2.3. Nivel de automatización

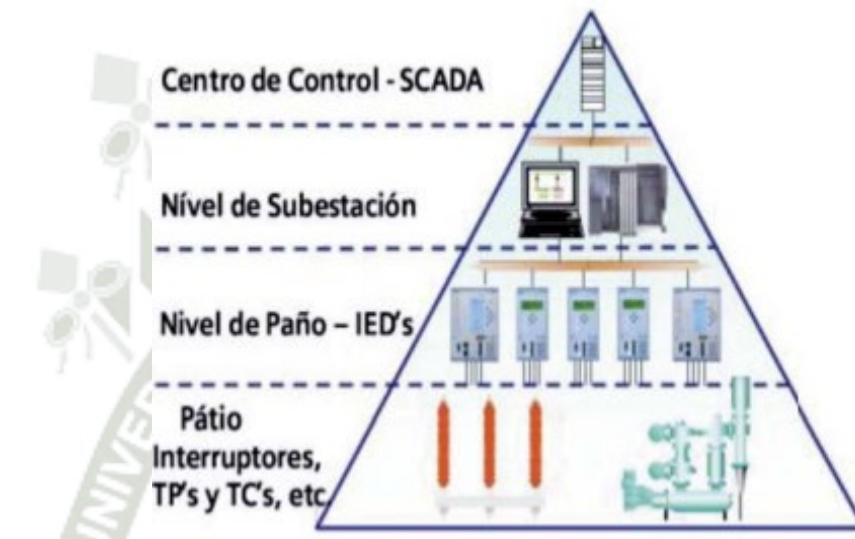
Actualmente la subestación de Socabaya se encuentra completamente automatizada, esto debido a que es el centro de operaciones en el sur de la empresa dueña de dichas concesiones, los equipos que permiten dicha automatización son los siguientes:

- Todo empieza desde los transformadores de corriente y tensión los cuales son censados, estos representan el nivel 0 dentro de una subestación automatizada.
- Estos valores que son representados por las Merging Units son los que llegan a los IEDs en los cuales se observa si no hay ningún tipo de falla y si continua el flujo de energía constante a lo largo de la línea.
- El siguiente nivel viene a ser representado por la UDA (unidad de adquisición de datos) dicho equipo viene a ser la representación de los mULC en un sistema actualizado donde se encuentre implementado el protocolo 61850, este equipo recoleciona todas las mediciones de los niveles anteriores para luego ser procesado al SCADA.
- El sistema SCADA es el nivel 3 dentro de la subestación desde el cual se puede visualizar todas las posiciones de los seccionadores e interruptores no solo de Socabaya sino de las

demás subestaciones pertenecientes a la empresa, en el mismo se puede ver la tensión, potencia y frecuencia de las líneas correspondientes. En la figura 11 se puede observar los diferentes niveles que se tienen en una subestación.

Figura 11

Niveles de automatización de una subestación



Nota. La figura representa los niveles de automatización de una subestación. Adaptado de *Estudio de factibilidad protocolos de comunicación en subestaciones eléctricas* (p.10) por C.A. Romo, 2017.

4.1.2.4. Módulos de comunicación en los IEDs

La forma de comunicación que utilizan dichos IEDs es mediante repetidores debido a que no se implementó un protocolo para poder trasladar dicha información a niveles superiores, debido a la antigüedad de dichos relés solo cuentan con interfaces serial en la mayoría, en la ingeniería tampoco se consideró una protección primaria y otra secundaria, por lo cual cada relé está realizando una sola función de protección. En las figuras 12 y 13 se observa relés repetidores de la marca Artech.

Relés instantáneos de propósito general:

Figura 12
Relé RF4



Nota. Relé monoestable RF4. Adaptado de *relés monoestables* por Artech, 2022

Relés temporizados:

Figura 13
TDJ-44



Nota. Relés temporizados multifunción RF4. Adaptado de *relés monoestables* por Artech, 2022

4.1.2.5. Equipos que controla el SCADA y parámetros que mide

Hasta el SCADA pueden llegar más de miles de señales, pero dentro de las más importantes se pueden resaltar las siguientes.

Equipos que controla el sistema SCADA:

- CCS: Nivel 2, equipo al cual llegan los datos de las mULC, las cuales son CPU's en donde se procesa la información de los relés que se encuentran en la instalación, donde se pueda controlar la bahía de donde se está censando, en cuanto a la CCS se puede controlar todas las bahías correspondientes a la subestación donde se encuentra operando dicho equipo.
- Tiene control sobre todos los seccionadores y el interruptor de potencia
- Transformadores en los cuales se evalúa lo siguiente:
 - Tensión (KV)
 - Potencia activa (MW)
 - Potencia reactiva (MVar)
 - Corriente (Amps)
- Censa los siguientes parámetros:
 - Tensión (KV)
 - Potencia (MW)
 - Potencia reactiva (MVar)
 - Corriente (Amps)
 - Frecuencia (Hz)

4.2. Implementación protocolo IEC 61850

4.2.1. Estructura de la norma IEC 61850

Según Ayala y Tenesaca (2018) se describe cada apéndice de la siguiente manera:

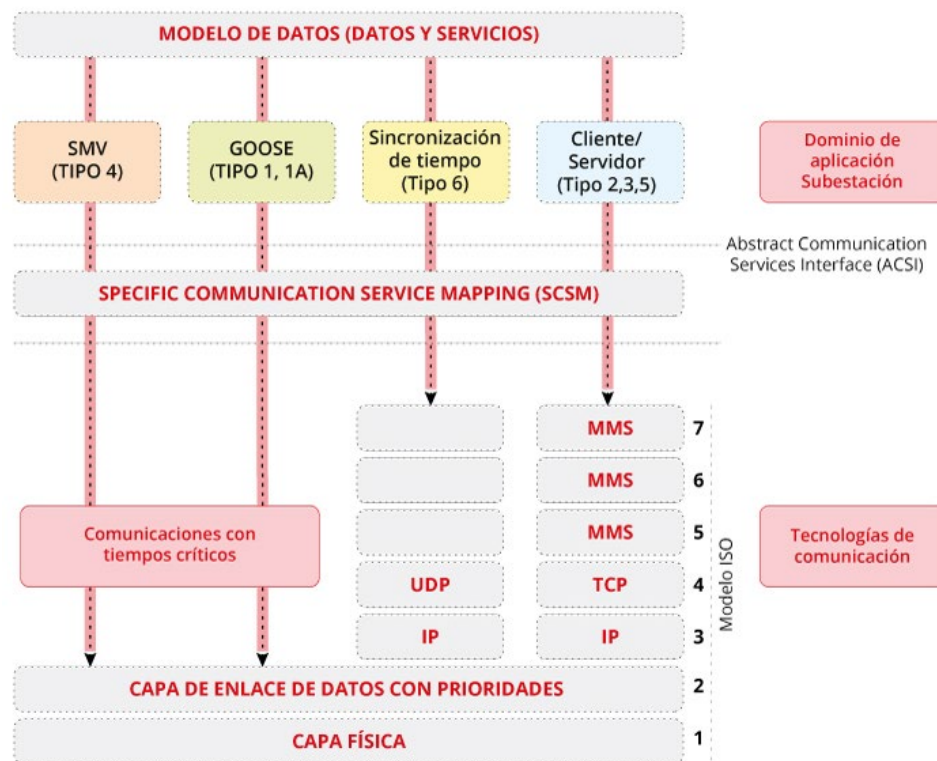
- IEC 61850-1: Introducción y resumen general
- IEC 61850-2: Glosario

- IEC 61850-3: Requisitos generales
- IEC 61850-4: Gestión de sistemas y proyectos.
- IEC 61850-5: Requisitos de comunicación para funciones y modelos de dispositivos
- IEC 61850-6: Lenguaje de configuración para comunicación en subestaciones eléctricas relacionado con IEDs.
- IEC 61850-7: Estructura básica de comunicación para equipos de subestación y alimentador.
 - IEC 61850-7-1: Principios y modelos.
 - IEC 61850-7-2: Interfaz de servicio de comunicación abstracta (ACSI).
 - IEC 61850-7-3: Clases de datos comunes.
 - IEC 61850-7-4: Clases de datos y clases de nodos lógicos compatibles - Ed.2
 - IEC 61850-7-10: Redes y sistemas de comunicación en la automatización de servicios públicos de energía - Requisitos para el acceso estructurado y basado en la web a los modelos de información IEC 61850 (Nuevo trabajo aprobado).
- IEC 61850-8: Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM)
 - IEC 61850-8-1: Asignaciones a MMS (ISO/IEC9506-1 e ISO/IEC 9506-2).
- IEC 61850-9: Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM)
 - IEC 61850-9-1: Sampled values a través de un enlace punto a punto multipunto unidireccional en serie.
 - IEC 61850-9-2: Sampled values a través de ISO/IEC 802-3.
 - IEC 61850-9-3: Perfil de protocolo de tiempo de precisión para la automatización de servicios públicos de energía (IEEE C37.238-2011)
- IEC 61850-10: Pruebas de conformidad.

4.2.2. Implementación IEC 61850 en una subestación

Según Díaz, Tettamanti, y Pierro (2016) el modelo de interconexión de sistemas abiertos (ISO/IEC 7498-1), más conocido como modelo OSI, es un modelo de referencia para los protocolos de red, creado en el año 1980 por la Organización Internacional de Normalización (ISO). El modelo OSI define en 7 capas el proceso de transmisión de la información, donde cada capa se encarga de realizar una parte del proceso total. Proceso que, aun siendo completamente teórico, puede utilizarse para describir y estudiar un sin número de protocolos reales utilizados en la interconexión de sistemas. En la figura 14 se observa el modelo de capas para el protocolo 61850.

Figura 14
Modelo de capas



Nota. Modelo de capas. Adaptado de “Estándar IEC 61850, todos para uno y uno para todos” por Instituto Nacional de Ciberseguridad, 2019.

Díaz, Tettamanti, y Pierro (2016) nos explica que las capas del modelo se ordenan según niveles de abstracción, donde las capas de abajo ofrecen servicios a las capas de arriba y abstraen a las mismas de ciertos detalles de la información. La comunicación entre capas se realiza solo a través de interfaces bien definidas que deben ser respetadas para que la comunicación tenga éxito. Sin

embargo, los detalles de implementación de cada capa pueden variar de un sistema a otro. Este último punto, es lo que hace a este modelo tan interesante, permitiendo la interconexión de sistemas que presentan grandes diferencias en procesamiento, memoria, sistema operativo, codificación interna de datos, etc.

La primera capa (nivel físico) se encarga de la transmisión y recepción de una secuencia no estructurada de bits sin procesar, provenientes de la capa de enlace de datos, a través de algún medio físico (cobre, fibra óptica, etc.). En esta capa se definen las características eléctricas y mecánicas del protocolo. Es decir que se especifican convenciones tales como niveles de tensión, forma de las señales, velocidad de datos físicos, distancias de transmisión, conectores a utilizar y otros atributos similares.

La segunda capa (nivel de enlace de datos) ofrece una transferencia sin errores de tramas de datos desde un nodo a otro a través de la capa física, permitiendo a las capas superiores asumir virtualmente que la transmisión se da sin errores. Esta capa se ocupa del direccionamiento físico de cada nodo, del acceso al medio en caso de múltiples nodos, de la detección de errores, de la distribución ordenada de tramas y del control del flujo.

La tercera capa (nivel de red) se encarga de traducir las direcciones lógicas (direcciones IP, etc.) en direcciones físicas (dirección de hardware de tarjeta de red MAC, etc.). También se encarga de determinar la ruta por la cual deben viajar los datos hasta la dirección de destino. Otro problema que suele solucionar esta capa es la interconexión de redes heterogéneas, solucionando problemas de incompatibilidad de protocolos y traducción de direcciones en diferentes dominios.

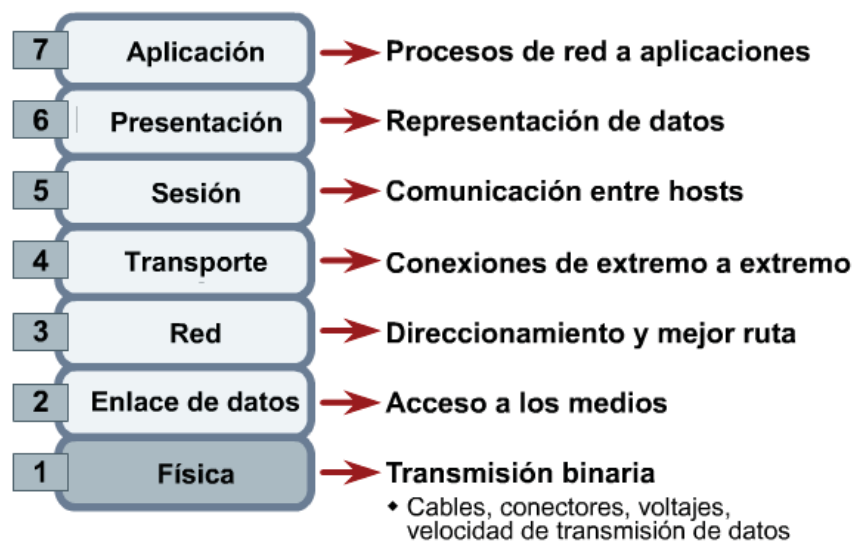
La cuarta capa (nivel de transporte) acepta los datos de la capa superior y los divide en unidades más pequeñas acorde a la arquitectura de red, asegurando que todos los segmentos lleguen de forma ordenada a la dirección de destino. En esta capa se encuentran las funcionalidades que intentan dar confiabilidad y calidad de servicio a la transmisión.

La quinta capa (nivel de sesión) se encarga de establecer, gestionar y finalizar el diálogo entre nodos participantes de la comunicación. Una vez establecida la comunicación entre nodos, esta capa se encarga de ubicar puntos de control en la secuencia de datos, que permitirán luego, retomar la operación en caso de una falla que termine finalizando la sesión actual.

La sexta capa (capa de presentación) está destinada a dar formato a los datos de aplicación convirtiéndolos a un sistema genérico, cuya representación sea legible por todos los nodos de la red. También es la encargada de funciones más avanzadas, como la encriptación y compresión de datos extremo a extremo.

La séptima capa (nivel de aplicación) proporciona la interfaz y servicios de red a las distintas aplicaciones del usuario. Define un conjunto de funciones primitivas que le sirven al implementador para construir una aplicación dada que haga uso total o parcial del protocolo. Vale aclarar, que el usuario nunca interactúa directamente con la capa de aplicación, sino que lo hace con los programas que hacen uso de esta (Díaz, Tettamanti, y Pierro, 2016). En la figura 15 se muestra el modelo OSI.

Figura 15
Modelo OSI

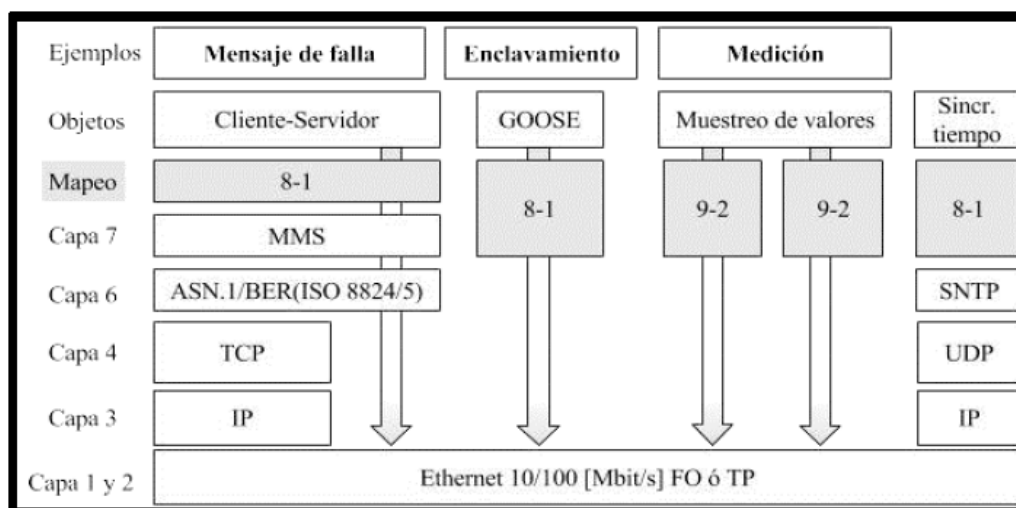


Nota. Modelo OSI. Adaptado de “Estudio de diseño, especificación y programa para la implementación del sistema de lectura remota de protecciones del SIC y el SING” por Díaz, E.; Tettamanti, J.; Pierro, M., 2016, p.24.

Dicha arquitectura de red según Ayala y Tenesaca (2018) se regirá bajo el modelo OSI, considerando una red LAN basado en la norma IEEE 802.1q de Ethernet. En la figura 16 se observa el modelo OSI por capas.

Figura 16

Esquema a nivel de OSI propuesto por 61850



Nota. Esquema a nivel de OSI propuesto por 61850. Adaptado de “Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución” por Ayala y Tenesaca, 2018; p.39.

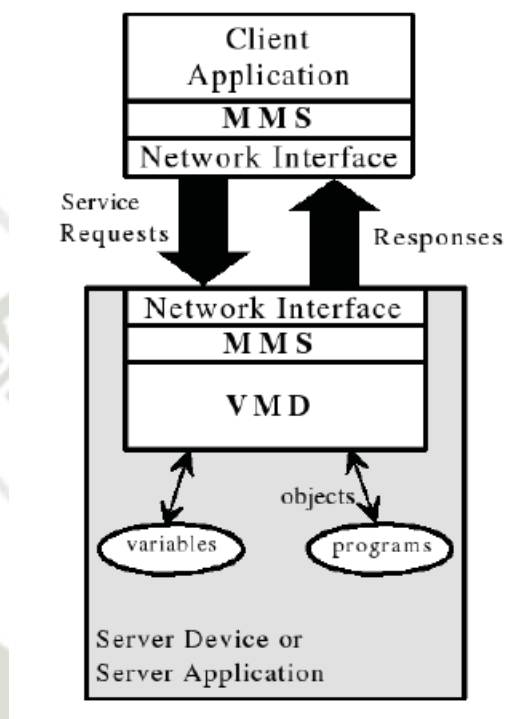
4.2.3. Comunicación cliente-servidor (nodos lógicos)

El estándar MMS describe el comportamiento entre dos dispositivos con un modelo cliente/servidor.

El cliente puede ser un sistema de monitoreo, un centro de control o cualquier otro dispositivo inteligente. El servidor puede representar uno o varios dispositivos, o bien todo el sistema. Este estándar adopta un modelo orientado a objetos; el mismo define clases (variable con nombre, dominio, lista de variables con nombres, diario, etc), instancias de clases y métodos (servicios de lectura, escritura, reporte, descarga, etc). Dado que un servidor MMS se ocupa de modelar datos reales (temperatura, corriente, etc), el estándar provee clases bastante comunes para tal fin. Por ejemplo, la clase variable con nombre permite ordenar la información provista para su acceso, si bien no se define la semántica del contenido que debe intercambiarse. Las “llamadas” que el cliente envía al servidor se describen en la sección ISO 9506-1. Usando estas “llamadas”, el cliente puede definir, borrar, cambiar o acceder objetos por medio de operaciones de lectura/escritura. Los dispositivos físicos tienen permitido desempeñar ambos roles (cliente y servidor) simultáneamente.

Por ejemplo, un servidor a nivel de bahía puede ser un cliente a nivel de subestación, como generalmente sucede en topologías extensas (Díaz, Tettamanti, y Pierro, 2016). A continuación, en la figura 17 se observa el modelo Cliente/ Servidor.

Figura 17
Modelo Cliente/ Servidor



Nota. Modelo Cliente/ Servidor. Adaptado de “Estudio de diseño, especificación y programa para la implementación del sistema de lectura remota de protecciones del SIC y el SING” por Díaz, E.; Tettamanti, J.; Pierro, M., 2016, p.47.

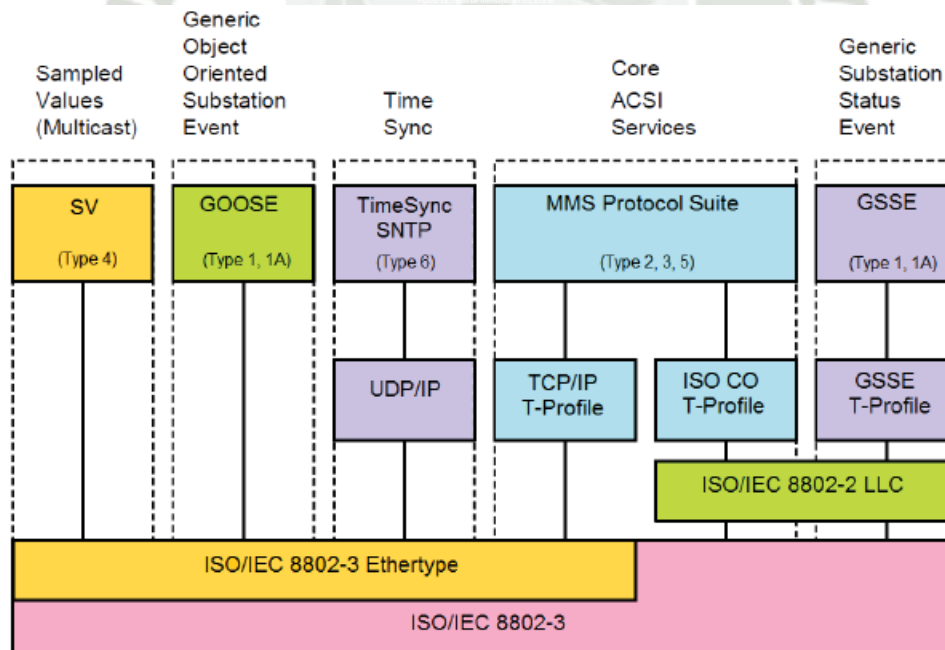
4.2.4. Tipos de mensajería

En Díaz, Tettamanti, y Pierro (2016) nos menciona que la información disponible en una instalación eléctrica contiene múltiples formatos y pertenece a campos de aplicación con requerimientos temporales muy diversos, la norma define los siguientes tipos de mensajes:

- Tipo 1: Mensajes rápidos con fines de protección.
- Tipo 1A: Disparos utilizados con fines de protección.
- Tipo 2: Mensajes de velocidad media con propósito de control.
- Tipo 3: Mensajes lentos para la supervisión y configuración.
- Tipo 4: Envío de valores instantáneos de señales analógicas.
- Tipo 5: Transferencia de archivos.
- Tipo 6: Sincronización de tiempo.

En la figura 18 se observa los tipos de mensajes que llegan en el protocolo 61850.

Figura 18
Tipos de Mensajes en IEC 61850



Nota. Tipos de Mensajes en IEC 61850. Adaptado de “Estudio de diseño, especificación y programa para la implementación del sistema de lectura remota de protecciones del SIC y el SING” por Díaz, E.; Tettamanti, J.; Pierro, M., 2016, p.44.

4.2.4.1. MMS

Según Díaz, Tettamanti, y Pierro (2016) el estándar internacional MMS (Manufacturing Message Specification) es un protocolo de capa de aplicación diseñado originalmente para el control y monitoreo de equipos tales como RTUs y PLCs.

En la actualidad, es la base del proyecto de Arquitectura de Comunicación para redes de Servicios (UCA) y el estándar IEC 61850 entre otros. El estándar MMS define un protocolo orientado a la conexión, esto significa que hace falta establecer una conexión entre ambos dispositivos antes de poder realizar cualquier operación. Una vez establecida la conexión, es poco probable que se vea interrumpida. Aun así, en caso de que esto ocurra (ya sea por una conexión defectuosa o por otro motivo) esta condición es rápidamente detectada y remediada con ayuda de las capas inferiores (capa de sesión). Dado que se trata de un protocolo de capa de aplicación, algunas de las características más destacadas de una conexión MMS son:

- Reserva de los recursos que una conexión necesita (procesador y memoria). Esto asegura que no falten recursos en ambos extremos.
- Control de flujo, a fin de evitar bloqueos y transmisiones fallidas.
- Supervisión de la conexión por parte de las capas más bajas.
- Confirmación de la transmisión de datos.
- Segmentación de mensajes.
- Enrutamiento de mensajes.
- Autenticación, protección de acceso (password) y codificación de mensajes.

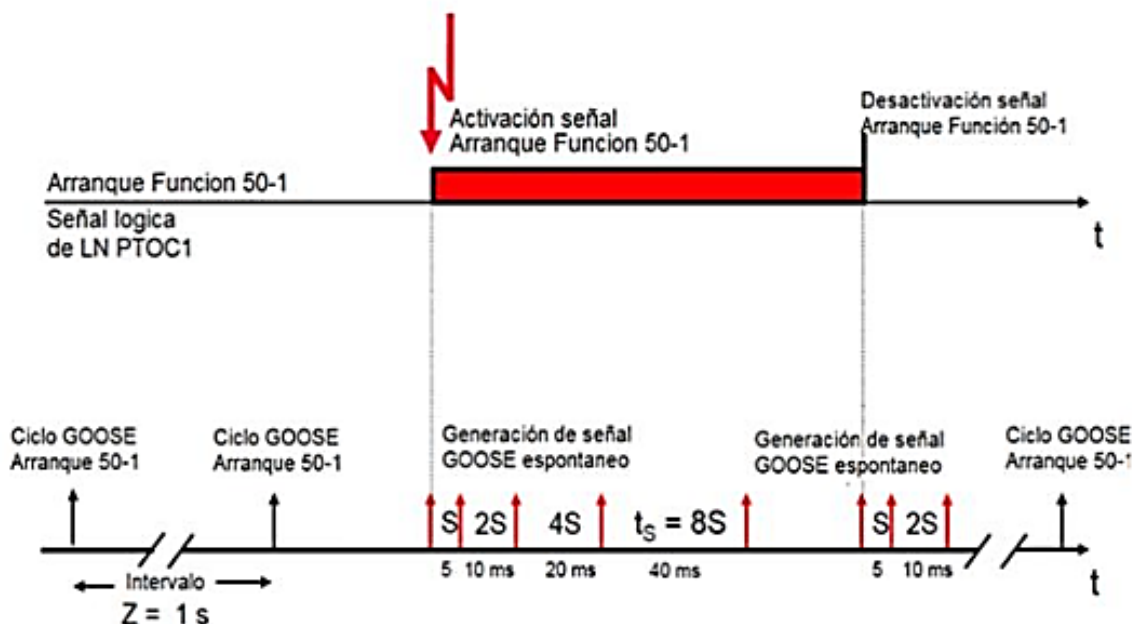
4.2.4.2. GOOSE

En los mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) Díaz, Tettamanti, y Pierro (2016) nos dicen que son mensajes de velocidad media con propósito de control. Dado los requerimientos que este tipo de mensajes deben enfrentar, son mensajes cortos, de alta prioridad, que se envían directamente a nivel Ethernet. Por lo tanto, requieren del uso de elementos de red que posibiliten saltarse los paquetes de menor prioridad que se encuentren encolados a fin de que

la comunicación de estos paquetes sea casi instantánea, dándoles carácter de tiempo real. Los mensajes GOOSE se transmiten a los dispositivos de protección de la red que se encuentren suscritos con anterioridad en una etapa de preámbulo o modelado de la subestación. Dado que la transmisión se realiza a varios dispositivos simultáneamente, no existe un mecanismo de confirmación adecuado. Por lo tanto, se debe repetir el mensaje para asegurar su correcta transmisión. En ausencia de eventos, los mensajes se envían cada un tiempo máximo predeterminado, sin embargo, cuando ocurre un evento, se acorta este intervalo y luego se aumenta progresivamente hasta volver al tiempo predeterminado. La gran velocidad que logra este servicio, con tiempos de respuesta del orden de unos pocos milisegundos, lo tornan muy útil para los sistemas que realizan maniobras de protección coordinada entre dos o más dispositivos inteligentes. En la figura 19 se observa el proceso mediante mensajes GOOSE para el arranque de la función 51.

Figura 19

Proceso de Transmisión de Mensaje GOOSE por arranque de la función 51.



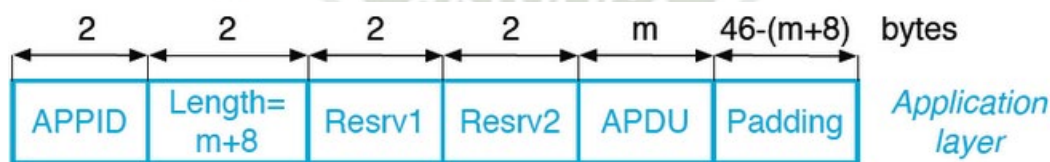
Nota. Tipos de proceso de Transmisión de Mensaje GOOSE por arranque de la función 51. Adaptado de “Estudio de diseño, especificación y programa para la implementación del sistema de lectura remota de protecciones del SIC y el SING” por Díaz, E.; Tettamanti, J.; Pierro, M., 2016, p.52.

4.2.4.3. SV (Sampled Values)

El propósito de los mensajes SV (Sampled Values) o valores muestreados, es el envío de valores instantáneos de señales analógicas (generalmente tensiones y corrientes). Este tipo de valores es utilizado por los distintos dispositivos de control y protección, resultando de vital importancia que sea de naturaleza determinística. El estándar define una trama muy simple que contiene exactamente un APDU (Application Protocol Data Unit). A continuación, en la figura 20 se aprecia la definición de las tramas en Sampled Values.

Figura 20

Definición de Trama para Sampled Values



Nota. Tipos de definición de Trama para Sampled Values. Adaptado de “Estudio de diseño, especificación y programa para la implementación del sistema de lectura remota de protecciones del SIC y el SING” por Díaz, E.; Tettamanti, J.; Pierro, M., 2016, p.53.

Como ya se adelantó, este servicio dispone de un mecanismo de transporte de red similar al de GOOSE, garantizando la disposición de los datos casi de forma instantánea por parte de todos los dispositivos inteligentes que se suscriban al mismo en la etapa de preámbulo o configuración de subestación (Díaz, Tettamanti, y Pierro, 2016).

4.2.5. Lenguaje de configuración de subestación (SCL)

La definición de un lenguaje de configuración utilizado por los distintos dispositivos, llamados Substation Configuration Language (SCL) permiten que se pueda intercambiar datos de configuración y utilizar diversas herramientas diseñadas para automatizar estos procedimientos (independientemente del fabricante). Esta funcionalidad es quizás una de las más interesantes que presenta este estándar, y por eso será vista en profundidad dentro de la segunda parte de este estudio, dado que sirve para entender la configuración de algunos equipos que formarán parte de la topología elegida (Ayala y Tenesaca, 2018).

4.2.6. Interfaz de un sistema de automatización de subestaciones

Según SGRwin (2021) nos explica que las interfaces que encontramos en un sistema de automatización:

4.2.6.1. Nivel de estación

Contiene sistemas SCADA y HMI utilizados para el control y la monitorización de las subestaciones. El nivel de estación emplea el proceso bus para poder comunicarse con los IEDs ubicados en el nivel de bahía.

4.2.6.2. Nivel de bahía

Aquí podemos encontrar dispositivos electrónicos inteligentes denominados IEDs. IEC 61850 define el proceso de bus para permitir las comunicaciones entre los IED y los dispositivos del nivel de proceso.

4.2.6.3. Nivel de proceso

Es el nivel en el cual permanecen los dispositivos de entrada y salida de información aquí se obtienen medidas básicas del proceso en función del tiempo, nivel en el que están instalados dispositivos como sensores, transformadores, actuadores y otros dispositivos que tomarán las direcciones para transmitir estados, medidas u otra variable que presente el equipo de potencia al siguiente nivel jerárquico del modelo.

Dentro de este nivel los equipos que se encuentran en las instalaciones donde se piensa realizar la implementación del protocolo es:

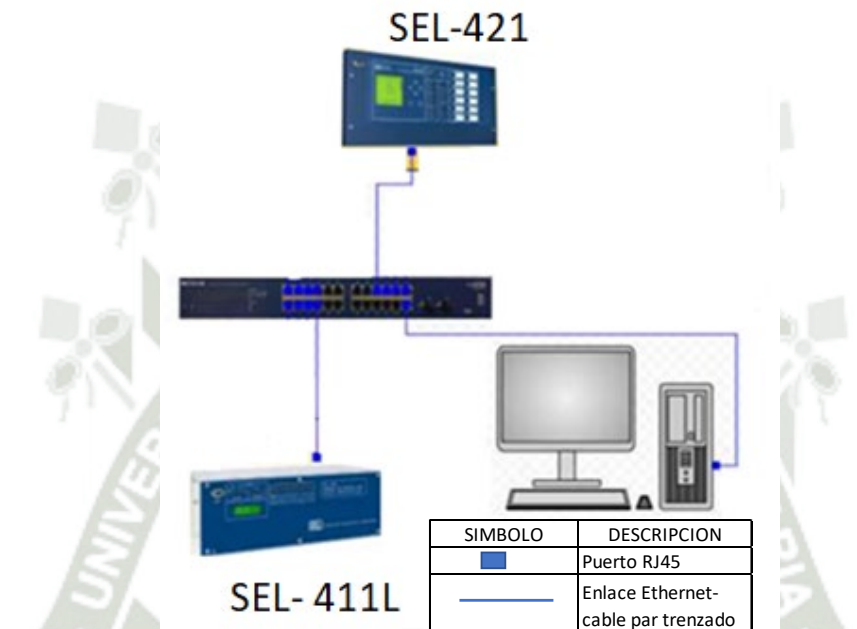
- Transformador de Corriente
- Transformador de Tensión.

4.3. Modelo de conexión del diagrama de red para pruebas

En la figura 21 se logra observar el diagrama que se utilizará para las pruebas del protocolo.

Figura 21

Diagrama de red para pruebas



Nota. Modelo de conexión para pruebas.

Elaboración propia, 2022.

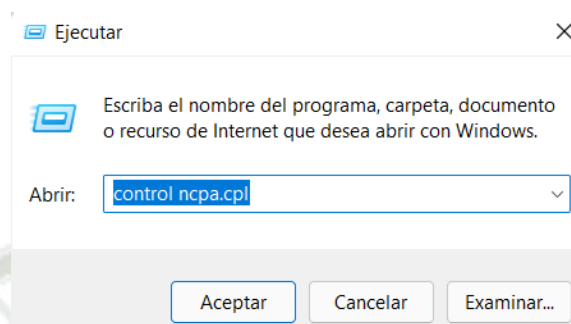
Modelo de conexión tipo estrella, se tiene planeado realizar este tipo de diagrama en las pruebas debido a que es más práctico poder ver lo relacionado al protocolo 61850, que envía por medio del switch a un relé ya sea el 411L o 421 se pueda reflejar dicha señal en el otro relé.

Pasos para las pruebas:

1. Lo primero que debemos revisar son los IP de los equipos con los que vamos a trabajar, de ambos relés, una vez se sepa dicho IP con la laptop se debe realizar ping.
2. Para poder obtener el IP de cada relé se debe seguir los siguientes pasos en la interfaz del equipo en prueba que se detallará a continuación (una condición fundamental para que esta prueba pueda darse es que todos se encuentren dentro del mismo segmento en cuanto a lo que corresponde el IP):

- Primero se debe presionar en la parte delantera del relé la tecla ENT.
 - Segundo se debe bajar con las flechas hasta la opción SET/SHOW procederemos a dar enter nuevamente ENT.
 - Tercero se debe ubicar la opción PORT y dar ENT.
 - Cuarto debemos ir hasta el número 5 y dar ENT.
 - Quinto debemos ubicar la opción de IP CONFIGURATION y dar ENT, inmediatamente podremos visualizar el IP del equipo en prueba.
3. Si es que el equipo no se encuentre con el IP dentro de la familia, por ejemplo: relé 411L tenga IP 172.16.2.3 y el relé 421 tenga IP 172.16.3.5 al momento de realizar las pruebas no se podría dar debido a que deben de estar dentro del mismo rango para lo cual se tendría que cambiar el IP del 421 por este IP 172.16.2.5, para lo cual se debe realizar el siguiente procedimiento solo si es que no coinciden:
- Primero se debe presionar en la parte delantera del relé la tecla ENT.
 - Segundo se debe bajar con las flechas hasta la opción SET/SHOW procederemos a dar enter nuevamente ENT.
 - Tercero se debe ubicar la opción PORT y dar ENT.
 - Cuarto debemos ir hasta el número 5 y dar ENT
 - Quinto debemos ubicar la opción de IP CONFIGURATION y dar ENT, inmediatamente podremos visualizar el IP del equipo en prueba.
 - Sexto debemos dar ENT sobre IPADDR para lo cual nos aparecerá una nueva interfaz donde debemos ingresar una clave de acceso de nivel 2 la cual es “TAIL” esto nos permitirá ingresar el IP que deseemos poner al equipo.
4. Para poder realizar ping debemos primero conectar con el cable ethernet a cada equipo que vamos a enlazarlos, una vez conectado dicho cable, (imagen referencial), entramos a la configuración en nuestra laptop en la función EJECUTAR y tipeamos lo siguiente: “control ncpa.cpl” inmediatamente le damos “aceptar” como se muestra en la figura 22.

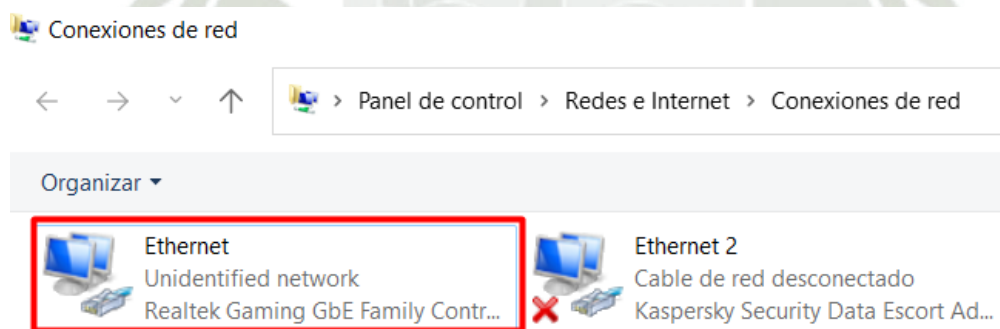
Figura 22
Función ejecutar



Nota. Vista de la función ejecutar.
Elaboración propia, 2022.

Nos aparecerá lo siguiente como se muestra en la figura 23:

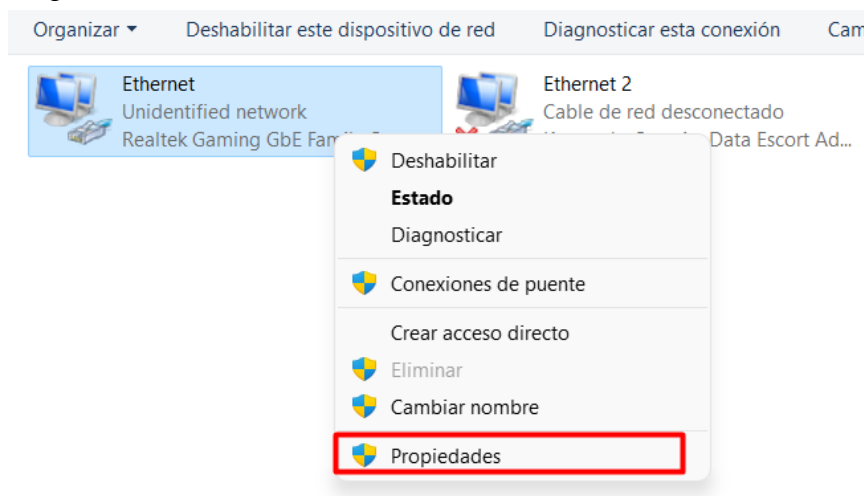
Figura 23
Conexiones de red



Nota. Vista de las conexiones de red. Elaboración propia, 2022.

En la opción Ethernet debemos ingresar para cambiar las propiedades tal como se muestra en la figura 24:

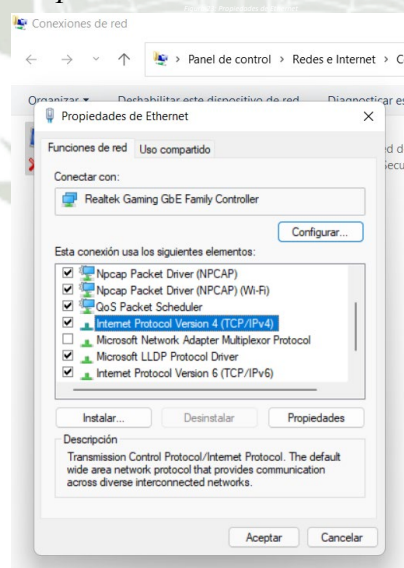
Figura 24
Propiedades de red



Nota. Vista de las opciones de red. Elaboración propia, 2022

Luego tenemos que buscar lo siguiente como se muestra en la figura 25:

Figura 25
Propiedades de Internet

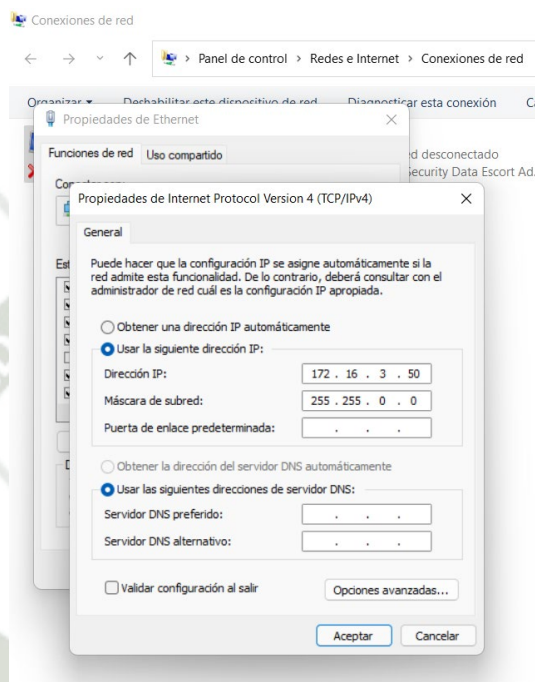


Nota. Cuadro de propiedades de internet para seleccionar el protocolo de internet. Elaboración propia, 2022.

Damos aceptar para que inmediatamente nos aparezca la opción de poner un IP dentro de la familia de nuestro equipo con el que vamos a enlazarnos. Una vez tipeada ese IP damos aceptar como se ve en la figura 26.

Figura 26

Propiedades del protocolo de internet versión 4

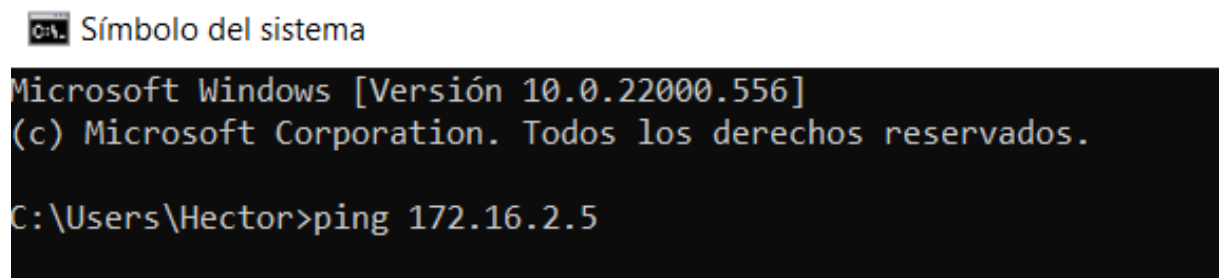


Nota. Pestaña de propiedades del protocolo de internet versión 4. Elaboración propia, 2022.

Después de estos pasos lo que debemos hacer es entrar al símbolo de sistema o “cmd” para poder realizar el ping correspondiente con dicho equipo como se muestra en la figura 27.

Figura 27

Símbolo del sistema




Nota. Captura de pantalla del símbolo del sistema. Elaboración propia, 2022.

Esto pasa cuando no estamos enlazados con el equipo de prueba, a continuación, se mostrará cómo debe de aparecer tal cual la figura 28.

Figura 28

Enlace con equipo de prueba

 Símbolo del sistema

```
Microsoft Windows [Versión 10.0.22000.556]
(c) Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

C:\Users\Hector>ping 172.16.2.5

Haciendo ping a 172.16.2.5 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 172.16.2.5: bytes=32 tiempo=10ms TTL=255
Respuesta desde 172.16.2.5: bytes=32 tiempo=1ms TTL=255
Respuesta desde 172.16.2.5: bytes=32 tiempo=2ms TTL=255
Respuesta desde 172.16.2.5: bytes=32 tiempo=2ms TTL=255

Estadísticas de ping para 172.16.2.5:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
    Mínimo = 1ms, Máximo = 10ms, Media = 3ms

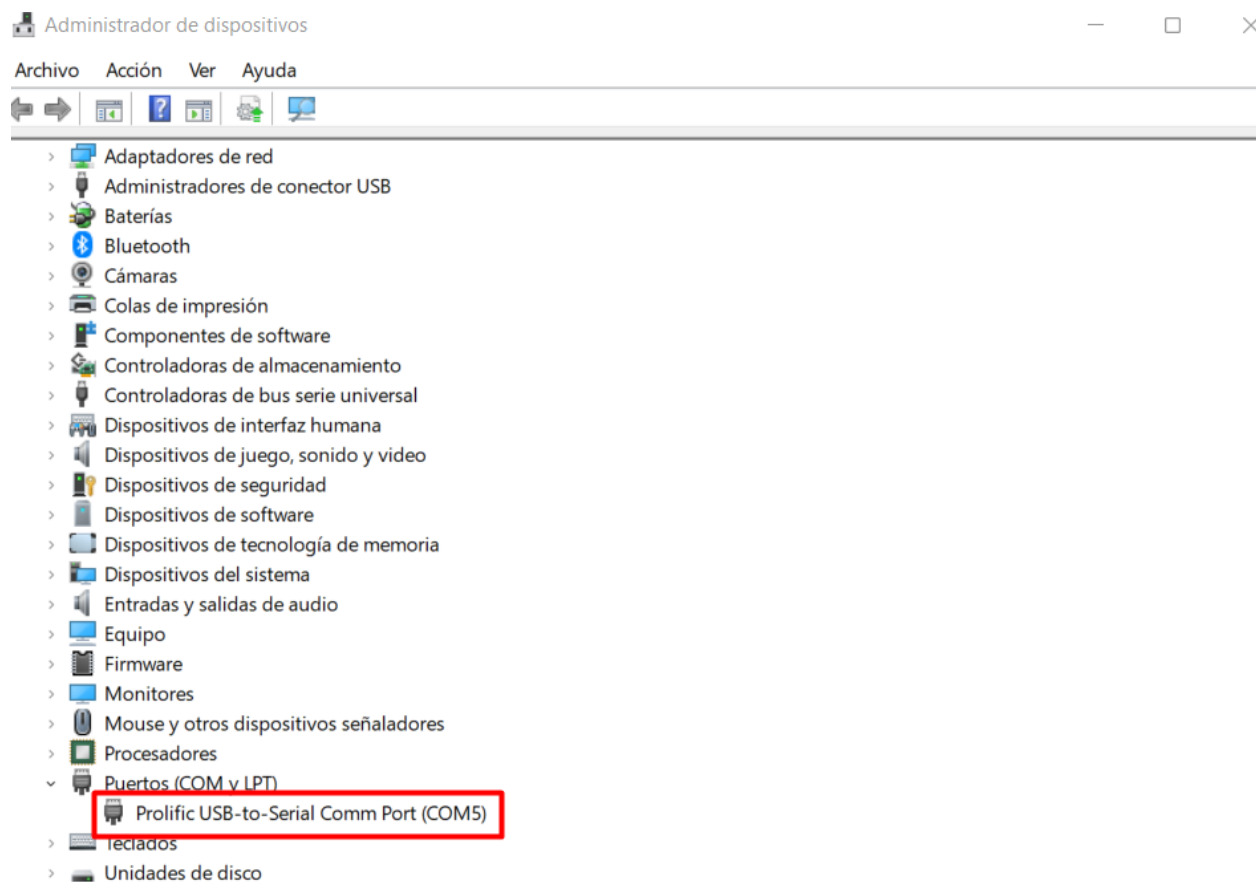
C:\Users\Hector>
```

Nota. Captura del enlace con el equipo de prueba. Elaboración propia, 2022.

5. Se debe de verificar a que puerto COM se encuentra conectado nuestro serial para poder realizar la comunicación mediante el software AcSELerator. A continuación, se muestra la figura 29.

Figura 29

Administrador de dispositivos



Nota. Captura de pantalla del administrador de dispositivos. Elaboración propia, 2022.

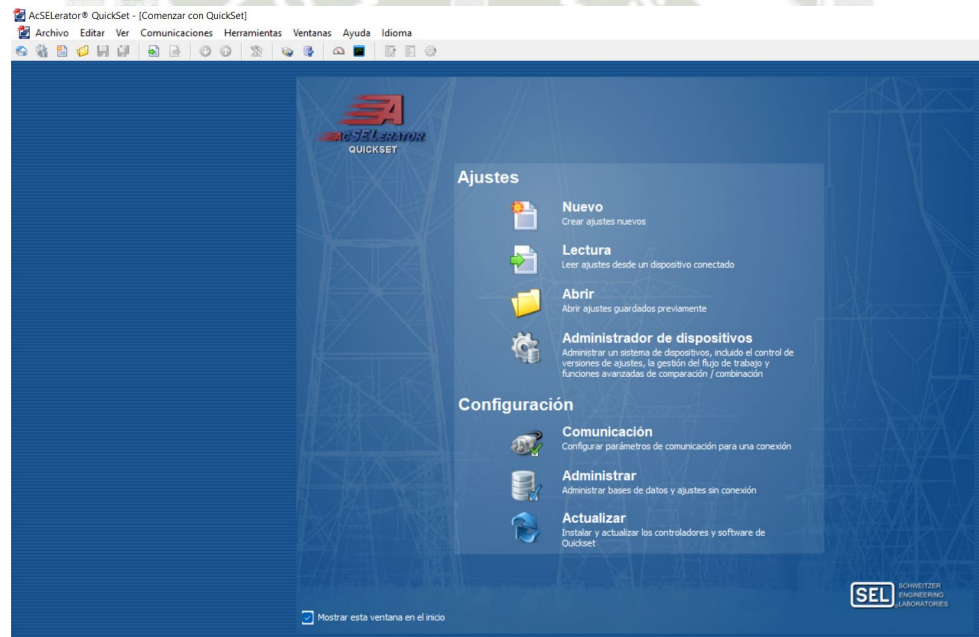
6. Lo procede después de enlazarnos es ingresar al software AcSELerator QuickSet el cual permitirá la comunicación vía cable USB serial con el equipo, dicho icono se mira en la figura 30 y la interfaz del software en la figura 31.

Figura 30
Software AcSELeRator Quickset



Nota. Software AcSELeRator Quickset.
Elaboración propia, 2022.

Figura 31
Pantalla de inicio AcSELeRator Quickset



Nota. Pantalla de inicio del software AcSELeRator Quickset

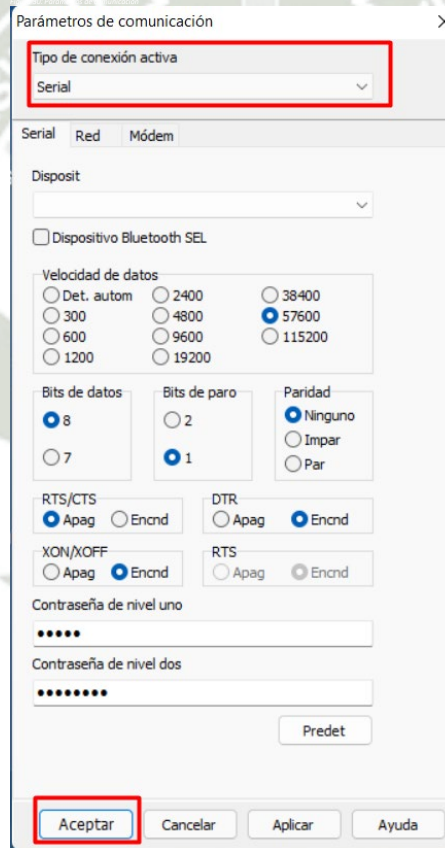
Lo que debemos hacer primero es comunicarnos, hacemos click sobre “Comunicación” y en tipo de conexión hacemos click sobre serial que es la que corresponde.

Para poder llenar los datos que nos pide para lograr la comunicación debemos ingresar a la interfaz del relé y seguir los siguientes pasos:

- Primero: Se debe presionar en la parte delantera del relé la tecla ENT.

- Segundo: Se debe bajar con las flechas hasta la opción SET/SHOW, luego procederemos a dar enter nuevamente ENT.
- Tercero: Se debe ubicar la opción PORT y dar ENT.
- Cuarto: Debemos ir hasta F y dar ENT.
- Quinto: Debemos ubicar la opción de COMMUNICATIONS SETTINGS y dar ENT, inmediatamente podremos visualizar los ajustes para poder realizar la comunicación mediante el software AcSELerator QuickSet con el equipo en prueba, en la figura 32 se muestra dichos parámetros.

Figura 32
Parámetros de comunicación



Parámetros de comunicación

Tipo de conexión activa
Serial

Serial Red Módem

Disposit

Dispositivo Bluetooth SEL

Velocidad de datos

Det. autom 2400 38400
 300 4800 57600
 600 9600 115200
 1200 19200

Bits de datos 8 7
 Bits de paro 2 1
 Paridad Ninguno Impar Par

RTS/CTS Apag Encnd
 DTR Apag Encnd

XON/XOFF Apag Encnd
 RTS Apag Encnd

Contraseña de nivel uno
.....

Contraseña de nivel dos
.....

Predet

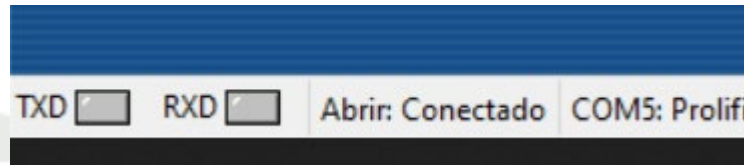
Aceptar Cancelar Aplicar Ayuda

Nota. Parámetros de comunicación del software AcSELerator Quickset. Elaboración propia, 2022.

Configuramos con los datos que corresponden al relé y hacemos click en aceptar, en la parte inferior izquierda debería aparecer que se encuentra conectado. Dicho paso se observa en la figura 33.

Figura 33

Indicativo de conexión del relé



Nota. Captura de pantalla para corroborar que el relé se encuentra conectado. Elaboración propia, 2022

Luego en la pantalla principal debemos hacer click sobre “Lectura”, este paso se utiliza en el caso de que nuestro relé ya tiene configuraciones anteriores donde podríamos interactuar o mejorar para la implementación del protocolo 61850. Tal como se muestra en la figura 34.

Figura 34

Función de Lectura



Nota. Función de lectura para el relé en la pantalla principal. Elaboración propia, 2022.

Si todo se está de acuerdo con los pasos anteriores nos mandará una pantalla donde tendremos que tipear una clave de acceso de nivel 1 que es una clave universal que se encuentra en los manuales de dichos relés a usar. La palabra es OTTER, con dicha clave podremos observar la configuración del relé en prueba.

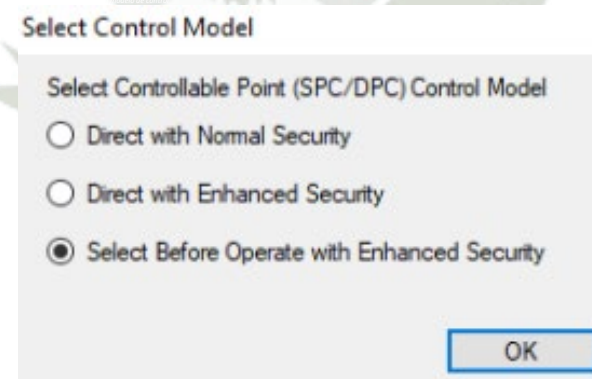
Esto se tendrá que repetir con cada relé con los que se piensa trabajar en estas pruebas. Con lo que se tiene planeado trabajar desde el software AcSELerator Architect es con una configuración desde cero que vendría a ser un archivo icd con los cuales podemos configurar que señales queremos enviar y recibir de otro IED.

Luego de realizar todos los pasos anteriores tenemos que ir a la paleta de IEDs donde podremos ver los CID de los relés SEL, para poder realizar esta prueba lo que debemos considerar es que un relé será el transmisor y el otro relé será el receptor, al crearlos estos ya vienen con una configuración predeterminada, poder adicionar un archivo CID se debe realizar lo siguiente:

- Ubicar el archivo CID que vamos a utilizar en la opción “IED Palette”.
- Para esto primero debemos saber la versión del equipo con el que trabajaremos, para esto debemos hacer lo siguiente: Primero se debe presionar en la parte delantera del relé la tecla ENT. Segundo se debe bajar con las flechas hasta la opción RELAY STATUS procederemos a dar enter nuevamente ENT, lo que se podrá observar es la versión con la que debemos trabajar en nuestro software Architect.
- Una vez lo ubicamos lo tenemos que arrastrar hasta el “Project Editor”.
- Luego se abre la opción “IED Properties” en la que debemos seleccionar la versión compatible del software del firmware del relé el cual podremos encontrar en su interfaz “Status”.
- Después de eso nos aparecerá que seleccionemos el modelo de control en la cual debemos seleccionar la tercera opción. Como se muestra en la figura 35.

Figura 35

Opciones selección modelo de control



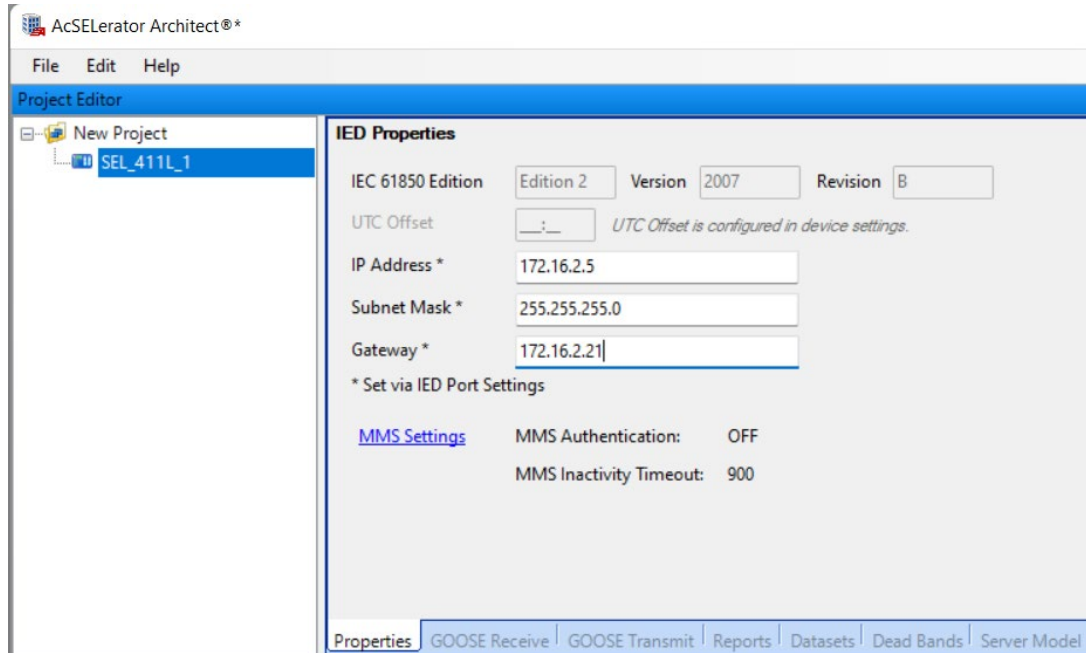
Nota. Captura opciones selección modelo de control. Elaboración propia, 2022.

- Después el mismo software crea 13 DataSets predeterminadamente en los archivos CID. Estos se encuentran distribuidos de la siguiente manera: del 1-6 se encuentran normalizados

para que sean ajustados con valores digitales (estados); del 7-12 se encuentran ajustados con cantidades analógicas y el ultimo se encuentra predestinado para la mensajería GOOSE entre los IEDs.

- Al realizar los pasos anteriores nos aparecerá la siguiente ventana como se ve en la figura 36:

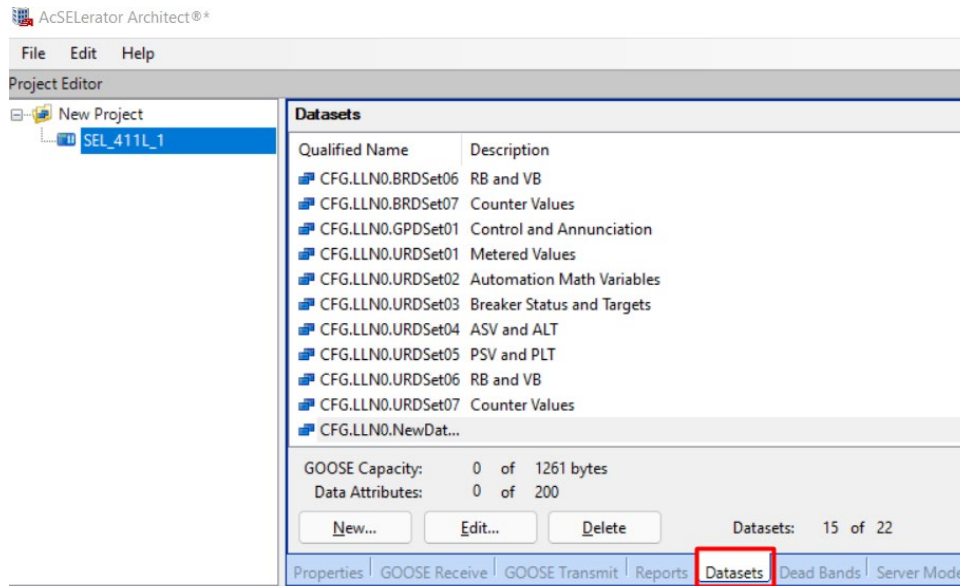
Figura 36
Propiedades de los IEDs



Nota. Captura de la ventana de propiedades de los IEDs. Elaboración propia, 2022.

- En dicha ventana tenemos que llenar los siguientes datos para poder realizar todos los ajustes necesarios para la implementación del protocolo 61850.
- Luego nos aparecerá la siguiente interfaz donde tenemos que ubicarnos en “DataSets” para poder realizar la creación de una nueva como se muestra en la figura 37:

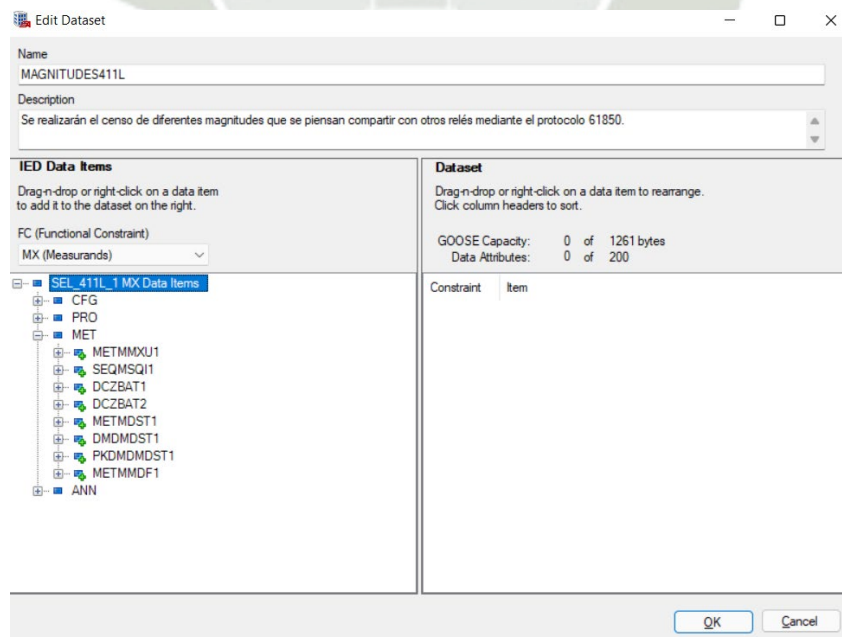
Figura 37
Interfaz Datasets



Nota. Captura de la interfaz de datasets del relé. Elaboración propia, 2022.

- Al crear una nueva nos aparecerá la siguiente interfaz donde tenemos que seleccionar las magnitudes que se van a transmitir y recibir de otros equipos como se muestra en la figura 38.

Figura 38
Editar parámetros Dataset

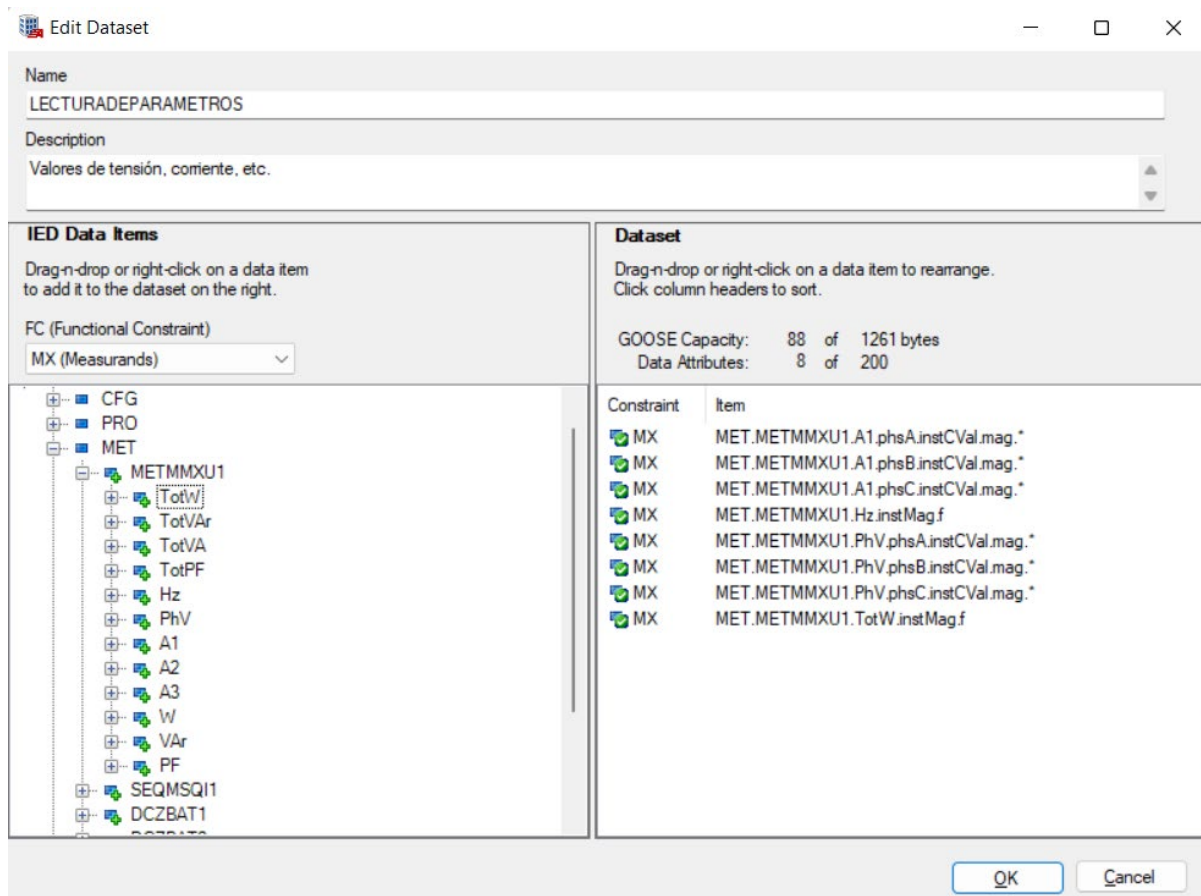


Nota. Captura de pantalla para editar los parámetros de Dataset. Elaboración propia, 2022

- Para este ejercicio se probará con los valores de potencia activa, voltaje, corriente y frecuencia, lo mencionado se presenta en la figura 39.

Figura 39

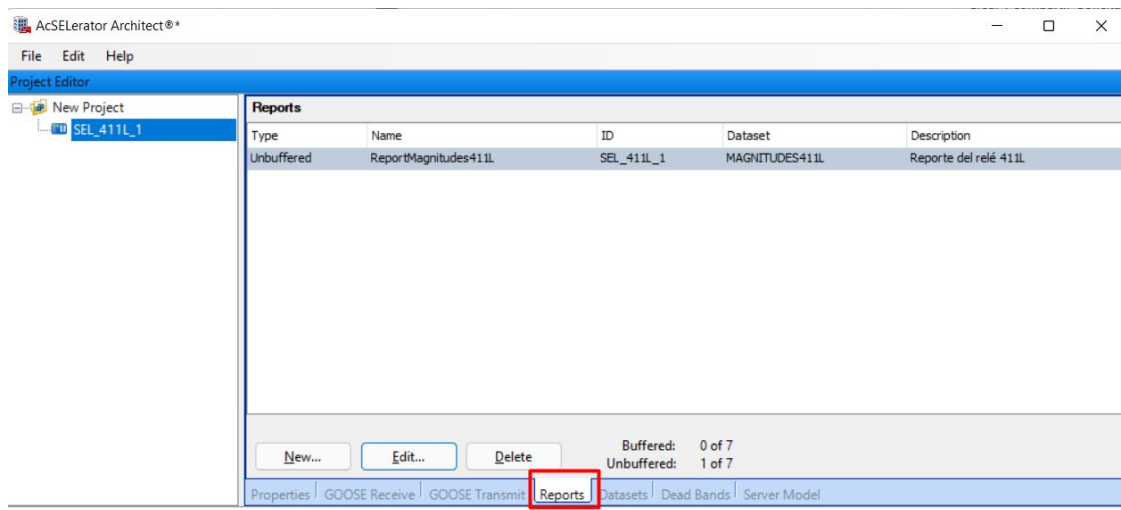
Valores de tensión, corriente



Nota. Captura de pantalla de la lectura de parámetros. Elaboración propia, 2022.

- Luego se debe ir a la opción de REPORTS para poder realizar el MMS de nuestras magnitudes, tal como se muestra en la figura 40.

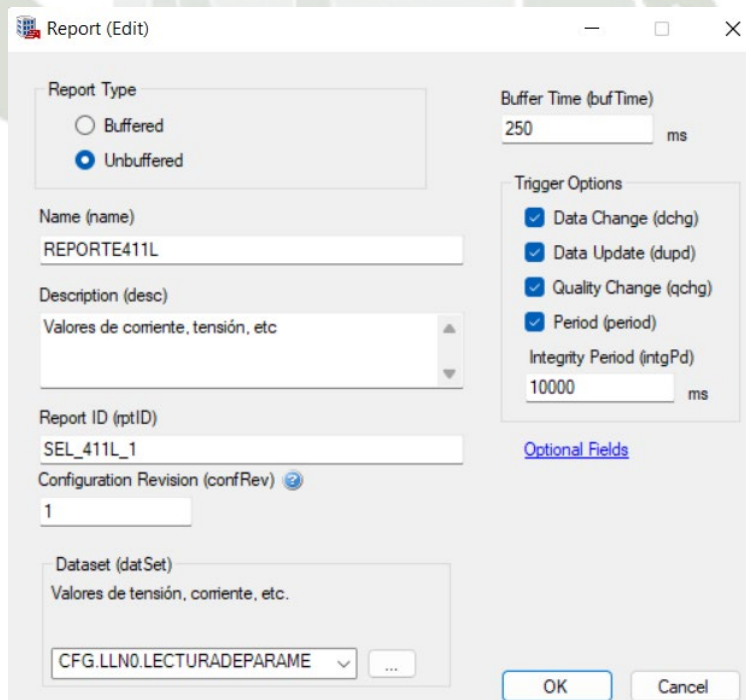
Figura 40
Opción de Reports



Nota. Captura de pantalla de la opción de reports dentro del software. Elaboración propia, 2022.

- Luego tenemos que crear un nuevo REPORT de acuerdo con lo que necesitamos y realizar la siguiente configuración como se muestra en la figura 41:

Figura 41
Configuración de la creación de un nuevo report

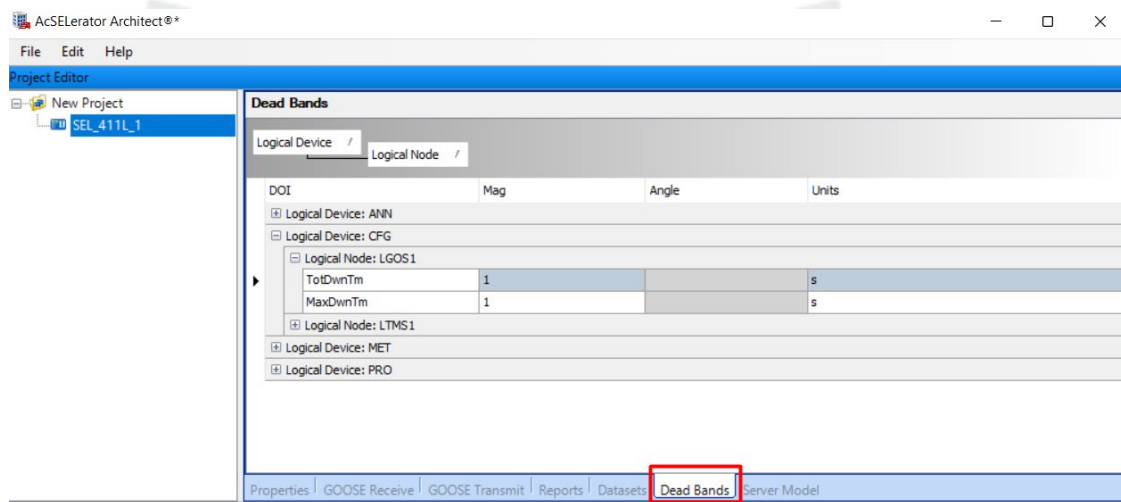


Nota. Captura de pantalla de la configuración para la creación de un nuevo report. Elaboración propia, 2022.

- Luego tenemos que configurar el ancho de banda el cual nos permite determinar la variación exacta que pasará en una magnitud en concreto para que este sea comunicado con el cliente a través del reporte MMS IEC 61850, dicho proceso se ve en las figuras 42, 43, 44 y 45.

Figura 42

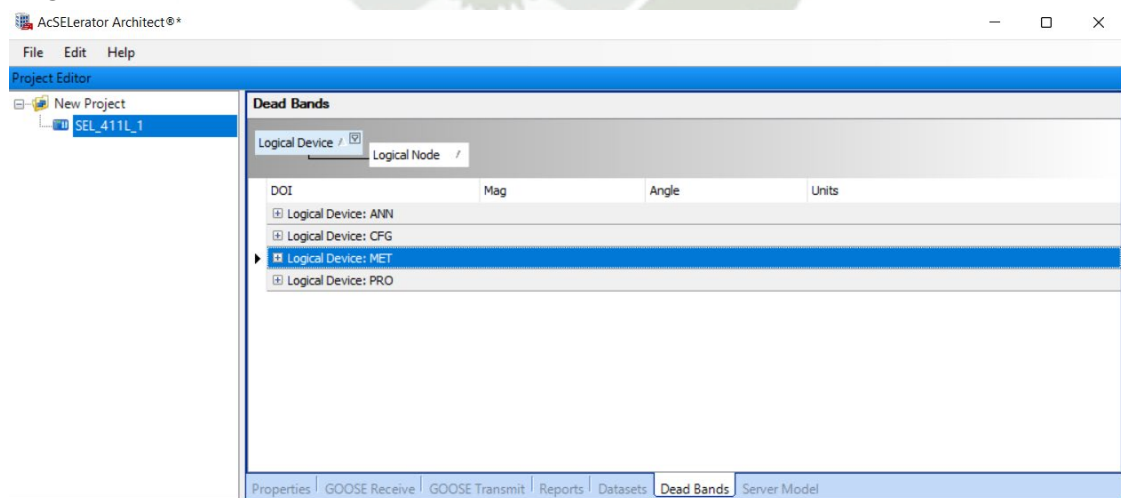
Opción Dead bands



Nota. Captura de pantalla de la opción Dead bands. Elaboración propia, 2022.

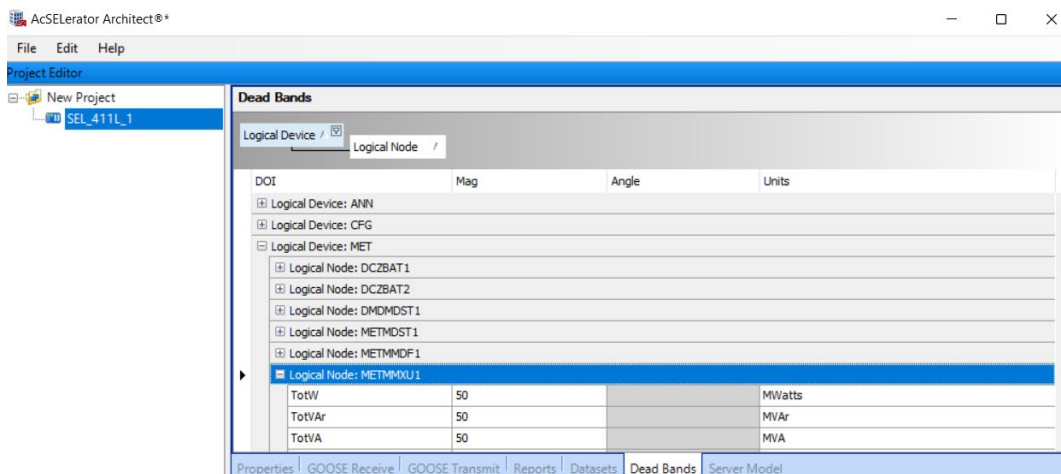
Figura 43

Logical Device



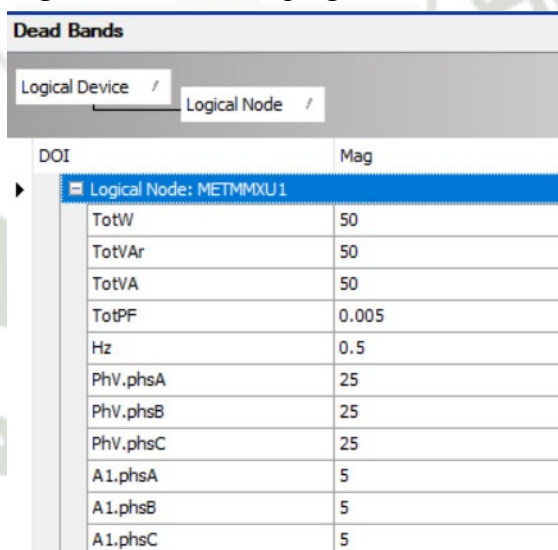
Nota. Captura de pantalla Dead bands, logical device. Elaboración propia, 2022.

Figura 44
Logical node



Nota. Captura de pantalla Dead band, logical node. Elaboración propia, 2022.

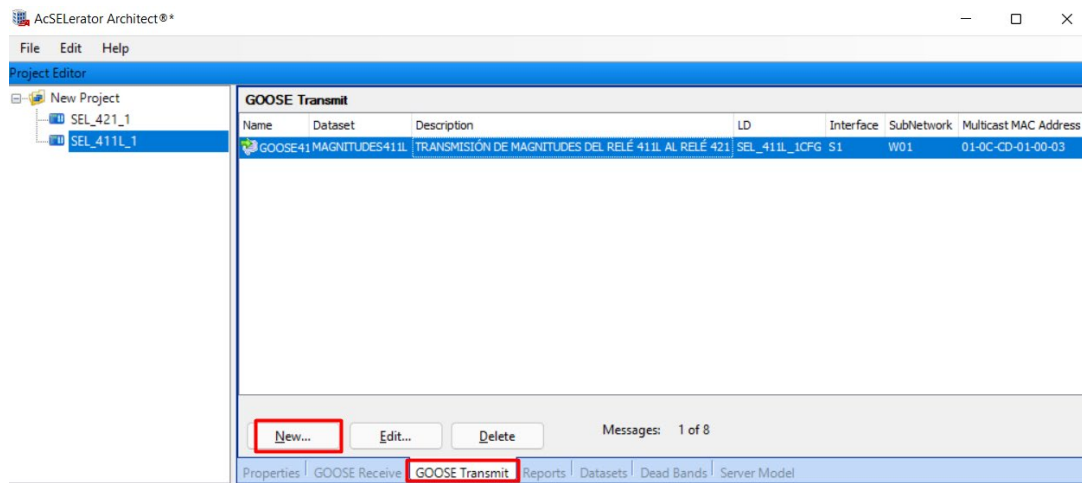
Figura 45
Logical node lista desplegada



Nota. Captura de pantalla de la lista logical node. Elaboración propia, 2022.

- Luego se selecciona el relé que va a ser el transmisor que en este caso será el 411L, y en la opción de GOOSE transmit creamos un nuevo GOOSE, como se ve en la figura 46.

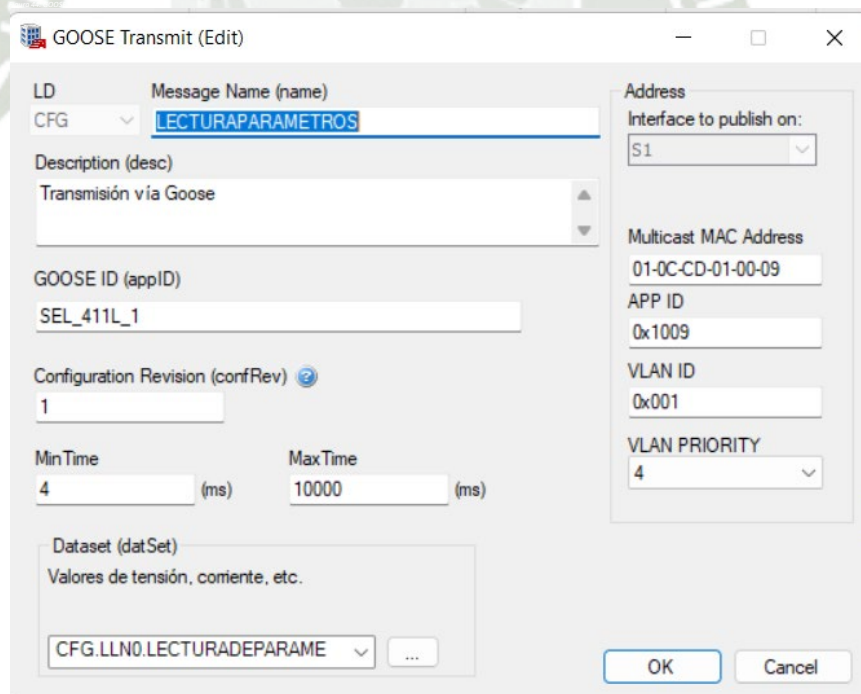
Figura 46
GOOSE transmit



Nota. Captura de pantalla GOOSE transmit. Elaboración propia, 2022.

Se tiene que modificar la siguiente información que se presenta en la figura 47:

Figura 47
Editando GOOSE transmit



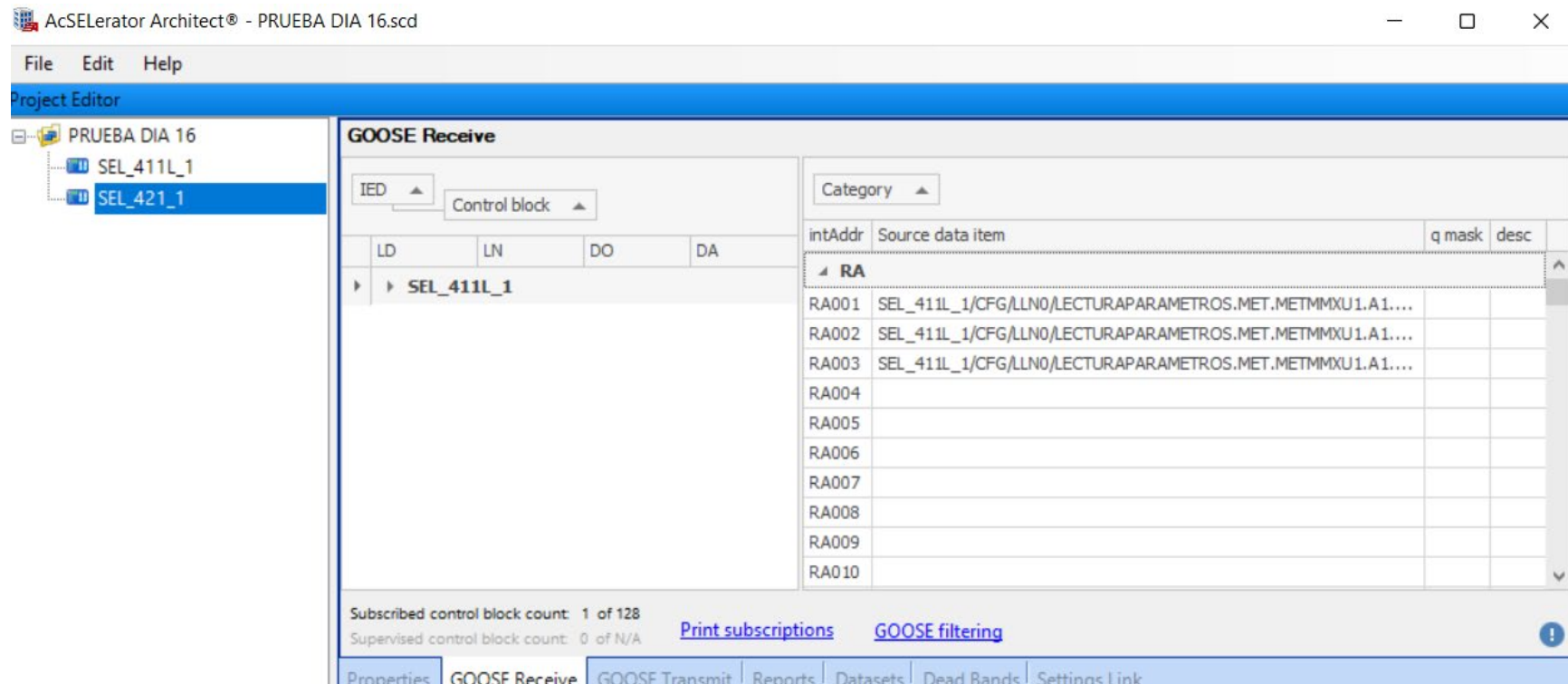
Nota. Ventana para editar el GOOSE transmit. Elaboración propia, 2022.

- El siguiente paso es de acuerdo con nuestro DataSet elegir qué tipo de mensaje GOOSE es el que se obtendrá y de acuerdo con la teoría se divide en: Virtual Bits y Remote Analog, siendo el último con el que pensamos trabajar debido a que son señales que cambian con el tiempo y dentro de ellas se encuentran distintos parámetros eléctricos, los cuales fueron elegidos previamente, pero para poder verificar ambos tipos de mensajes también se consideró trabajar con los Virtual Bits, para este caso se empleará para una señal de disparo cuando se active la protección 50 que es contra sobrecorriente instantánea. Entonces, lo que debemos hacer es ubicar el relé que recibirá dichas señales el cual sería el sel 421 estando en su arquitectura debemos ir a GOOSE Receive y luego arrastrar todas las señales que queremos enviar creadas en nuestro DataSet como en las figuras 48 y 49:



Figura 48

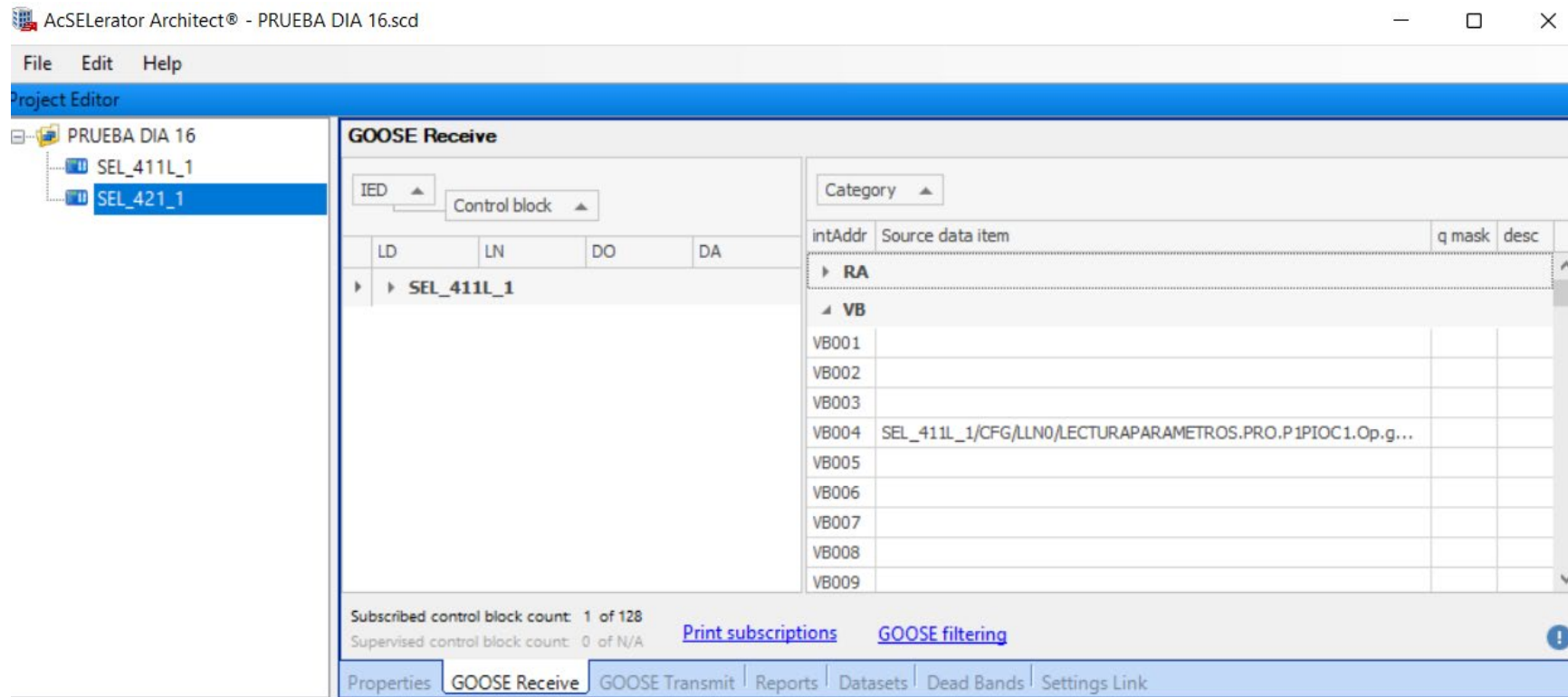
GOOSE Receive



Nota. Grupo de señales a enviar en GOOSE receive. Elaboración propia, 2022.

Figura 49

GOOSE Receive, virtual bits

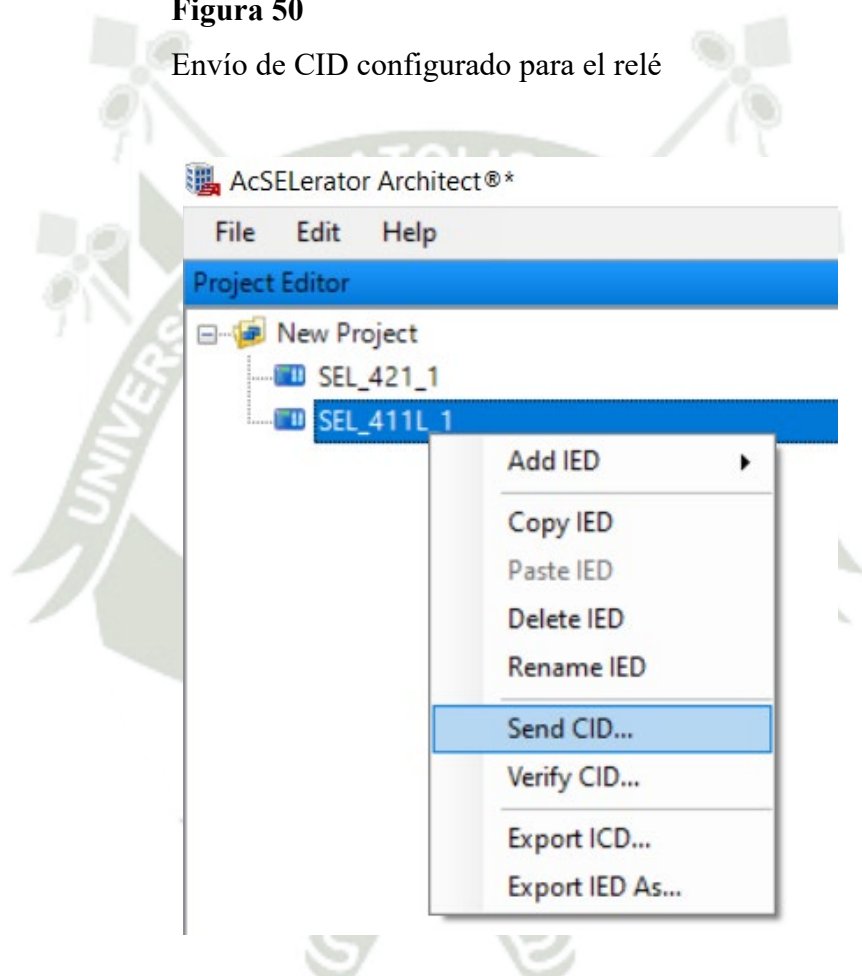


Nota. Señal virtual bit a enviar en GOOSE receive. Elaboración propia, 2022

- Para poder enviar el CID que hemos configurado para el relé en prueba lo primero que debemos hacer es conectarnos vía ethernet con el equipo y luego en el software Architect, debemos enviar cada archivo correspondiente al relé con el que nos encontramos conectados, como en la figura 50:

Figura 50

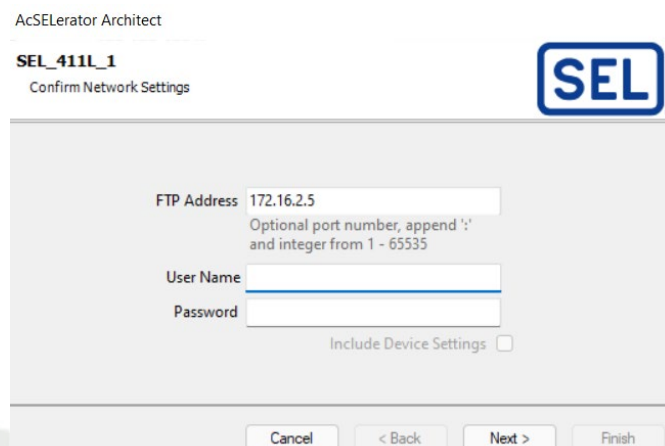
Envío de CID configurado para el relé



Nota. Captura de pantalla para envío de CID configurado para el relé. Elaboración propia, 2022.

- Lo siguiente que nos aparecerá es lo que se muestra en la figura 51:

Figura 51
Confirmar ajustes de red



AcSElerator Architect

SEL_411L_1
Confirm Network Settings

FTP Address: 172.16.2.5
Optional port number, append ':' and integer from 1 - 65535

User Name: _____

Password: _____

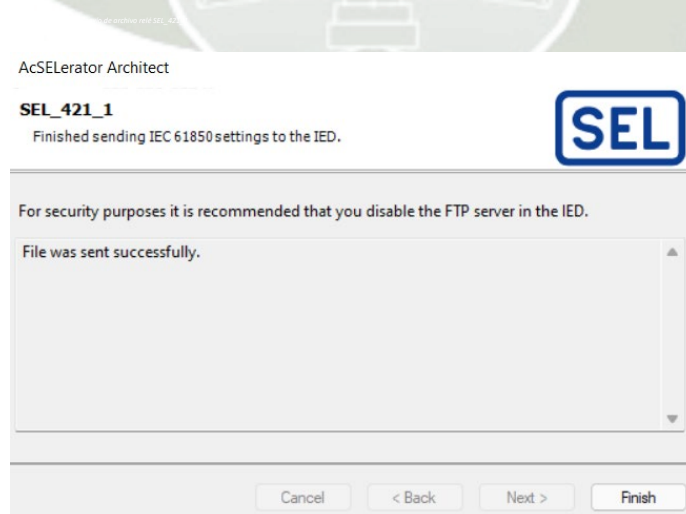
Include Device Settings:

Buttons: Cancel, < Back, Next >, Finish

Nota. Ventana para confirmar ajustes de red. Elaboración propia, 2022.

En User Name debes colocar “FTPUSER” o “2AC” según sea el caso (depende de la marca) y en contraseña debemos colocar “TAIL”. Al finalizar debe aparecer un mensaje que ha sido enviado correctamente como se muestra en las figuras 52 y 53.

Figura 52
Mensaje de envío de archivo exitoso relé SEL_421_1



AcSElerator Architect

SEL_421_1
Finished sending IEC 61850 settings to the IED.

For security purposes it is recommended that you disable the FTP server in the IED.

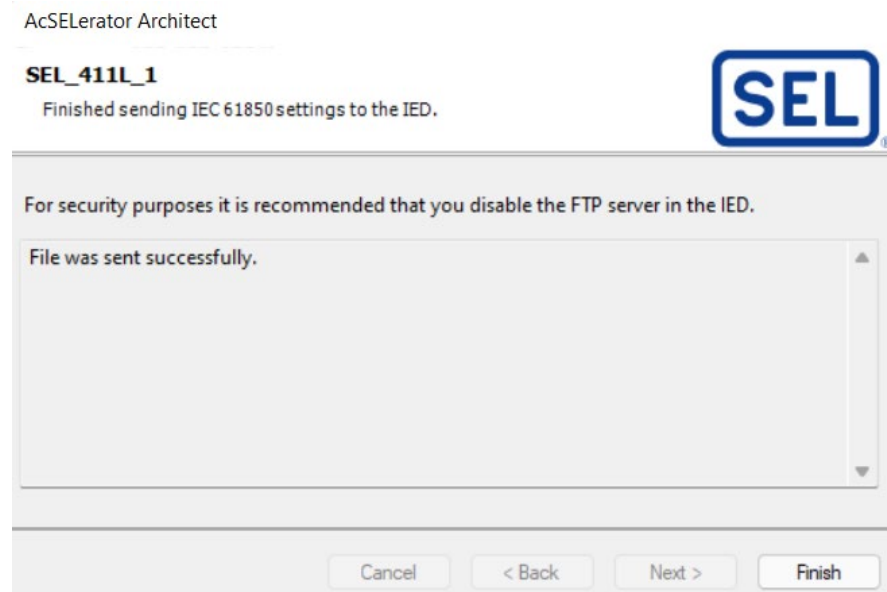
File was sent successfully.

Buttons: Cancel, < Back, Next >, Finish

Nota. Ventana de mensaje de envío de archivo exitoso. Elaboración propia, 2022

Figura 53

Mensaje de envío de archivo exitoso relé SEL_411L_1



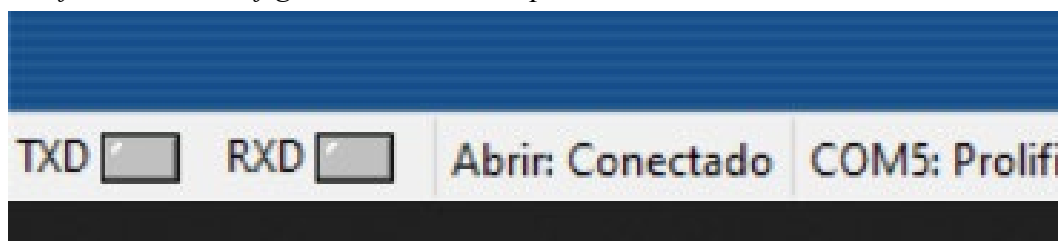
Nota. Ventana de mensaje de envío de archivo exitoso. Elaboración propia, 2022

Este proceso se realiza con cada relé al que se requiere enviar el protocolo 61850.

Los siguientes pasos es verificar dentro del AcSElerator Quickset que ambos relés se encuentran con la configuración adecuada para poder trabajar con el protocolo, para lo cual debemos entrar a dicho software y comunicarnos con cada equipo, como se hizo previamente dicho proceso se muestra en la figura 54:

Figura 54

Verificación de configuración adecuada para los relés



Nota. Verificación de configuración adecuada de los relés para trabajar con el protocolo. Elaboración propia

Una vez comunicados debemos realizar la lectura de cada uno como se ve en la figura 55:

Figura 55

Lectura de la configuración del relé



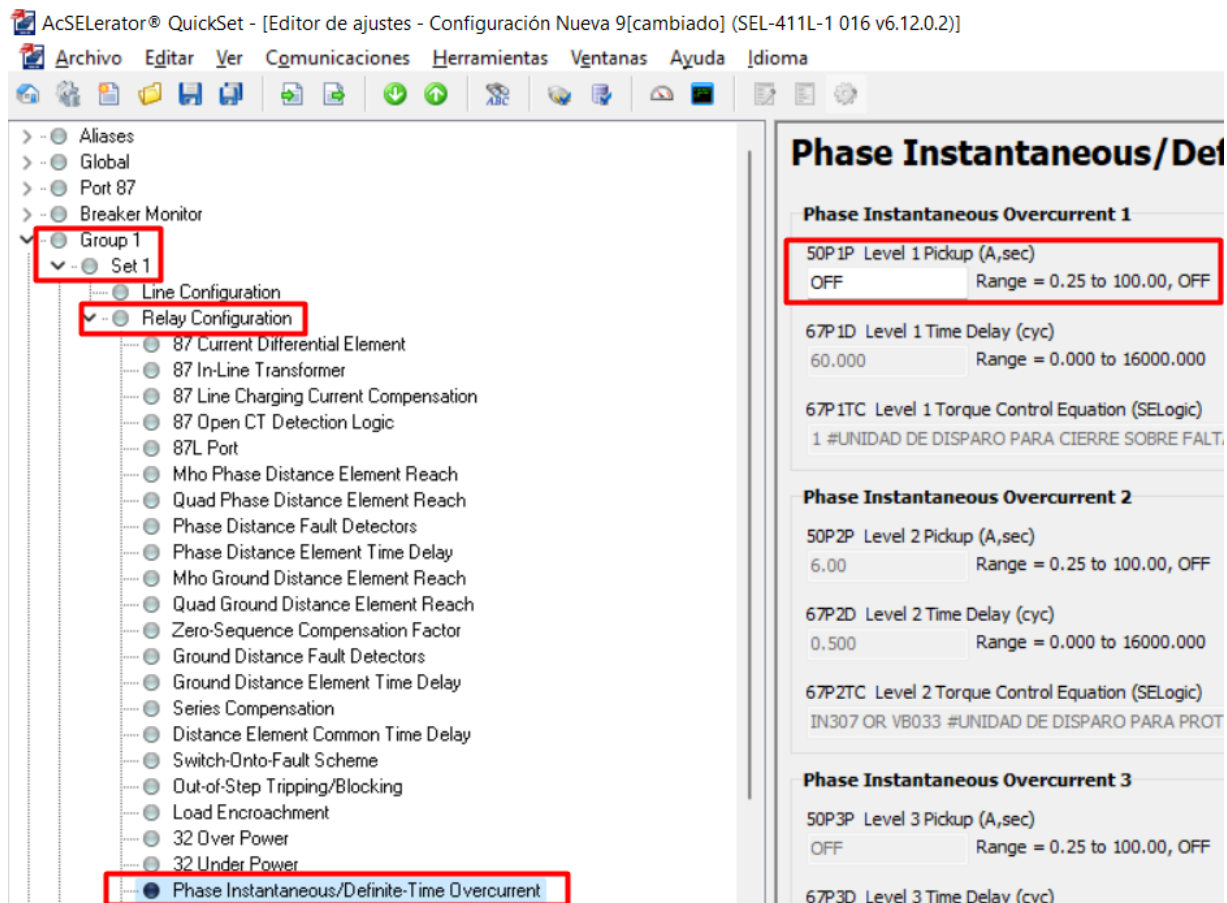
Nota. Ventana que muestra la lectura de la configuración del relé. Elaboración propia, 2022.

Este proceso puede tardar unos cuantos minutos dependiendo de la configuración previamente subida a dicho relé.

Una vez cargada su configuración nos aparecerá la siguiente pantalla:

Dentro de la cual debemos ingresar a GROUP 1- SET1- RELAY CONFIGURATION y buscar la configuración de sobrecorriente que vendría a ser Phase Instantaneous/ Definite- Time Overcurrent, al ingresar a sus configuraciones de dicha protección lo que debemos hacer para poder comprobar el protocolo que en otras palabras sería la comunicación de un relé con el otro es desactivar en el relé transmisor (411L) y poner “OFF” para que cuando realicemos la prueba en este equipo no se detecte y en el relé receptor si lo pueda detectar y así poder verificar que funciona el protocolo subido a ambos relés, tal como se ve en la figura 56.

Figura 56
Ventana de ajustes de configuración del relé

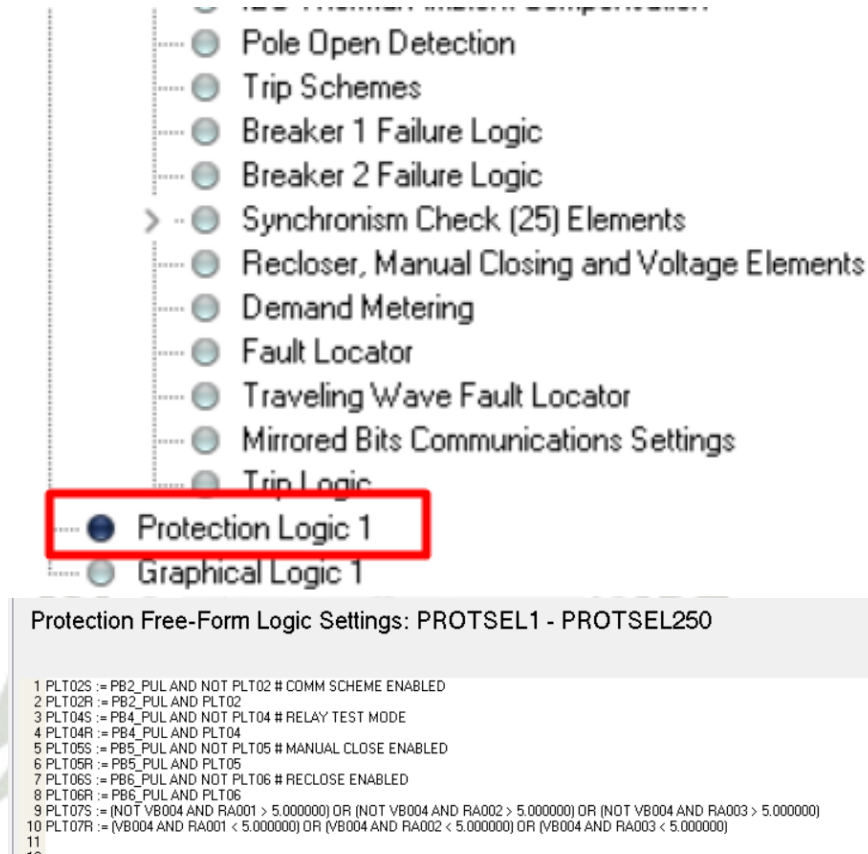


Nota. Captura de pantalla de la ventana de ajustes de configuración del relé. Elaboración propia, 2022

Lo siguiente es ir al relé receptor del mensaje (SEL 421) y hacer lo mismo hasta la parte de lectura y en la parte de Protection Logic es donde se encuentra la parte lógica del relé en esta parte debemos hacer los siguientes pasos como se ve en la figura 57:

Figura 57

Protection Logic



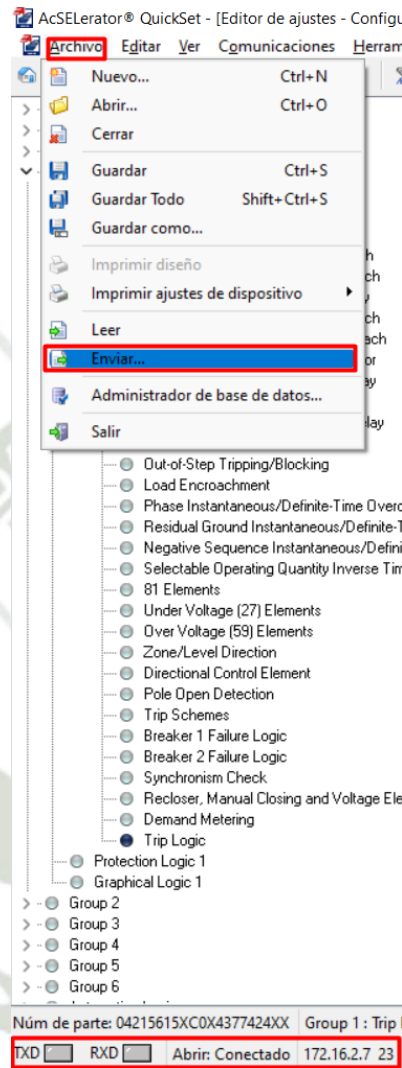
Nota. Ventana que muestra la parte lógica del relé. Elaboración propia, 2022.

Lo que se observa en esta imagen es lo siguiente: los primeros puntos desde el 2 hasta el 6 es por defecto de fábrica lo que se añadió es el punto 7 donde se especifica que señales son las que se tiene tomar en consideración para poder realizar el disparo correspondiente al tipo de falla que se va a trabajar en estas pruebas.

Al final de realizar estos cambios en ambos casos lo que se debe realizar es enviar las nuevas configuraciones a sus relés correspondientes tal cual se muestra en la figura 58:

Figura 58

Ventana para enviar las nuevas configuraciones al relé



Nota. Ventana para enviar las nuevas configuraciones a los relés correspondientes, Elaboración propia, 2022.

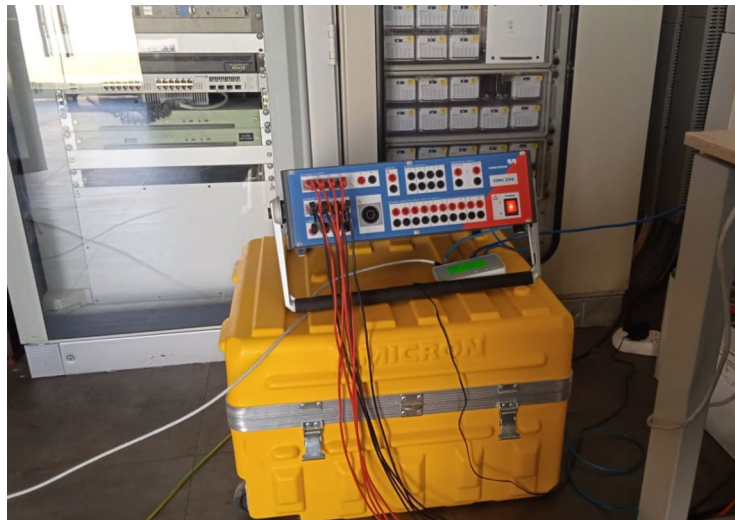
Lo que se tiene que realizar es verificar mediante la maleta Omicron CMC 356 por la cual inyectaremos tensiones y corrientes al relé transmisor y verificar que por medio del protocolo está compartiendo la información que se desarrolló en el Architect. Debemos tener el siguiente esquema de conexiones:

- Lo primero que se debe realizar son las conexiones de la maleta, debido a que vamos a interactuar con tensiones y corrientes.

En la figura 59 se muestra la CMC-356, en la figura 60 y 61 se muestra los relés a utilizar SEL421 y SEL 411L respectivamente.

Figura 59

Maleta OMICRON CMC 356



Nota. Figura de la maleta OMICRON CMC 356 utilizada para las pruebas. Elaboración propia, 2022.

Figura 60

Relé SEL 421



Nota. Figura del relé SEL 421 mientras está realizando el disparo. Elaboración propia, 2022.

Figura 61

Relé SEL 411L

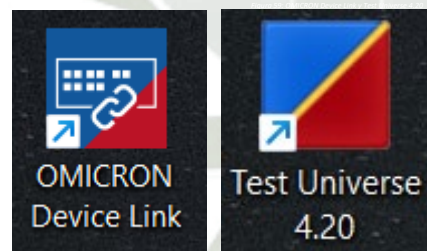


Nota. Figura del relé SEL 411L. Elaboración propia, 2022.

Luego de tener todo listo para realizar las pruebas debemos ingresar a OMICRON Device Link para conectar la laptop desde donde se mandarían los valores y luego Test Universe desde donde se desarrollará la prueba tal como se muestra en la figura 62:

Figura 62

OMICRON Device Link y Test Universe 4.20



Nota. Softwares para conectar la laptop y desarrollar las pruebas. Elaboración propia, 2022.

Cuando ingresamos a Test Universe lo que debemos realizar es hacer click en QuickCMC para poder inyectar los valores con los que trabajaremos, dicha acción se ve en la figura 63:

Figura 63*Test Universe 4.20*

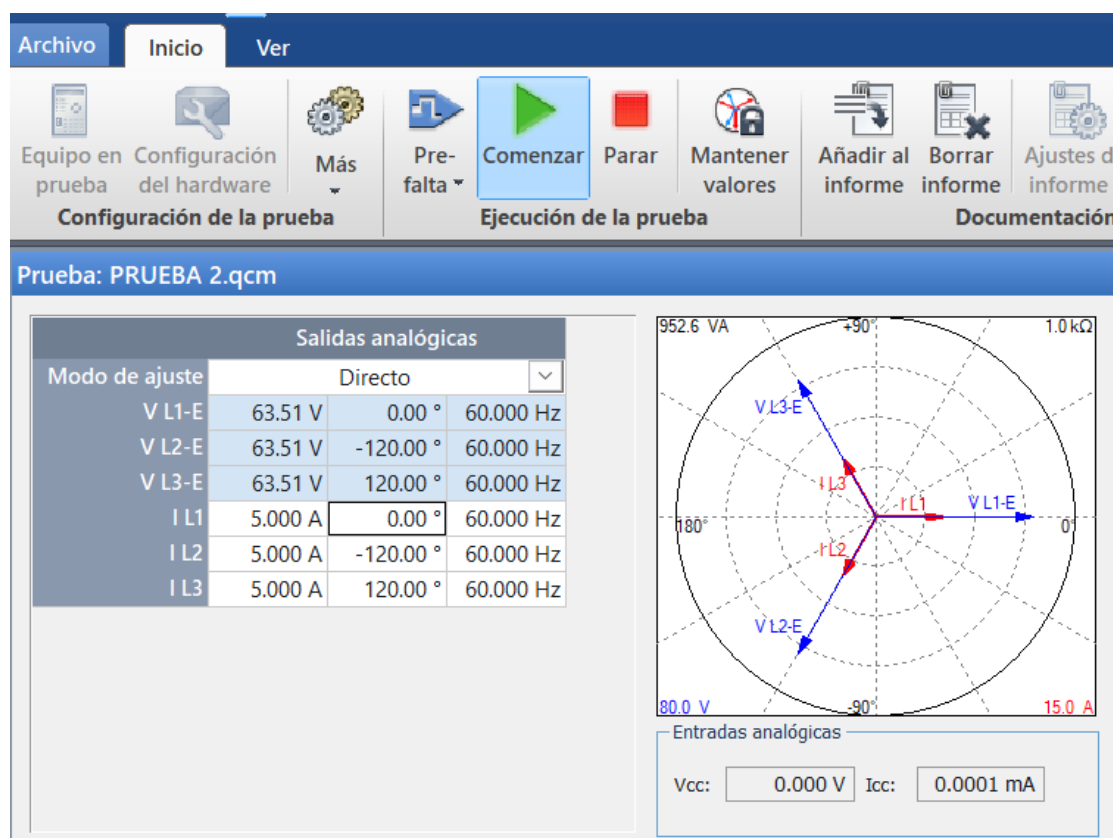
Nota. Pantalla de inicio Test Universe 4.20. Elaboración propia, 2022

Luego de ingresar al software lo que debemos hacer es ingresar ciertos valores para poder comprobar el protocolo y a su vez la protección 50 de sobrecorriente en la interfaz que se ve a continuación:

Para esta prueba lo que necesitamos es mandar una corriente que sea nominal de acuerdo a los ajustes iniciales del relé para el cual fue configurado, en este caso sería el valor de 5 A cuando se ponga ese valor debería disparar el relé receptor de la señal, lo cual se ve reflejado en la figura 64.

Figura 64

Comprobación de protocolo y protección de sobrecorriente

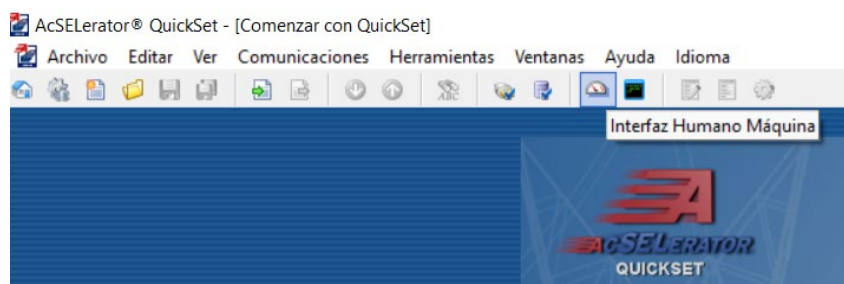


Nota. Pruebas de acuerdo a los ajustes iniciales del relé. Elaboración propia, 2022

Para poder observar que se logra este tipo de respuesta se puede ver desde la interfaz AcSEerator Quickset dentro del software tenemos que ingresar a la opción de HMI, como se ve en la figura 65:

Figura 65

Interfaz AcSELeRator Quickset



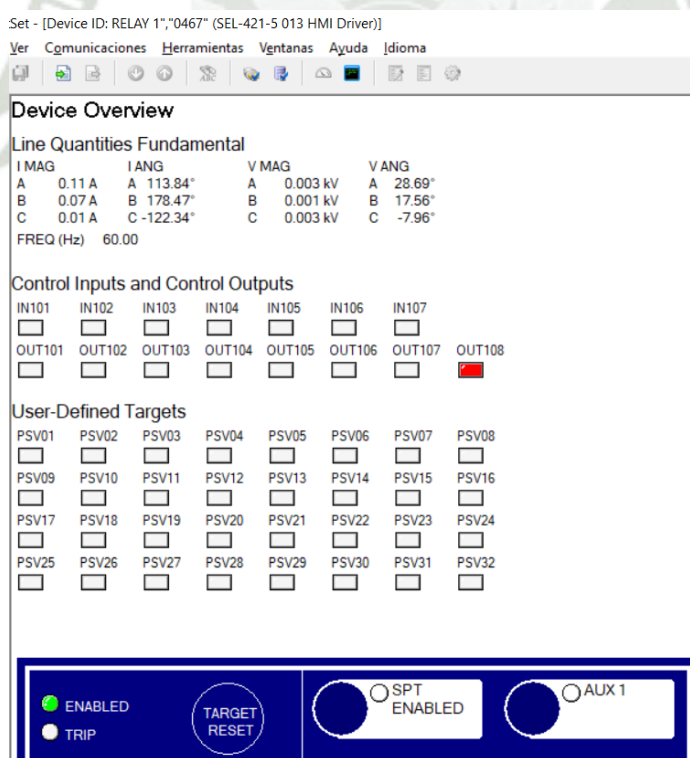
Nota. Captura de pantalla de la interfaz AcSELeRator Quickset. Elaboración propia, 2022.

Desde esta interfaz podemos visualizar como es que responde el relé receptor del mensaje que en este caso sería una falla.

En la figura 66 vemos antes de que se produzca la falla:

Figura 66

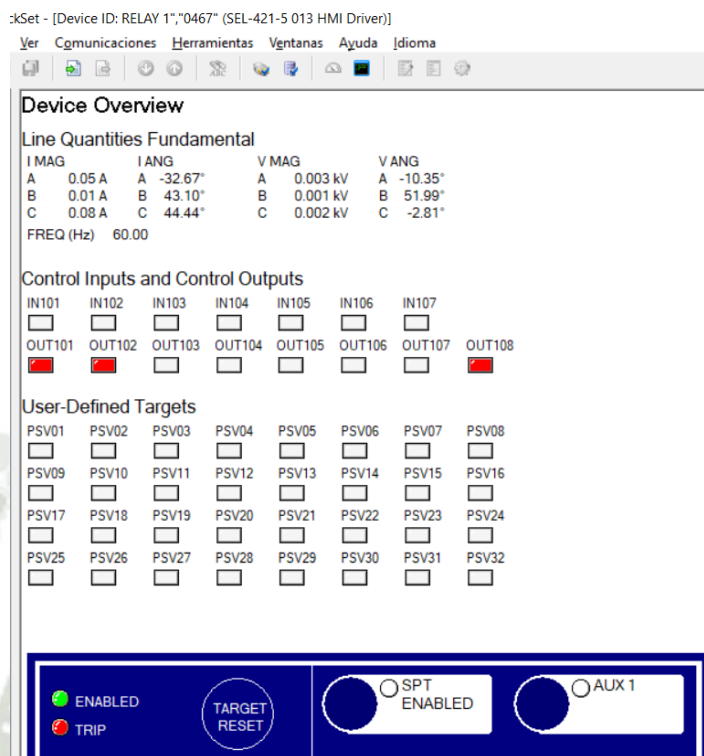
Respuesta del relé



Nota. Interfaz de respuesta del relé ante un mensaje. Elaboración propia, 2022.

En la figura 67 podemos observar los leds que se prenden cuando ocurre la falla:

Figura 67
Respuesta del relé ante una falla



Nota. Interfaz de respuesta del relé ante una falla. Elaboración propia, 2022.

- Para poder verificar que se está transmitiendo información del relé 411L al relé 421 se debe tener el software IEDScout, su símbolo se ve en la figura 68.

Figura 68
Software IEDScout

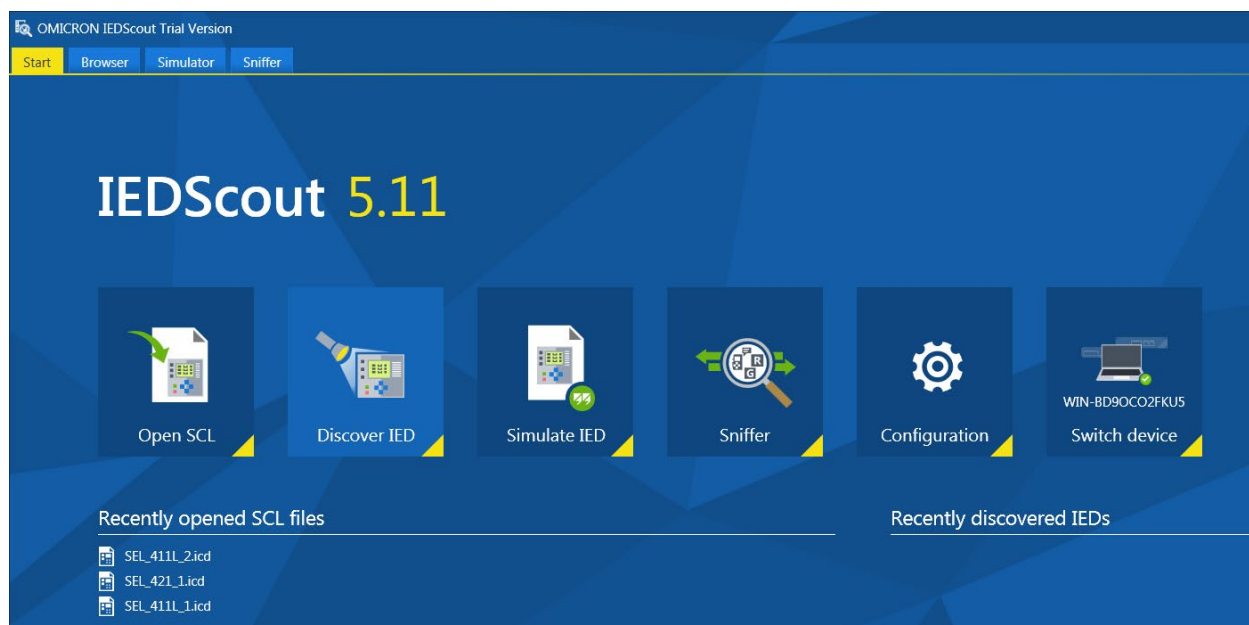


Nota. Software IEDScout. Elaboración propia, 2022

Lo primero es ingresar en la opción Discover IED debido a que necesitamos encontrar el relé del cual necesitamos ver las señales que manda hacia el otro equipo, lo dicho se ve en la figura 69.

Figura 69

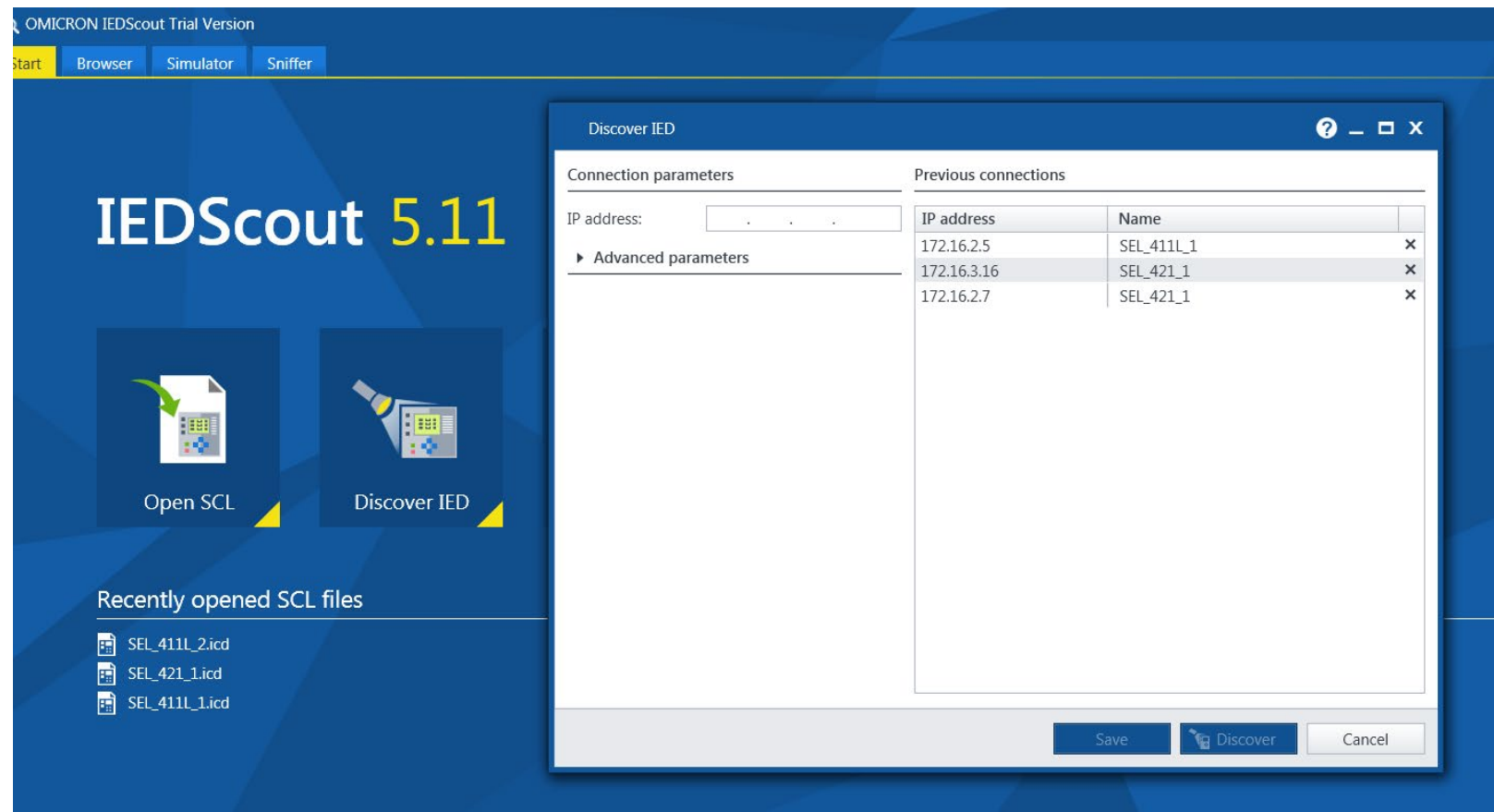
Pantalla de inicio IEDScout 5.11



Nota. Captura de la pantalla de inicio del IEDScout 5.11. Elaboración propia, 2022.

Debemos ingresar el IP para poder visualizar todas las señales mandadas, como se muestra en la figura 70:

Figura 70
Discover IED, parámetros de conexión



Nota. Ventana del Discover IED para colocar la dirección IP. Elaboración propia, 2022.

En este software podemos verificar todos los valores que se configuraron en el Architect, todas las señales que se están enviando al relé receptor y por el cual podemos confirmar que las pruebas se realizaron de manera satisfactoria, esto se ve reflejado en la figura 71.

Figura 71
Interfaz para comprobar las pruebas

The screenshot displays the OMICRON IEDScout software interface. The main window is titled 'SEL_411L_1 • Reports • CFG • LLN0 • REPORTE411L'. The interface is divided into several sections:

- Top Bar:** Contains navigation tabs (Start, Browser, Simulator, Sniffer) and a toolbar with various icons for file operations, simulation control, and data management.
- Left Panel (IEDs):** Shows a tree view of the IED configuration, including 'GOOSE', 'Reports', 'LD CFG', 'LN LLN0', and 'REPORTE411L'. The IP address is listed as 172.16.2.5.
- Center Panel (Configuration):** Displays the configuration for 'REPORTE411L'. Key attributes include:
 - Enabled: true
 - Reserved: true
 - Control Block reference: SEL_411L_1CFG/LLN0\$RP\$REPORTE411L
 - Report ID: SEL_411L_1
 - DataSet reference: SEL_411L_1CFG/LLN0\$LECTURADEPARAMETROS411L
 - Trigger options: DataChange, QualityChange, DataUpdate, Integrity, GeneralInterrogation
 - Buffer time (ms): 250
 - Configuration revision: 1
 - Integrity period (ms): 10000
 - Owner: not present
- Right Panel (Activity Monitor):** Shows a table of data received in the last report. The table has two columns: 'Name' and 'Value'.

Name	Value
MET/METMMXU1.A1.p... [MX]	23.958
MET/METMMXU1.A1.p... [MX]	24.033
MET/METMMXU1.A1.p... [MX]	23.973
MET/METMMXU1.Hz.in... [MX]	60.00034
MET/METMMXU1.PhV... [MX]	126.988
MET/METMMXU1.PhV... [MX]	126.995

Nota. Interfaz para comprobar los valores configurados y las señales enviadas. Elaboración propia, 2022.

4.4. Análisis de resultados

4.4.1. Ergonomía

Al utilizar dicho protocolo en la subestación podemos notar claramente que el número de conexiones que se llegan a utilizar para los equipos de protección son menores tomando en cuenta que también los equipos más antiguos de relés que se utilizaron son equipos de una sola función en otras palabras en la actualidad se trabaja con relés que pueden utilizar varias funciones para proteger las instalaciones de una subestación, pero el detalle, con lo que se va a favorecer dichas instalaciones es que también se trabaja con varios fabricantes lo cual implicaría que cada uno tiene su forma de comunicación, su propio estilo de trasladar la información con la que trabajan, y al aplicar el protocolo 61850 podemos confirmar que estamos realizando una estandarización en cuanto al traslado de la información que recibe y que envía a otros equipos dichos relés.

De acuerdo con lo que se presenta actualmente en la subestación de Socabaya en cuanto a equipos de protección podemos notar claramente que son equipos antiguos por lo cual la información analógica que debería llegar tendría que ser con repetidores a cada uno esto debido a que cada equipo de protección presenta un protocolo distinto debido a su fabricante entonces partiendo desde eso se utilizaría muy aparte de más relés, también repetidores, mayor número de conexiones para poder llevar todas las señales a todos los equipos desde patio hacia la sala de protecciones, comparado con lo que se piensa utilizar para la actualización al implementar dicho protocolo los relés serán en menor cantidad debido a que en la actualidad los relés modernos pueden cumplir varias funciones dentro de su configuración y las conexiones utilizadas para llegar a los relés serían una cantidad menor comparada con la configuración donde no se tiene implementado el protocolo 61850, no serán necesarios los repetidores debido a que la información podrá llegar a un relé y este podrá compartir dicha información mediante el protocolo hacia todos los relés que van a ser empleados para la protección en la subestación, ya que esa información tendría que llegar a un switch que cumpla con los requisitos necesarios ya sea de acuerdo al número de puertos que se requieran utilizar, estos switch pueden ser desde la marca CISCO o sino podría ser Omniswitch estos harán que vía Ethernet llegue la información que está siendo procesada en el relé principal a los demás equipos de respaldo y a su vez estos puedan reaccionar de acuerdo con la acción requerida en caso fallé el relé principal.

Sin protocolo, se muestra en las figuras 72, 73 y 74:

Figura 72
Relé SEL 321



Nota. Figura referencial del relé SEL 321. Elaboración propia, 2022.

Figura 73
Relé SEL 279H



Nota. Figura referencial del relé SEL 279H. Elaboración propia, 2022.

Figura 74
Relé LFCB 262



Nota. Figura referencial del relé LFCB 262. Elaboración propia, 2022.
Con protocolo, se muestra en las figuras 75, 76 y 77:

Figura 75
SIPROTEC



Nota. Figura referencial de SIPROTEC. Elaboración propia, 2022.

Figura 76
MiCOM P343



Nota. Figura referencial de *MiCOM P343*. Elaboración propia, 2022.

Figura 77
MiCOM P143



Nota. Figura referencial de *MiCOM P143*. Elaboración propia, 2022.

4.4.2. Prueba de comportamiento del sistema

Los equipos que serán montados para esta bahía en la sala de control en cuanto a equipos de protección son los Micom de Schneider Electric P143 y P343 los cuales cumplen las mismas funciones que los relés que fueron evaluados en las pruebas de laboratorio con el fin de verificar que el protocolo funciona correctamente, en si las señales de tensión y corriente llegan de los transformadores de corriente y tensión hacia los equipos en la sala de control mediante cobre luego estas señales son repartidas mediante cables a diversos puntos entre ellos tiene que llegar hasta el equipo de protección principal el cual debe monitorear los principales datos de la línea de transmisión entre los cuales se observa que se puede verificar que tanto la tensión, como la corriente, la potencia activa y la frecuencia este dentro de la configuración de cada relé que se encuentra en la sala y este relé a su vez envía dicha información a una protección secundaria que tiene las mismas funciones que el principal y que debería actuar en caso la protección principal no funcione correctamente a modo de respaldo, se hicieron pruebas para poder verificar dicho comportamiento el cual se logró comprobar que el envío de información se está dando de manera adecuada entre el sistema de protección pero esto también involucra otros equipos ya que la información no llega directamente a la protección secundaria debido a que pasa primero por un SWITCH el cual trasladará dicha información a todos los equipos que comprenden este circuito, tanto el relé secundario como los oscilopertubografos, aparte de esto la información a nivel protocolo se llegó a implementar hasta el nivel 2 que en este caso sería las mULC las cuales son como CPU's donde se recolecta la información lo cual representa el control de la bahía a la que se encuentra enlazada dicha mULC y con la cual se podría tener control de la misma, esto se logró verificar mediante pruebas de movimientos de abrir y cerrar interruptores de potencia, seccionadores pertenecientes a la línea, pero la idea en esencia era que las funciones de los relés de protección respondan correctamente de acuerdo a su configuración que mediante el protocolo esto pueda lograr ser más eficiente que con otros protocolos pero teniendo en cuenta que las respuestas siempre se darán dentro de lo establecido y de acuerdo a las experiencias de las personas con las que estoy trabajando en la empresa donde se está desarrollando, el implementar dicho protocolo tiene como objetivo principal disminuir espacios de trabajo y minimizar conexiones frente a otros protocolos utilizados, lo cual involucra un ahorro importante a la hora de realizar mejoras en una instalación de esta magnitud.

4.4.3. Ergonomía con otro protocolo

Teniendo en cuenta que las respuestas siempre se darán dentro de lo establecido y de acuerdo con las experiencias de las personas con las que estoy trabajando en la empresa donde se está desarrollando la propuesta, el implementar dicho protocolo tiene como objetivo principal disminuir espacios de trabajo y minimizar conexiones frente a otros protocolos utilizados, lo cual involucra un ahorro importante a la hora de realizar mejoras en una instalación de esta magnitud. Lo que es de mucha importancia debido a que siempre frente a una nueva incorporación de un equipo ya sea de comunicaciones o entre otros, se debe disponer de espacio suficiente para poder trabajar con comodidad dentro de las casetas pertenecientes a dicha bahía, los relés con los que se logró la implementación se muestran en las figuras 78 y 79.

Figura 78
MiCOM P343



Nota. Figura referencial de *MiCOM P343*. Elaboración propia, 2022.

Figura 79
MiCOM P143



Nota. Figura referencial de *MiCOM P143*. Elaboración propia, 2022.

Un protocolo que se utiliza también en la actualidad es el DNP3 que, en su nivel más básico, DNP3 se centra en la transmisión de datos simple, segura y compacta para fines de comunicación remota. Por otro lado, IEC 61850 se centra en la comunicación entre activos, como la protección de equipos, IED o sistemas HMI/SCADA locales durante las instalaciones locales. Una de las principales diferencias entre DNP3 e IEC 61850 es que el estándar IEC se centra en el contexto de los datos. Mientras que DNP3 se centra en los datos y deja la gestión del contexto en gran medida a los ingenieros, IEC 61850 integra el contexto en el sistema asignando datos a nodos lógicos con nombres de contexto predefinidos. Esto asegura que el contexto nunca se pierda en medio de la creciente confusión (Romo, 2017).

Tabla 3
Niveles de Automatización

	Modbus	DNP3	IEC 60870-5 - 103	IEC 60870-5 - 104	IEC 61850
NIVEL 3	-	SI	-	SI	SI (futuro)
NIVEL 2	SI	SI	SI	-	SI
NIVEL 1	SI	SI	SI	-	SI
NIVEL 0	-	-	-	-	SI

Nota. Automatización de la subestación Eléctrica Jesús De 138kv –Arequipa a través del Protocolo de comunicación IEC 61850. Elaboración propia, 2022.

En la tabla 3 se muestra niveles de automatización y en que protocolos pueden trabajar dichos niveles siendo IEC 61850 el que mejor se pueda adaptar para cada nivel.

Tabla 4
Cuadro comparativo de diferentes protocolos de comunicación

	IEC 103	Profibus	DNP 3.0	Modbus	UCA 2	IEC 61850
Indications	SI	SI	SI	SI/ without time slamp	SI	SI
Commands	SI	SI	SI/ without time slamp	SI/ without time slamp	SI	SI
Measurements	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Time Sync	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Fault Records	SI	SI	NO	NO	SI	SI
Inter-operability	SI	NO	NO	NO	NO	SI
Processbus	NO	NO	NO	NO	NO	SI
Engineering Support	NO	NO	NO	NO	NO	SI
Data Transmission	Master/Slave	Master/Slave	Master/Slave	Master/Slave	Event	Event
Transmission Speed	0.19	12	0.12	0.12	100	100

Nota. IMA tecnologías. Elaboración propia, 2022.

En la tabla 4 podemos ver una comparativa de los distintos protocolos que existen tomando en cuenta las características que tienen en cuanto a los demás protocolos siendo IEC 61850 el más compacto para utilizar dentro de las subestaciones eléctricas.

4.4.4. Comparación ergonomía

En cuanto a la ergonomía se puede confirmar que los espacios utilizados son los requeridos para la implementación de este protocolo siendo un módulo el que se requiere para poder ubicar los relés de protección y tener más espacio para otros tipos de equipos que se necesitan para monitorear a la línea con la que se está trabajando.

Revisando todas las pruebas realizadas con la implementación de dicho protocolo se pudo llegar a verificar que los resultados obtenidos son los óptimos y necesarios para el tipo de instalación donde se está trabajando, hay una menor cantidad de cableado como se planteó desde el inicio y los espacios utilizados para los módulos donde estarán los equipos como los relés serán menores a los utilizados con anterioridad, logrando poder utilizar o no para un futuro esos espacios libres que nos está otorgando la implementación del protocolo 61850.

Tabla 5
Tiempos de conmutación requeridos en los servicios IEC 61850.

Comunicaciones entre participantes de una red IEC 61650	Servicio	Tol	T
SCADA a IED -> Cliente- Servidor	IEC 61850-8-1	800ms	400ms
SCADA a IED -> Enclavamientos	IEC 61850-8-1	12ms, (con Tminconf en 4ms)	4ms
SCADA a IED -> Revertir Bloqueo	IEC 61850-8-1	12ms, (con Tminconf en 4ms)	4ms
Disparo de Protección -> excluyendo la diferencial de barras	IEC 61850-8-1	8ms	4ms
Protección diferencial de barras	IEC 61850-9-2 en el bus de estación	<1ms	Conmutación instantánea
Sampled Values	IEC 61850-9-2 en el bus de proceso	Menor a dos muestras consecutivas	Conmutación instantánea

Nota. Redundancia en Redes de Comunicación para la Automatización y Protección de Sistemas de Potencia Eléctrica con IEC 61850. Elaboración propia, 2022.

Tol=Tolerancia de recuperación de la aplicación; t=Tiempo requerido para la recuperación de la comunicación.

En la tabla 5 se detalla los tiempos de conmutación del protocolo 61850 de acuerdo a los diferentes niveles que se presentan dentro de las subestaciones y sus diferentes funciones.

4.4.5. Comparación con los tiempos de latencia dados por el COES

En cuanto a los tiempos de latencia se puede observar que se cumple con los requisitos requeridos por el COES para el funcionamiento de los relés que tenemos en la bahía ya que se tiene tiempos de actuación menor a los establecidos que son de 50 milisegundos, todos los equipos fueron evaluados y están bordeando los 43 milisegundos frente a la respuesta de una falla, esto fue verificado por el COES y brindó la autorización correspondiente para dicho proyecto ya que sin eso no se podría iniciar a implementar dicho protocolo.

4.4.6. Viabilidad de implementar una topología estrella redundante

Al realizar la comparación de cuando no estaba instalado el protocolo y ahora que se realizaron unas pruebas para confirmar que el protocolo ha sido implementado de forma correcta se puede lograr verificar la ergonomía que nos brinda dicho protocolo, lo practico que es comunicarnos con

diferentes equipos de diversas marcas, los tiempos que nos brindan frente a una respuesta de una emergencia como los disparos frente a diversas funciones con las que se encuentran configurados los relés utilizados, pero en sí los tiempos no se notará mucha la diferencia debido a que esto también va a depender de la configuración en sí de cada relé, lo que sí se puede notar con claridad es que antes de la implementación del protocolo tenía un proceso más largo de llegar dicha señal de la línea o de patio hacia el relé o equipo de protección comparado con el protocolo ya instalado debido a que ahora es más práctico que se comparta dicha información por la simplicidad ya que el lenguaje será unificado y no va a tener que ir variando por cada fabricante siendo este una de las dos principales características junto con la ergonomía por lo cual se utiliza el 61850.

En Carreño, López, & Salcedo (2012) el estándar IEC 61850 no especifica ninguna topología de red específica, lo que implica la realización de un diseño robusto, resistente a fallas para asegurar el correcto funcionamiento del sistema. Como se mencionó hasta ahora, la especificación se basa en Ethernet, por lo que es necesario contar con protocolos y algoritmos que brinden robustez y confiabilidad orientada a este nivel. Se mencionarán tres protocolos que se pueden implementar en este tipo de redes. En primer lugar, a nivel de la red de comunicaciones basada en IEC 61850, se pueden encontrar e implementar los siguientes tipos de configuración:

- Topología de red en estrella.
- Topología de red en estrella redundante.
- Topología de red en anillo.

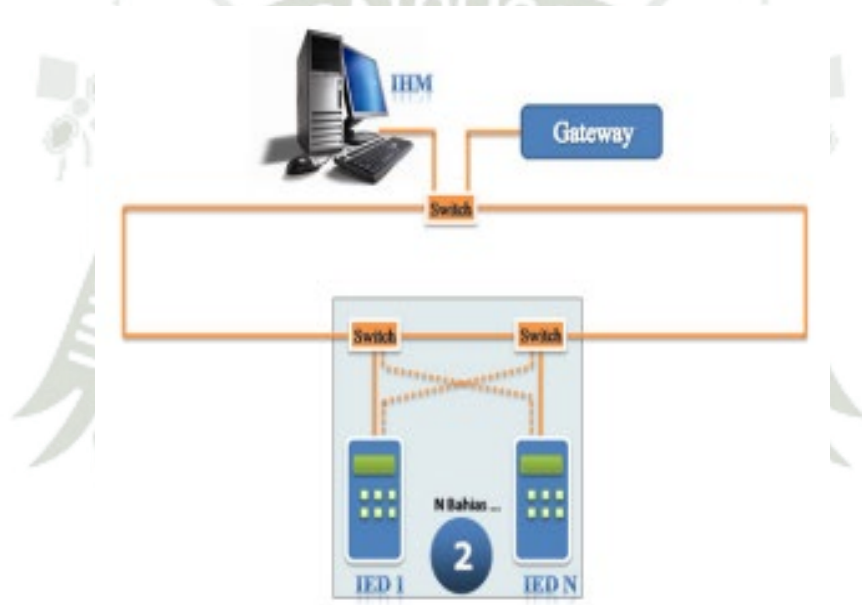
Pero teniendo en cuenta que en este caso se tiene previsto utilizar el tipo estrella debido a que cumple sin problemas las condiciones que se tienen previstas para esta línea que parte de la subestación, esta topología se caracteriza por tener un enlace físico uno a uno y es generalmente usado en aplicaciones pequeñas, no posee redundancia a nivel de comunicación, lo que se tiene previsto y se está analizando es emplear el tipo estrella redundante el cual tiene dos enlaces físicos que van hacia equipos de red diferentes esto será realizado como un proyecto dentro de la empresa muy aparte de lo que ya se está trabajando, este tipo de diseño va a depender del tipo de protocolo de redundancia que puede transmitir simultáneamente (protocolo PRP) o puede funcionar en modo principal-respaldo, en el que solo un puerto transmite en un tiempo determinado, pero este se tiene

que analizar detenidamente debido a que implicaría un cambio dentro de la configuración inicial que se está ejecutando en la implementación del protocolo 61850.

El cambio que se menciona sobre la configuración inicial se trata de realizar un sistema redundante al instalar dos switches, uno más del que ya se tiene, para poder realizar un sistema de respaldo de la información el cual nos permitiría tener la data en otra nube dentro del sistema a modo de que si una red fallase la otra entraría en funcionamiento como se muestra en la figura 80.

Figura 80

Topologías de red en estrella redundante.

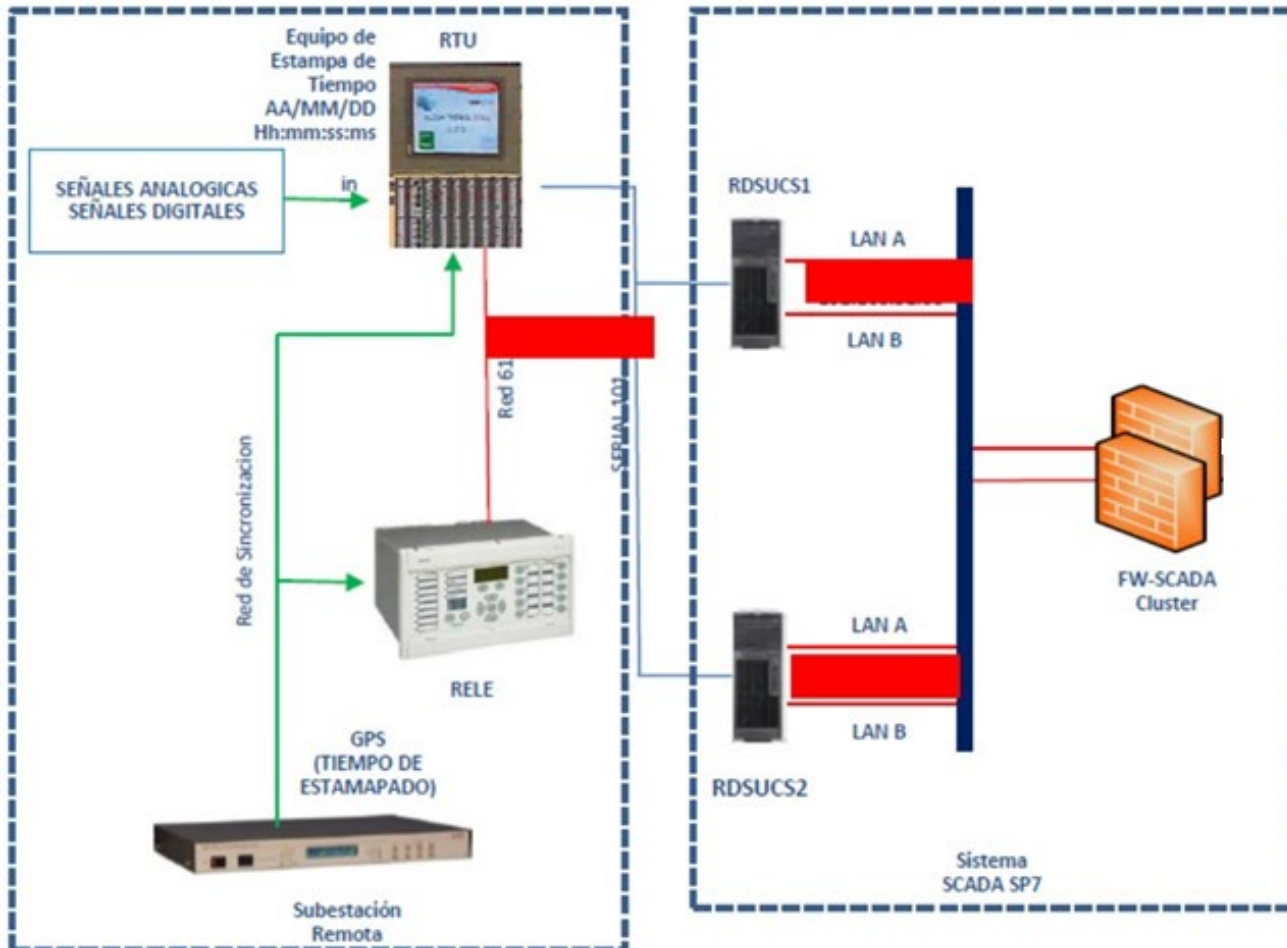


Nota. Topologías de red en estrella redundante. Criterios y consideraciones metodológicas y tecnológicas a tener en cuenta en el diseño e implementación del protocolo IEC 61850 en la automatización y protección de sistemas de potencia eléctrica, pag. 10, 2012.

En la figura 81 se muestra la topología actual.

Figura 81

Topología de red utilizada



Nota. Topología de red utilizada por TESUR. Elaboración propia, 2022.

Proceso de etiquetado de tiempo de señales: la estampa de tiempo se realiza en la RTU para cada señal en la situación remota. Según los siguientes pasos:

El equipo GPS se encargará de mantener sincronizada la RTU a hora satelital.

El equipo RTU ubicado en la subestación remota, recibe las señales analógicas y digitales donde les asigna una estampa de tiempo sincronizada. Las señales son enviadas al CSS y al SCADA para su registro y envío al COES.

Las señales de disparo realizadas y registradas por el relé en la subestación remota tienen estampa de tiempo del mismo relé (con sincronización horaria) las cuales son enviadas a la RTU

mediante protocolo IEC 61850. La estampa de tiempo no se modifica en la RTU y se mantiene para envío al SCADA y al COES.

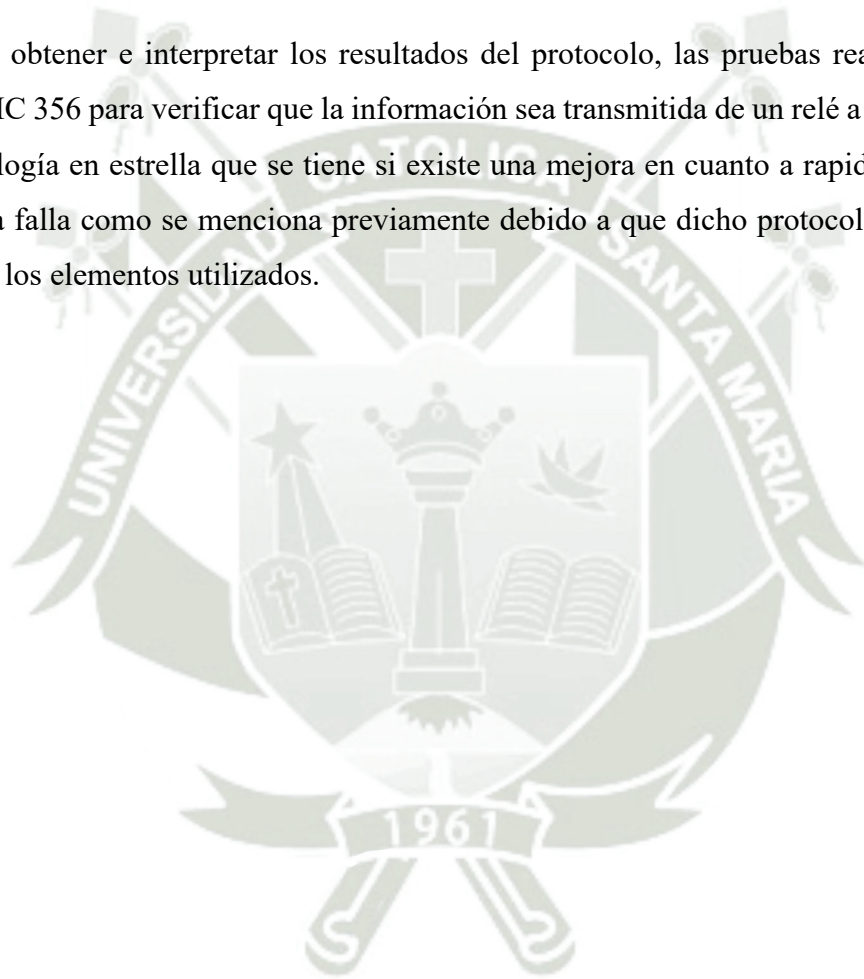
Todas las señales tienen estampa de tiempo hasta milisegundos.



5. CONCLUSIONES

- Primera: al implementar el sistema de comunicación IEC 61850 para el monitoreo y control de la subestación de Socabaya, hay una mejora notable frente al sistema de comunicación anterior, debido a que se ve una diferencia en cuanto a tiempos de respuesta frente a fallas en el caso previo al protocolo se registraba 48 milisegundos en la actuación del relé y ahora con la implementación se logró registrar entre 40 a 43 milisegundos viendo una mejora en cuanto a respuesta, estos resultados se obtuvieron realizando la prueba de sobrecorriente a cada relé involucrado.
- Segunda: al conocer todos los elementos involucrados como por ejemplo los relés, el switch y los softwares empleados, es más práctico trabajar con el protocolo IEC 61850, debido a que teniendo una base tanto teórica como práctica se puede lograr discernir que función cumple cada elemento y que tan importante es para dicho protocolo.
- Tercera: al conocer el funcionamiento y la información que transmiten dichos equipos, es muy práctico utilizar el protocolo IEC 61850, debido a que todo está en un mismo lenguaje para los equipos de protección lo cual facilitaría su respuesta frente a fallas hasta en 5 milisegundos, adicional a eso es más cómodo poder analizarlo y evaluarlo para el usuario que necesite realizar pruebas de su funcionamiento.
- Cuarta: al discernir las zonas involucradas y los elementos pertenecientes a dichas zonas como lo son el nivel 1 y nivel 2 siendo estos donde se implementó el protocolo IEC 61850, se puede trabajar sin ningún inconveniente debido a que todo está bien identificado en cuanto a los equipos que pertenecen a cada nivel siendo los relés del nivel 1 y las mULC del nivel 2.
- Quinta: al analizar la forma de comunicación y evaluar la compatibilidad de los relés utilizados que en este caso son de la marca Schneider Electric puede llegar a ser 40 milisegundos más rápido la transmisión de dicha información debido a que no existe barreras en cuanto a marcas de equipos.

- Sexta: al proponer e implementar el sistema de comunicación IEC 61850, la subestación está mejorando significativamente la forma de comunicación, en el caso previo a la implementación era mediante repetidores con lo cual llegaba a cada relé y ahora todo es mediante la conexión de dichos relés a un switch que es el encargado de transmitir dicha información unificando el lenguaje sin que se dependa de la marca de dichos relés a utilizar, mejorando su rapidez reflejado en los tiempos de respuesta que de acuerdo con la función utilizada en las pruebas puede llegar a ser hasta 5 u 8 milisegundos más rápido.
- Séptima: al obtener e interpretar los resultados del protocolo, las pruebas realizadas con las maletas CMC 356 para verificar que la información sea transmitida de un relé a otro de acuerdo con la topología en estrella que se tiene si existe una mejora en cuanto a rapidez de respuesta frente a una falla como se menciona previamente debido a que dicho protocolo estandariza el lenguaje de los elementos utilizados.



6. RECOMENDACIONES

- Dar capacitaciones constantes sobre dicho protocolo debido a su complejidad.
- En la medida de lo posible siempre debe emplearse la marca de Switch Ruggedcom debido a que sus tiempos de reconexión y tiempos de retraso en la comunicación son muy bajos lo cual beneficiaría considerablemente frente a una emergencia.
- Para que se logré tener un sistema redundante en cuanto a la captación de la información lo que se recomienda es utilizar una topología de tipo anillo redundante en dicha subestación.
- Implementar adecuadamente las instalaciones en cuanto a CPUs debido a que para poder trabajar con dicho protocolo se requiere de equipos de alta gama.
- Se aconseja poder implementar dicho protocolo hasta el nivel 3 para poder mejorar notablemente la transmisión de información.
- Configurar adecuadamente los relés debido a que puede existir una congestión en cuanto a información recibida.
- Seguir investigando sobre las posibles futuras mejoras que se pueden desarrollar en las instalaciones para poder obtener el máximo provecho a dicho protocolo.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

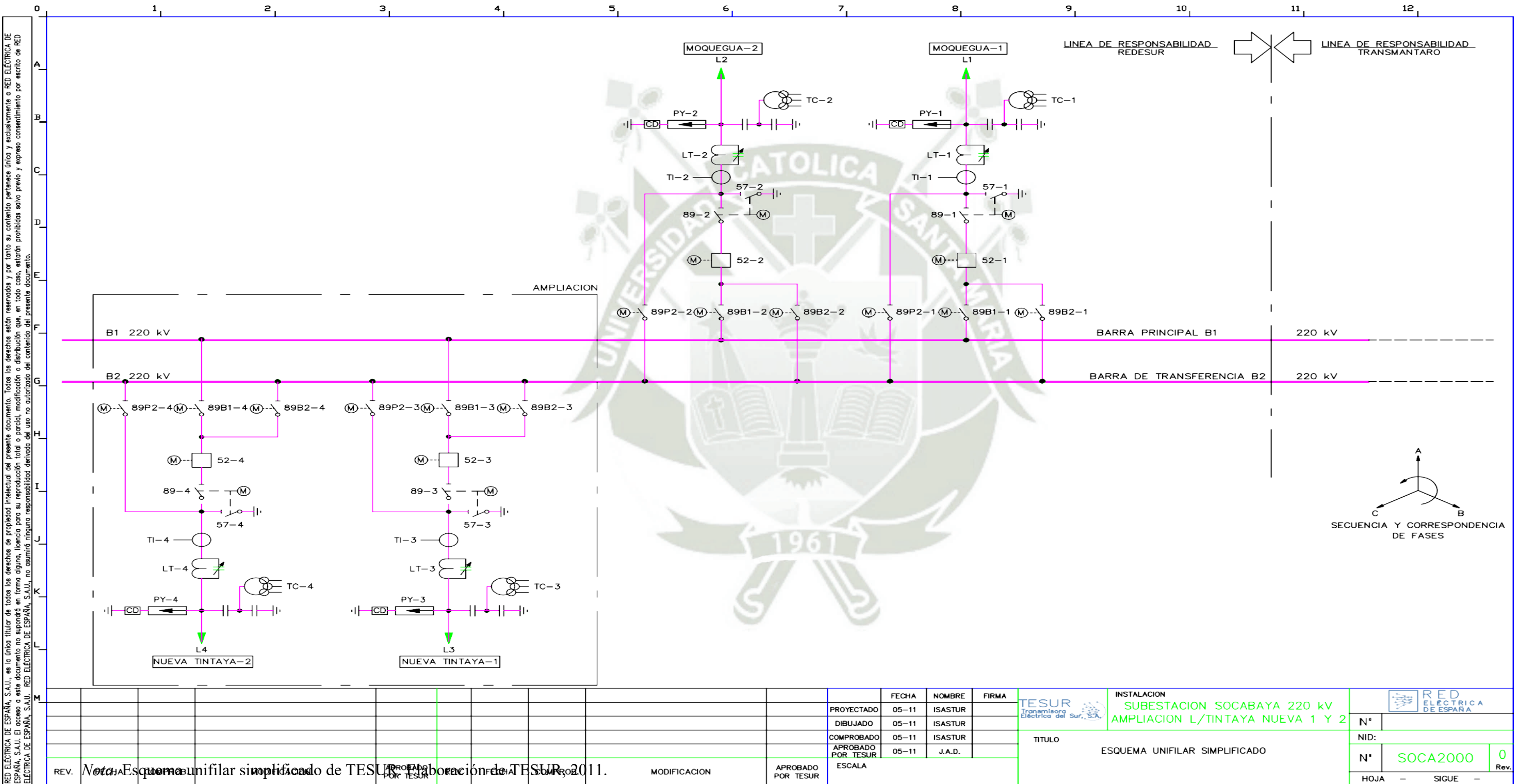
- Alvarez, Y. (2014). *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. Cuba: Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas .
- Angulo, J. (2019). *Supervisión, control y operación centralizada de la subestación Montalvo 500/220KV de la empresa Abengoa transmisión Sur*. Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín.
- Arteche. (2022). *Arteche*. Obtenido de <https://www.artech.com/es/rele-monoestable-rf-4>
- Arteche. (2022). *Arteche*. Obtenido de <https://www.artech.com/es/rele-temporizado-tdj-44>
- ARTECHE. (2022). *ARTECHE*. Obtenido de <https://www.artech.com/es/transformadores-de-alta-tension-capacitivos-y-condensadores-de-acoplamiento>
- Astocondor, E. (2018). *Implementación De Manual De Medición Y Análisis Para Transformadores Eléctricos De Potencia, Utilizando Maleta De Prueba Multifunción Y Desarrollando Aplicativo Móvil*. Lima: UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR.
- Baéz, J. (2020). *Ajuste de las protecciones principales y de respaldo de una subestación 66/20 kV*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Bamonde, A. (20013). *Diseño de una subestación eléctrica móvil 110/13, 8 kV 15 MVA*. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
- Bernal, J., Herrera, N., & Monteagudo, J. (2017). *Aplicación del Estándar IEC 61850 en los Sistemas de Protecciones y Mediciones Eléctricas en Subestaciones de Alta Tensión*. Universitaria: Universidad de El Salvador.
- Bustos, S., & Alejandro, S. (2016). *Análisis y diseño para la automatización de la subestación Manglaralto Cnel Ep de acuerdo al protocolo IEC 61850*. Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Camaño, J., & Torres, M. (2020). *Diseño de la subestación digital Plácido Rosas 150/63/31, 5 kV, conforme a la norma IEC 61850*. Montevideo: Universidad Católica del Uruguay.
- Carreño, J., López, D., & Salcedo, O. (2012). CRITERIOS Y CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS Y TECNOLÓGICAS A TENER EN CUENTA EN EL DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN LA AUTOMATIZACIÓN Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA ELÉCTRICA. *Redes de Ingeniería*, 31-32.
- Castellanos-Bustamante, R. (2014). Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 271-286.
- Castro, K., & Ferrer, R. (2004). *LOAD BALANCING: BALANCEO DE CARGA*. Cartajena de Indias: Universidad Tecnológica de Bolívar.

- Del Prete, S., Delle, A., Gallo, D., Landi, C., & Luiso, M. (2018). Implementation of a distributed stand alone merging unit. *In Journal of Physics: Conference Series*, 1-4.
- Doñez, C. (2015). *Selección y análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución (23 kV) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas*. Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México.
- ESCOBAR, J. A. (2019). *SUPERVISIÓN, CONTROL Y OPERACIÓN CENTRALIZADA DE LA SUBESTACIÓN MONTALVO 500/220 kV DE LA EMPRESA ABENGOA TRANSMISIÓN SUR*. Arequipa.
- Konka, J., Arthur, C., Garcia, F., & Atkinson, R. (2011). Traffic Generation of IEC 61850 Sampled Values. *First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation (SGMS)*, 43-48.
- Lacoste, J., Colicigno, S., Corti, E., & Yablonski, M. (2011). *GRUPOS ELECTROGENOS*. La Plata.
- Liang, Y., & Campbell, R. (2008). *Understanding and simulating the IEC 61850 standard*. Illinois: University of Illinois.
- Medrano, K., Altuve, D., Belloso, K., & Bran, C. (2018). Development of SCADA using a RTU based on IoT controller. *In 2018 IEEE International Conference on Automation/XXIII Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)*, 1-6.
- OMICRON . (2022). *Pruebas de protección con Sampled Values*. Obtenido de <https://www.omicronenergy.com/es/solucion/pruebas-de-proteccion-con-sampled-values/>
- OMICRON. (2020). *OMICRON*. Obtenido de <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cpc-100/>
- OMICRON. (Marzo de 2021). *OMICRON*. Obtenido de <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cmc-356/>
- OMICRON. (2021). *OMICRON* . Obtenido de <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cmc-356/>
- OMICRON. (2022). *OMICRON*. Obtenido de <https://www.omicronenergy.com/es/productos/test-universe/>
- OMICRON. (2022). *Pruebas de merging units*. Obtenido de <https://www.omicronenergy.com/es/solucion/pruebas-de-merging-units/>
- OMICRON ENERGY. (Mayo de 2020). *OMICRON CPC 100*. Obtenido de <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cpc-100/>
- Redinter. (2022). *Red Eléctrica del Sur*. Obtenido de Subestaciones: <https://www.redinter.pe/es/transmision-electrica/redesur>

- Rodriguez, R., Aceves, R., Cortes, O., Vela, L., Arroyo, S., & Garcia, C. (2014). BUSES Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN PARA INSTALACIONES DOMÓTICAS. *DYNA*, 387-392.
- Romo, C. (2017). *Estudio de Factibilidad Protocolos de Comunicación en Subestaciones Eléctricas*. Valparaíso: Pontificia Universidad Católica de Valparaíso.
- Romo, C. (2017). *Estudio de factibilidad protocolos de comunicacion en subestaciones electricas*. Chile: Pontificia Universidad Catolica de Valparaiso.
- Rosero, W. (1974). *Comunicaciones por sistemas de onda portadora*. Quito: EPN.
- RUGGEDCOM. (2022). *RuggedSwitch RSG2100*. Obtenido de <https://new.siemens.com/global/en/products/automation/industrial-communication/rugged-communications.html>
- Schneider Electric. (2022). *Norma IEC 61850*. Obtenido de <https://www.se.com/pe/es/product-range/60793-norma-iec-61850/>
- Structuralia. (2020). *Proyecto y Construcción de Sistemas de Control*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas.
- Vargas, I. (2014). *Sistemas de Fibra Optica*. Mexico: Prenti Hall.
- Villalba, J. (2010). *Estudios y pruebas del protocolo de comunicacion DNP3 sobre TCP/IP para la comunicacion entre la central de generacion de Cumbayá de la empresa eléctrica de Quito S.A. y el Cenace*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Yépez, J., & Granda, K. (2017). *Implementación de mensajería Goose bajo la norma IEC61850 en relés Sel para esquemas de protección de barra*. Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana.

ANEXOS

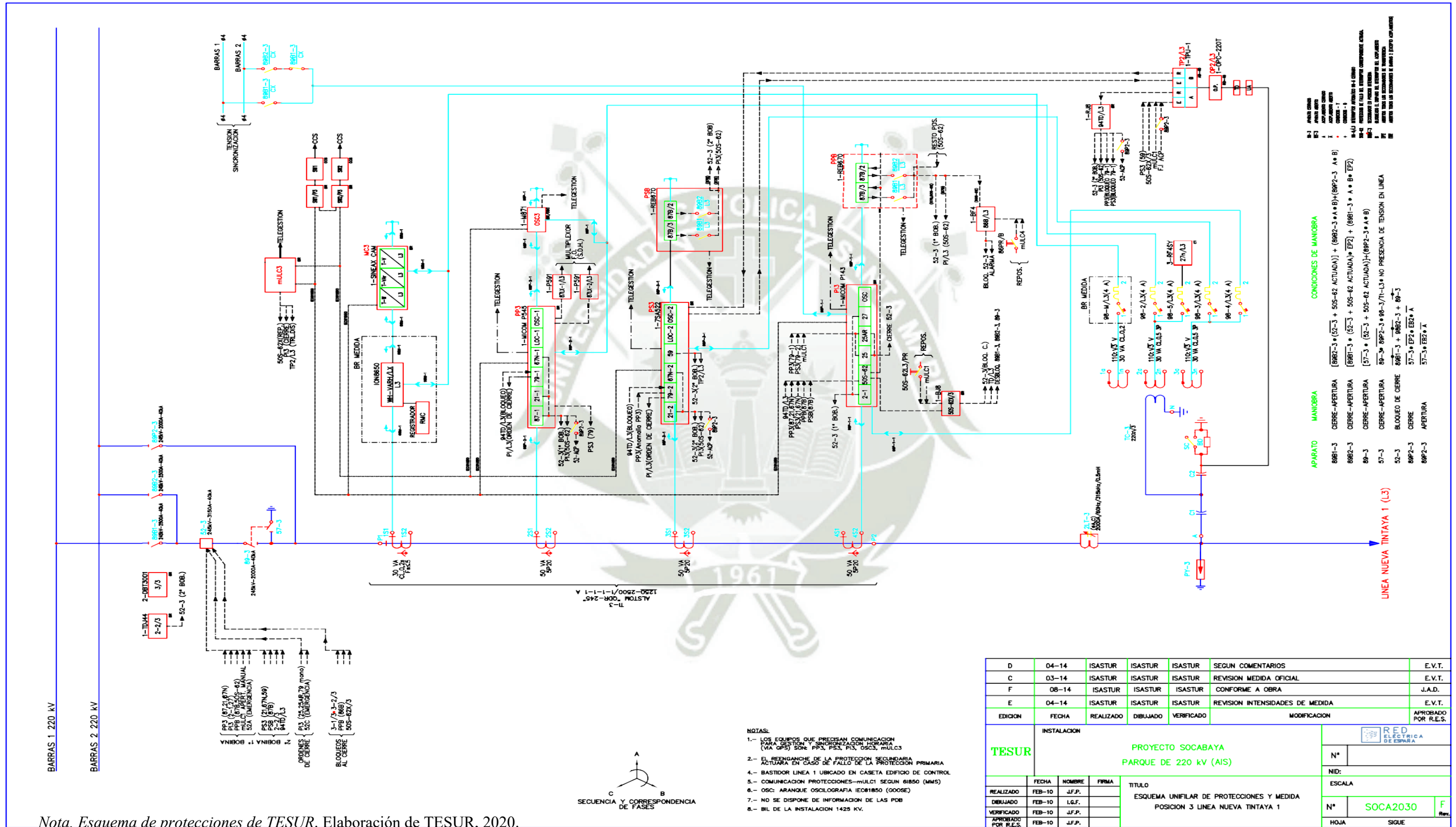
ANEXO 1: ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE TESUR



RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., es la única titular de todos los derechos de propiedad intelectual del presente documento. Todos los derechos están reservados y por tanto su contenido pertenece única y exclusivamente a RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. El acceso a este documento no supondrá en forma alguna, licencia para su reproducción total o parcial, modificación o distribución que, en todo caso, estarán prohibidos salvo previo y expreso consentimiento por escrito de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., no asumirá ninguna responsabilidad derivada del uso no autorizado del contenido del presente documento.

REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	PROYECTADO POR TESUR	DIBUJADO POR TESUR	COMPROBADO POR TESUR	APROBADO POR TESUR	ESCALA	FECHA	NOMBRE	FIRMA	TÍTULO	INSTALACION	N°	NID:	N°	Rev.
01	05-11	ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE TESUR	ISASTUR	ISASTUR	ISASTUR	J.A.D.		05-11	ISASTUR		ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO	SUBESTACION SOCABAYA 220 kV AMPLIACION L/TINTAYA NUEVA 1 Y 2			SOCA2000	0
		MODIFICACION														

ANEXO 2: ESQUEMA DE PROTECCIONES DE TESUR



Nota. Esquema de protecciones de TESUR. Elaboración de TESUR, 2020.

EDICION	FECHA	REALIZADO	DIBUJADO	VERIFICADO	MODIFICACION	APROBADO POR R.E.S.
D	04-14	ISASTUR	ISASTUR	ISASTUR	SEGUN COMENTARIOS	E.V.T.
C	03-14	ISASTUR	ISASTUR	ISASTUR	REVISION MEDIDA OFICIAL	E.V.T.
F	08-14	ISASTUR	ISASTUR	ISASTUR	CONFORME A OBRA	J.A.D.
E	04-14	ISASTUR	ISASTUR	ISASTUR	REVISION INTENSIDADES DE MEDIDA	E.V.T.

TESUR	INSTALACION		PROYECTO SOCABAYA PARQUE DE 220 KV (AIS)			
	FECHA	NOMBRE			FIRMA	
REALIZADO	FEB-10	J.F.P.		TITULO ESQUEMA UNIFILAR DE PROTECCIONES Y MEDIDA POSICION 3 LINEA NUEVA TINTAYA 1	N°	
DIBUJADO	FEB-10	L.G.F.			NID:	
VERIFICADO	FEB-10	J.F.P.			ESCALA	
APROBADO POR R.E.S.	FEB-10	J.F.P.			N°	SOCA2030
				HOJA	SIGUE	F

“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LA SUBESTACIÓN SOCABAYA DE POTENCIA 33.3 MW Y TENSIÓN 220 KV. AREQUIPA, 2022”

INFORME DE ORIGINALIDAD

14%

INDICE DE SIMILITUD

14%

FUENTES DE INTERNET

0%

PUBLICACIONES

1%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	dspace.ups.edu.ec Fuente de Internet	3%
2	opac.pucv.cl Fuente de Internet	3%
3	www.ptolomeo.unam.mx:8080 Fuente de Internet	1%
4	www.omicronenergy.com Fuente de Internet	1%
5	repositorio.upse.edu.ec Fuente de Internet	1%
6	8c2b02dd-be4a-4168-9459-f237ba706fee.filesusr.com Fuente de Internet	1%
7	repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx Fuente de Internet	1%

8	Submitted to Universidad Católica de Santa María Trabajo del estudiante	1 %
9	dspace.unitru.edu.pe Fuente de Internet	1 %
10	www.scielo.cl Fuente de Internet	1 %
11	documents.mx Fuente de Internet	1 %
12	bdigital.unal.edu.co Fuente de Internet	1 %

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias < 1%

Excluir bibliografía

Apagado