

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

DISEÑO DE UN SISTEMA SCADA DE UNA PROTECCION EN LINEAS DE TRANSMISION BAJO LA NORMATIVA IEC61850

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: ROBERTO GABRIEL MEZA ZUÑIGA

TUTOR: ING. ERVIN GEOVANNY SOLANO VILLEGAS, MSC

Guayaquil-Ecuador

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Roberto Gabriel Meza Zuñiga con documento de identificación N° 0956321053 manifiesto que: Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 20 de Agosto del año 2024

Atentamente,

Roberto Gabriel Meza Zuñiga

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

Yo, Roberto Gabriel Meza Zuñiga con documento de identificación No. 0956321053, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto técnico: "Diseño de un sistema scada de una protección en líneas de transmisión bajo la normativa IEC61850.", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Guayaquil, 20 de agosto del año 2024

Atentamente,

Roberto Gabriel Meza Zuñiga

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ervin Geovanny Solano Villegas con documento de identificación N°. 0923481915 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: "Diseño de un sistema scada de una protección en líneas de transmisión bajo la normativa IEC61850.", realizado por Roberto Gabriel Meza Zuñiga con documento de identificación N° 0956321053, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 20 de agosto del año 2024

Atentamente,

Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, Msc

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a las dos personas más importantes en mi vida, mis padres, Mónica Zuñiga Soria y Roberto Meza Lozano. Su educación, apoyo y valores han sido la base que me ha permitido llegar hasta aquí.

De igual manera, dedico este logro a mis hermanas, Lucía y Viviana Meza, por su incondicional apoyo. A mis amigos y familiares más cercanos, también les dedico este esfuerzo; sin ustedes, la culminación de mis estudios no hubiera sido posible.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios por haberme otorgado la salud y la fortaleza necesarias para alcanzar este importante logro en mi vida académica.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a la universidad, a todos los docentes, y especialmente a mi tutor, el Ing. Ervin Solano, quienes me brindaron su invaluable apoyo y orientación a lo largo de mi proceso de aprendizaje durante toda la carrera.

También extiendo mi gratitud a mis familiares y amigos por su constante aliento y motivación para seguir adelante. De manera especial, agradezco a mi gran amigo el Ing. Boris Cuenca, cuyos conocimientos y apoyo fueron fundamentales para el desarrollo de este proyecto.

RESUMEN

El objetivo de este trabajo de titulación es brindar a los futuros Ingenieros Eléctricos conocimientos avanzados en aspectos fundamentales como la Coordinación de Protecciones, el estándar IEC 61850, y la creación de un sistema SCADA para monitorear líneas de transmisión. Estos elementos han sido fundamentales en la actualización del campo, mejorando la comunicación entre dispositivos de seguridad y fomentando el crecimiento de competencias técnicas innovadoras.

El desarrollo de esta iniciativa se llevó a cabo en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), comenzando con un análisis minucioso de la coordinación de protecciones para alimentadores en forma de T en una línea de transmisión. Este sistema se puso en marcha cumpliendo con las regulaciones de IEC 61850, con el manejo de eventos y disparos de protecciones a través del servicio MMS. La selectividad, confiabilidad y rapidez del sistema de protecciones fueron aseguradas mediante la implementación de estos servicios.

Por último, se creó una interfaz gráfica para el sistema SCADA, que posibilita la monitorización en tiempo real del sistema de potencia, centrada únicamente en la observación y control constante de las líneas de transmisión, garantizando un funcionamiento eficaz y seguro.

ABSTRACT

The objective of this degree project is to provide future Electrical Engineers with advanced knowledge in key areas such as Protection Coordination, the IEC 61850 standard, and the creation of a SCADA system for monitoring transmission lines. These elements have been crucial in updating the field, enhancing communication between safety devices, and fostering the growth of innovative technical skills.

The development of this initiative was carried out in a Power Electrical System (SEP), beginning with a thorough analysis of protection coordination for T-shaped feeders in a transmission line. This system was implemented in compliance with IEC 61850 regulations, managing events and protection tripping through the MMS service. The selectivity, reliability, and speed of the protection system were ensured by implementing these services.

Finally, a graphical interface was created for the SCADA system, enabling real-time monitoring of the power system, focused solely on the constant observation of transmission lines, ensuring efficient and safe operation.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CONTENIDO	
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	i
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	A . ii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	. v
RESUMEN	vi
1. INTRODUCCIÓN	. 1
1.2 PROBLEMA	. 2
1.3 ANTECEDENTES	. 3
1.4 JUSTIFICACIÓN	. 4
1.5 ALCANCE	. 5
1.6 DELIMITACIÓN	. 5
1.7 BENEFICIARIOS	. 6
1.8 OBJETIVOS	. 6
OBJETIVO GENERAL	. 6
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	. 6
2. MARCO TEÓRICO	. 7
2.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)	. 7
2.2 ETAPAS DEL SEP	. 8
GENERACIÓN	. 8
TRANSFORMACIÓN	. 8
TRANSMISIÓN	. 9
TIPOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN	. 9
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CONVENCIONALES	. 9
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS	. 9
LÍNEAS SUBTRANSMISIÓN	10

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE CONTINUA (HVDC)	10
FENÓMENOS ELÉCTRICOS ASOCIADOS A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	10
CAÍDA DE TENSIÓN	10
PÉRDIDAS DE POTENCIA	10
EFECTO CORONA	11
INTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA	11
DISTRIBUCIÓN	11
2.3 FALLAS	12
FALLAS SIMÉTRICAS	12
FALLAS ASIMÉTRICAS	12
2.4 RELÉS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	13
2.5 PROTECCIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	14
PROTECION DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEA 50	14
PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA 51	15
PROTRECCION DE DISTANCIA 21	15
2.6 DIGSILENT	16
2.5 IED	17
SEL 421	17
2.6 ACSELERATOR QUICKSET	18
2.7 OMICRON CMC 356	18
2.8 TEST UNIVERSE	19
2.9 SCADA	20
STANDARD IEC 61850	20
MMS	22
ASCELERATOR ARCHITEC	22
2.10 COMPONENTES DEL SISTEMA SCADA	23
RTU SEL RTAC 3530	23
ASCELERATOR RTAC	23
WINCC RT ADVANCED - MODBUS TCP/IP	24

3. MARCO METODOLÓGICO
3.1 DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO
3.2 CASO DE ESTUDIO
3.2 ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES
3.3 AJUSTES DE PROTECCION DEL IED
3.4 PARAMETRIZACIÓN DEL IED SEL 421
3.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
3.5 CONFIGURACIÓN PARA LA NORMATIVA IEC 61850
CONFIGURACIÓN DE LA RED LAN PARA EL IED SEL 421
CONFIGURACIÓN EN LA RTAC/RTU 3530
PRUEBA DE CONECTIVIDAD
CREACIÓN DEL ARCHIVO CID PARA EL IED 42
CONFIGURACIÓN DE LA RTU/RTAC 3530
3.6 DISEÑO DEL SISTEMA SCADA
4. ANALISIS DE RESULTADOS
4.1 OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES61
4.2 OPERACIÓN EN FALLA
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
CONCLUSIONES
RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFÍA
ANEXOS

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos del caso de estudio	26
Tabla 2. Direcciones IP de todos dispositivos.	27
Tabla 3. Datos de los PT y CT	28
Tabla 4. Ajustes para la función 21 de distancia	. 29
Tabla 5. Ajustes para las funciones 50 y 51 de sobre corriente	35

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Universidad Politécnica Salesiana sede-Guayaquil	. 5
Figura 2. Esquema de un sistema eléctrico de potencia	. 7
Figura 3. Generación	. 8
Figura 4. Transformador	. 9
Figura 5. Tipos de torres de transmisión	10
Figura 6. Efecto corona en una línea de transmisión	11
Figura 7. Etapa de distribución de un SEP	12
Figura 8. Falla trifásica simétrica	12
Figura 9. Tipos de fallas asimétricas	13
Figura 10. Relé de protección SEL	14
Figura 11. Función de sobrecorriente instantáneo	14
Figura 12. Función de sobrecorreinte temporizada	15
Figura 13. Función de distancia 21	16
Figura 14. Software DIGSILENT	17
Figura 15. IED SEL421	18
Figura 16. Omicron CMC 356	19
Figura 17. Software test Universe	20
Figura 18. Standard IEC – 61850	21
Figura 19. Niveles del Standard IEC 61850	21
Figura 20. Software AcSELerator Architec	22
Figura 21. Controlador en tiempo real RTAC3530	23
Figura 22. Software AcSELerato RTAC	24
Figura 23. Protocolo MODBUS	25
Figura 24. Diagrama unifilar del sistema	26
Figura 25. Arquitectura de comunicaciones	27
Figura 26. Diagrama unifilar de la falla trifásica	29
Figura 27. Pantalla principal del software	30
Figura 28. Ajustes del software	30
Figura 29. Parámetros de comunicación	31
Figura 30. Ingreso de datos para parametrización	33
Figura 31. Ingreso de los ajustes por zona	34
Figura 32. Valores de dial por Zonas	35
Figura 33.Ingreso de ajustes para función 50	36
Figura 34. Ingreso de ajustes para función 51	37
Figura 35. Zonas de protección con el software DIgSILENT	38

Figura 36.	Curva de la función de sobrecorriente 50 y 51 con el software DIgSILENT	38
Figura 37.	Asignación de dirección IP al IED 421	39
Figura 38.	Ingreso al Web Server de la RTAC 3530	40
Figura 39.	Pantalla Principal Web Server RTAC 3530	40
Figura 40.	Pantalla de Configuración de Interfaces	41
Figura 41.	Configuración dirección IP	41
Figura 42.	Prueba de conectividad CMD	42
Figura 43.	Creación del IED SEL 421	43
Figura 44.	Creación del SEL RTAC	44
Figura 45.	Confirmación del modelo de control	44
Figura 46.	Ingreso de direcciones en el IED SEL 421	45
Figura 47.	Ingreso de direcciones en la RTU/RTAC 3530	45
Figura 48.	Tipos de Datasets	46
Figura 49.	Mapeo de señales en Measurands en IEC 61850	47
Figura 50.	Mapeo de señales en Status Information en IEC 61850	47
Figura 51.	Envío del archivo CID	48
Figura 52.	Credenciales del fabricante	48
Figura 53.	Ingreso de credenciales en el software AcSELerator RTAC	49
Figura 54.	creación de nuevo proyecto en el software AcSELerator RTAC	49
Figura 55.	Carga de configuración IEC 61850 en el software AcSELerator RTAC	50
Figura 56.	Archivo cargado en el software AcSELerator RTAC	50
Figura 57.	Ingreso del modo online en el software AcSELerator RTAC	51
Figura 58.	Archivo cargado en el software AcSELerator RTAC	51
Figura 59.	Creación de la tabla Modbus en el software AcSELerator RTAC	52
Figura 60.	Creación del tipo de conexiones en el software AcSELerator RTAC	52
Figura 61.	Asignación de dirección IP	53
Figura 62.	Creación de señales discretas	53
Figura 63.	Creación de señales de entrada	54
Figura 64.	Conversión de datos	54
Figura 65.	Creación del archivo	55
Figura 66.	Creación del HMI en software TIA Portal	56
Figura 67.	Configuración de conexión de la RTU/RTAC	57
Figura 68.	Creación de plantilla	57
Figura 69.	Creación de pantallas	58
Figura 70.	Creación de tabla de variables	59
Figura 71.	Asignación de direcciones y tipo de datos	60

Figura 72. Verificación de direcciones	60
Figura 73. Operación en condiciones normales del sistema	61
Figura 74. Operación en condiciones normales del IED 421	62
Figura 75. Puntos de operación para las funciones de sobre corriente 50 y 51	63
Figura 76.Falla del IED 421	63
Figura 77.Falla de las funcion 50 en el IED 421	64
Figura 78.Falla de las funciones 51 en el IED 421	64
Figura 79.Puntos de operación para la función 21 por zonas	65
Figura 80.Falla de la función 21 en Zona 1	66
Figura 81.Falla de la función 21 en Zona 2	66

1. INTRODUCCIÓN

Con el aumento constante en la demanda de energía eléctrica, se ha vuelto fundamental encontrar maneras de garantizar que el suministro sea seguro y eficiente. Esto ha impulsado el desarrollo de sistemas cada vez más sofisticados para controlar y supervisar la infraestructura eléctrica. Es aquí donde entran en juego los sistemas SCADA, que son básicamente herramientas que nos ayudan a monitorear y optimizar cómo funciona todo el sistema.

Al mismo tiempo, se ha desarrollado la normativa IEC 61850, que ha sido adoptada como un estándar global para la comunicación en subestaciones eléctricas. Esta normativa es esencial porque asegura que todos los dispositivos involucrados puedan comunicarse entre sí sin problemas, lo que incluye, por supuesto, a los sistemas SCADA.

En este proyecto técnico de titulación, lo que se hizo fue diseñar e implementar un sistema SCADA que tiene como objetivo principal supervisar las líneas de transmisión de una manera efectiva y segura. Durante el proyecto, se exploraron en detalle los conceptos fundamentales de los sistemas SCADA y la normativa IEC 61850, y se explicó paso a paso cómo se puede diseñar un sistema de este tipo, considerando los posibles obstáculos que podrían surgir en el proceso.

Finalmente, los resultados de este trabajo pueden servir como una guía útil para cualquier persona que esté interesada en desarrollar proyectos similares en el futuro, ayudando a mejorar tanto la eficiencia como la seguridad en los sistemas eléctricos de potencia.

1.2 PROBLEMA

Las líneas de transmisión son una parte importante de todo el sistema eléctrico de potencia (SEP) para garantizar un transporte eficaz y confiable de la energía, contribuyendo a la regulación de la frecuencia y potencia transmitida. Estas están principalmente expuestas a diferentes fallas como sobrecargas, fallas de aislamiento, fallas atmosféricas, cortocircuitos entre fases o de fase-tierra. Lo cual constituye la principal fuente de daño para los demás equipos eléctricos. La evaluación del rango de corriente de falla posible, el impacto de la carga, la consideración de la direccionalidad y la configuración del sistema son aspectos cruciales dentro del problema de protección de las líneas de transmisión. Resolver esta problemática se convierte en un reflejo de otros problemas y soluciones relacionadas con el control y protección. Además, dado que las líneas de transmisión funcionan como eslabones conectores con líneas adyacentes y equipos interconectados, es fundamental que la protección implementada en estas líneas sea compatible y coordinada con la de los demás elementos del sistema. Este requerimiento conlleva la necesidad de ajustar configuraciones, tiempos de operación y características de los dispositivos de protección [1] [2].

La implementación de un sistema SCADA eficiente puede ser clave para aumentar la eficiencia, la seguridad y la adaptabilidad de nuestro sistema de protección en las líneas de transmisión. Gracias a su capacidad de monitorear y controlar en tiempo real cualquier anomalía o interrupción que surja, el SCADA se vuelve esencial en el contexto de desarrollo e implementación de nuestro proyecto actual. La norma IEC 61850 es fundamental en este proceso, ya que facilita la interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes, lo que hace que la integración y la gestión de nuevas tecnologías sea más sencilla y confiable. No obstante, aunque estos avances tecnológicos ofrecen numerosos beneficios, también presentan desafíos en cuanto al diseño, la configuración y el mantenimiento del sistema, así como en la capacitación necesaria para su correcta operación. Por lo tanto, es crucial abordar estos retos de manera efectiva para garantizar que se aprovechen al máximo las capacidades del sistema SCADA en la mejora de la infraestructura eléctrica del proyecto que estamos desarrollando [3].

Con el objetivo de asegurar la confiabilidad, prolongar la vida útil y preservar la integridad de las líneas de transmisión, se han desarrollado nuevas tecnologías en el campo de las redes de comunicación. Estas tecnologías son fundamentales para supervisar, comunicar y controlar en tiempo real dispositivos esenciales como los IEDs, switches, disyuntores y otros equipos clave que gestionan el flujo de energía [4].

1.3 ANTECEDENTES

Las líneas de transmisión juegan un papel vital en el sistema eléctrico de potencia, ya que aseguran un transporte eficiente y seguro de la energía, lo que a su vez contribuye a regular tanto la frecuencia como la potencia transmitida. Sin embargo, estos cables pueden enfrentarse a una serie de problemas, como sobrecargas, falta de aislamiento, daños causados por condiciones climáticas y cortocircuitos, ya sea entre fases o de fase a tierra. Estas fallas no solo pueden causar daños graves a otros equipos eléctricos, sino que también requieren una evaluación cuidadosa para implementar soluciones de protección adecuadas.

La implementación de un sistema SCADA resulta fundamental para mejorar la eficiencia, la seguridad y la adaptabilidad de los sistemas de protección en las líneas de transmisión. Estos sistemas permiten el monitoreo y control en tiempo real de cualquier anomalía o interrupción, lo cual es especialmente crucial en un contexto donde la demanda de energía sigue en aumento. La normativa IEC 61850 es clave porque facilita la compatibilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, lo que simplifica la integración y gestión de nuevas tecnologías de manera confiable.

Sin embargo, la implementación de estos avances tecnológicos no está exenta de desafíos, especialmente en lo que respecta al diseño, ajuste y mantenimiento del sistema, así como la capacitación del personal necesario para su correcta operación. Con el objetivo de garantizar la confiabilidad, extender la vida útil y proteger la integridad de las líneas de transmisión, han surgido nuevas tecnologías en el ámbito de las redes de comunicación. Estas innovaciones se utilizan para monitorear, transmitir y gestionar en tiempo real los dispositivos esenciales que controlan el flujo de energía.

1.4 JUSTIFICACIÓN

En el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana, se dispone de un recurso didáctico especializado para el análisis de protecciones en líneas de transmisión dentro de sistemas eléctricos de potencia. Este recurso será fundamental para el estudio y análisis de la coordinación de protecciones, tal como se plantea en el proyecto de tesis. Para ello, se utilizarán varios dispositivos, incluidos IEDs y un controlador en tiempo real RTAC, lo cual es necesario debido a los altos costos que implican las reparaciones o el reemplazo de las líneas de transmisión, especialmente en caso de fallas graves que podrían provocar interrupciones del servicio, sobrecarga en otras líneas, riesgo de incendios y consecuencias ambientales.

El objetivo principal es proteger la integridad de la línea, reduciendo al mínimo cualquier daño potencial. Para lograrlo, es indispensable realizar un análisis exhaustivo de ingeniería que permita seleccionar los dispositivos de protección más adecuados para este componente crucial en el suministro de energía. Este estudio implica una evaluación detallada de diferentes esquemas de protección, con el fin de determinar cuál ofrece la mejor relación costo-beneficio y la mayor confiabilidad [5].

El diseño de un sistema SCADA para la protección de líneas de transmisión es un tema de investigación muy relevante en la ingeniería eléctrica, y ha sido ampliamente explorado en numerosos trabajos. Este proyecto aporta nuevos conocimientos a este campo de estudio y destaca la importancia de continuar investigando para mantenerse al día con los avances tecnológicos y mejorar la eficiencia en la transmisión de energía eléctrica [6].

La adopción de la normativa IEC 61850 es fundamental para los Sistemas de Automatización en Subestaciones. Esta norma, por su amplitud, permite monitorear y controlar de manera continua el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), sin importar el fabricante de los equipos, lo que asegura la interoperabilidad. Gracias a esto, es posible capturar parámetros tanto en condiciones normales de operación como en situaciones de fallo. Mediante un análisis de ingeniería adecuado, cualquier problema que surja puede ser abordado a tiempo, con el objetivo de prevenir daños en los equipos y evitar interrupciones en el servicio eléctrico [7].

1.5 ALCANCE

Durante el proyecto, se llevó a cabo el diseño e implementación de un sistema de supervisión y control (SCADA) para la protección de una línea de transmisión, utilizando como referencia la Normativa IEC 61850. Se realizó la configuración y parametrización del relé SEL-421 de acuerdo con los ajustes especificados en el caso de estudio. Posteriormente, se procedió al desarrollo del sistema SCADA para el monitoreo en tiempo real y la adquisición de datos del IED, permitiendo así verificar el estado tanto normal como de fallo mediante el uso de la maquina Omicron.

1.6 DELIMITACIÓN

El estudio e implementación se realizaron en el "módulo de pruebas de protecciones de líneas de transmisión en Sistemas Eléctricos de Potencia", ubicado en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la carrera de Ingeniería Eléctrica en las instalaciones de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil, campus Centenario.



Figura 1. Universidad Politécnica Salesiana sede-Guayaquil

Fuente: Google Maps

1.7 BENEFICIARIOS

El proyecto de tesis ha contribuido significativamente al conocimiento sobre el desarrollo y pruebas de la norma IEC 61850 para los estudiantes y docentes de la carrera de Ingeniería en Electricidad de la Universidad Politécnica Salesiana. A través de la realización de prácticas y ejercicios de aplicación, se ha buscado ofrecer un valor añadido óptimo a la capacitación técnica de los ingenieros eléctricos.

1.8 OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar el Diseño de un sistema SCADA de una protección en líneas de transmisión bajo

la normativa IEC61850 mediante el uso de la RTU SEL-RTAC 3530, que permita la

visualización de fallas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el estudio de coordinación de protecciones y configurar los IEDs con los valores obtenidos para las funciones 50, 51 y 21.
- Emplear la normativa IEC 61850 y realizar pruebas de comunicación entre los IEDs con la RTU.
- Diseñar sistema SCADA.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) están diseñados con el objetivo de cumplir con la demanda de energía de los usuarios de manera eficiente. Esto se logra mediante un sistema interconectado que busca minimizar los costos operativos y garantizar una alta confiabilidad en el suministro eléctrico. Además, se busca reducir al máximo el impacto ambiental generado por la generación y distribución de energía eléctrica [8].

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se dividen en distintas etapas clave, que abarcan la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica. Cada una de estas etapas cumple una función esencial en el proceso de suministro eléctrico. Dentro de los SEP, se encuentran una variedad de componentes vitales para su funcionamiento eficiente que se presentan a continuación.

Estos componentes trabajan de manera conjunta para garantizar la entrega confiable y segura de la energía eléctrica a los usuarios finales.



Figura 2. Esquema de un sistema eléctrico de potencia

Fuente: [9]

2.2 ETAPAS DEL SEP

GENERACIÓN

En esta etapa, la energía eléctrica es generada en diversas plantas de producción, cuyo funcionamiento varía según el tipo de energía primaria utilizada. Estas instalaciones pueden abarcar centrales hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas, nucleares, entre otras.

Consiste en la conversión de energía mecánica en energía eléctrica a través del uso de generadores. Esta etapa es crucial ya que inicia el proceso de suministro eléctrico, donde la energía producida en las plantas generadoras es luego transmitida y distribuida para el consumo. La eficiencia de esta etapa es fundamental para el funcionamiento general del sistema, y puede verse influenciada por el tipo de combustible utilizado, como carbón, gas o energía nuclear, y la tecnología aplicada en el proceso de conversión [10]





TRANSFORMACIÓN

Los transformadores se utilizan para aumentar el voltaje generado por las plantas de energía, lo que permite transmitir la electricidad a largas distancias con menores pérdidas. Esto se logra mediante el uso de transformadores elevadores en la subestación de generación, que aumentan el voltaje a niveles adecuados para la transmisión. A medida que la energía se acerca a las áreas de consumo, otros transformadores reductores disminuyen el voltaje a niveles seguros para la distribución y uso final. Estos transformadores son esenciales para la eficiencia y seguridad del sistema de transmisión de energía [12].



Figura 4. Transformador Fuente: [13]

TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión son componentes críticos en un sistema eléctrico de potencia, encargados de llevar la energía eléctrica generada en las plantas hasta los centros de consumo, a través de largas distancias. Estas líneas están diseñadas para operar a altos niveles de voltaje, lo que permite reducir las pérdidas de energía durante el transporte. Además de su función principal de transmisión de energía, las líneas de transmisión también son esenciales para la estabilidad del sistema, ya que están integradas con sistemas de protección que detectan y aíslan rápidamente cualquier anomalía o falla, asegurando así un suministro continuo y seguro de electricidad [12].

TIPOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CONVENCIONALES

Son las líneas de alta tensión utilizadas para transportar grandes cantidades de energía eléctrica a largas distancias. Estas líneas están diseñadas para operar a voltajes elevados, como 138 kV, 230 kV, o incluso 765 kV, y se caracterizan por su capacidad para minimizar las pérdidas de energía durante la transmisión [14].

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS

Este tipo de líneas se diseñan para ocupar menos espacio físico, lo que es especialmente útil en áreas urbanas o en terrenos donde el espacio es limitado. A pesar de su diseño más compacto, estas líneas mantienen la capacidad de transmitir energía de manera eficiente [14].

LÍNEAS SUBTRANSMISIÓN

Operan a niveles de voltaje más bajos en comparación con las líneas de transmisión convencionales, típicamente entre 34.5 kV y 115 kV. Su función principal es interconectar las subestaciones de transmisión con las subestaciones de distribución, actuando como un enlace intermedio en el sistema de transmisión de energía [14].

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE CONTINUA (HVDC)

Estas líneas están diseñadas para transmitir grandes cantidades de energía en forma de corriente continua (DC) en lugar de corriente alterna (AC). Son particularmente eficaces para la transmisión de energía a muy largas distancias y entre redes que no están sincronizadas [14].



Figura 5. Tipos de torres de transmisión

Fuente: [9]

FENÓMENOS ELÉCTRICOS ASOCIADOS A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CAÍDA DE TENSIÓN

Este fenómeno ocurre a lo largo de las líneas de transmisión debido a la resistencia inherente y la reactancia inductiva de los conductores. La caída de tensión se incrementa con la longitud de la línea y la magnitud de la carga, afectando la eficiencia y la estabilidad del sistema eléctrico [15].

PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas en las líneas de transmisión se deben principalmente a la resistencia de los conductores, lo que resulta en la disipación de energía en forma de calor. Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente que fluye por la línea, por lo que son mayores a altas cargas [15].

EFECTO CORONA

El efecto corona es un fenómeno asociado a los campos eléctricos fuertes alrededor de los conductores de alta tensión, que puede ionizar el aire y causar descargas eléctricas visibles. Esto no solo genera pérdidas de energía, sino que también puede provocar interferencias electromagnéticas y degradar la calidad del aislamiento en las líneas [15].

INTERFERENCIA ELECTROMAGNÉTICA

Las líneas de transmisión, debido a su alto voltaje y la corriente que transportan, pueden generar campos electromagnéticos que interfieren con otros equipos eléctricos y de comunicación. Este fenómeno puede afectar la operación de dispositivos cercanos si no se implementan medidas adecuadas de mitigación [15].



Figura 6. Efecto corona en una línea de transmisión Fuente: [16]

DISTRIBUCIÓN

La distribución en un sistema eléctrico de potencia es el proceso mediante el cual la energía eléctrica se transporta desde las subestaciones de transmisión hasta los usuarios finales, incluyendo hogares, empresas e instalaciones industriales. Este sistema de distribución está diseñado para reducir la alta tensión utilizada en la transmisión a niveles más seguros y utilizables, asegurando que la energía llegue de manera eficiente, confiable y con la calidad adecuada para su uso final. La distribución es una etapa clave que implica el uso de transformadores, líneas de distribución y equipos de protección para garantizar un suministro eléctrico continuo y seguro [17].



Figura 7. Etapa de distribución de un SEP

Fuente: [9]

2.3 FALLAS

FALLAS SIMÉTRICAS

Las fallas simétricas, también conocidas como fallas trifásicas balanceadas, ocurren cuando todas las fases del sistema están involucradas de manera igual. Este tipo de falla es menos común, pero es más sencillo de analizar porque solo se involucra la secuencia positiva del sistema, lo que significa que todas las corrientes y tensiones son simétricas y balanceadas [18].



Figura 8. Falla trifásica simétrica Fuente: [19]

FALLAS ASIMÉTRICAS

Las fallas asimétricas, por otro lado, involucran situaciones en las que solo una o dos fases del sistema resultan afectadas, generando un desbalance que complica el análisis. Este tipo de fallas incluye fallas de línea a tierra, fallas de línea a línea, y fallas de doble línea a tierra, y son más frecuentes en la

operación diaria de los sistemas eléctricos. Debido a la naturaleza desbalanceada de estas fallas, se involucran componentes de secuencia positiva, negativa y cero, lo que demanda un enfoque de análisis más detallado y exhaustivo. Comprender y modelar las fallas asimétricas es esencial para diseñar sistemas de protección que sean capaces de responder rápidamente y aislar las fallas, minimizando así las interrupciones en el suministro eléctrico y preservando la estabilidad del sistema [18].



Figura 9. Tipos de fallas asimétricas Fuente: [19]

2.4 RELÉS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los dispositivos de protección, comúnmente conocidos como relés, juegan un papel crucial en los sistemas eléctricos de potencia. Su propósito fundamental es identificar condiciones anormales, como cortocircuitos o fallas, y activar los mecanismos necesarios para aislar rápidamente la sección afectada del sistema, reduciendo al mínimo los daños posibles y preservando la estabilidad operativa. Estos dispositivos realizan su función supervisando parámetros clave como la corriente, el voltaje y la relación de impedancia, y están diseñados para reaccionar de forma automática y precisa ante cualquier desviación que indique un problema. Con el progreso tecnológico, estos relés han experimentado una evolución significativa, pasando de ser dispositivos electromecánicos a sistemas digitales basados en microprocesadores, lo que ha incrementado su precisión y capacidad de

respuesta. A partir de esta sección, los relés de protección serán referidos como IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) [20][21].



Figura 10. Relé de protección SEL

Fuentes: [22]

2.5 PROTECCIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

PROTECION DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEA 50

La función 50 se refiere a la protección contra sobre corriente instantánea. Este tipo de relé se activa de manera inmediata cuando la corriente supera un umbral preestablecido, sin ningún retardo intencional. Su principal objetivo es reaccionar rápidamente ante fallas cercanas, como cortocircuitos, para aislar la sección afectada y evitar daños significativos al sistema. Esta acción inmediata es esencial para proteger los componentes críticos de sobre corrientes extremas [23].



Figura 11. Función de sobre corriente instantáneo

PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA 51

La función 51 se encarga de la protección de sobre corriente con retardo temporal. A diferencia de la función 50, esta incluye un retardo que varía en función de la magnitud de la corriente: a mayor sobre corriente, menor será el tiempo de retardo antes de que el relé actúe. Este diseño permite una coordinación efectiva con otros dispositivos de protección en el sistema, asegurando que solo se desconecten las partes necesarias, mientras el resto del sistema sigue operando sin interrupciones [23].



Figura 12. Función de sobrecorreinte temporizada

Fuente:[24]

PROTRECCION DE DISTANCIA 21

La función 21 se refiere a la protección de distancia, utilizada principalmente en líneas de transmisión. Este relé mide la impedancia desde su ubicación hasta el punto donde ocurre una falla. Si la impedancia medida es menor a un valor específico, lo que indica que la falla está dentro de la zona protegida, el relé actuará para desconectar la línea afectada. La protección de distancia es vital para asegurar que solo se desconecten las partes específicas del sistema donde ha ocurrido la falla, evitando así interrupciones mayores y preservando la estabilidad del sistema [23].



Figura 13. Función de distancia 21 Fuente:[24]

2.6 DIGSILENT

PowerFactory es un software de alto rendimiento destinado al análisis de sistemas eléctricos, especialmente diseñado para la evaluación de sistemas en generación, transmisión, distribución y entornos industriales. Este programa proporciona una vasta gama de funcionalidades, desde opciones estándar hasta aplicaciones más avanzadas como la integración de energía eólica, generación distribuida, simulación en tiempo real y monitorización de rendimiento, todo ello enfocado en la verificación y supervisión de sistemas. PowerFactory destaca por su facilidad de uso, plena compatibilidad con Windows, y la integración de potentes y flexibles herramientas de modelado de sistemas con algoritmos de última generación y una arquitectura de base de datos única. Su capacidad para adaptar scripts e interfaces convierte a PowerFactory en una elección ideal para soluciones empresariales que requieren un alto grado de automatización e integración [25].



Figura 14. Software DIGSILENT Fuente:[25]

2.5 IED

SEL 421

El relé SEL-421 es un dispositivo sofisticado de protección, automatización y control, empleado en sistemas eléctricos de potencia y especialmente diseñado para la protección de líneas de transmisión. Este relé se distingue por combinar funciones de protección de distancia con sobre corriente direccional de alta velocidad, garantizando una respuesta ágil y precisa ante fallas en la red. Además, el SEL-421 incorpora una variedad de funciones avanzadas de automatización y control, incluyendo una supervisión detallada a través de sincro fasores, capacidades de comunicación avanzadas, y tecnologías digitales como TiDL y valores muestreados (SV) que optimizan la seguridad y eficiencia del sistema. Este relé ha sido diseñado para ser altamente flexible, permitiendo su personalización según las necesidades específicas de la subestación, y es apto para manejar aplicaciones de protección y control complejas en entornos altamente demandantes [26].



Figura 15. IED SEL421 Fuentes:[26]

2.6 ACSELERATOR QUICKSET

Es un software desarrollado por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) diseñado para facilitar la configuración, control, medición y monitoreo de dispositivos en sistemas eléctricos de potencia. Este software ofrece a ingenieros y técnicos una herramienta integral que permite crear, modificar y gestionar configuraciones de dispositivos de manera rápida y eficiente. Con características avanzadas de visualización y administración, Quickset simplifica el proceso de configuración de un solo dispositivo o de un sistema completo, permitiendo diseñar plantillas y lógica gráfica, y gestionar múltiples dispositivos desde una interfaz centralizada. Además, este software incluye herramientas personalizables que se integran con los flujos de trabajo específicos del usuario, lo que mejora la productividad y reduce el riesgo de errores en la implementación de configuraciones críticas en sistemas de protección y automatización [27].

2.7 OMICRON CMC 356

El CMC 356 de OMICRON es una unidad universal de pruebas de relés y puesta en servicio, diseñada para aplicaciones que requieren un alto grado de versatilidad, amplitud de salida y potencia. Este equipo es capaz de realizar pruebas en todos los tipos de relés de protección, desde los modelos electromecánicos más antiguos hasta los dispositivos modernos compatibles con el estándar IEC 61850. Con seis potentes salidas de corriente y cuatro de tensión, ajustables de forma independiente, el CMC 356 ofrece una solución robusta y precisa para verificar el correcto funcionamiento de los

sistemas de protección y medir la relación de transformación mediante inyección primaria. Además, su integración con herramientas de software avanzadas permite a los usuarios realizar pruebas exhaustivas, asegurando la seguridad y fiabilidad de los sistemas eléctricos durante su puesta en marcha y operación [28].



Figura 16. Omicron CMC 356 Fuente:[28]

2.8 TEST UNIVERSE

Test Universe es un software avanzado desarrollado por OMICRON para la realización de pruebas en sistemas de protección, automatización y control en redes eléctricas. Este software es compatible con los equipos de prueba CMC de OMICRON y ofrece una amplia gama de módulos específicos que permiten realizar pruebas automatizadas y detalladas de diversos dispositivos, incluyendo relés de protección, transductores, y contadores de energía. Con su capacidad para definir y ejecutar pruebas basadas en plantillas preconfiguradas, Test Universe facilita la estandarización y repetición de pruebas, asegurando resultados consistentes y precisos. Además, su interfaz gráfica intuitiva permite a los usuarios visualizar y evaluar los resultados de las pruebas de manera efectiva, generando informes detallados que pueden ser personalizados según las necesidades del proyecto. Esta herramienta es esencial para garantizar la fiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos durante su operación y mantenimiento [29].

Test & To	Modules ols		
Test Modules Stand-alone Startup		Configuration Modules Configuring CMC Test Set Features	Network Simulation System-based Protection Testing
🛃 QuickCMC	💥 Power	器 CB Configuration	
🔺 Ramping	🕌 Advanced Power	See AuxDC Configuration	🚮 NetSim
Pulse Ramping	👥 Single-Phase Differential	ISIO Connect	🛓 Transient Ground Fault
Advanced TransPlay	 Diff Configuration Diff Operating Characteristic Diff Trip Time Characteristic 	IEC 61850 Testing Power Utility Communication	Data Management
Vercurrent	Diff Harmonic Restraint	G GOOSE Configuration	ADMO
1 Distance	🝈 Synchronizer	💱 Sampled Values Configuration	
 ✓ Advanced Distance ✓ VI Starting 	Meter Transducer	IEC 61850 Client/Server	Device Link Test Set Association
Autoreclosure	PQ Signal Generator		🕎 Device Link

Figura 17. Software test Universe

Fuente:[29].

2.9 SCADA

STANDARD IEC 61850

La norma IEC 61850 establece un protocolo internacional para la comunicación en subestaciones eléctricas, el cual permite ejecutar funciones clave como el control, la supervisión y la protección de los sistemas, asegurando su correcto funcionamiento [30] [31].

Esta norma es crucial para la modernización de los sistemas eléctricos de potencia, mejorando la eficiencia, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico [32].

La IEC 61850 facilita la integración de equipos de diversos fabricantes mediante la estandarización, lo que reduce la conversión de protocolos y acorta los tiempos de ingeniería. En vez de utilizar un protocolo único, este estándar se enfoca en la representación y asignación de los componentes de una subestación, aprovechando las tecnologías TCP/IP y Ethernet para la comunicación [33].



Figura 18. Standard IEC – 61850

Fuente: Inel

Nivel de proceso: en este nivel se encuentran equipos eléctricos de maniobra, como disyuntores, interruptores y transformadores de corriente y tensión [34].

Nivel de bahía: en esta etapa se ubican los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs). La IEC 61850 establece un bus de proceso que facilita la comunicación entre los IEDs y los equipos del nivel de proceso [34].

Nivel de estación: en esta capa se encuentran los sistemas SCADA y HMI, que se encargan del control y monitoreo de las subestaciones. El nivel de estación se conecta con los IEDs del nivel de bahía a través del bus de proceso [34].



Figura 19. Niveles del Standard IEC 61850
MMS

Es el fundamento para la comunicación de datos de aplicación en la norma IEC 61850. Este protocolo transmite sus mensajes mediante conexiones TCP (Capa 4 del modelo OSI) y se emplea en las comunicaciones entre cliente y servidor. De esta manera, facilita el intercambio de datos de aplicaciones, la configuración de parámetros de dispositivos y la transmisión de datos de monitorización [35]

ASCELERATOR ARCHITEC

ACSELERATOR Architect es un software desarrollado por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) que facilita la configuración y gestión de sistemas de protección y control en redes eléctricas, particularmente aquellos que utilizan el protocolo MMS (Manufacturing Message Specification) del estándar IEC 61850. Este software permite a los ingenieros diseñar y configurar modelos de datos para la comunicación eficiente entre dispositivos inteligentes (IEDs) dentro de una red eléctrica. ACSELERATOR Architect simplifica el proceso de configuración de los servicios de servidor MMS, lo que permite una interoperabilidad fluida y segura entre diferentes equipos y sistemas. Su interfaz gráfica intuitiva facilita la creación de configuraciones personalizadas y asegura que los datos críticos sean intercambiados de manera confiable y eficiente, optimizando la operación y control de los sistemas eléctricos de potencia [36].

i Ac	SELerato	or Archite	ect®								-	×
File	Edit	Tools	Help									
Project	t Editor											
	New Pro	oject			Project Prop	perties						
					ld				New Project			
					NameStruct	ure			IEDName			
					Revision				1.0			
					Toolld				AcSELerator Architect 2.3.16.143			
					Version				0			
				le ic	d dentification fo	r this project file		0				
IED Pal	lette						•	Output				
	SEL_2411	1		SEL_24	14	SEL_2440	1	X Informat	tion			~
	SEL_2664	4S		SEL_311	1C	EL_311L		Architect starte	d at martes 20 de agosto de 2024 0:33:	38		
	SEL_351			SEL_35	1A	SEL_351RS		Creating new p	roject			
	SEL_3519	5	11	SEL_38	7E	EL_400G						
	SEL_401			SEL_41	1L	SEL_421						
	SEL_451			SEL_48	7B	SEL_487E						
Select	IED to ad	dd to the	project			-]				
Ready		SEL	421									

Figura 20. Software AcSELerator Architect

2.10 COMPONENTES DEL SISTEMA SCADA

RTU SEL RTAC 3530

Es un controlador de automatización en tiempo real diseñado para aplicaciones críticas en subestaciones y sistemas de automatización industrial. Este dispositivo multifuncional actúa como una unidad terminal remota (RTU), concentrador de datos, Gateway IEC 61850, y controlador de subestación, entre otras funciones. Equipado con un potente microcontrolador de 32 bits, el SEL-3530 permite una comunicación rápida y segura entre diferentes dispositivos mediante una amplia gama de protocolos, como DNP3, Modbus, IEC 61850, y más. Su diseño robusto, que incluye resistencia a temperaturas extremas y protección contra amenazas cibernéticas mediante tecnología de lista blanca, asegura la fiabilidad operativa en entornos exigentes. Además, el RTAC SEL-3530 ofrece opciones de entrada y salida expandibles, lo que lo convierte en una solución flexible y escalable para la automatización y control de sistemas eléctricos de potencia [37].



Figura 21. Controlador en tiempo real RTAC3530

Fuente:[37]

ASCELERATOR RTAC

Es un software desarrollado por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) que está diseñado para la configuración y gestión de los controladores de automatización en tiempo real (RTAC) utilizados en sistemas de protección y automatización en redes eléctricas. Este software permite a los usuarios crear y configurar proyectos que integran dispositivos de diferentes fabricantes, facilitando la comunicación entre ellos a través de múltiples protocolos como DNP3, Modbus, y IEC 61850. Además, ACSELERATOR RTAC ofrece herramientas avanzadas para la creación de lógica de control personalizada, monitoreo en tiempo real y generación de informes, todo desde una interfaz gráfica intuitiva. Esta herramienta es fundamental para optimizar el funcionamiento de los sistemas eléctricos, garantizando una operación segura y eficiente en entornos críticos [38].



Figura 22. Software AcSELerator RTAC

Fuente: [38]

WINCC RT ADVANCED - MODBUS TCP/IP

WINCC (Windows Control Center) es un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) desarrollado por Siemens, integrado dentro del TIA Portal, que permite la supervisión, control y visualización de procesos industriales. WinCC está diseñado para ofrecer una operación transparente y eficiente en una amplia gama de aplicaciones, desde sistemas simples de un solo usuario hasta configuraciones distribuidas de múltiples usuarios. Este software proporciona herramientas avanzadas para el archivado de datos, el análisis de tendencias, la gestión energética, y la generación de informes, todo en un entorno intuitivo y escalable que puede adaptarse a las necesidades crecientes de producción. Además, WINCC admite la comunicación a través de diversos protocolos, lo que facilita la integración con sistemas de automatización y tecnología de la información, garantizando una alta transparencia operativa y optimización de procesos [39].

MODBUS TCP/IP es una variante dentro de la familia de protocolos MODBUS, diseñada para ser sencilla y neutral en la supervisión y control de sistemas de automatización. Esta versión se centra en la transmisión de mensajes MODBUS en redes 'Intranet' o 'Internet' utilizando protocolos TCP/IP. Su aplicación más común en la actualidad es la conexión de PLCs, módulos de E/S, y "Gateway" con otros buses de campo o redes simples de E/S a través de Ethernet [40].

Address field	Function Field	Error Check Field	
One Byte	One Byte	Variable	Two Bytes
	-		

Figura 23. Protocolo MODBUS

Fuente: [41]

3. MARCO METODOLÓGICO

3.1 DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO

En este estudio, se desarrolló un sistema de protección para líneas de transmisión tomando como referencia el libro "Numerical Distance Protection". Los ajustes de protección derivados de este se validaron mediante el uso del software DIGSILENT.[42]

La línea de transmisión, que cuenta con tres terminales y es conocida como efecto Infeed, presenta desafíos relacionados con el subalcance y sobrealcance en las áreas de protección de los relés de distancia. Estos problemas son ocasionados por la corriente generada por fuentes intermedias en el punto de falla. Para mitigar estas dificultades, se determinó la necesidad de establecer dos zonas de protección adecuadas. Según la normativa aplicable, se utilizaron las funciones 21 de distancia, así como 50 y 51 como respaldo. Cabe destacar que todos los valores de ajuste de protección mencionados fueron configurados en los IEDs mediante el uso del software Acselerator Quickset.

El servicio MMS fue utilizado para transmitir todas las señales, tanto analógicas como digitales, que necesitan ser visualizadas dentro del sistema SCADA. A partir de este punto, se denominará a los Relés de Protección como IEDs.

Finalmente, se presenta los detalles del caso de estudio y la arquitectura de comunicaciones utilizada.

3.2 CASO DE ESTUDIO

En la figura 24, se muestra una línea de tres terminales de 110 kV, cuyos parámetros son aplicables a todos los segmentos. Además, se presenta el diagrama unifilar del caso de estudio, acompañado de los datos proporcionados en la tabla 2, necesarios para determinar las zonas de protección para las distintas funciones que se implementarán.[42]

	DATOS							
	Datos de la líneas							
L1 =	30 km	D'l 1 = 0.071 ohm///m	V!! 1 - 0.200 abm///m					
L2 =	15 km	$\mathbf{R} \mathbf{L} \mathbf{I} = 0, 0 / \mathbf{I} 0 0 0 0 0 0$	X L1 = 0,380 0111/KIII					
L2=	9.32 mi							
L3 =	3 km	P'I.0 - 0.220 ohm/Km	V!! 0 - 1 110 ohm/Km					
Inom=	630 A	h LU – 0,220 01111/KIII	× L0 – 1,110 0111/ KIII					
V=	110 Kv							

Tabla 1. Datos del caso de estudio.





Figura 24. Diagrama unifilar del sistema

Fuente: [42]

3.2 ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES

Debido a la norma IEC 61850 basada en Ethernet, fue posible implementar una red de comunicación, como se describe en la figura 25. Esta red permite la transmisión de información entre los dispositivos, cuyas direcciones se especifican en la tabla 3. Las señales de disparo de las protecciones se comunicarán mediante el protocolo Goose, mientras que las señales analógicas, digitales y los estados de todos los IEDs serán enviados a través del protocolo MMS. Finalmente, la RTU tendrá la responsabilidad de captar estas señales y transmitirlas al sistema SCADA WINCC utilizando MODBUS/TCP como protocolo de comunicación.

Red LAN								
EQUIPO	Dirección IP	SUBRED	GATEWAY					
SEL-421	192.168.0.3	255.,255.255.0	192.168.0.1					
PC	192.168.0.5	255.255.255.0	192.168.0.1					
RTU/RTAC	192.168.0.7	255.255.255.0	192.168.0.1					

Tabla 2. Direcciones IP de todos dispositivos.

Fuente: Autor



Figura 25. Arquitectura de comunicaciones

3.3 AJUSTES DE PROTECCION DEL IED

A continuación, se presentarán los ajustes y las zonas de protección, junto con los valores de transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP) proporcionados por el caso de estudio, los cuales se detallan en la tabla 3.

DATOS CT								
	Primario (A) Secundario (A) RTC							
тс	3000	5	600					
	Primario (kV)	Secundario (V)	RTP					
ТР	110	100	1100					



Fuente: [42]

Para determinar los ajustes, es esencial tener en cuenta que la protección se realiza por zonas. Para la zona 1, se considera el 85% de la longitud de la línea, mientras que para la zona 2 se considera el 120%.

Es fundamental considerar que las reactancias de las zonas de menor alcance se gradúan en función del extremo opuesto más cercano, sin tomar en cuenta las entradas intermedias. Los cálculos para las reactancias son los siguientes:

$$(X)_{1-\text{UA}} = 0.85*(11.4 + 1.14) = 10.7 \Omega$$

 $(X)_{1-\text{UB}} = 0.85*(5.7+1.14) = 5.8 \Omega$ ZONA 1

$$(X)_{1-\text{UC}} = 0.85^{*}(1.14 + 5.7) = 5.8 \Omega [42]$$

Para el ajuste R1, se selecciona un valor equivalente al doble de la reactancia (R/X = 2). Inicialmente, se determina que (X)1-UA no alcanza el nodo, y que (X)1-UB si llega más allá del nodo. Por lo tanto, se establece este valor como el correspondiente a la primera zona de protección.

Para determinar el ajuste de la zona 2, es necesario considerar las entradas intermedias al establecer el alcance de las zonas de sobre alcance. En la práctica, se aplicará lo siguiente:

- En el propio extremo: se considerará la capacidad mínima de cortocircuito.
- En los otros extremos: se tomará en cuenta la capacidad máxima de cortocircuito.

En este caso de estudio, se emplean valores constantes de cortocircuito para simplificar el análisis. Basándose en el relé ubicado en el punto B, las intensidades de cortocircuito y las tensiones mostradas en la figura 26 fueron determinadas a través de un cálculo de cortocircuito para un defecto en el extremo de la línea A.[42]



Figura 26. Diagrama unifilar de la falla trifásica

Fuente: [42]

Para el cálculo aproximado, solo se consideraron las reactancias de las líneas y de las entradas intermedias. La zona de sobre alcance se calcula de la siguiente manera:[42]

$$(X_{1-0})_{\rm B} = 1.2 \cdot \left(X_{\rm LB} + X_{\rm LA} \frac{I_{\rm C} + I_{\rm B}}{I_{\rm B}}\right) = 1.2 \cdot \left(5.7 + 11.4 \cdot \frac{1.71 + 2.42}{2.42}\right) = 30.2 \ \Omega \ \text{ZONA 2}$$

El fallo en el extremo C resultó en una reactancia menor de 7,6 Ω . Debido a la mayor longitud de la zona, se selecciona un valor de (R)1-0B = (X)1-0B = 30,2 Ω . La impedancia mínima de carga es de 50 Ω , lo que garantiza un amplio margen de seguridad contra la invasión de carga.[42]

A continuación, se procederá con la parametrización del IED SEL 421 utilizando los valores de los datos de la línea mencionados anteriormente en la tabla 2 y los ajustes obtenidos, los cuales deben estar expresados en valores de ángulo y magnitud, como se muestra en la siguiente tabla.

AJUSTES						
	ZONA 1	Valor en Magnitud y ángulo				
X1 =	5,8 ohms					
R1 =	11,6 ohms		12,97	26,57 °		
Dial = 0 Sgs						
	ZONA 2		Valor en Magnitud y ángulo			
X2 =	30,2 ohms					
R2 =	30,2 ohms		40,71	45°		
Dial =	0,5 Sgs					

Tabla 4. Ajustes para la función 21 de distancia

Fuente: [42]

3.4 PARAMETRIZACIÓN DEL IED SEL 421

En esta sección, el software AcSELerator Quickset es fundamental, ya que optimiza la comunicación y permite efectuar ajustes directos en los IED SEL (Schweitzer Engineering Laboratories). Este software está diseñado para simplificar tanto la configuración como la programación de los IED SEL, facilitando el acceso y la modificación eficiente de parámetros críticos, además de proporcionar una visualización mediante su HMI integrado.

La figura 27 muestra la pantalla principal del software, desde donde se realizan las configuraciones iniciales del IED SEL 421.

VX.				
134	ACKSET			
	Ajustes			
		evo r skales nuevos		
		:tura		
		rie		
		ajustes guardados previamente		
	Ad da	ministrador de dispositivos natrar un satema de dispositivos, includo el control de ones de apustes, la gestión del flujo de trabajo y ones avantadas de comparación / contenuidon		
	Configuración			
		municación Inter prómetos de contricación para una conexión		
		ministrar		
	Ac het	tualizar Iar y actualzar los controladores y software de		
			SEL Independent	
Mostror et				

Figura 27. Pantalla principal del software

Fuente: Autor

En la parte superior de la pantalla principal, se ingresa al apartado de "comunicaciones", seguido del submenú "parámetros", como se ilustra en la figura 28.



Figura 28.Ajustes del software Fuente: Autor

Al acceder a los parámetros de comunicación, como se observa en la figura 29, se procede a realizar la configuración de cada ajuste. En "tipo de conexión activa", se selecciona "red"; en "dirección IP", se ingresa la dirección IP del IED descrito en la tabla 2; el "número de puerto" se establece en 23; en la "opción de transferencia de archivos", se selecciona "Telnet"; y, por último, en las contraseñas de nivel uno y dos, se ingresan las proporcionadas por el fabricante, que son "OTTER" y TAIL

Parámetros de comunicación	×					
Tipo de conexión activa						
Red 🗸						
Serial Red Módem Blueframe						
Nombre de conexión						
~						
Dirección IP del host						
192.168.0.3						
Número de puerto(Telnet)						
23						
Número de puerto(FTP)						
21						
Opción de transferencia de archivos						
○ FTP ○ TCP sin procesar						
• Telnet OSSH						
ID de usuario						
2AC						
Contraseña						
••••						
Contraseña de nivel uno						
•••••						
Contraseña de nivel dos						
••••						
Guar en Ita. de direc Predet						
Aceptar Cancelar Aplicar Ayu	ıda					

Figura 29. Parámetros de comunicación

Una vez que se hayan configurado todos los parámetros, se procederá a aceptar y cargar toda la configuración, estableciendo la comunicación con el IED. A continuación, se mostrará la pantalla principal, como se observa en la figura 30. En la parte izquierda de la pantalla, se seleccionará "Group 2", "set 2", y "Line configuration" para comenzar a ingresar los valores de los datos de la línea.

En la sección **CTW** (**Current Transformer Ratio**), se ingresará el ratio del transformador de corriente (RTC) de 600. Posteriormente, en **PTRY** (**Potential Transformer Ratio**), se introducirá el ratio del transformador de potencial (TP) de 1100.

Para Z1MAG (positive-sequence line impedance) y ZIANGC (positive-sequence line impedance), se ingresarán los valores correspondientes a la magnitud y el ángulo de la impedancia de secuencia positiva. Estos valores deben haber sido previamente multiplicados por la longitud de la línea 2 y convertidos a millas, tal como se muestra a continuación:

R'L1 = 0.071 ohms/Km * 1Km/0.62mi = 0.114 ohms/mi * 9.32 mi = 1.062 ohms

X'L1 = 0.380 ohms/Km * 1Km/0.62mi = 0.612 ohms/mi * 9.32 mi = 5.70 ohms

Esto debido a que el sistema de unidades del fabricante es diferente su valor en magnitud seria de 5.71 con un ángulo de 79.42.

De la misma forma para Z0MAG (Zero-sequence line impedance) y Z0ANGC (Zero-sequence line impedance).

R'L0 = 0.220 ohms/Km * 1Km/0.62mi = 0.355 ohms/mi * 9.32 mi = 13.30 ohms

X'L0 = 1.10 ohms/Km * 1Km/0.62mi = 1.774 ohms/mi * 9.32 mi = 16.53 ohms

Su valor en magnitud seria de 17.02 con un ángulo de 78,79.

Finalmente, en LL (Line Length), se establecerá la longitud de la línea. Es importante tener en cuenta que se debe convertir la longitud de kilómetros a millas, por lo tanto, se aplicará el factor de conversión de 9.32.



Figura 30. Ingreso de datos para parametrización

Se procederá al apartado de "Relay configuration" y "Mho Phase Distance Element Reach" para ingresar los valores de los ajustes por zona obtenidos, tal como se muestra en la figura 31. En **Z1MP ZONE 1**, se ingresará el valor en magnitud correspondiente a la zona 1, que es 12.97, y **en Z2MP ZONE 2**, se colocará el valor en magnitud correspondiente a la zona 2, que es 40.71. La zona 3 se dejará desactivada (off), ya que para este caso de estudio no se cuenta con un ajuste en esa zona.



Figura 31. Ingreso de los ajustes por zona

En el apartado "Phase Element Time Delay", como se muestra en la figura 32, se ingresarán los valores del dial para cada zona. Estos valores se determinaron basándose en la normativa IEEE C37.113 para líneas de transmisión. En **Z1PD Zone 1 Time Delay**, se establecerá un valor de 0 segundos para la zona 1, permitiendo un disparo instantáneo. En **Z2PD Zone 2 Time Delay**, se configurará un valor de 0.5 segundos para la zona 2, permitiendo un disparo temporizado.



Figura 32. Valores de dial por Zonas

Se procederá a configurar las funciones 50 y 51 de sobre corriente, cuyos valores de ajuste se detallan en la tabla siguiente.

Ajuste Sobre corriente Temporizada 51									
Pick up = Inom*1.2	630*1.2=756 A	1,26 A	Valor en Sec						
Dial/tiempo =	0,5								
Curva =	U3								
Ajuste Sobr	Ajuste Sobre corriente Instantánea 50								
Pick up= Icc*1.2	1260*1.2=1512	2,52 A	Valor en Sec						
Dial/tiempo=	0								

Tabla 5. Ajustes para las funciones 50 y 51 de sobre corriente

Tal como se indica en la tabla, la normativa ofrece la posibilidad de ajustar la protección contra sobre corriente temporizada (51) al 120% de la corriente máxima nominal, lo cual se calcula como 630 A*1.2, resultando en 756A, que al ser llevado al lado del secundario por la relación del TC da como resultado 1,26A. Para este ajuste, se utiliza un valor de Dial de 0,3 segundos y la curva U3.

De manera similar, el valor de falla trifásica proporcionado por el caso de estudio mediante la relación del TC permite ajustar la protección de sobre corriente instantánea (50) al 120%. Esto se refleja en un cálculo de 1260 A*1.2, obteniendo 1512A, con un ajuste de 2,52 al lado del secundario En este caso, el valor de Dial es 0.

Finalmente parametrizaremos las funciones 50 y 51.

Se procederá al apartado "Phase Instantaneous/Definite Time-Overcurrent" para ingresar los valores de ajuste, tal como se muestra en la imagen 39. En 50P1P Level 1 Pickup (A, sec), se introducirá el valor del pickup referido al lado secundario, que es 2.52 A. En 67P1D Level 1 Time Delay (cyc), se establecerá el valor del dial en 0 segundos. Como se ilustra en la figura 33.



Figura 33. Ingreso de ajustes para función 50

Para la función 51, se accede a "Selectable Operating Quantity Inverse Time Overcurrent" y se ingresan los valores de ajuste como se observa en la figura 40. En **51S1P 51S1 Overcurrent Pickup** (**Amps, sec**), se introduce el valor del pickup referido al lado secundario, que es 1.26 A, al igual que en la función 50. En **51S1C 51S1 Inverse-Time Overcurrent Curve**, se selecciona el tipo de curva, que en este caso será la U3. Finalmente, en **51S1TD 51S1 Inverse-Time Overcurrent Time Dial**, se establece el valor del dial en 0.5 segundos para la función 51 de sobre corriente. Como lo ilustra en la figura 34.



Figura 34. Ingreso de ajustes para función 51

Fuente: Autor

3.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En esta parte se describe el proceso de coordinación de protecciones realizado con el software DIgSILENT Power Factory. Se introdujeron los valores nominales y se ajustaron los resultados de los cálculos para los valores de disparo de la protección, conforme a las directrices mencionadas con anterioridad.

A continuación, se detallan las zonas de protección para la función 21 de distancia, las cuales aseguran la selectividad del sistema de protección como se detalla en la figura 35.



Figura 35. Zonas de protección con el software DIgSILENT Fuente: Autor

A continuación, se presenta en la figura 36 la curva de las funciones de sobre corriente 50 y 51 cuyos ajustes fueron realizados previamente.



Figura 36. Curva de la función de sobre corriente 50 y 51 con el software DIgSILENT

3.5 CONFIGURACIÓN PARA LA NORMATIVA IEC 61850

El primer paso será establecer las direcciones y ajustar los parámetros de la red LAN para todos los dispositivos que se encuentran detallados en la tabla 2.

CONFIGURACIÓN DE LA RED LAN PARA EL IED SEL 421

La figura 37 ilustra el proceso para configurar en pantalla los parámetros del puerto de comunicación Ethernet en el IED. Primero, se debe acceder al IED 421 y presionar el botón ENT. Una vez presionado, aparecerán varios ítems en la pantalla; se debe seleccionar SET/SHOW y entrar en ese apartado. Luego, se selecciona PORT y se elige 5, tras lo cual se accede a IP Configuration para proceder a ingresar la dirección IP, que en este caso será 192.168.0.3. Al finalizar, se debe presionar ACCEPT. Al concluir la configuración, el IED solicitará la introducción de una contraseña, que por defecto es "TAIL". Es importante asegurarse de que todos los cambios sean guardados al término del proceso de configuración.



Figura 37. Asignación de dirección IP al IED 421

Fuente: Autor

CONFIGURACIÓN EN LA RTAC/RTU 3530

La RTAC tiene una dirección IP por defecto, a la que solo se puede acceder a través del puerto USB, como se muestra en la figura 38. Para ingresar a la interfaz web del dispositivo, se debe escribir la dirección IP 172.29.131.1 en la barra de direcciones de un navegador web y conectar un cable

Ethernet entre el switch y la RTAC. Al acceder, el sistema solicitará las credenciales de usuario y contraseña previamente configuradas en el proyecto, que son "admin" y "Ups_1234".

SEL			
	User Login Usernane: admin @ Password: 	Web Access For Authorized Personnel Only This system is for the use of authorized personnel only. Individuals using this device are subject to baving their advitutes monitorized and ecorded. Anyone using this system expressly consents to such monitoring and is advised that if such monitoring reveals usage in access of authority or runnal intent, then the evidence shall be provided to law enforcement officials.	

Figura 38. Ingreso al Web Server de la RTAC 3530

Fuente: [43]

Después de verificar correctamente las credenciales de usuario ingresadas, se muestra la pantalla principal del sistema, la cual se aprecia en la en la figura 39.

SEL Time: Sat, Feb Device: SEL-35	3, 2024 4:02:30 PM 330-0030A71A8AE2					
Navigation 📢						_
Dashboard	Dashboard					
System	Device Information		System Statistics		POST Summary	
System	Host Name:	SEL-3530-0030A71A8AE2	Main Task Usage:	3%	DDR2 SDRAM OK:	TRUE
Date/Time	Device Name:	RTAC SEL 3530	Automation Task Usage:	0%	Primary Flash OK:	TRUE
Jsage Policy	Device Location:	GYE	Memory Usage (RAM):	219052 KB	Secondary Flash OK:	TRUE
Device Management	Device Description:	RTAC_SEL_3530	Memory Available (RAM):	555108 KB	Serial Controller OK:	TRUE
ile Manager	Allowed Web Connections:	20	Storage Usage:	135620 KB	USB A OK:	TRUE
roject Upload	Web Session Timeout (Min):	5	Storage Available:	1763844 KB	USB B OK:	TRUE
	Tie Alarm LED to OUT101:		Number of Users Logged In	1	Eth 01 OK:	TRUE
lser	Firmware Version:	SEL-3530-R143-V0-Z000210-D2018071	USB A Port In Use:	False	Eth 02 OK:	TRUE
	Firmware Checksum:	f360702f79b88403fe4cd1260956ad01	Current Project:	PROYECTO_TESIS	Eth F OK:	TRUE
counts	Project ID:	14a038c00e6bb444da8861a066445155	Modified Time of Project:	2024-01-29 20:51:29	Irig Controller OK:	TRUE
	Serial Number:	1182550825	Power Source Voltage:	-43.1830455	Contact IO Controller OK:	TRUE
letwork	Part Number:	3530HA0DX323X0XXXXXX			Mainboard Controller OK:	TRUE
terface	Config:	00000000				
tatic Routes	Dev Code:	73				
osts	Power Source Scale (0.5 - 1.5):	1				
vslog	Default Home Page:	Dashboard V				
10.00		Subr	nit			
a curritur						

Figura 39. Pantalla Principal Web Server RTAC 3530

Fuente: [43]

Una vez en la sección 'Network', al seleccionar 'Interfaces' y acceder a la pestaña 'Edit', se procede a configurar la dirección IP según los valores establecidos en la tabla 2. En esta ocasión, la modificación se aplica al puerto Eth 1, tal como se muestra en la figura 40.

SEL Time: Sat, Fe Device: SEL-3	b 3, 2024 4:02:45 PM 3530-0030A71A8AE2					admin [Logour
Navigation 4						
Dashboard	Network Settings					
	List Interface Settings Edit G	obal Settings				
System	Global Settings					
Usage Policy	Hostname					
Device Management File Manager	SEL-3530-0030A71A8AE2					
Project Upload	Socket TCP Keep Alive Time (second	nds)	Socket TCP Keep Alive In	erval (seconds)	Socket TCP Keep Alive Pro	bes
User	10		10		5	
Network	Interfaces					
Interface Static Routes	Status Interface Name	IP Address	Default Gateway	MAC Address	Enable Ping Enable Database Access Enable Web Access	Options
Syslog	Eth_01	192.168.0.7/24	192.168.0.10	00:30;a7:1a:8a:e2	True True True	Edit
Security X.509 Certificates	Eth_02	192.168.2.2/24		00:30:a7:1a:8a:e3	False True True	Edit
CA Certificates					-	



Fuente: [43]

PRUEBA DE CONECTIVIDAD

La validación de la conexión se realiza utilizando el comando 'Ping' en la terminal de comandos (CMD) de sistemas Windows. Este procedimiento es crucial para confirmar una comunicación sólida y eficiente entre los dispositivos, permitiendo detectar cualquier fallo en la transferencia de datos, como problemas de conectividad o interrupciones.

Como primer paso, es necesario configurar la red en la laptop que se va a utilizar, tal como se ilustra en la figura 41.

Propiedades de Internet Protocol Version 4 (TCP/IPv4)				
General				
Puede hacer que la configuración IP se as red admite esta funcionalidad. De lo contr administrador de red cuál es la configuraci	igne automáticamente si la ario, deberá consultar con el ón IP apropiada.			
Obtener una dirección IP automática	mente			
OUsar la siguiente dirección IP:				
Dirección IP:	192.168.0.5			
Máscara de subred:	255 . 255 . 255 . 0			
Puerta de enlace predeterminada:	192.168.0.10			
Obtener la dirección del servidor DNS	automáticamente			
O Usar las siguientes direcciones de ser	vidor DNS:			
Servidor DNS preferido:				
Servidor DNS alternativo:	· · ·			
Validar configuración al salir	Opciones avanzadas			
	Aceptar Cancel	ar		

Figura 41. Configuración dirección IP

A continuación, se verificará la correcta conectividad entre todos los dispositivos utilizando el CMD, teniendo en cuenta las direcciones IP proporcionadas en la tabla 2. Es fundamental asegurarse de que haya buena conectividad entre los equipos a utilizar, tal como lo detalla la arquitectura de comunicaciones en la figura 42. La primera prueba se realiza al IED SEL421, confirmando que la conectividad es adecuada. Posteriormente, se prueba la conectividad de la RTU SEL RTAC 3530, la cual también pasa satisfactoriamente la prueba de conectividad.

C:\Users\rmeza> PING (192.168.0.3 Haciendo ping a 192.168.0.3 con 32 bytes de datos: Respuesta desde 192.168.0.3: bytes=32 tiempo=1ms TTL=255 Respuesta desde 192.168.0.3: bytes=32 tiempo<1m TTL=255 Respuesta desde 192.168.0.3: bytes=32 tiempo<1m TTL=255 Respuesta desde 192.168.0.3: bytes=32 tiempo=3ms TTL=255 Estadísticas de ping para 192.168.0.3: Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0 (0% perdidos), Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos: Mínimo = Oms, Máximo = 3ms, Media = 1ms C:\Users\rmeza> PING 192.168.0.7 Haciendo ping a 192.168.0.7 con 32 bytes de datos: Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo<1m TTL=64 Estadísticas de ping para 192.168.0.7: Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0 (0% perdidos), Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos: Mínimo = Oms, Máximo = Oms, Media = Oms

Figura 42. Prueba de conectividad CMD

Fuente: Autor

CREACIÓN DEL ARCHIVO CID PARA EL IED

Se realizará esta tarea con la ayuda de "AcSELerator Architect", un programa creado por SEL que simplifica la configuración de cualquier IED según la normativa IEC 61850. Usando esta herramienta, se producen archivos con la extensión ".CID" que tienen la información sobre conjuntos de datos, como las variables de medición, los estados de los interruptores y las señales de disparo de protecciones del dispositivo. Después, la información se enviará al sistema SCADA mediante la RTAC, asegurando una correcta integración y supervisión eficaz del sistema.

Se describirá a continuación la realización del nuevo proyecto llamado "Mapeo_goose_tesis_RM", que involucrará a los equipos SEL RTAC/RTU y SEL 421, cada uno con su firmware correspondiente. La elaboración de esta iniciativa resultará en la creación de un archivo con la extensión .SCD, el cual será subido más tarde en la RTAC.

Al abrir el software, en el lado izquierdo se encontrará el apartado "New Project". Al hacer clic derecho sobre este, se seleccionará "Add IED" y se procederá a elegir el IED correspondiente, que en este caso será un SEL_421, tal como se ilustra en la figura 43.



Figura 43. Creación del IED SEL 421

Fuente: Autor

Después de añadir el IED SEL_421, se repetirá el mismo proceso para agregar la RTU SEL RTAC 3530, tal como se ilustra en la figura 44.

Actionates Archites	ut\$						- 0 X
File Edit Tools	bielo.						6
Project Editor	Thep						
- New Project		and the second					
	Add IED	SEL_2411	Cruck .			New Project	
	Paste IED	SEL_2414	re			IEDName	
	Rename Proje	ct SEL_2440				1.0	
		SEL_2664S				AcSELerator Architect 2.3.16.143	
		SEL_311C					
		SEL_311L					
		SEL_351					
		SEL_SSIA					
		SEL_SSIRS					
		SEL_3315					
		SEL_30/E					
		GEL 401					
		SEL 411					
		561 421					
		SEL 451					
		SEL 4878					
		SEL 487E					
		SEL_487V					
		SEL_651R					
		SEL_651RA					
		SEL_700BT					
		SEL_700G					
		SEL_710					
		SEL_710d5					
		SEL_735					
		SEL_751					
		SEL_751A					
		SEL_787					
		SEL_787d4					
		SEL_787L	this project file				
		SEL_787Z					
IED Palette		SEL_849			0	Output	0
SEL_2411	SEL_2414	SEL RIAC	SEL_26645	SEL_311C		× Information	
5EL_311L	SEL_351	SEL 35TA	SEL_351RS	5EL_3515		Architect started at lunes, 12 de agosto de 2024 13:55:09	
SEL_387E	SEL_400G	SEL_401	SEL_411L	SEL_421		Creating new project	
SEL_451	SEL_4878	SEL_487E	SEL_487V	SEL_651R			
SEL_651RA	SEL_70081	SEL_700G	SEL_710	SEL_71045			
SEL_735	SEL_751	SEL_751A	SEL_787	SEL_78764			
Select IED to add to the	e project						
Ready							

Figura 44. Creación del SEL RTAC

El siguiente paso será que el programa envíe un mensaje a todos los equipos para agilizar el procedimiento. El objetivo de este mensaje es elegir el modelo de control, que en este caso es idéntico para todos los dispositivos, y se confirmará al seleccionar "OK", como se indica en la figura 45.

Delect	
Mode	/Behavior
\Box	Enable control of IEC 61850 Mode/Behavior
Contro	ollable point model (SPC/DPC/ENC)
0	Direct control with normal security
0	Direct control with enhanced security
0	Select before operate control with enhanced security
0	To change these selections later, use the IED Upgrade tool.
	OK

Figura 45. Confirmación del modelo de control

Fuente: Autor

Después, se introducirán los parámetros adecuados a las direcciones configuradas previamente tanto en el IED como en la RTU SEL RTAC 3530, siguiendo lo que se ilustra en las figuras 46 y 47.

ile Edit Tools Help	
et Editor	
Mapeo_goose_tesis_RM SEL_421_1 SEL_RTAC_1	IED Properties IEC 61850 Edition Edition 1 Version Revision UTC Offset UTC Offset is configured in device settings. MMS Settings MMS Authentication: OFF MMS Inactivity Timeout: 120
	Interface IP address Subnet mask Gateway
	Interface IP address Subnet mask Gateway Image: State Stat

Figura 46. Ingreso de direcciones en el IED SEL 421

AcSELerator Architect® - Mapeo_goose_tesis_RM.scd					
File Edit Tools Help					
Project Editor	4				
Mapeo_goose_tesis_RM SEL_421_1 SEL_RTAC_1	IED Properties IEC 61850 Edition UTC Offset MMS Settings Configure RTA Communication Par	Edition 2 Version Edition 2 Version UTC Offse MMS Authentication MMS Inactivity Time C client to use report co rameters* IP address 192, 168, 0, 7	n 2007 Revis et is configured in device s :: OFF out: 0 pontrol attributes from SG Subnet mask 255, 255, 255, 0	ion B nettings. CL file instead of dynam Gateway 192, 168, 0, 1	mic negotiation.

Figura 47. Ingreso de direcciones en la RTU/RTAC 3530

Fuente: Autor

Dentro de la categoría de "Datasets" tal como se observa en la imagen 48, se encuentran disponibles algunos conjuntos de datos predefinidos por el fabricante. No obstante, estos fueron eliminados para permitir la creación de nuevos "Datasets" que se ajusten a los requisitos específicos del proyecto. Para el IED 421, se crearán dos tipos de "Datasets" con los siguientes objetivos:

Bufferizados: Dirigidos hacia los niveles de seguridad que se renuevan en lapsos programados y se envían al sistema SCADA.

AcSELerator Architect [®] - Mapeo_goose_tesis_RM.scd		
File Edit Tools Help		
Project Editor		
⊡	Datasets	
SEL_421_1	Qualified Name	Description
SEL_RTAC_1	CFG.LLN0.DSet01	Metered Values
	CFG.LLN0.DSet15	Control and Annunciation
	CFG.LLN0.MEDICION	Señales no bufrizadas

No Bufferizados: Utilizados para enviar señales analógicas hacia el sistema SCADA.

Figura 48. Tipos de Datasets Fuente: Autor

En este proyecto, el IED estará dedicado únicamente a la función de medición; por lo tanto, se empleará la opción de "Señales no bufferizadas". En esta sección se incluirán todas las variables que se quieren evaluar en el sistema, utilizando la sección **MX (Measurands)** en el lado izquierdo. El mismo procedimiento se repetirá en el apartado **Status Information** para incluir las variables de anunciación, que indicarán cuando las funciones de protección del IED se activen debido a alguna falla, como se muestra en las figuras 49 y 50.

Nota: Se encontraron las variables utilizadas en el manual del fabricante, específicamente en la sección mencionada 'IEC 61850 Communications - Table 10.16 Logical Device: MET (Metering)', y Table17.28 Logical Device: ANN (Annunciation), el cual está adjunto en el Anexo 3 para más información.

tdit Dataset				-	×	
Name						
MEDICION					 	
Description						
Señales no bufrizadas						
					Ψ	
IED Data Items	[Dataset			 	
Drag-n-drop or right-click on a data item to add it to the dataset on the right.)rag-n-drop Jick colum	or right-click on a data item to rearrange. n headers to sort.			
FC (Functional Constraint) MX (Measurands)	(GOOSE Ca Data Att	ipacity: 541 of 1261 bytes ributes: 61 of 500			
		FC	Item			
🖶 ··· 🖬 PRO	•	🌝 MX	MET.METMMXU1.TotW.instMag.f			^
		NX 💿	MET.METMMXU1.TotVAr.instMag.f			
		🍢 MX	MET.METMMXU1.TotVA.instMag.f			
		NX 🗞	MET.METMMXU1.TotPF.instMag.f			
🖶 – 🖏 TotVA		MX	MET. METMMXI I1. Hz instMag. f			
ia- 🖏 TotPF ia- 🖏 Hz		MX 💿	MET.METMMXU1.PhV.phsA.instCVal.mag.f	f		

Figura 49. Mapeo de señales en Measurands en IEC 61850

🙀 Edit Dataset				
Name				
MEDICION				
Description				
Señales bufrizadas				
IED Data Items	Dataset			
Drag-n-drop or right-click on a data item to add it to the dataset on the right.	Drag-n-drop or right-click on a data item to rearrange. Click column headers to sort.			
FC (Functional Constraint)	COOSE Contraction . Edit of . 1201 https			
ST (Status Information)	GOUSE Capacity: 541 of 1261 bytes Data Attributes: 61 of 500			
🗄 🖏 LLN0	FC Item			
🖶 🦏 STALPHD1	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind02.stVal			
	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind03.stVal			
E MVGGI03	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind04.stVal			
🕀 🖷 ASVGGIO4	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind05.stVal			
🕀 🖏 ALTGGIO5	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind06.stVal			
	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind07.stVal			
Beh	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind08.stVal			
🖶 🖷 Health	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind09.stVal			
🖶 👒 Ind01	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind10.stVal			
	ST ANN.TLEDGGIO7.Ind11.stVal			
-0 Stvdi				

Figura 50. Mapeo de señales en Status Information en IEC 61850

Fuente: Autor

Una vez finalizadas las configuraciones y el mapeo de señales en IEC 61850, es imprescindible enviar estas configuraciones al IED, con la excepción de la RTAC, cuyo proceso de carga es diferente. Para llevar a cabo este procedimiento, se debe hacer clic derecho sobre el IED SEL 421 y seleccionar la opción "Send CID". Será necesario introducir las credenciales del fabricante, "2AC" como usuario y

"TAIL" como contraseña, que se encuentran en el manual, para enviar el archivo CID de forma completa, siguiendo las instrucciones de las figuras 51 y 52.

🍓 AcSELerator Architect® - Mapeo	_goose_tesis_RM.scd
File Edit Tools Help	
Project Editor	
⊡~⁄ø Mapeo_goose_tesis_RM	
	Add IED 🕨
	Copy IED Paste IED Delete IED Rename IED
	Send CID
	Verify CID
	Export IED As
	Generate ICD

Figura 51. Envío del archivo CID

Fuente: Autor

AcSELerator Architect		
SEL_421_1 Confirm Network Settings		SEL _.
FTP Address Credentials Username Password	[192.168.0.3 ✓ 2AC	0
	Include Device Settings	
	Cancel < Back Ne	ext > Finish

Figura 52. Credenciales del fabricante

Fuente: Autor

CONFIGURACIÓN DE LA RTU/RTAC 3530

Se empleará el software "AcSELerator RTAC" suministrado por el fabricante para la configuración, ya que gestiona la adquisición y concentración de datos en tiempo real. Su mayor beneficio es su

habilidad para transformar datos entre los distintos protocolos incluidos en la RTU. Al comenzar el programa, se presentará una pantalla de seguridad pidiendo las credenciales establecidas por el fabricante. En esta situación, se emplearán los datos "admi" para el usuario y "TAIL" para la contraseña, según se indica en la imagen 53.



Figura 53. Ingreso de credenciales en el software AcSELerator RTAC

Fuente: Autor

Para comenzar a configurar un proyecto nuevo, es necesario seleccionar "Nuevo Proyecto" y nombrarlo "TESIS_RM". Es crucial elegir con exactitud la versión de firmware y el modelo de la RTAC que está disponible. Haciendo clic en "Create" se finaliza la creación del proyecto. Este paso es crucial para asegurar una base fuerte que asegure una configuración eficaz y acorde con los requisitos particulares del proyecto, tal como se ilustra en la figura 54.

🗎 Create Project		
Parameters Messages		
Select a type of project to create		
RTAC Type RTAC/Axion SEL-3505 SEL-3505 SEL-3350 SEL-3350 SEL-3355/3560 RTAC Type: This RTAC type is for a SEL-3530 Project Type: Create a project that is not yet or	R150 R150 R149 R148 R147 R145 R145 R144 R143 R142	Project Type <default> <mm_> RTU_3360L144D0_32AI_8PT_8CT_Dual_RJ45_PC RTU_960I_4800_32AI_4CT_4PT_Dual_RJ45_PC</mm_></default>
XML Holder		
C: Users (meza (pocuments (Acs)		
Project Name: TESIS_RM		
	Create	Close

Figura 54. creación de nuevo proyecto en el software AcSELerator RTAC

Después de haber creado el proyecto, se debe entrar a la sección "Insert" en la pantalla principal, clic en "IEC 61850" y elegir "Set IEC 61850 Configuration", tal como se muestra en la figura 55.

2 .					RM_Respald	o - S
SEL Home Ir	isert V	liew				
🖀 🖏 🖀		۵	+			
SEL SEL Axion Other	IEC 61850	Export Import Items Items	Access Point Routers	Folder	IEC 61131-3	Tag
Devices	🔛 Set	t IEC 61850 Config	juration	plders	User Logic	Tag
Project RTAC/Axion - R143	Exp	port IEC 61850 Co	nfiguration			
TESIS_RM_Respaldo	Cle	ear IEC 61850 Con	figuration	F		
📁 Devices 관 Tag Processo	r	Modified Time:	08/1	1/2024 14	4:22:28	

Figura 55. Carga de configuración IEC 61850 en el software AcSELerator RTAC

Fuente: Autor

A continuación, se procede a cargar la información desde el archivo .SCD que se generó previamente en AcSELerator Architect, como se mencionó anteriormente. Se verifica la ruta del archivo y se hace clic en "OK". De manera automática, el sistema cargará la información contenida en el archivo .SCD en la RTAC, tal como se ilustra en la figura 56.



Figura 56. Archivo cargado en el software AcSELerator RTAC

Fuente: Autor

Para completar la carga del proyecto, es imprescindible establecer la conexión en línea con la RTAC. Para hacer esto, se debe navegar a "Home" y dar clic en "Go Online". Luego, se mostrará una ventana pidiendo las credenciales previamente empleadas; tras introducir las credenciales, se selecciona "Login" y luego "Go", según se detalla en las imágenes 57 y 58.



Figura 57. Ingreso del modo online en el software AcSELerator RTAC



Figura 58. Archivo cargado en el software AcSELerator RTAC Fuente: Autor

Después de cargar los archivos y establecer la conexión en línea, se creará la Tabla MODBUS en la RTU para enviar datos al aplicativo SCADA WINCC. Para hacerlo, se necesita ir a la pestaña "Insert", dirigirse a la sección "Other" y seleccionar "Modbus Protocol", tal como se indica en la figura 59.



Figura 59. Creación de la tabla Modbus en el software AcSELerator RTAC

A continuación, se presentará una ventana en la que se ingresará el nombre "WINNCC_MODBUS" en el apartado "Device Name" y se seleccionará "Server – Ethernet" en la opción "Connection Type", como se ilustra en la figura 60.

Device, Proto	col, and Connection 1	уре			×
Modbus Pr	otocol				
Manufacturer: Model: Other Device Name:	Any WINNCC_MODBUS_5				
Rem Modbu (Comm Pr	ote IED s IP Client oc, RTU, etc.)	Etherne Commu Channe	t nications	SEL RTAC Modbus IP Server	
Server - Ethe	rnet				
Client - Ether Client - Ether Client - Ether Client - Multi Client - Seria	rnet rnet Tunneled Multidrop Seri rnet Tunneled Serial drop Serial I	al		Insert Cance	
C 6 Server - Ethe Server - Ethe	ernet ernet Tunneled Multidrop Se	rial 🔽			

Figura 60. Creación del tipo de conexiones en el software AcSELerator RTAC

Después de conectarse, es necesario visitar la sección "Settings" y colocar en el campo "Client IP Address" la dirección de la laptop, que es "192.168.0.5", tal y como se indica en la figura 61.

	WINCC_MODBUS									
1	Project Properties	S	EL_	421_1_850	WINCC_MODBU	JS				
	Other, Server - Ethernet [Modbus Protocol] Advanced Settings 🔲 🧭									
6	Settings		Set	ting	•	Value	Range	Description		
ľ	Coils		٦	Communicatio	ons					
	Discrete Innuts			Server IP Por	rt	502	23,502,1024-65	The local IP port the RTAC monitors for incoming MODBUS req		
	Discrete Inputs		3	MODBUS						
	Holding Registers	۲		Client IP Add	ress	192.168.0.5	Valid IPv4 Addr	IP Address of the MODBUS Client communicating with this RT#		
L	Input Registers			Allow Anonyn	mous MODBUS	False	True,False	If set to FALSE, the 'Client IP Address' setting must be set to		
L	POU Pin Settings									
	Tags									
	Controller									

Figura 61. Asignación de dirección IP

Fuente: Autor

Después de introducir la dirección IP, se crea la tabla de señales. En la sección "Discrete Inputs" se incluyen las señales BOOL (SPS), mientras que en la sección "Input Register" se agregan las señales analógicas (MV), como se ilustra en las figuras 62 y 63.

1			TES	IS RM - SE	L Acsele	rator RTAC				
SEL Home Insert	View									
🖀 🐃 🌇 🏨	۵	+	T.	5		PREC	-	REC		
SEL SEL Axion Other IEC 61850	Export Import Items Items	Access Point Routers	Folder 1	IEC 61131-3	Tag Lists	Recording Groups			Extensions	
Devices	XML Template	Connections	Folders	User Logic	Tag Lists	Recording Group	Continuous R	ecording Grou	p Extensions	
Project WINCC_MODBUS										
RTAC/Axion - R143	Project Propertie	Project Properties SEL 421 1 850 WINCC_MODBUS								
🛓 🕎 SEL_RTAC 🛛 🤷	Other, Server - E	thernet [Moo	ibus Protoc	:ol]						
🧭 Devices ぞ Tag Processor	Settings	Drag a co	lumn head	ler here to g	group by t					
- 😥 Tags	Colls	Enable	Tag Name	1		Input Address	Tag Type	Tag Alias	Status Value	
System	Discrete Inputs	True	WINCC_N	1008US.Enab	ed_SEL_42	1	0 SPS		False	1
- Main Controller	Holding Register	s True	WINCE_M	IODBUS.Fune	ion_21		1 SPS		False	
System_me	Input Registers	True	WINCC_M	ODBUS.TRIP			2 SPS		False	
- Contact I/O	DOUDL CHE	True	WINCC_M	ODBUS.Zona	1_1		3 SPS		False	
Condition of the set	POU Pin Settings	True	WINCC M	ODBUS.Zona	2		4 SPS		False	

Figura 62. Creación de señales discretas

1				TE	SIS RM - SE	EL ACSEL	erator RTAC		
SEL Home Insert	View								
🖀 🖏 🖀 🏨	🔶 🕹		++	T.			REC		REC
SEL SEL Axion Other IEC 61850	Export Import Items Items			Folder	IEC 61131-3	Tag Lists	Recording Groups		
Devices	XML Template	Cor	nnections	Folders	User Logic	Tag Lists	Recording Grou	p Continu	ious Recording Group
Project	WINCC_MODBUS								
RTAC/Axion - R143	Project Propertie	s	SEL_421_	1_850	WINCC_MODBL	JS			
SEL_RTAC	Other, Server - Ethernet [Modbus Protocol]								
💭 Devices	Settings Drag a column header here to grown by that column								
😥 Tags	Coils	F	E					T 41	Register Address
a 🥵 System	Discrete Inputs		Enable	l ag Na	me		Tag Type	Tag Allas	Start
🎲 Main Controller		•	True	WINCO	_MODBUS.FREG	Ş	MV		
🎲 System_Time	Holding Registers	s	True	WINCO	MODBUS.IA M	1AG	MV		
🎲 SystemTags	Input Registers		True	WINCO	MODBUS.IA_A		MV		
🎲 Contact I/O	POU Pin Settings		True	WINCO	MODBUS.IB_M	1AG	MV		
- 💮 Ethernet Setti	Tags		True	WINCO	_MODBUS.IB_A	NG	MV		
Website Settin	Controller		True	WINCO	_MODBUS.IC_M	1AG	MV		
		-	True	WINCO	MODBUS TC A	NG	MV		9

Figura 63. Creación de señales de entrada

Por último, el componente "Procesador de Etiquetas" transformará las variables para que sean enviadas a través de MODBUS TCP. Para ello, todas las variables del IED deben copiarse y pegarse en la sección "Source Expression". Al mismo tiempo, en la parte de "Destination Tag Name", se incluirán las variables generadas en la conexión WINCC_MODBUS, tal y como se ilustra en la figura 64.

Se puede usar la combinación de teclas "CTRL+S" para guardar los cambios y luego se vuelve a poner en línea la RTU/RTAC.

	Tag Processo	or -									
RTAC/Axion - R143	Project Properties SEL 421 1 850 WINCC MODBUS MMS SERVER Tag Processor										
TESIS_RM	Tap Processor										
EL RTAC	Tag Processor										
Devices	Drag a column header here to group by that column										
Tag Processor	Build	Destination Tag Name	DT Data Type	Source Expression	SE Data T						
ags	True	WINCC_MODBUS.FP	MV	SEL_421_1_850.MET.METMMXU1.TotPF_i	MV						
System	True	WINCC MODBUS Aparante	MV	SEL_421_1_850.MET.METMMXU1.TotVA_i	MV						
System Time Co	True	WINCC_MODBUS.reactivo	MV	SEL_421_1_850.MET.METMMXU1.TotVAr.	MV						
SystemTags	True	WINCC_MODBUS.activo	MV	SEL_421_1_850.MET.METMMXU1.TotW_i	MV						
- Contact I/O	True	WINCC_MODBUS.postiva_ang_A	MV	SEL_421_1_850.MET.SEQMSQI1.SeqA.c1	MV						
- B Ethernet Settings	True	WINCC_MODBUS.positiva_mag_A	MV	SEL_421_1_850.MET.SEQMSQI1.SeqA.c1	MV						
- 💮 Website Settings	True	WINCC_MODBUS.negativa_ang_A	MV	SEL_421_1_850.MET.SEQMSQI1.SeqA.c2	MV						
Hosts	True	WINCC_MODBUS.negativa_mag_A	MV	SEL_421_1_850.MET.SEQMSQI1.SeqA.c2	MV						
📁 Access Points	True	WINCC_MODBUS.zero_ang_A	MV	SEL_421_1_850.MET.SEQMSQI1.SeqA.c3	MV						

Figura 64. Conversión de datos

3.6 DISEÑO DEL SISTEMA SCADA

La plataforma WINCC de SIEMENS fue utilizada para llevar a cabo el monitoreo en tiempo real del sistema. Para ello, fue necesario iniciar el software TIA PORTAL V15.1 y crear un nuevo proyecto. Se le dio el nombre de "Tesis_Scada" a este proyecto y se completó al pulsar en el botón "Crear", tal como se indica en la figura 65.

	Crear proyecto		
Abrir provocto ovictorito	Nombre proyecto:	Tesis_Scada	
Abili proyecto existente	Ruta:	C:\Users\rmeza\Documents\Automation	
Crear proyect	Versión:	V15.1	×
Migrar proyecto	Autor:	meza	
	Comentario		<u>^</u>
Cerrar proyecto			~
			Crear

Figura 65. Creación del archivo

Fuente: Autor

Se mostrará un cuadro de diálogo para ajustar los ajustes iniciales del proyecto. Dentro de la sección "Dispositivos y redes", se debe seleccionar la opción "Agregar dispositivo" y después elegir "Sistemas PC". Después, la lista "SIMATIC HMI Applications" será mostrada y la opción "WINCC RT Advanced" será seleccionada. Por último, se procederá a pulsar en "Añadir" para finalizar este paso, tal y como se indica en la figura 65.



Figura 66. Creación del HMI en software TIA Portal Fuente: Autor

Se debe mostrar la carpeta "HMI_RT [WINCC RT Advanced]" en el lado izquierdo de la pantalla. En la sección "Conexiones" se establece la configuración de la conexión con la RTU/RTAC. El nombre dado a esta conexión es "conexión_RTU" y se elige "Modicon MODBUS TCP/IP" en el apartado de "Driver de comunicación". Por último, se introduce la dirección IP de la RTU/RTAC, que es "192.168.0.7", y se guarda el proyecto, tal y como se ilustra en la figura 67.

TA Signers - C-Illeers/rmeza/Documents/Automation/Tesi	s Scada\Tosis Scada								
Ma Sienens - C. Oserstinezacocamentsvatomatomies	a_acudumeana_acudu								
Proyecto Edición ver insertar Online Opciones Her	rramientas ventana Ayu	da							
📑 🔄 Guardar proyecto 📑 🐰 💷 🕼 🗙 🏷 🛎 (*	* 🔁 🛄 🛄 👹 💆	Establecer conexión online	Deshacer conexión online		🛛 🖾 🖾 <examina< th=""><th>r proyecto> 📲</th><th></th><th></th></examina<>	r proyecto> 📲			
Árbol del proyecto	🛛 📢 Tesis_Scada 🕨 PC	-System_1 [SIMATIC PC stat	ion] • HMI_RT_1 [WinCC RT A	dvanced] > Co	nexiones		-	-∎≡×	
Dispositivos									
	-2							-	
B	T Conexiones con co	ntroladores 57 en Dispositivos y re	edes					-1	
e	Conexiones								
😤 💌 📑 Tesis_Scada	Nombre	Driver de comunicación	Modo sincronización horaria HMI	Estación	Interlocutor	Nodo	Online	Come	
🚊 📑 Agregar dispositivo	Conexión_RTU	Modicon Modbus TCP							
👔 📩 Dispositivos y redes	<agregat></agregat>								
PC-System_1 [SIMATIC PC station]									
Configuración de dispositivos									
9 Online y diagnóstico								-	
HMI_RT_1 [WinCC RT Advanced]	<							>	
Configuración de dispositivos	Parámetro	untero de área							
Y Configuración de runtime									
🕨 📄 Imágenes							E + 14		
Administración de imágenes	SIMATIC PC stat	tion - WinCC RT Advanced					Estació	n	
Variables HMI	WinCC In	terfaz:					and the second se		
Conexiones	RT Adv E	THERNET							
Avisos HMI									
🔂 Recetas									
III Ficheros									
Egg Scripts			PLC						
5 Planificador de tareas			120		_			_	
Ciclos				Tipo de	CPU: Concept, Prov	ORX: Compact, Qua	ntum, Nomentum		
Informes				1	Port: 502				
Listas de textos y gráficos				Sen	vidor: 192.168.0.7				
🛔 👔 Administración de usuarios			Die		1001 1 255				
Dispositivos no agrupados			Dir	ección esciavo des	cent.: 255				
Configuración de seguridad				Cambiar order	n pal.:				
Datos comunes				Use single	write: 🗸				
Configuración del documento									

Figura 67. Configuración de conexión de la RTU/RTAC

Para la creación de las pantallas que se presentarán en el sistema SCADA, se recomienda el uso de plantillas. Estas se pueden crear accediendo a la parte izquierda de la pantalla, en el apartado "Administración de imágenes", luego seleccionando "Plantillas" y, finalmente, haciendo clic en "Agregar plantilla", como se ilustra en la figura 68.



Figura 68. Creación de plantilla
Una vez creada la plantilla, se procederá a la creación de pantallas accediendo al apartado "Imágenes" en la parte izquierda y seleccionando "Agregar Imagen". De manera automática, se añadirá una pantalla utilizando la plantilla previamente creada, como se muestra en la figura 69.

En estas pantallas, se incorporará todo lo necesario para la supervisión en tiempo real, incluyendo el diagrama unifilar, valores de voltaje, corrientes, potencia, junto con sus respectivos cuadros de texto, indicadores LED, botones, entre otros elementos.



Figura 69. Creación de pantallas

Fuente: Autor

El número de pantallas variará según el propósito del aplicativo. En este caso, se utilizaron dos pantallas: una pantalla principal que incluye el diagrama unifilar y los valores de lectura, y otra pantalla que muestra el IED 421 con sus valores de lectura y los indicadores que notificarán cuando ocurra una falla.

En la sección 'Variables HMI' se crearon las variables del sistema, mostrando una tabla en la que se pide ingresar el nombre de la variable, el tipo de dato, la dirección asignada y la conexión, tal como se muestra en la figura 95. Estas variables se asignan a cada contador para que se muestren al iniciar la simulación. Es esencial tener en cuenta que la dirección asignada se origina de las variables generadas en el software AcSELerator RTAC, tal como se indica en la figura 70.



Figura 70. Creación de tabla de variables

Se asignará la dirección "1x1xxxx" a las variables de tipo BOOL que utilizan el tipo de dato "bit" y se procederá a agregar todas las variables correspondientes a esta categoría. De manera similar, se asignará la función "3x3xxxx" a las variables analógicas que emplean el tipo de dato "+/-int", Verificar que todas las variables tengan la misma conexión anteriormente asignada en la RTAC como se muestra en la imagen 71 y 72.

Tes	is_Sca	da 🕨 PC-System_1 [SIMAT	IC PC station] 🕨 HM	I_RT_1 [WinCC RT A	\dvan	ced] 🕨 Variab	oles HMI →	Modbu	us F	RTAC
*	-	- 🔁								
	Modbus	s RTAC								
	Nom	bre 🔺	Tipo de datos	Conexión		Dirección				Ciclo
	💷 E	inabled sel-421	Bit	Conexión_RTU		1x100001				1 s
	💷 F	_50	Bit	Conexión_RTU		1x100009				1 s
	💷 F	_51	Bit	Conexión_RTU		1x100010				1 s
	💷 F	P	+/- Int	Conexión_RTU		3x300017		-		1 s
	💷 F	recuencia	+/- Int	Conexión_RTU		3x300001				1 s
	💷 I/	A_ang	+/- Int	Conexión_RTU		3x300003				1 s
	💷 I/	A_mag	+/- Int	Conexión_RTU		3x300002				1 s
	10 II	B_ang	+/- Int	Conexión_RTU		3x300005				1 s
	10 II	B_mag	+/- Int	Conexión_RTU		3x300004				1 s
	10	C_ang	+/- Int	Conexión_RTU		3x300007				1 s
	1	C_mag	+/- Int	Conexión_RTU		3x300006				1 s
	1 1	nstantaneo	Bit	Conexión_RTU		1x100002				1 s

Figura 71. Asignación de direcciones y tipo de datos

Fuente: Autor

Clipboard	Edit			0	Inline							
Project		7	WINCC_MODBUS									
RTAC/Axion	-R143 Ÿ		Project Properties		SEL_42	1_1_1	850 WINCC_MODBUS	Tag Pro	cessor			
a 🔫 s	EL_RTAC		Other, Server - Eth	nerr	net [M	odbu	us Protocol]					
	Devices			-								
	Tag Processor		Settings	D	rag a d	colui	mn header here to grou	ip by th	at column			
- 3	Tags		Coils		Enable		Tao Name		Tag Type	Tag Alias	Register Address	Registe
-	System		Discrete Inputs		Lindon	-	rug Hume		ing i pe	rug riids	Start	Stop
	Main Controller		Holding Registers	•	True	\geq	WINCC_MODBUS.FREQ		MV		c	0
	System_Time		Terrut Decisters		True		WINCC_MODBUS.IA_MAG		MV		1	1
	System lags		Input Registers		True		WINCC_MODBUS.IA_ANG		MV		2	2
	Sthemat Catti		POU Pin Settings		True		WINCC_MODBUS.IB_MAG		MV		3	3
	Website Settin		Tags		True		WINCC_MODBUS.IB_ANG		MV		4	4
	Hosts		Controller		True		WINCC_MODBUS.IC_MAG		MV		5	5
	Access Points	=			True		WINCC_MODBUS.IC_ANG		MV		é	5
	Access Point Rout				True		WINCC_MODBUS.SEQ_POS	S	MV		7	7
					True		WINCC_MODBUS.SEQ_NEG	G	MV		8	3
	Virtual Tag Lists				True		WINCC_MODBUS.SEQ_ZER	10	MV		9	Ð
	Anonymous Serv				True		WINCC_MODBUS.VA		MV		10	0
þ	SEL_RTAC_1					10	f 33 🕩 🕬 🕂 🗖 🗖			Ш		

Figura 72. Verificación de direcciones

4. ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

Cuando se inicia el 'RUN TIME' del proyecto, se puede notar que el sistema de monitoreo funciona de manera efectiva, exhibiendo todas las variables previamente asignadas en una situación de condiciones normales. El software HMI cuenta con una interfaz principal que permite visualizar parámetros esenciales como voltaje, corriente y potencia. Adicionalmente, se cuenta con una pantalla secundaria asignada al IED 421, que permite supervisar toda la operación y recopilar datos en tiempo real, tal como se ilustra en las figuras 73 y 74. Es importante destacar que los valores mostrados de voltaje son valores por fase (110 kV/ $\sqrt{3}$), debido a que el IED solo cuenta con esta función.



Figura 73. Operación en condiciones normales del sistema



Figura 74. Operación en condiciones normales del IED 421

4.2 OPERACIÓN EN FALLA

A continuación, se presentan los puntos de prueba, los cuales fueron seleccionados en función de la curva de parametrización del IED. Los puntos seleccionados se eligieron de manera criteriosa, siempre y cuando estuvieran dentro de la curva para activar las funciones de sobre corriente (50 y 51). Estas pruebas se realizaron utilizando el software Test Universe del fabricante, junto con la máquina Omicron CMC 356, como se ilustra en la figura 75.

File Hor	▶ ■ II X マ me View					OMICRO	N Overcui	rent - [Ov	ercurrent_R	[M]				= ∂ ≙ [2]
Test Hardw Object Configur Test S	ware More St iration St	tart/Continue Sto	op Pause Clear	Single Static Test Outpu	Report t Settings * Tes	Q Manual Assessn	ent *							
Test View: Over	rcurrent_RM													• □ ×
Type: Relative to: Factor: Magnitude: Angle: tnom: trom:	L1-L2-L3 • 1 #1 Phase • 1.984 2.500 A -60.00 ° 708.7 ms 60.00 ms		e iype Kei L1-L2-L3 I#1P L1-L2-L3 I#1P L1-L2-L3 I#1P L1-L2-L3 I#1P	attive to Facto hase 1.191 hase 1.389 hase 1.587 hase 1.984	or Magnitud 1.500 A 1.750 A 2.000 A 2.500 A	Angle tho -60.00 ° 4.698 -60.00 ° 2.136 -60.00 ° 1.325 -60.00 ° 708.7	m tmir 2.030 s 1.259 s 887.8 n ms 60.00 n	No trip 4.933 s is 2.243 s is 981.2 ms	tact Not tested Not tested Not tested Not tested	Deviation n/a n/a n/a n/a		Signal		
tmax: tact: Assessment:	981.2 ms Not tested Not tested	Add	Add multiple	Remove	Remove All								Move Up	Move Down
1000.000 000.000 000.000 0.0000 0.000 0.000 0.000 0.00000 0.0000 0.0000 0.000)								
Status History	10	nitor Binary Ir	nputs	20		.0	4.0	5.0 I/A	6.0	70	8.0 9.0	10.0	20.0	

Figura 75. Puntos de operación para las funciones de sobre corriente 50 y 51

Como se puede observar en el SCADA, se activó el indicador de falla en el IED. Procederemos a revisar la pantalla del IED 421, donde se puede ver que se activaron los indicadores de las funciones de sobre corriente 50 y 51, conforme a los puntos ingresados en el software Test Universe, tal como se ilustra en las figuras 76,77 y 78.



Figura 76.Falla del IED 421

SIMATIC WINCC Runtime Advanced	UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA CARRERA: ELECTRICIDAD
IED SEL-421	SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES Valores fundamentales Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores VA +54 Kv Ángulo +0 IA +3022/A Ángulo -79 VB +54 Kv Ángulo +120 IB +3017/A Ángulo +160 VC +54 Kv Ángulo +120 IC +3018/A Ángulo +40 Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores
	Sec. Pos. +54 Kv Ángulo +0 Sec. Pos. +3019 A Ángulo -79 Sec. Nea. +0 Kv Ángulo +0 Sec. Nea. +0 A Ángulo +0 Sec. Zero +0 Kv Ángulo +0 Sec. Zero +0 A Ángulo +0 Habilitado
	 Trip Funcion 50 Funcion 51 Zona 1 Fase A Fase A Instantaneo Fase A Fase A Instantaneo Fase A Fase A Fase A Instantaneo Fase A Instantaneo Fase A Instantaneo Fase A Fase A Instantaneo Fase A Fase
G	Autor: Roberto Meza Zuñiga Tutor: Ing. Ervin Solano Villegas, Msc

Figura 77. Falla de las función 50 en el IED 421

IMATIC WinCC Runtime Advanced	- 0	×
	UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA CARRERA: ELECTRICIDA	
	SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES Valores fundamentales	
IED SEL-421	Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores VA +63 Kv Ángulo +0 IA +900 A Ángulo -59 VB +63 Kv Ángulo +120 IB +899 A Ángulo -179 VC +63 Kv Ángulo +119 IC +899 A Ángulo +60 Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Sec. Pos. +63 Kv Ángulo +0 Sec. Pos. +899 A Ángulo -55 Sec. Rea. +0 Kv Ángulo +0 Sec. Zero +0 A Ángulo +0 Sec. Zero +0 Kv Ángulo +0 Sec. Zero +0 A Ángulo +0 Habilitado Funcion 50 Zona 1 Fase A Instantaneo Tempo	
	Funcion 51	
0	Autor: Roberto Meza Zuñiga Tutor: Ing. Ervin Solano Villegas, Msc	

Figura 78.Falla de las funciones 51 en el IED 421

Luego, se presentarán los puntos de prueba para la función 21 de distancia. Estos puntos fueron seleccionados en función de los ajustes por zonas previamente establecidos. Al igual que con la función de sobre corriente, estas pruebas se realizaron utilizando el software Test Universe del fabricante, junto con la máquina Omicron CMC 356, como se ilustra en la figura 79.



Figura 79. Puntos de operación para la función 21 por zonas

Fuente: Autor

En el SCADA se observó la activación de los indicadores de la función 21, comenzando por la zona 1 y posteriormente por la zona 2, de acuerdo con el estudio de protecciones previamente realizado, tal como se ilustra en las figuras 80 y 81.

SIMATIC WinCC Runtime Advanced		– 🗆 X
	UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA CARR	ERA: ELECTRICIDAD
IED SEL-421	SCHWEITZER ENGINEEERING LABORATORIES Valores fundamentales Lectura Valores <	Valores -79 +160 +40 Valores -79
	Sec. Nea. +0 Kv Ángulo Sec. Zero +0 Kv Ángulo Habilitado	+0 +0
	Trip Zona 1 Fase A I Funcion 50 Zona 2 Fase B Fase C Funcion 51 Fase C Fase C	nstantaneo Tiempo
G	Autor: Roberto Meza Zuñiga Tutor: Ing. Ervin Solano Villegas, Msc	

Figura 80.Falla de la función 21 en Zona 1

ESTIMATIC WinCC Runtime Advanced	UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA CARRERA: ELECTRICIDAD	
IED SEL-421	SCHWEITZER ENGINEERING DEBORATORIES Valores Lectura Valores Lectura Valores VA +54 Kv Ángulo +0 IA +1202A Ángulo -79 VB +54 Kv Ángulo +120 IB +1200A Ángulo +160 VC +54 Kv Ángulo +119 IC +1201A Ángulo +40 Vc +54 Kv Ángulo +119 IC +1201A Ángulo +40 Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Lectura Valores Sec. Pos. +54 Kv Ángulo +0 Sec. Nea. +0 Angulo -79 Sec. Nea. +0 Kv Ángulo +0 Sec. Nea. +0 Angulo -79 Sec. Nea. +0 Kv Ángulo +0 Sec. Nea. +0 Angulo +0 Sec. Zero +0 Kv Ángulo +0 Sec. Zero +0 Angulo +0 Mabilitado Imabilitado Euctura	
G	Trip Trip Funcion 50 Funcion 51 Autor: Roberto Meza Zuñiga Tutor: Ing. Ervin Solano Villegas, Msc	1

Figura 81. Falla de la función 21 en Zona 2

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Se realizó el estudio de la coordinación de protecciones utilizando el software DIgSILENT PowerFactory, basado en los datos proporcionados por el ejercicio. Con esta herramienta, empleada para análisis de sistemas de potencia, se determinaron los ajustes óptimos para las funciones de protección 50, 51 y 21, lo que permitió una adecuada parametrización del IED.
- Se empleó la normativa IEC 61850, que constituye la base de la automatización en sistemas de potencia, lo que permitió la integración efectiva del IED SEL 421 a la RTU SEL RTAC 3530. La implementación de esta normativa facilitó la lectura de las variables de medición y el disparo de las protecciones en tiempo real.
- Se diseñó de manera satisfactoria el sistema SCADA en el software TIA Portal WINCC para la supervisión en tiempo real del objeto de estudio, lo que nos permitió observar al sistema en operación normal y en condiciones de fallos.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda leer el manual de la RTU SEL RTAC 3530 el tipo de dato que se dispone para realizar una correcta asignación de las funciones del protocolo Modbus.
- Se recomienda actualizar cada cierto tiempo los sistemas SCADAS con tecnologías emergentes, de esta forma garantizamos una supervisión en tiempo real más eficaz.
- Se recomienda verificar las direcciones de las variables asignadas en el software WINCC con los registros creados en la tabla Modbus de la RTU SEL RTAC 3530.
- Se recomienda la verificación del findware del IED SEL 421 y de la RTU SEL RTAC 3530 en la página del fabricante, para conocer si los dispositivos disponen del STANDAR IEC 61850.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Grainger John J. and Stevenson William D., *Análisis de Sistemas de Potencia*. 2020.
- [2] Horowitz Stanley and Phadke Arun, "POWER SYSTEM RELAYING," 2014.
- [3] OMICRON, "IEC 61850: introducción y soluciones de prueba," 2020.
- [4] Thomas Mini S. and McDonald John D., "Power system SCADA and smart grids," 2015.
- [5] IEEE, Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines. IEEE, 2016.
- [6] Library, "Elementos de un Sistema SCADA." Accessed: Dec. 19, 2023. [Online]. Available: https://1library.co/document/yngm951z-monitorizacion-tecnologia-evaluacion-parametrosfuncionamiento-minicentral-fotovoltaica-funcionamiento.html
- [7] REDELCOM, "Parametrización y Configuración de Comunicaciones en reles SEL, SIEMENS, GE Y ABB," 2024.
- [8] Matulic I., "Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia." Accessed: Feb. 12, 2024.
 [Online]. Available: http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1683-07892003000100005
- [9] F. Barreo González, SISTEMAS DE ENERGÍA ELECTRICA. 2004.
- [10] Stephen W. Fardo and Dale R. Patrick, "Electrical Power Systems Technology," 2018.
- [11] T. Wildi, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*, 6th ed. México, 2007.
- [12] L. L. Grigsby, J. H. Harlow, and J. D. Mcdonald, "Electric Power Engineering," 2015.
- [13] ENDESA, "El transformador eléctrico." [Online]. Available: https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientes-alternascon-un-transformador-electrico
- [14] T. Gönen and Y. Hou, "Electrical Power Transmission System Engineering," 2020.
- [15] S. Sivanagaraju and G. Sreenivasan, "POWER SYSTEM OPERATION AND CONTROL," 2021. [Online]. Available: www.electronicbo.com
- [16] tecsaqro, "Efecto corona." Accessed: Aug. 18, 2024. [Online]. Available: https://www.tecsaqro.com.mx/blog/efecto-corona-definicion-causas-y-prevencion/

- [17] Romero G. and Martinez L., ELECTRICAL GENERATION AND DISTRIBUTION SYSTEMS AND POWER QUALITY DISTURBANCES. INTECH Open Access Publisher, 2011.
- [18] J. D. Glover, T. J. Overbye, and M. S. Sarma, "POWER SYSTEM ANALYSIS," 2017. [Online]. Available: www.cengage.com/highered
- [19] J. M. Gers and E. Holmes, "Calculation of short circuit currents," *Protection of Electricity Distribution Networks*, no. 158, pp. 11–41, 2021, doi: 10.1049/pbp0180e_ch2.
- [20] J. Lewis Blackburn and T. J. Domin, "Protective Relaying Principles and Applications," 2014.
- [21] IEEE, Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines. IEEE, 2016.
- [22] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), "Rele de proteccion." Accessed: Aug. 18, 2024.[Online]. Available: https://selinc.com/
- [23] Ram B. and Vishwakarma D., "Power System Protection and Switchgear," 2018.
- [24] F. Escobedo, "SISTEMAS DE PROTECCIÓN CON ETAP," 2023.
- [25] Power Factory, "DIgSILENT Power system solution." Accessed: Aug. 12, 2024. [Online]. Available: https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html
- [26] SEL, "SEL-421 Sistema de protección, automatización y control."
- [27] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), "AcSELerator Quickset," 2024.
- [28] Omicron, "CMC-356," 2024.
- [29] Omicron, "Test universe," 2024.
- [30] A. Dulmage, "Configuring the SEL RTAC to Exchange Data With SEL IEDs Over IEC 61850 GOOSE," vol. VII, pp. 1–26, 2021.
- [31] Aníbal. Klinger and Ricardo. Cepeda, "Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 para monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución," Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2020.
- [32] José. Yépez and Kevin. Granda, "'Implementación de mensajería GOOSE bajo la norma IEC61850 en relés SEL para esquemas de protección en barra," Guayaquil, 2017.
- [33] CELEC TRANSELECTRIC. and Edmundo. Terán, "Guía de conceptos, características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones," Guayaquil, 2017.

- [34] SGRwin, "IEC 61850: explicado de manera fácil," 2021, Accessed: Aug. 19, 2024. [Online].
 Available: https://www.sgrwin.com/es/iec-61850-explicado-de-manera-facil/
- [35] incibe, "Estándar IEC 61850, todos para uno y uno para todos." Accessed: Aug. 19, 2024.
 [Online]. Available: https://www.incibe.es/incibe-cert/blog/estandar-iec-61850-todos-uno-y-uno-todos#:~:text=Por%20%C3%BAltimo%2C%20el%20protocolo%20MMS,para%20las%20c

[36] schweitzer engineering laboratories, "ACSELERATOR Architect," 2024.

omunicaciones%20cliente%2Fservidor.

- [37] schweitzer engineering laboratories (SEL), "SEL-3530," 2024.
- [38] schweitzer engineering laboratories (SEL), "ACSELERATOR RTAC," 2021.
- [39] Siemens, "SIMATIC WinCC Professional The SCADA system inside TIA Portal," 2020.
- [40] Logicbus, "Protocolos de comunicación: MODBUS TCP/IP." Accessed: Aug. 19, 2024.
 [Online]. Available: https://www.logicbus.com.mx/blog/modbus-tcpip/#:~:text=MODBUS%20TCP%2FIP%20es%20una,utilizando%20los%20protocolos%20T CP%2FIP.
- [41] M. S. . Thomas and J. D. . Mc Donald, *Power system SCADA and smart grids*. 2015.
- [42] Ziegler G., "Numerical Distance Protection."
- [43] Cuenca Boris, "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DEL RELÉ SEL - 387E, LA RTU SEL – RTAC 3530 Y EL EQUIPO OMICRON CMC 356".

ANEXOS

ANEXO 1.- Resultados de las pruebas en la máquina de inyección de corriente OMICROM – Distancia.

Distance:							
Test Object - Device Settings							
Substation/Bay: Substation: Bay:		Substation address: Bay address:					
Device: Name/description: Device type: Serial/model number: Additional info 1: Additional info 2:		Manufacturer: Device address:					
Nominal Values:							
f nom: V nom (secondary): I nom (secondary):	60.00 Hz 110.0 V 5.000 A	Number of phases: V primary: I primary:	3 110.0 kV 630.0 A				
Residual Voltage/Cu	rrent Factors:						
VLN / VN: VN (secondary): Residual Voltage Direction:	1.000 63.51 V 3 * V0	IN / I nom: IN (secondary): Residual Current Direction:	1.000 5.000 A -3 * I0				
Limits:							
V max:	200.0 V	I max:	50.00 A				
Debounce/Deglitch I Debounce time:	Filters: 3.000 ms	Deglitch time:	0.00 s				
Overload Detection: Suppression time:	50.00 ms						
Other Device Proper	ties:						
Drop-out time:	20.00 ms						
Test Object - Oth	er RIO Functions						
Description		Namo	Value				
CB trip time		CB trip time	50.00 ms				
CB close time		CB close time	100.00 m	s			
Times for 52a, 52b in perc	cent of CB time	52a, 52b % of CB	20.00 %				
Test Object - Dis	tance Settings						
System parameters:							
Line length: PT connection: Impedance correction 1A/I nom: Impedances in primary values:	5.710 Ω at line no	Line angle: CT starpoint:	79.42 ° Dir. line				

Times:			
Prefault: Postfault:	1.000 s 500.0 ms	Max. fault: Time reference:	6.000 s Fault inception
Other:			
CB simulation: Switch off at zero crossing:	Off Yes	Extended zones:	Not active

Test Results

Shot Test: Fault Type L1-L2-L3





Cursor Data

	Time	Signal	Value
Cursor 1	0.00 s	<none></none>	n/a
Cursor 2	6.000 s	<none></none>	n/a
C2 - C1	6.000 s		n/a

Anexo 2. – Tabla 'IEC 61850 Communications - Table17.28 Logical Device: ANN (Annunciation)

TLEDGGI07	Ind01.stVal	EN	Relay enabled
TLEDGGI07	Ind02.stVal	TRIPLED	Trip LED
TLEDGGI07	Ind03.stVal	TLED_1	Target LED 1
TLEDGGI07	Ind04.stVal	TLED_2	Target LED 2
TLEDGGI07	Ind05.stVal	TLED_3	Target LED 3
TLEDGGI07	Ind06.stVal	TLED_4	Target LED 4
TLEDGGI07	Ind07.stVal	TLED_5	Target LED 5
TLEDGGI07	Ind08.stVal	TLED_6	Target LED 6
TLEDGGI07	Ind09.stVal	TLED_7	Target LED 7
TLEDGGI07	Ind10.stVal	TLED_8	Target LED 8
TLEDGGI07	Ind11.stVal	TLED_9	Target LED 9
TLEDGGI07	Ind12.stVal	TLED_10	Target LED 10
TLEDGGI07	Ind13.stVal	TLED_11	Target LED 11
TLEDGGI07	Ind14.stVal	TLED_12	Target LED 12
TLEDGGI07	Ind15.stVal	TLED_13	Target LED 13
TLEDGGI07	Ind16.stVal	TLED_14	Target LED 14

Instruction Manual

SEL-400 Series Relays

Table 17.28 Logical Device: ANN (Annunciation) (Sheet 15 of 16)

Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
TLEDGGI07	Ind17.stVal	TLED_15	Target LED 15
TLEDGGI07	Ind18.stVal	TLED_16	Target LED 16
TLEDGGI07	Ind19.stVal	TLED_17	Target LED 17
TLEDGGI07	Ind20.stVal	TLED_18	Target LED 18
TLEDGGI07	Ind21.stVal	TLED_19	Target LED 19
TLEDGGI07	Ind22.stVal	TLED_20	Target LED 20
TLEDGGI07	Ind23.stVal	TLED_21	Target LED 21
TLEDGGI07	Ind24.stVal	TLED_22	Target LED 22
TLEDGGI07	Ind25.stVal	TLED_23	Target LED 23
TLEDGGI07	Ind26.stVal	TLED_24	Target LED 24

Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
MET3PMMXU1	A.phsB.instCVal.mag.f	LIBFM	10-cycle average fundamental B-Phase current (magnitude)
MET3PMMXU1	A.phsC.instCVal.ang.f	LICFA	10-cycle average fundamental C-Phase current (angle)
MET3PMMXU1	A.phsC.instCVal.mag.f	LICFM	10-cycle average fundamental C-Phase current (magnitude)
MET3PMMXU1	Hz.instMag.f	FREQ	Tracking frequency
MET3PMMXU1	PF.phsA.instCVal.mag.f	DPFA	A-Phase displacement power factor
MET3PMMXU1	PF.phsB.instCVal.mag.f	DPFB	B-Phase displacement power factor
MET3PMMXU1	PF.phsC.instCVal.mag.f	DPFC	C-Phase displacement power factor
MET3PMMXU1	PhV.phsA.instCVal.ang.f	VAFA	A-Phase 10-cycle average fundamental phase voltage angle
MET3PMMXU1	PhV.phsA.instCVal.mag.f	VAFM	A-Phase 10-cycle average fundamental phase voltage magnitude
MET3PMMXU1	PhV.phsB.instCVal.ang.f	VBFA	B-Phase 10-cycle average fundamental phase voltage angle
MET3PMMXU1	PhV.phsB.instCVal.mag.f	VBFM	B-Phase 10-cycle average fundamental phase voltage magnitude
MET3PMMXU1	PhV.phsC.instCVal.ang.f	VCFA	C-Phase 10-cycle average fundamental phase voltage angle
MET3PMMXU1	PhV.phsC.instCVal.mag.f	VCFM	C-Phase 10-cycle average fundamental phase voltage magnitude
MET3PMMXU1	TotPF.instMag.f	3DPF	Three-phase displacement power factor
MET3PMMXU1	TotVA.instMag.f	3S_F	Fundamental apparent three-phase power
MET3PMMXU1	TotVAr.instMag.f	3Q_F	Fundamental reactive three-phase power
MET3PMMXU1	TotW.instMag.f	3P_F	Fundamental real three-phase power
MET3PMMXU1	VAr.phsA.instCVal.mag.f	QA_F	A-Phase fundamental reactive power
MET3PMMXU1	VAr.phsB.instCVal.mag.f	QB_F	B-Phase fundamental reactive power
MET3PMMXU1	VAr.phsC.instCVal.mag.f	QC_F	C-Phase fundamental reactive power
MET3PMMXU1	W.phsA.instCVal.mag.f	PA_F	A-Phase fundamental real power
MET3PMMXU1	W.phsB.instCVal.mag.f	PB_F	B-Phase fundamental real power
MET3PMMXU1	W.phsC.instCVal.mag.f	PC_F	C-Phase fundamental real power
METBK1MMXU1	A.phsA.instCVal.ang.f	B1IAFA	10-cycle average fundamental A-Phase current angle (Breaker 1)
METBK1MMXU1	A.phsA.instCVal.mag.f	B1IAFM	10-cycle average fundamental A-Phase current magnitude (Breaker 1)
METBK1MMXU1	A.phsB.instCVal.ang.f	B1IBFA	10-cycle average fundamental B-Phase current angle (Breaker 1)
METBK1MMXU1	A.phsB.instCVal.mag.f	B1IBFM	10-cycle average fundamental B-Phase current magnitude (Breaker 1)
METBK1MMXU1	A.phsC.instCVal.ang.f	B1ICFA	10-cycle average fundamental C-Phase current angle (Breaker 1)
METBK1MMXU1	A.phsC.instCVal.mag.f	B1ICFM	10-cycle average fundamental C-Phase current magnitude (Breaker 1)
METBK2MMXU2	A.phsA.instCVal.ang.f	B2IAFA	10-cycle average fundamental A-Phase current angle (Breaker 2)
METBK2MMXU2	A.phsA.instCVal.mag.f	B2IAFM	10-cycle average fundamental A-Phase current magnitude (Breaker 2)
METBK2MMXU2	A.phsB.instCVal.ang.f	B2IBFA	10-cycle average fundamental B-Phase current angle (Breaker 2)
METBK2MMXU2	A.phsB.instCVal.mag.f	B2IBFM	10-cycle average fundamental B-Phase current magnitude (Breaker 2)
METBK2MMXU2	A.phsC.instCVal.ang.f	B2ICFA	10-cycle average fundamental C-Phase current angle (Breaker 2)

Anexo 3. – En el Anexo 1 se encuentra la tabla 'IEC 61850 Communications - Table10.16 Logical Device: MET (Metering)



Anexo 3. – Pruebas física en el laboratorio de protecciones.

