



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

“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”

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: BORIS ISAAC CUENCA DELGADO

TUTOR: ING. ERVIN GEOVANNY SOLANO VILLEGAS, MSC

Guayaquil – Ecuador

2024

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Boris Isaac Cuenca Delgado con documento de identificación N°
0932320914 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, 19 de febrero del año 2024

Atentamente,



Boris Isaac Cuenca Delgado

0932320914

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

Yo, Boris Isaac Cuenca Delgado con documento de identificación No. 0932320914, 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 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”, 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, 19 de febrero del año 2024

Atentamente,


Boris Isaac Cuenca Delgado
0932320914

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 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, realizado por Boris Isaac Cuenca Delgado con documento de identificación N° 093232014, 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, 19 de febrero del año 2024

Atentamente,



Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, Msc

0923481915

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres, Liliana Delgado y Gustavo Cuenca, así como a mis hermanas Arianna y Naomi Cuenca, abuelos, tíos y primos, quienes siempre han brindado su apoyo incondicional y fuerza durante todo mi trayecto universitario.

También quiero dedicar este trabajo a dos personas muy importantes en mi vida, Luis Alberto Coloma Villalva y Ramón Jeremías Vera Olaves. Aunque ya no están físicamente conmigo, sus buenos deseos, enseñanzas invaluable y eterno apoyo desde el cielo continúan guiándome y brindándome la fortaleza necesaria para superarme constantemente.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a Dios por brindarme la fortaleza necesaria para perseverar ante las adversidades y alcanzar este importante logro.

Al Ing. Ervin Solano por el aporte de su conocimiento, permitiéndome desarrollar nuevas destrezas siendo un guía fundamental para el desarrollo de este trabajo de titulación.

A mi amigo Roberto Meza por brindarme su apoyo incondicional frente a cada una de las adversidades que se presentaron.

También deseo expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que contribuyeron a este proceso: mi familia, amigos, profesores y compañeros de trabajo que actuaron como mentores, brindándome valiosas enseñanzas que han enriquecido tanto mi desarrollo profesional como personal.

Agradezco de corazón a cada uno de ustedes por hacer posible este logro.

RESUMEN

Este proyecto de grado tiene como finalidad brindarle a los próximos Ingenieros Eléctricos conocimientos sobre temas muy actuales y de gran apogeo como lo son la Coordinación de Protecciones, Standard IEC 61850 y la creación de un sistema SCADA. Temas que han permitido la modernización de la carrera, facilitando la interoperabilidad de los equipos de protección e impulsado el desarrollo de nuevas destrezas.

La ejecución de este proyecto se desarrollará sobre un SEP en el que en primera instancia se realizará el estudio de coordinación de protecciones para un Transformador de Potencia y dos alimentadores presentes en un sistema de distribución. Dicho sistema será implementado bajo la normativa IEEE 37.91 e IEC 61850. En la cual la mensajería de eventos y disparos de protecciones se llevará a cabo por servicio GOOSE. Mientras que el servicio MMS será usado para el envío de reportes hacia el SCADA. El uso de servicios de mensajería que posee el standard nos garantiza selectividad, confiabilidad y rapidez al sistema de protecciones.

Finalmente se creará el entorno gráfico del sistema SCADA, el cual nos permitirá realizar un monitoreo en tiempo real del SEP en cuestión, similar a lo podemos encontrar en la estación de control de una Subestación Eléctrica Automatizada.

ABSTRACT

The purpose of this Project is to provide knowledge to the next generation of Electrical Engineers about current topics such as Protections Coordination, IEC 61850 Standard, and Scada Systems. Those topics have allowed the modernization of this career, the interoperability between IEDs and development of new skills.

This project will be developed about Power System in a distribution network. In which, in the first instance study of protections coordination will be performed for a Power Transformer and two feeders. This case of study is going to be based on IEEE C37.91 and IEC 6180 STANDARD. Events and protections trips are going to be mapped by GOOSE service. Reports for SCADA system will be sent using MMS service. Implementing these services correctly, the reliability, selectivity and speed of operation are ensured by the standard.

To conclude, The SCADA system will be created for monitoring the whole system in real time, like a real automated substation.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.....	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	vii
ABSTRACT	viii
ÍNDICE DE CONTENIDOS	1
ÍNDICE DE FIGURAS.....	6
ÍNDICE DE TABLAS	10
ABREVIATURAS	11
CAPÍTULO I.....	12
1. INTRODUCCIÓN	12
1.1 ANTECEDENTES	12
1.2 PROBLEMÁTICA	13
1.3 OBJETIVOS	14
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
1.4 JUSTIFICACIÓN	14
1.5 ALCANCE DEL PROYECTO	15
1.6 DELIMITACIÓN.....	15
1.7 BENEFICIARIOS.....	16

CAPÍTULO II	17
2. MARCO TEÓRICO	17
2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)	17
2.1.1. DEFINICIÓN	17
2.1.2. ETAPAS DEL SEP	18
2.1.2.1. GENERACIÓN	18
2.1.2.2. TRANSMISIÓN	18
2.1.2.3. DISTRIBUCIÓN	19
2.2. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	20
2.2.1. DEFINICIÓN	20
2.2.2. ESQUEMAS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	21
2.2.2.1. BARRA SIMPLE	21
2.2.2.2. BARRA SIMPLE SECCIONADA	21
2.2.2.3. BARRA SIMPLE CON SECCIONADOR DE BYPASS	22
2.2.2.4. BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	23
2.2.2.5. BARRA DOBLE	23
2.2.2.6. BARRA EN ANILLO	24
2.2.2.7. BARRA INTERRUPTOR Y MEDIO	25
2.2.3. FALLAS SIMÉTRICAS	25
2.2.4. FALLAS ASIMÉTRICAS	26
2.2.5. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	27
2.2.5.1. FALLAS EN TRANSFORMADORES	28
2.3.3.1.1. FALLAS EXTERNAS	28
2.3.3.1.2. FALLAS INTERNAS	29
2.3. ELEMENTOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	30

2.3.1.	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (PT O VT) Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (CT)	30
2.3.2.	ASPECTOS FUNDAMENTALES DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS ..	31
2.3.3.	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	31
2.3.4.	INTERRUPTORES DE POTENCIA	33
2.3.5.	FUSIBLES.....	33
2.3.6.	SECCIONALIZADORES	34
2.3.7.	RECONECTADORES	34
2.3.8.	RELÉS DE PROTECCIÓN.....	34
2.4.	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN DISTRIBUCIÓN	35
2.4.1.	CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	35
2.4.2.	FUNCIONES DE PROTECCIÓN	36
2.4.2.1.	PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE TIEMPO INVERSO (51)....	36
2.4.2.2.	PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE INSTANTÁNEO (50).....	36
2.4.2.3.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR (87T).....	37
2.4.3.	ETAP.....	38
2.4.4.	IED – SEL 751.....	38
2.4.5.	IED – SEL 387E	39
2.4.6.	ACSELERATOR QUICKSET	40
2.4.7.	OMICRON CMC – 356	40
2.4.7.1.	TEST UNIVERSE	41
2.5.	SCADA.....	42
2.5.1.	STANDARD IEC – 61850	42
2.5.1.1.	ESTRUCTURA DE DATOS IEC 61850.....	43
2.5.1.2.	NIVELES DE FUNCIONAMIENTO BAJO IEC 61850.....	44
2.5.1.3.	GOOSE	45

2.5.1.4.	MMS	46
2.5.1.5.	ASCELERATOR ARCHITEC	46
2.5.2.	COMPONENTES DEL SISTEMA SCADA.....	47
2.5.2.1.	RTU	47
2.5.2.2.	ASCELERATOR RTAC	48
2.5.2.3.	SWITCH.....	49
2.5.2.4.	CABLE UTP.....	49
2.5.3.	WINCC RT – ADVANCED	50
2.5.3.1.	MODBUS TCP/IP	51
CAPÍTULO III		52
3.	MARCO METODOLÓGICO	52
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO	52
3.1.1.	DIAGRAMA UNIFILAR.....	53
3.1.2.	ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES.....	54
3.2.	AJUSTE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR.....	55
3.2.1	AJUSTE DE FUNCIÓN DIFERENCIAL	59
3.2.2	AJUSTE DE FUNCIÓN DE SOBRE CORRIENTE.....	61
3.3.	AJUSTE PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR.....	64
3.3.1	AJUSTES DE FUNCIÓN DE SOBRE CORRIENTE	66
3.4.	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	68
3.5.	CONFIGURACIÓN DE NORMATIVA IEC 61850	70
3.5.1	CONFIGURACIÓN RED LAN EN LOS IEDs	70
3.5.2	CONFIGURACIÓN DE RED EN RTAC – 3530.....	71
3.5.3	PRUEBA DE CONECTIVIDAD.....	73
3.5.4	CREACIÓN DE ARCHIVOS .CID DE LOS IEDs.....	74
3.5.5	CONFIGURACIÓN RTU – RTAC SEL 3530.....	89

3.6. CONFIGURACIÓN DE SCADA WINCC - ADVANCED	97
CAPÍTULO IV	100
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	100
4.1. OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES	100
4.2. OPERACIÓN EN FALLA.....	101
4.2.1 FALLA DE TRANSFORMADOR	102
4.2.2 FALLA DE ALIMENTADOR	107
CAPÍTULO V	110
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
5.1. CONCLUSIONES	110
5.2. RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFÍA.....	112
ANEXOS.....	116

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Universidad Politécnica Salesiana Sede – Guayaquil Campus Centenario.....	16
Figura 2.- Esquema General de un SEP	17
Figura 3.- Diferentes tipos de Generación Eléctrica y sus fuentes Primarias	18
Figura 4.- Esquema Etapa de Transmisión.....	19
Figura 5.- Esquema Etapa de Distribución.....	19
Figura 6.- Pliego tarifario, Categorías y Niveles de Voltaje.....	20
Figura 7.- Esquema de Barra Simple	21
Figura 8.- Esquema de Barra Simple Seccionada	22
Figura 9.- Esquema de Barra simple con seccionador bypass	22
Figura 10.- Esquema de Barra Principal y Transferencia.....	23
Figura 11.- Esquema de Barra Doble	24
Figura 12.- Esquema de Barra en Anillo	24
Figura 13.- Esquema de Barra Interruptor y Medio	25
Figura 14.- Falla Trifásica	26
Figura 15.- Fallas Asimétricas.....	27
Figura 16.- Transformador de Potencia.....	27
Figura 17.- Fallas Externas en Transformadores.....	29
Figura 18.- Falla Interna en Transformador	30
Figura 19.- Transformador de Corriente y Tensión.....	31
Figura 20.- Interruptor de Potencia	33
Figura 21.- IED SEL 451 – Controlador de Bahía	35
Figura 22.- Curva de Disparo por tiempo inverso.....	36
Figura 23.- Curva de Disparo Instantáneo	36
Figura 24.- Protección Diferencial de Transformador	37
Figura 25.- Operación Característica de la Protección Diferencial.....	38
Figura 26.- IED SEL – 751	39
Figura 27.- IED SEL – 387E	39
Figura 28.- Software Acseerator Quickset	40
Figura 29.- Omicron CMC – 356.....	41

Figura 30.- Software Test Universe – OMICRON.....	41
Figura 31.- Estructura de Standard IEC – 61850	42
Figura 32.- Estructura de Datos IEC 61850	43
Figura 33.- Modelado Funcional IEC 61850	44
Figura 34.- Niveles de un SAS bajo IEC 61850	45
Figura 35.- Servicio GOOSE	45
Figura 36.- Mensajería MMS	46
Figura 37.- Software Ascelerator Architec – SEL.....	47
Figura 38.- Controlador en Tiempo Real (RTAC)- SEL 3530	47
Figura 39.- Software Ascelerator RTAC – SEL	48
Figura 40.- Switch de Comunicaciones.....	49
Figura 41.- Cable UTP	50
Figura 42.- Software WINCC RT – ADVANCED	50
Figura 43.- Protocolo MODBUS	51
Figura 44.- Diagrama unifilar del sistema.....	53
Figura 45.- Arquitectura de comunicaciones.....	54
Figura 46.- Activación de Funciones 50,51,87 en el software Acseleator Quickset.....	56
Figura 47.- Información General del Transformador (1)	57
Figura 48.- Información General del Transformador (2)	58
Figura 49.- Ajustes de Protección Diferencial en software Acseleator Quickset	60
Figura 50.- Ajustes de Protecciones para Fase en Acseleator Quickset.....	62
Figura 51.- Ajuste de Protecciones para Neutro en Acseleator Quickset	63
Figura 52.- Información General del Alimentador.....	65
Figura 53.- Ajuste de Sobre corriente Temporizada para Fase en Acseleator Quickset	66
Figura 54.- Ajuste de sobre corriente Temporizada para Neutro en Acseleator Quickset	67
Figura 55.- Coordinación para Fase en Software ETAP	68
Figura 56.- Coordinación para Neutro en Software ETAP	69
Figura 57.- Configuración por pantalla IED SEL - 751_1	70
Figura 58.- Ingreso al Web Server de la RTAC – 3530.....	71
Figura 59.- Pantalla Principal Web Server RTAC – 3530	71
Figura 60.- Pantalla de Configuración de Interfaces.....	72
Figura 61.- Configuración de Puerto Eth_1 en RTAC – 3530	72

Figura 62.- Configuración dirección IP en la Laptop.....	73
Figura 63.- Prueba de conectividad.....	74
Figura 64.- Creación SEL - 751_1 y SEL - 751_2	75
Figura 65.- Versión SEL - 751_1 y SEL - 751_2	75
Figura 66.- Creación SEL – RTAC 3530.....	76
Figura 67.- Versión SEL – RTAC 3530	76
Figura 68.- Creación SEL - 387E	77
Figura 69.- Versión SEL - 387E	77
Figura 70.- Selección del modelo de control.....	78
Figura 71.- Direccionamiento IP SEL - 387E	78
Figura 72.- Direccionamiento IP SEL - 751_1	79
Figura 73.- Direccionamiento IP SEL - 751_2.....	79
Figura 74.- Direccionamiento IP SEL – RTAC 3530.....	80
Figura 75.- Creación de Señales Buffered SEL - 751_1 y SEL - 751_2	81
Figura 76.- Señales Unbuffered SEL - 751_1 y SEL - 751_2.....	81
Figura 77.- Señales Goose SEL - 751_1 y SEL - 751_2	82
Figura 78.- Señales Buffered SEL - 387E	82
Figura 79.- Señales Unbuffered SEL - 387E.....	83
Figura 80.- Señales Goose SEL - 387E.....	83
Figura 81.- Configuración para la transmisión de Mensajería Goose.....	84
Figura 82.- Configuración Disparos por Goose en IED SEL – 751	84
Figura 83.- Generación de reportes	85
Figura 84.- Envío de reportes a RTAC	85
Figura 85.- Envío de archivo CID a IED SEL - 751	86
Figura 86.- Credenciales para SEL - 751	87
Figura 87.- Envío IEC 61850 finalizado en SEL 751	87
Figura 88.- Credenciales para SEL - 387E.....	88
Figura 89.- Envío IEC 61850 finalizado en SEL 387E.....	88
Figura 90.- Ingreso AcSELerator RTAC	89
Figura 91.- Elección del modelo y firmware de RTAC.....	90
Figura 92.- Carga de archivo SCD. con la configuración IEC 61850.....	90
Figura 93.- Archivo .SCD cargado	91

Figura 94.- Interfaz principal del proyecto.....	91
Figura 95.- Ingreso en modo online con la RTAC	92
Figura 96.- Ventana Go Online RTAC	92
Figura 97.- Venta de Aceptar Cambios en configuración.....	93
Figura 98.- Establecimiento de Conexión Online con la RTAC	93
Figura 99.- Creación de conexión MODBUS en RTAC	94
Figura 100.- Creación tipo de conexión MODBUS	94
Figura 101.- Asignación IP al MODBUS Server	95
Figura 102.- Creación de Señales Bool.....	95
Figura 103.- Creación de Señales Análogas.....	96
Figura 104.- Conversión de datos en Tag Processor	96
Figura 105.- Creación de nuevo proyecto en TIA PORTAL	97
Figura 106.- Creacion de aplicativo HMI WINCC en software TIA PORTAL	98
Figura 107.- Configuración de conexión MODBUS TCP/IP en WINCC.....	98
Figura 108.- Creación de Variables del HMI	99
Figura 109.- Asignación de variables	99
Figura 110.- Operación normal pantalla principal SCADA.....	100
Figura 111.-Operación normal pantalla alimentador SCADA	101
Figura 112.- Falla de Transformador de Potencia en software ETAP	102
Figura 113.- Test Diferencial en software Test Universe	103
Figura 114.- Visualización SCADA falla Diferencial SEL 387E.....	104
Figura 115.- Test sobre corriente en software Test Universe	105
Figura 116.- Visualización SCADA falla Sobre corriente SEL 387E	105
Figura 117.- Visualización de fallas en SCADA.....	106
Figura 118.- Falla de Alimentador 1 en software ETAP	107
Figura 119.- Test sobre corriente en software Test Universe	108
Figura 120.- Visualización SCADA falla Sobre corriente Fase SEL 751	108
Figura 121.- Visualización SCADA falla Sobre corriente Neutro SEL 751	109
Figura 122.- Pantalla principal SCADA con falla de alimentadores.....	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Dispositivos de Protección ANSI.....	32
Tabla 2.- Direcciones IP de los dispositivos.....	54
Tabla 3.- Datos del Transformador (1)	55
Tabla 4.- Datos del Transformador (2)	55
Tabla 5.- Cálculo de CTs y PT para Transformador de Potencia	55
Tabla 6.- Ajuste Protección Diferencial 87T	59
Tabla 7.- Cálculo de Ajustes para la función 51P y 50P del Transformador de Potencia	61
Tabla 8.- Cálculo de Ajustes para función 51N y 50N del Transformador de Potencia.....	61
Tabla 9.- Datos nominales del Alimentador	64
Tabla 10.- Cálculo de Ajustes para funciones 51P y 51N del alimentador	66

ABREVIATURAS

IED	Intelligent Electronic Device
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
ANSI	American National Standards Institute
V	Voltios
KV	Kilo Voltios
MVA	Mega Volti-Amperio
RTU	Remote Terminal Unit
RTAC	Real-Time Automation Controller
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
MMS	Manufacturing Message Specification
IEC	International Electrotechnical Commission
SAS	Sistema de Automatización de Subestaciones
TP	Transformador de Potencial
TC	Transformador de Corriente
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

El tema del siguiente proyecto técnico es “Diseño e implementación de un sistema de protección de transformador en una red de distribución mediante el uso del relé SEL 387E, la RTU SEL RTAC-3530 y el equipo Omicron CMC – 356” en el cual se plantea determinar los ajustes para los relés de protección de un Transformador de Potencia y dos alimentadores presentes en una red de distribución, mismos que estarán comunicados con la RTU bajo el standard IEC 61850.

Este trabajo consta de cinco capítulos para su implementación. El primero describe el problema, antecedentes, y la justificación de porque se desea llevar a cabo este proyecto.

Por su parte en el segundo capítulo se describe todos los conceptos generales que son de vital importancia para el entendimiento de este trabajo.

En el tercer capítulo se explicará la metodología usada para la ejecución del proyecto, se presentará el escenario y se indicará como se determinaron los ajustes para las protecciones con el software etap, Adicional se describirá el proceso de comunicaciones entre los IEDs con la RTU junto con la implementación de la normativa IEC 61850 done se configurarán los servicios de mensajerías GOOSE para los disparos de protecciones y MMS para reportes, mismos que servirán para que las variables puedan ser visualizadas en el sistema SCADA usando el aplicativo WINCC del fabricante SIEMENS.

En el cuarto capítulo se mostrarán los resultados obtenidos durante la ejecución y pruebas del proyecto. Finalmente, en el quinto capítulo se llevarán a cabo las conclusiones y recomendaciones que se pudieron obtener de este proyecto.

1.1 ANTECEDENTES

El desarrollo de nuevas tecnologías dentro del campo de la Ingeniería Eléctrica y la Automatización de Sistemas de Potencia ha permitido modernizarnos, desarrollando nuevas habilidades y destrezas. Particularmente en el área de Protecciones, en donde la operación en conjunto de la mano con el control y monitoreo en tiempo real nos permite la preservación de

elementos bastantes costosos y esenciales como lo es el Transformador de Potencia, esto es primordial para una operación fiable del SEP [1].

El incremento mundial de la demanda de electricidad genera la necesidad de que los sistemas de transmisión, distribución y generación se vuelvan más eficientes. Este rápido desarrollo de la tecnología nos obliga a la adopción de los sistemas SCADA y la automatización general de los SEP [2].

La implantación de la normativa IEC 61850 nos brinda la versatilidad de trabajar con distintos IEDs facilitando la interoperabilidad su integración al sistema SCADA. Lo que mejora y la supervisión y control de los Transformadores de Potencia. Esto permite una detención rápida y precisa de cualquier anomalía, minorizando daños e interrupciones, generando una mejor confiabilidad del sistema.

1.2 PROBLEMÁTICA

La Energía Eléctrica es uno de los recursos fundamentales que posee la sociedad industrial actualmente. Los SEP son una red muy compleja. La cual se encuentra conformada por Generadores, Transformadores, Líneas de Transmisión - Distribución y Cargas [1].

Los SEP se encuentran sujetos a constantes perturbaciones debido a cambios repentinos de cargas o fallas originadas por causas naturales. También en algunas ocasiones siendo el resultado de errores de operación o mal funcionamiento de algún elemento. Cuando se dan estos eventos los elementos de protección en los que intervienen los bien conocidos Relés de Protección o IEDs. Son dispositivos que se encuentran monitoreando constantemente el comportamiento de la red y deben detectar condiciones anormales e iniciar acciones correctivas tan pronto como sea posible con la finalidad de regresar al sistema a un estado de operación normal [1].

Los Transformadores de Potencia son uno de los componentes más relevantes dentro de un sistema de distribución y adicional el de mayor inversión. Es por esta razón que sus elementos de protección deben estar debidamente seleccionados y configurados acorde a su capacidad e importancia [3].

Con la finalidad de mejorar la confiabilidad, alargar la vida útil, y salvaguardar en este caso la integridad del Transformador de Potencia. Se han desarrollado nuevas tecnologías en el área de

redes y comunicación las cuales son usadas para poder monitorear, enviar mensajes y realizar control en tiempo real sobre los, IEDs, switches, breakers, o algún otro equipo principal que controle el flujo de energía [2].

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el 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 de prueba OMICRON CMC-356.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Establecer el escenario sobre el cual se va a desarrollar la implementación del proyecto de Tesis propuesto.
- ✓ Realizar el estudio de coordinación de protecciones en software ETAP y parametrizar los IEDs con los valores de arranque obtenidos para las funciones 50, 51 y 87.
- ✓ Ejecutar pruebas de protecciones mediante el uso de la maquina OMICRON - CMC – 356.
- ✓ Emplear STANDARD IEC 61850 entre los IEDs con la RTAC – 3530 para obtención de señales análogas y disparo de protecciones.
- ✓ Emplear protocolo MODBUS – TCP entre RTAC – 3530 y el aplicativo SCADA WINCC – SIEMENS.

1.4 JUSTIFICACIÓN

En el laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana se posee un módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en Sistemas Eléctricos de Potencia. En el cual se desarrollará el estudio y análisis de la coordinación de protecciones para el proyecto de tesis propuesto, mediante la utilización de los distintos IEDs y un controlador de

tiempo real RTAC. Debido al elevado costo de reparación o remplazo del Transformador de Potencia, en caso de una violenta falla con probabilidades muy altas de incendio en equipos adyacentes.

Proteger la integridad del elemento limitando los daños se convierte en un objetivo principal. Realizar el estudio para la selección de elementos de protección de este equipo tan indispensable para el suministro de energía requiere de un análisis de ingeniería muy detallado donde se determinará el esquema más rentable y confiable [4]. La implementación de la normativa IEC 61850 es fundamental para Los Sistemas de Automatización en Subestaciones (SAS). El alcance extenso que posee esta norma nos brinda la posibilidad de realizar monitoreo y control sobre el SEP de manera constante sin importar el fabricante garantizando la interoperabilidad. De tal modo que se pueda registrar parámetros en operación normal y en estado de falla. Los cuales a través de análisis de ingeniería se dará solución de forma oportuna con la finalidad de evitar afectaciones en los equipos [5].

1.5 ALCANCE DEL PROYECTO

Durante la ejecución de este proyecto se llevará a cabo el diseño y la implementación de coordinación de protecciones para un transformador de Potencia empleando la Normativa IEC 61850.

Posteriormente se realizará el mapeo mediante el protocolo de comunicación MODBUS - TCP de las señales implementadas en IEC 61850, para poder visualizarlas en el aplicativo SCADA WINCC del fabricante SIEMENS.

1.6 DELIMITACIÓN

El lugar donde se implementará el estudio y realizará las pruebas, será el “Módulo de pruebas de protecciones de redes de distribución en Sistemas Eléctricos de Potencia”, situado en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas que mantiene la carrera de Ingeniería Eléctrica, de la Universidad Politécnica salesiana sede guayaquil, en el campus Centenario. La realización del proyecto será estrictamente con fines didácticos.



Figura 1.- Universidad Politécnica Salesiana Sede – Guayaquil Campus Centenario

Fuente: Google Maps

1.7 BENEFICIARIOS

A través del estudio e implementación de este proyecto de Tesis, se logrará beneficiar con conocimiento acerca del desarrollo y pruebas de la normativa IEC 61850 a los estudiantes de la carrera de Ingeniería en Electricidad de la Universidad Politécnica Salesiana. Mediante la realización de prácticas y ejercicios de aplicación esperamos brindarle un excelente valor agregado a su formación técnica como Ingenieros eléctricos.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

2.1.1. DEFINICIÓN

Los SEP tienen como propósito satisfacer la demanda requerida por los usuarios, mediante un sistema interconectado, al mínimo costo, con una alta fiabilidad y tratando de generar un bajo impacto ambiental [6].

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están compuestos en diferentes etapas las cuales son generación, transmisión y distribución. Los SEP incluyen una variedad de componentes en su operación tales como generadores, transformadores de potencia, líneas de transmisión, subestaciones y sistemas de distribución, etc [7].

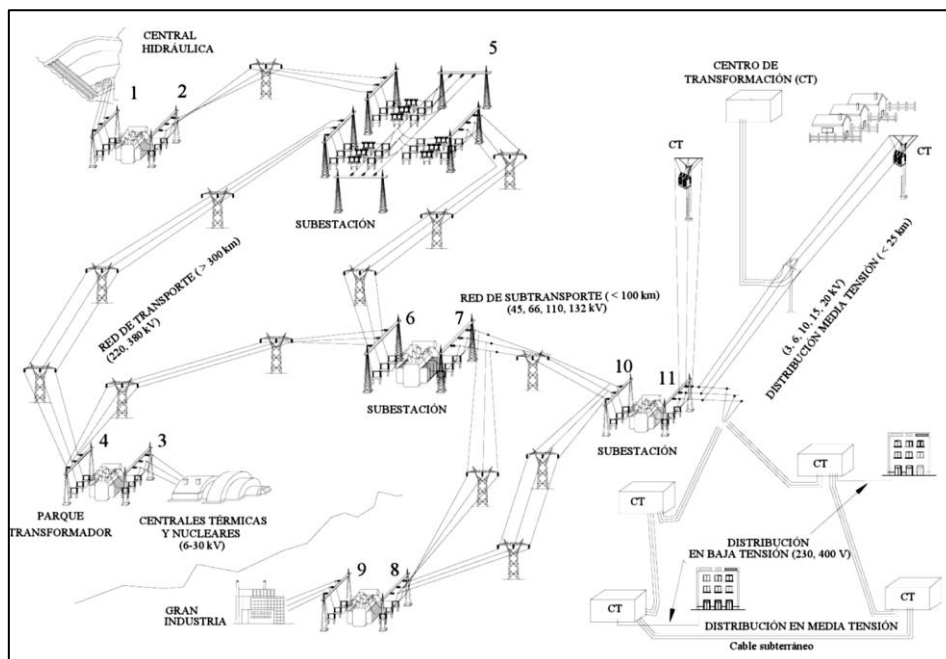


Figura 2.- Esquema General de un SEP

Fuente: [8]

2.1.2. ETAPAS DEL SEP

2.1.2.1. GENERACIÓN

Es en esta etapa donde se da la producción de la energía eléctrica en las centrales de Generación, las cuales van a depender del tipo de energía primaria que estas requieran. Entre ellas pueden estar Centrales Hidroeléctricas, Térmicas, Solares, Eólicas, Nucleares, etc.

La máquina eléctrica denominada Alternador Trifásico es el elemento donde se da la conversión de energía mecánica a Eléctrica. Su tensión en bornes puede estar entre 4.16 a 25 KV, a 60 Hz para la mayoría de los países en América y en 50 Hz para Europa. Su potencia nominal puede llegar hasta 1500 MVA [8].

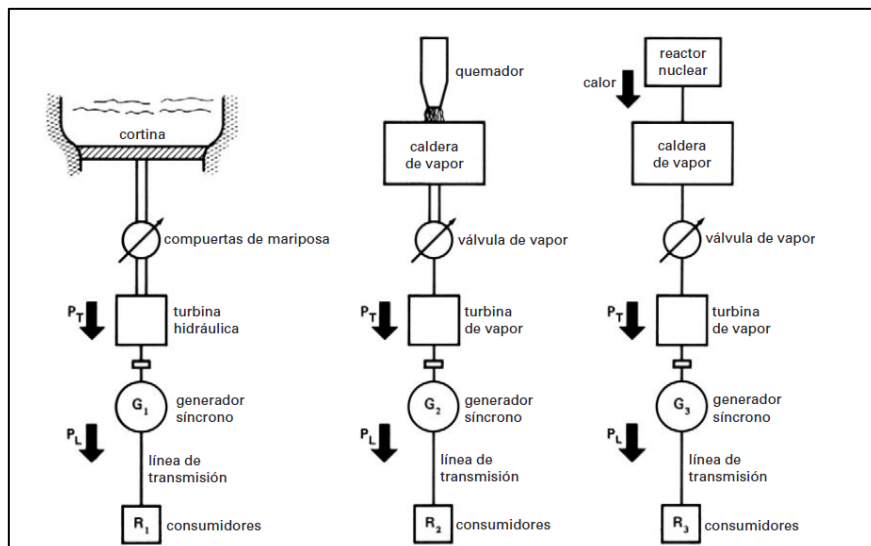


Figura 3.- Diferentes tipos de Generación Eléctrica y sus fuentes Primarias

Fuente: [9]

2.1.2.2. TRANSMISIÓN

El propósito de esta etapa es realizar el transporte de la energía eléctrica de manera eficiente y con las menores pérdidas desde los puntos de Generación, elevando los niveles de voltaje estandarizados bajo la normativa ANSI a 69, 115, 138, 161, 230, 345, 500 y 765 KV mediante el uso de transformadores de Potencia. Hacia las subestaciones para reducir estos niveles de voltaje y continuar con la siguiente etapa denominada distribución [10].

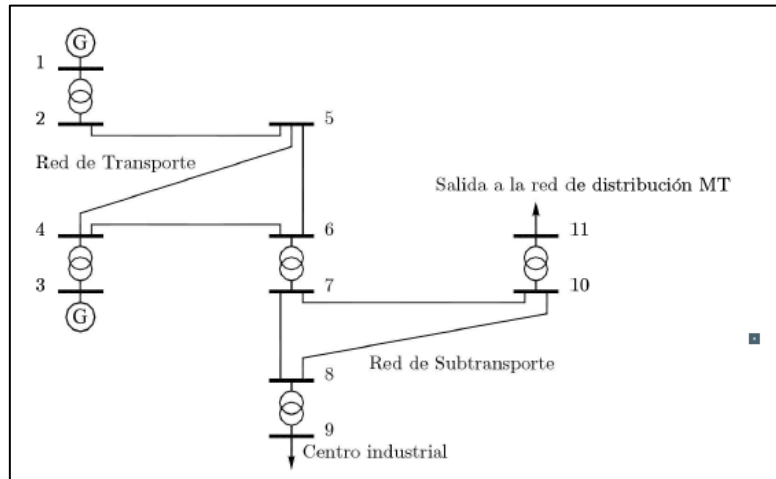


Figura 4.- Esquema Etapa de Transmisión

Fuente: [8]

2.1.2.3. DISTRIBUCIÓN

Finalmente, en etapa después de haber pasado por las subestaciones de distribución se realiza la entrega y consumo de la energía eléctrica. Se puede dividir en dos secciones. La primaria que se encarga de suplir cargas que se encuentra bien definida geográfica y normalmente se entrega en niveles desde 4 hasta 34.5 KV, a los consumidores industriales debido a su alta demanda se les realiza la entrega de energía a los mismos niveles voltaje de los alimentadores principales [10].

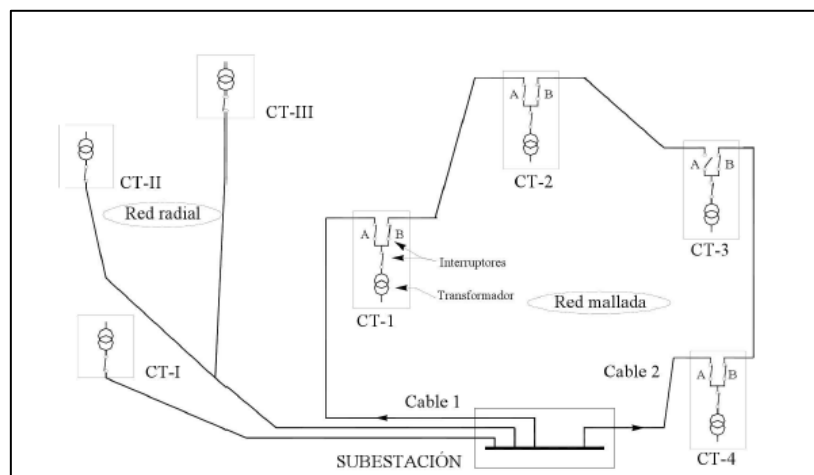


Figura 5.- Esquema Etapa de Distribución

Fuente: [8]

La segunda sección se los denomina consumidores comerciales y residenciales, la reducción del nivel de voltaje puede variar dependiendo del lugar donde se encuentre. En Ecuador se tienen definido los siguientes valores.

Categoría	Nivel de Voltaje - NV	Grupo de Consumo	Registro de Demanda		
Residencial	Bajo Voltaje – BV $NV < 600 V$	Residencial	Sin demanda		
		Comercial	Sin demanda		
			Con demanda		
		Industrial	Con demanda horaria		
			Sin demanda		
		Otros(*)	Con demanda		
			Con demanda horaria		
			Con demanda horaria diferenciada		
		General	Medio Voltaje – MV $600 V \leq NV \leq 40 kV$	Comercial	Con demanda
				Industrial	
				Otros(*)	
Comercial	Con demanda horaria				
Otros(*)	Con demanda horaria diferenciada				
Alto Voltaje – AV $AV1: 40 kV \leq NV \leq 138 kV$	Comercial		Con demanda horaria		
	Otros(*)				
	Industrial		Con demanda horaria diferenciada		
AV2: $NV > 138 kV$	Industrial				

Nota.- (*) El grupo de consumo Otros considera consumidores como entidades oficiales, asistencia social, servicios comunitarios, bombeo de agua, escenarios deportivos, estaciones de carga rápida, entre otros.

Figura 6.- Pliego tarifario, Categorías y Niveles de Voltaje

Fuente: [11]

2.2. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

2.2.1. DEFINICIÓN

Es el grupo de elementos eléctrico, presentes en un sistema eléctrico de potencia, cuya función principal es transformar niveles de voltaje y derivar circuitos de potencia [12].

2.2.2. ESQUEMAS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

2.2.2.1. BARRA SIMPLE

Es una de las configuraciones de barra en subestaciones con más bajo costo, son bastantes sencillas en instalación y maniobra debido que todas las cargas y alimentadores se encuentran conectados en dicha barra. Como consecuencia posee un bajo nivel de Confiabilidad incluso usando Relés de Protección. Ya que, en presencia de alguna falla, mantenimiento en la barra principal o del Interruptor. Toda la instalación se vería afectada [13].

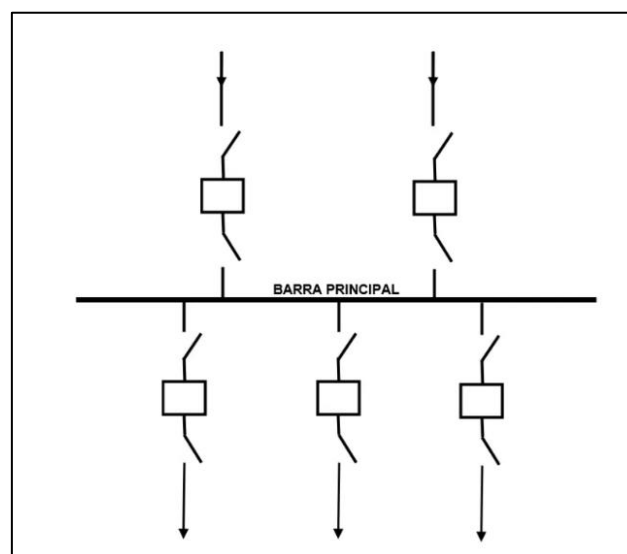


Figura 7.- Esquema de Barra Simple

Fuente: [14]

2.2.2.2. BARRA SIMPLE SECCIONADA

Es bastante similar a la configuración de barra simple, pero en este caso se ha seccionado la barra de tal forma que, si existe una falla en barra, se desconecta toda la subestación, apertura el seccionador de seccionamiento y se normaliza el servicio a la parte no afectada. Es de uso muy común en sistemas donde existe una cantidad considerable de bahías y al menos dos fuentes distintas.

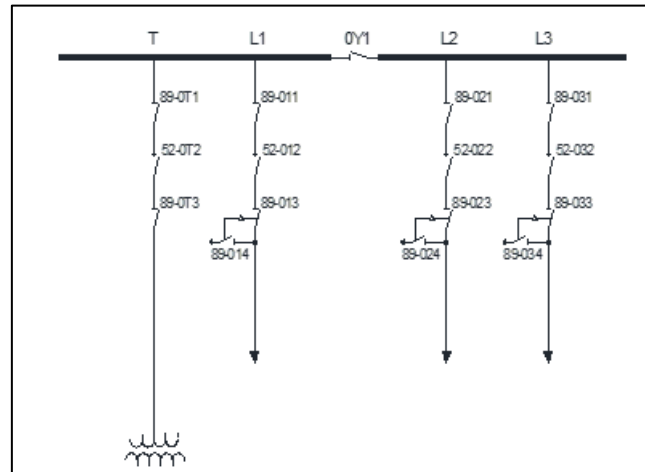


Figura 8.- Esquema de Barra Simple Seccionada

Fuente: [14]

2.2.2.3. BARRA SIMPLE CON SECCIONADOR DE BYPASS

Esta configuración es la misma que barra simple a diferencia que se incorpora unos seccionadores para cada una de las derivaciones conectadas a la barra. Mejorando así un poco la confiabilidad. Puesto que, frente a un mantenimiento o inspección de elementos de corte, se mantiene el servicio [15].

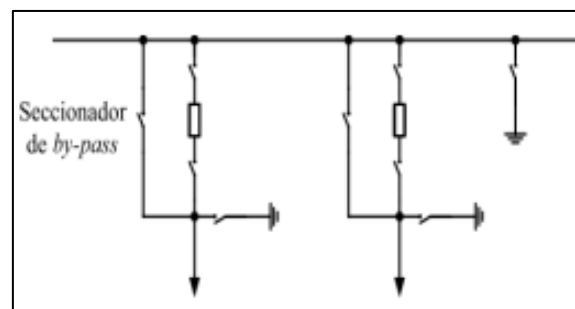


Figura 9.- Esquema de Barra simple con seccionador bypass

Fuente: [16]

2.2.2.4. BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

Esta configuración está conformada por dos barras independientes, principal P y transferencia T enlazadas a través de un interruptor. Todos los circuitos son alimentados desde la barra principal pasando por sus respectivos interruptores y seccionadores. En caso de que algún elemento necesite ser intervenido para mantenimiento o reparación, se lo aísla. Y mediante seccionadores se da continuidad al servicio desde la barra de transferencia.

Los costos de instalación son apropiados con relación a su utilidad y facilidad para realizar mantenimientos con líneas protegidas. Debido al interruptor de enlace, su relé asociado debe ser algo complejo. La falla de un interruptor o una barra puede causar la pérdida total de la subestación [13].

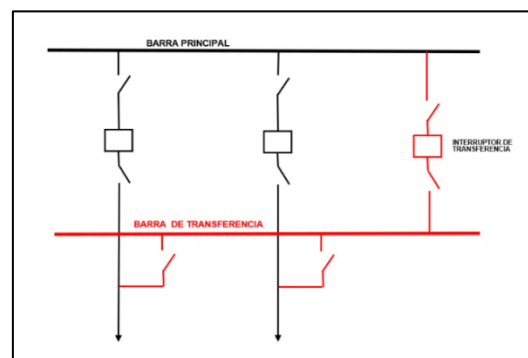


Figura 10.- Esquema de Barra Principal y Transferencia

Fuente: [14]

2.2.2.5. BARRA DOBLE

Este esquema posee un costo más elevado en comparación con los anteriores por lo que comprende un juego de 2 barras conectadas entre sí mediante un interruptor de enlace. Cada salida posee un interruptor y 2 seccionadores conectados a cada una de las barras. Cuando se cierra el interruptor de enlace, las salidas pueden ser alimentadas por cualquiera de las 2 vías. Incluso si alguna de las 2 barras sale de operación por falla o mantenimiento, no tendría incidencia sobre la otra. Ya que el interruptor aparta la barra en defecto, quedando en operación la otra barra. Esto aporta una alta confiabilidad, el servicio no se ve interrumpido y genera flexibilidad en la operación [13].

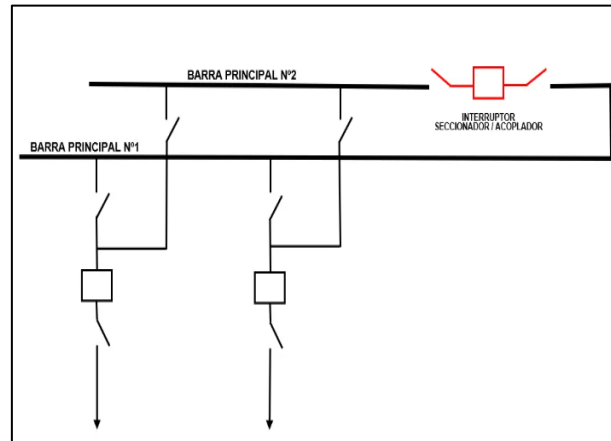


Figura 11.- Esquema de Barra Doble

Fuente: [14]

2.2.2.6. BARRA EN ANILLO

Este tipo de configuración es de uso casi exclusivo en zonas de alto voltaje. Por lo que cada circuito necesita estar respaldado por un Relé y se limita a un máximo de 6 salidas. Es bastante flexible en la operación ya que no necesita un interruptor de enlace. Está constituido por interruptores que forman un anillo, en donde las cargas se conectan entre dos estos elementos generando alta confiabilidad por lo que no es necesario interrumpir el servicio en revisiones periódicas. Adicional dispone de doble alimentación por cada circuito, no necesita de buses principales, diseño económico, no genera interrupción del servicio [13].

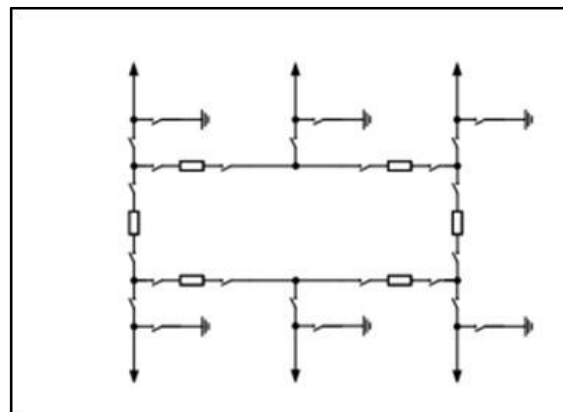


Figura 12.- Esquema de Barra en Anillo

Fuente: [14]

2.2.2.7. BARRA INTERRUPTOR Y MEDIO

Para este tipo de configuración se establece 2 buses principales, los cuales se encuentran normalmente energizados. Cada salida dispone de un juego de 3 interruptores y 2 seccionadores. Esta configuración se la encuentra comúnmente en niveles de alto voltaje. Permite de ser necesario aislar uno de los buses o realizar mantenimiento a cualquier interruptor sin interrumpir el servicio. Otorga amplia confiabilidad y flexibilidad en la operación. Al igual que el anterior, este esquema también posee doble alimentación por circuito por lo que es necesario la utilización de relés de protección [13].

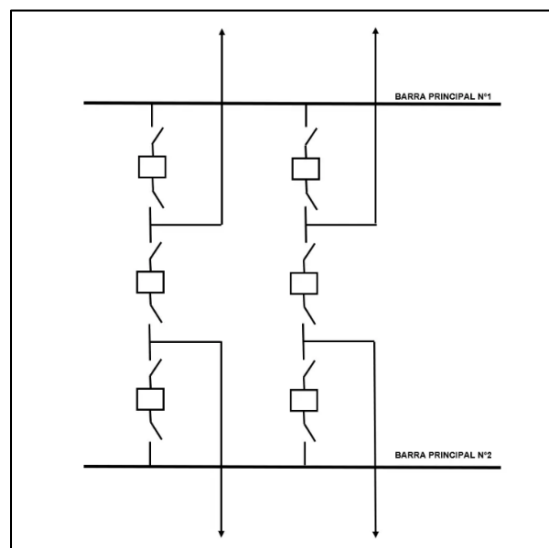


Figura 13.- Esquema de Barra Interruptor y Medio

Fuente: [14]

2.2.3. FALLAS SIMÉTRICAS

Se describe como un cortocircuito que afecta simultáneamente las tres fases, una falla que, aunque poco común, representa la más grave. Dado que la red está equilibrada, se aborda de manera individual para cada fase. Las otras dos fases transportan corrientes idénticas, con excepción del desplazamiento de fase [10].

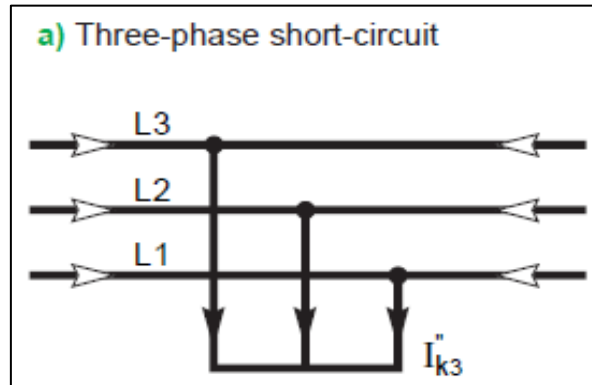


Figura 14.- Falla Trifásica

Fuente: [17]

2.2.4. FALLAS ASIMÉTRICAS

Estas situaciones son frecuentes y menos graves en comparación con las fallas simétricas. Principalmente se dividen en tres categorías: línea a línea (b), doble línea a tierra (c), y línea a tierra (d). La falla más frecuente, que abarca el 65-70% de todas las situaciones, es la de línea a tierra (d). Este tipo de falla se produce cuando un conductor entra en contacto con la tierra o el suelo. Las fallas dobles a tierra, que implican que ambos conductores hagan contacto con el terreno, constituyen el 15-20% de las situaciones. En contraste, las fallas de línea a línea ocurren cuando dos conductores entran en contacto, principalmente debido al balanceo de líneas causado por el viento, y representan el 5-10% de las fallas.

Estas condiciones son también denominadas fallas no equilibradas, ya que su presencia conlleva a un desequilibrio en el sistema. Este desequilibrio implica que los valores de impedancia difieren en cada fase, generando corriente desequilibrada que fluye a través de las fases. Analizar estas situaciones resulta más complejo y se aborda de manera análoga a las fallas balanceadas trifásicas, tratándolas fase por fase [18].

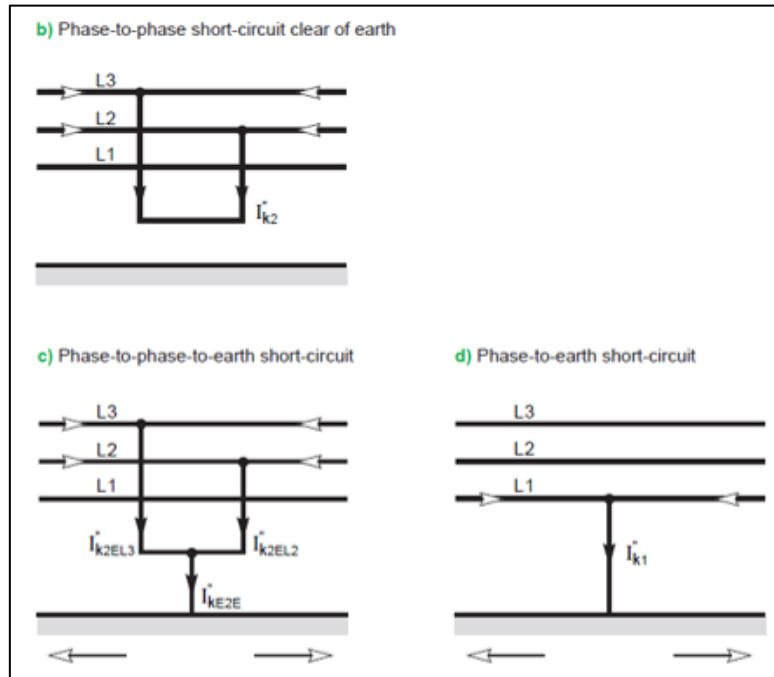


Figura 15.- Fallas Asimétricas

Fuente: [17]

2.2.5. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador es aquella maquina eléctrica estacionaria, que transforma los niveles de voltaje en AT/AT o AT/MT (mayor a 34.5 KV), manteniendo su potencia. Son denominados de Potencia ya que su capacidad nominal es superior a los 500 KVA [1].



Figura 16.- Transformador de Potencia

Fuente: [19]

2.2.5.1. FALLAS EN TRANSFORMADORES

Los devanados del transformador y el núcleo magnético se encuentran sujetos a distintos esfuerzos tales como:

- Expansión y Contracción debido al ciclo térmico
- Vibración
- Calentamiento local debido al flujo magnético
- Esfuerzos debido a la circulación de corrientes de falla
- Sobrecalentamientos debido a sobrecargas o fallas en el sistema de enfriamiento [4].

2.3.3.1.1. FALLAS EXTERNAS

Se trata de fallos que se originan fuera de la zona protegida del transformador. Para salvaguardar contra este tipo de fallos, se emplean protecciones basadas en relés de sobre corriente que deben ser alimentados por transformadores de corriente distintos a los utilizados en la protección interna del transformador.

En el caso de fallos a tierra, generalmente se utilizan relés separados. Además, se aconseja instalarlos en el área de bajo voltaje. Si la fuente de alimentación durante el fallo se encuentra en el lado de alto voltaje, esta disposición evita que se vean afectados por las corrientes de energización Inrush. Por lo tanto, estas corrientes no afectarán la configuración de la corriente mínima de operación ni los tiempos de operación del relé [20].

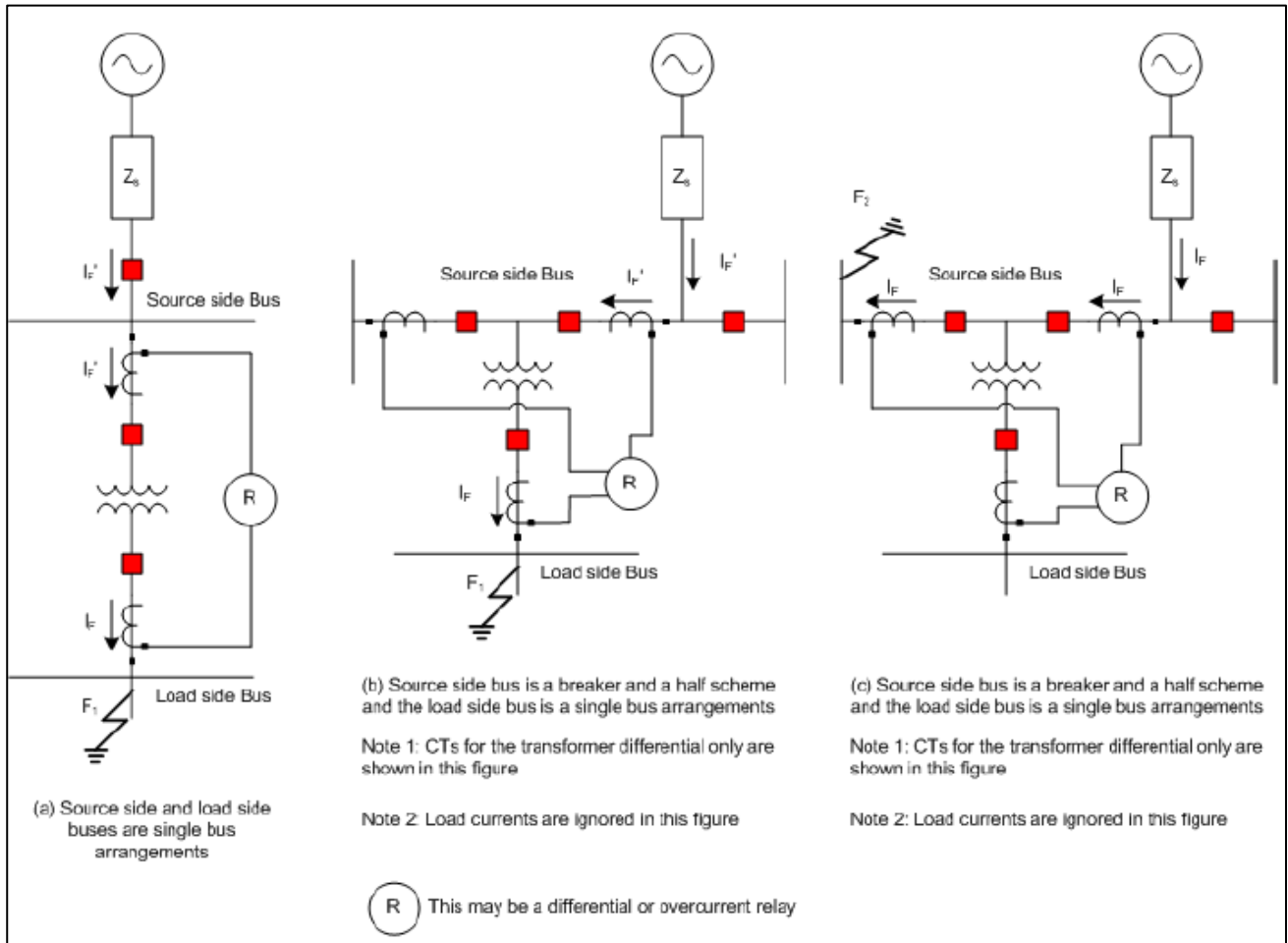


Figura 17.- Fallas Externas en Transformadores

Fuente: [4]

2.3.3.1.2. FALLAS INTERNAS

Se trata de defectos que surgen en la región resguardada del transformador, ya sea en el interior del depósito o en los transformadores de corriente (TC). Estos problemas se dividen en dos tipos: fallas incipientes y fallas activas, las cuales se generan debido al deterioro del aislamiento y otras componentes del transformador [20].

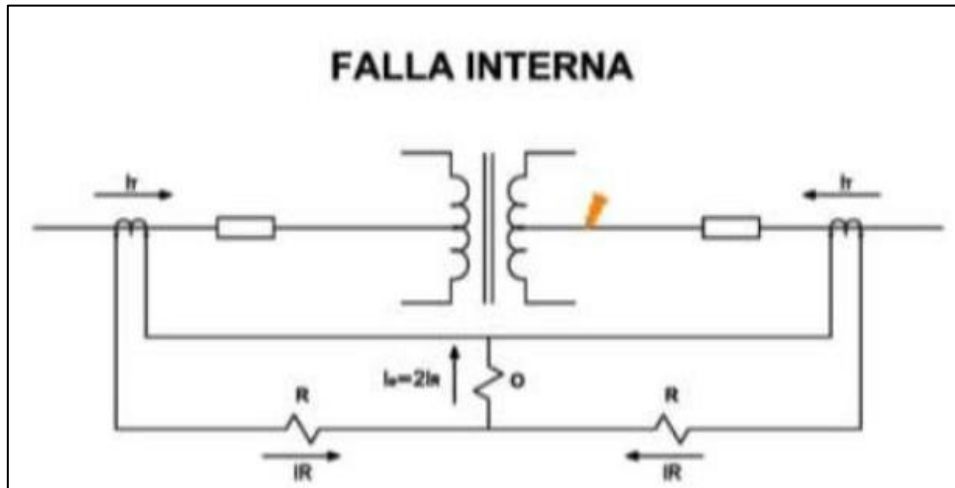


Figura 18.- Falla Interna en Transformador

Fuente: [20]

2.3. ELEMENTOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.3.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (PT O VT) Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (CT)

Los transformadores de corriente (CT) y de voltaje (VT), cumplen la función de reducir las magnitudes de las corrientes y voltajes del sistema eléctrico, a la vez que ofrecen aislamiento entre la red eléctrica y los dispositivos conectados. Los estándares de clasificación permiten cierta interoperabilidad entre fabricantes, con CT en EE. UU. clasificados a 5A y en Europa a 1A. Para VT, los devanados secundarios tienen clasificaciones de 120V para conexiones de fase a fase y 69.3V para conexiones de fase a neutro. Diseñados para tolerar condiciones anormales, los CT resisten corrientes de falla breves, mientras que los VT soportan sobretensiones dinámicas indefinidamente. Los CT son transformadores magnéticamente acoplados y los VT pueden incluir un divisor capacitivo de voltaje. También se mencionan brevemente transductores modernos que emplean componentes electrónicos y de fibra óptica. Su función principal es suministrar señales precisas a relés y medidores, aunque es necesario tener en cuenta posibles errores de transformación [1].



Figura 19.- Transformador de Corriente y Tensión

Fuente: [21],[22]

2.3.2. ASPECTOS FUNDAMENTALES DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Los cinco aspectos fundamentales son los siguientes:

- **Confiabilidad:** Asegurarse de que la protección funcione de manera adecuada.
- **Selectividad:** Maximizar la continuidad del servicio al mismo tiempo que se minimiza la desconexión del sistema.
- **Velocidad de operación:** Reducir al mínimo la duración de las fallas, disminuir el daño al equipo y prevenir la inestabilidad del sistema.
- **Simplicidad:** Utilizar la menor cantidad posible de equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.
- **Economía:** Alcanzar el nivel máximo de protección con el costo total más bajo.

2.3.3. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

En la tabla 1, se mostrará algunos de las funciones de protección con su respectivo código ANSI.

FUNCIÓN	NÚMERO ANSI
RELÉ DE DISTANCIA	21
DISPOSITIVO DE CHEQUEO DE SINCRONISMO	25
DISPOSITIVO TÉRMICO	26
RELÉ DE BAJO VOLTAJE	27
RELÉ DE POTENCIA INVERSA	32
RELÉ DE CAMPO DE EXCITACIÓN	40
BREAKER DE CAMPO DE EXCITACIÓN	41
RELÉ DE SECUENCIA NEGATIVA	46
RELÉ TERMICO	49
RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO	50
RELÉ DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO	51
INTERRUPTOR DE POTENCIA	52
RELÉ DE SOBREVOLTAJE	59
RELÉ DE PRESIÓN, FLUJO O NIVE DE LÍQUIDOS Y GASES.	63
RELÉ DE PROTECCIÓN A TIERRA.	64
RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.	67
RELÉ DE ALARMA	74
RELÉ DE RECIERRE.	79
RELÉ DE FRECUENCIA	81
RELÉ RECEPTOR DE ONDA PORTADORA	85
RELÉ AUXILIAR CON BLOQUEO.	86

Tabla 1.- Dispositivos de Protección ANSI

Fuente: [23]

2.3.4. INTERRUPTORES DE POTENCIA

Los interruptores son mecanismos de conmutación que pueden interrumpir corrientes en condiciones normales o de falla, clasificándose en “Interruptor de tanque muerto” o “Interruptor de tanque vivo” según su diseño. En el caso del interruptor de tanque muerto, sus contactos de interrupción están resguardados dentro de una cabina metálica conectada a tierra y rodeada de gas SF₆ u aceite. El flujo de corriente sigue un trayecto desde los bujes de alto voltaje, pasa a través del sistema de contacto y sale por otro buje de alto voltaje [24].



Figura 20.- Interruptor de Potencia

Fuente: [25]

2.3.5. FUSIBLES

Los fusibles son elementos económicos y simples utilizados por los SED para protección contra sobre corrientes. Aunque básicos, son altamente confiables, ofreciendo protección prolongada sin necesidad de mantenimiento. Su funcionamiento implica que, cuando una corriente elevada atraviesa la lámina fusora, esta se funde debido a la generación de alta temperatura, desconectando así la fase afectada. Existe una variedad de fusibles con diferentes principios de funcionamiento, adaptándose al voltaje, la aplicación y las características del equipo a proteger [26].

2.3.6. SECCIONALIZADORES

Un seccionalizador es un dispositivo que, tras la interrupción de la corriente de falla por parte de un interruptor o reconectador aguas arriba, aísla automáticamente secciones con fallas en un circuito de distribución. Su ubicación típica es aguas abajo de un reconectador, y su funcionamiento implica contar las operaciones del reconectador durante fallas. Después de un número predeterminado de operaciones, el seccionalizador se abre para aislar la sección afectada, y tiene la capacidad de cerrarse para restaurar el suministro en áreas sin fallas. Su utilidad se presenta en situaciones donde lograr una coordinación precisa con dispositivos protectores cercanos resulta difícil [27].

2.3.7. RECONECTADORES

Este dispositivo de autocontrol actúa como una protección al interrumpir y restaurar automáticamente un circuito con falla. En el caso de fallas temporales, la energía se recupera mediante operaciones de recierre programadas, mientras que, en fallas permanentes el dispositivo realiza reconexiones para aislar la zona afectada. Su implementación garantiza la continuidad del servicio, especialmente considerando que la mayoría de las fallas en un SED son temporales. A pesar de sus ventajas, como la capacidad de ajustar sus características de operación, los reconectores enfrentan desafíos como problemas en la coordinación de protecciones y altos costos de mantenimiento [26].

2.3.8. RELÉS DE PROTECCIÓN

La IEEE define un relé de protección en un Sistema Eléctrico de Potencia como un dispositivo diseñado para activarse bajo condiciones predefinidas, causando la operación de contactos o cambios en los circuitos de control. Estos relés, que son microprocesadores, tienen la función principal de aislar las fallas en los sistemas eléctricos para evitar daños a los equipos. Se utilizan para medir, proteger, controlar y supervisar parámetros preestablecidos en los Sistemas Eléctricos de Potencia. Su acción rápida al detectar fallas internas contribuye a mejorar la confiabilidad y la continuidad del suministro de energía [23], [28].

Apartir de esta sección a los relés de Protección se los denominará como **IEDs**.



Figura 21.- IED SEL 451 – Controlador de Bahía

Fuentes: [29]

2.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN DISTRIBUCIÓN

Asegurar la confiabilidad de un sistema requiere un funcionamiento adecuado de sus distintas áreas, siendo el estudio de protecciones eléctricas una parte crucial encargada de proporcionar seguridad al sistema eléctrico. Incluso en sistemas eléctricos de distribución altamente confiables, las contingencias son inevitables, y las protecciones juegan un papel esencial al aislar las fallas del sistema con prontitud [26].

2.4.1. CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Algunos de los criterios presentes en los Sistemas de Distribución son los siguientes:

- Fusible – Fusible
- Reconectador – Fusible
- Reconectador – Seccionalizador
- Reconectador – Seccionalizador – Fusible
- Reconectador – Reconectador
- Reconectador – Relé [27].

2.4.2. FUNCIONES DE PROTECCIÓN

2.4.2.1. PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE TIEMPO INVERSO (51)

El relé entra en funcionamiento luego de un período de tiempo preestablecido cuando la corriente medida sobrepasa el nivel predeterminado. Esta funcionalidad se logra mediante una unidad instantánea y un temporizador que genera el retardo necesario [30].

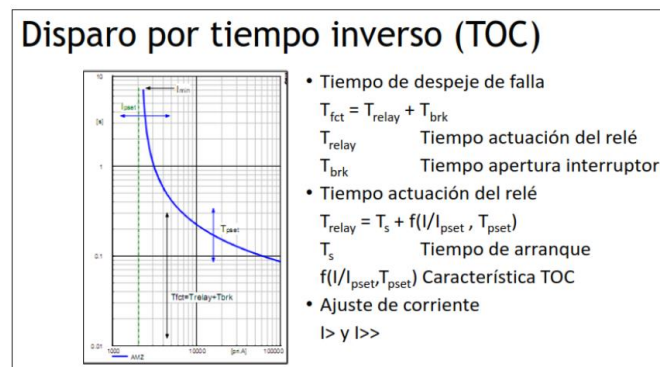


Figura 22.- Curva de Disparo por tiempo inverso

Fuente:[30]

2.4.2.2. PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE INSTANTÁNEO (50)

El relé se activa de inmediato al sobrepasar la corriente medida el límite predefinido. Está diseñado para eliminar de manera instantánea cortocircuitos [30].

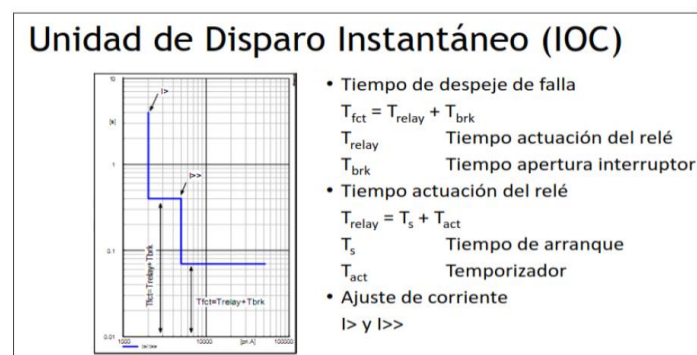


Figura 23.- Curva de Disparo Instantáneo

Fuente:[30]

2.4.2.3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR (87T)

La protección diferencial identifica de manera rápida las fallas para minimizar los daños ocasionados por corrientes de falla. La determinación precisa de la ubicación de la falla varía según el tamaño de la zona protegida, ya sea solo el transformador, el transformador y el bus, o el transformador con interruptores de alimentadores. Esto posibilita la implementación de técnicas automatizadas, como el aislamiento rápido de componentes defectuosos y la restauración de la carga. La pronta resolución de las fallas puede reducir de manera significativa los niveles de energía de los incidentes de arco eléctrico, disminuyendo la necesidad de extensa indumentaria y equipos de protección personal. El uso común de relés diferenciales de corriente se observa especialmente en la protección de transformadores con una clasificación de 10 MVA o más.

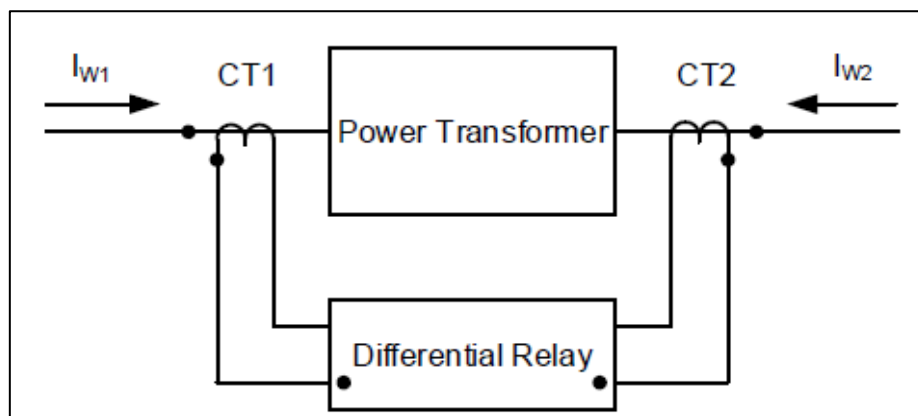


Figura 24.- Protección Diferencial de Transformador

Fuente: [4]

La diferencia porcentual en un relé puede ser constante o variable, dependiendo del diseño del dispositivo. Asimismo, existe un umbral mínimo de corriente diferencial que debe superarse para activar la desconexión, sin importar la corriente de restricción. Los detalles sobre la activación mínima, la corriente de restricción y la inclinación característica varían entre los diferentes fabricantes. La inclinación puede no seguir una línea recta y presentar una curva, lo cual está determinado por el diseño del sistema de restricción porcentual. Esta curva permite adaptarse incluso a desajustes porcentuales más amplios durante corrientes intensas [4].

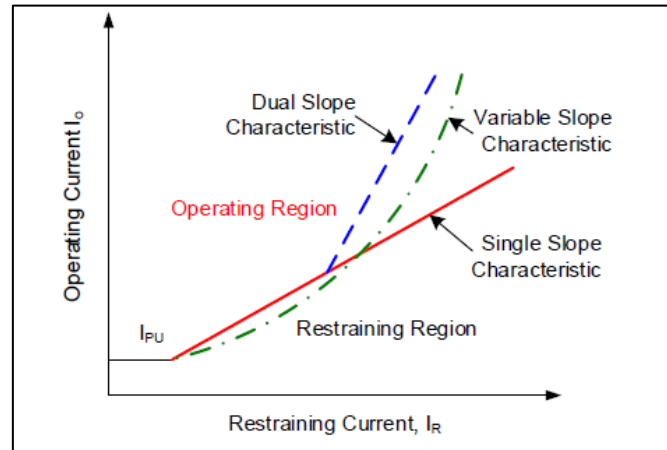


Figura 25.- Operación Característica de la Protección Diferencial

Fuente: [4]

2.4.3. ETAP

ETAP (Electric Transient and Analysis Program), es un software completo diseñado para el análisis y diseño de sistemas eléctricos de potencia. Sus características incluyen la creación de diagramas unifilares, la disposición de alimentadores en canalizaciones subterráneas, análisis de malla de tierra, estudios de flujo de carga en corriente alterna y continua, análisis de cortocircuitos, evaluación del arranque de motores, estudios de armónicos, análisis de estabilidad transitoria, coordinación de protecciones, capacidad amperimétrica de cables y análisis de descarga de baterías. Este software es esencial para realizar evaluaciones detalladas y optimizar el diseño y la operación de sistemas eléctricos complejos en la industria [31].

2.4.4. IED – SEL 751

SEL-751 es un dispositivo de protección especializado en garantizar la seguridad de los alimentadores en distintas industrias y empresas eléctricas. Su versatilidad se refleja en las opciones para la entrada de voltaje y corriente, en un montaje simple y ajustes de fácil ejecución. Proporciona una protección integral para circuitos de distribución, abordando aspectos como la mitigación de arcos eléctricos, la identificación de fallas, la detección de problemas de alta impedancia y el análisis de eventos. Además, facilita una integración eficiente mediante comunicación serial o Ethernet, empleando diversos protocolos incluyendo IEC 61850 [32].

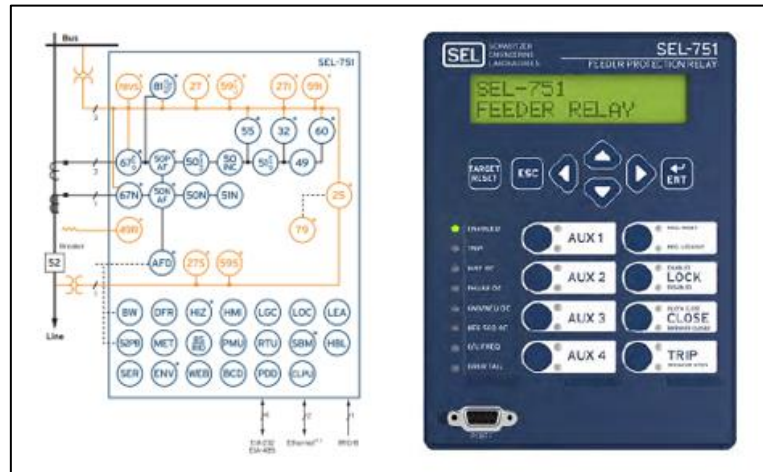


Figura 26.- IED SEL – 751

Fuentes:[33]

2.4.5. IED – SEL 387E

El IED Diferencial SEL-387E está equipado con tres elementos diferenciales que presentan características de doble pendiente. La segunda pendiente brinda protección contra la saturación del transformador de corriente (CT) durante fallas importantes. Es esencial llevar a cabo un análisis exhaustivo del rendimiento del CT en condiciones de saturación extrema para configurar adecuadamente la característica del relé en las distintas aplicaciones [34].

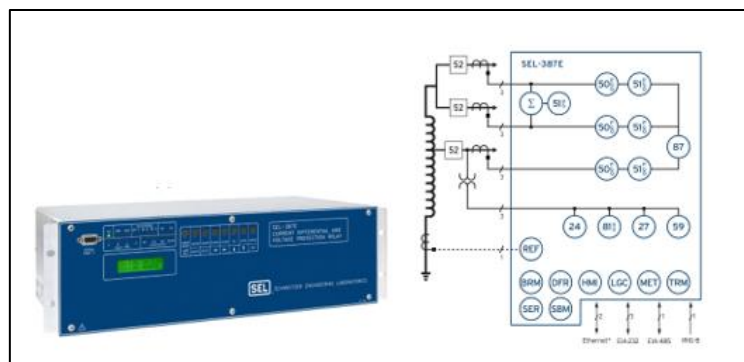


Figura 27.- IED SEL – 387E

Fuente: [35]

2.4.6. ACSELERATOR QUICKSET

Acseerator QuickSet es un software diseñado para técnicos e ingenieros que simplifica la configuración de protección, control, medición y monitoreo de sistemas. Facilita la configuración de dispositivos SEL, ofreciendo flexibilidad para programar tanto dispositivos individuales como sistemas completos. Posee reportes de medición para crear informes y cuenta con una base de datos de conectividad abierta y un lenguaje de consulta estructurado [36].



Figura 28.- Software Acseerator Quickset

Fuente: [37]

2.4.7. OMICRON CMC – 356

Es un dispositivo que se utiliza para inyectar una corriente controlada en un circuito eléctrico y permite realizar pruebas y mediciones. Estos equipos se utilizan comúnmente en aplicaciones industriales, como la prueba de transformadores, cables y otros componentes eléctricos [6].

El CMC 356 es compatible con una amplia gama de aplicaciones, incluidas la prueba de aislamiento en transformadores, generadores y líneas de transmisión, así como la detección de fallas en cables y equipos eléctricos [38].

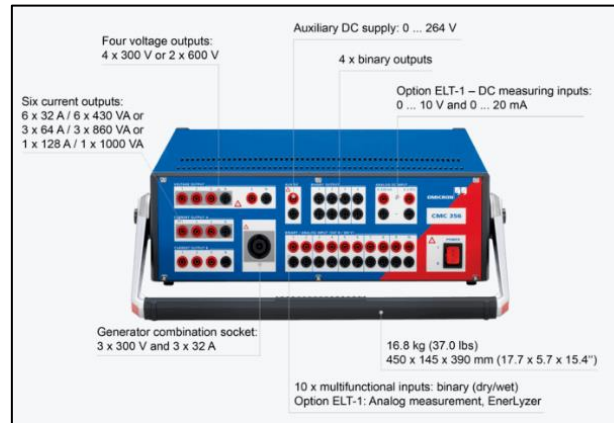


Figura 29.- Omicron CMC – 356

Fuente:[38]

2.4.7.1. TEST UNIVERSE

Test Universe, desarrollado por OMICRON para equipos CMC, posibilita la creación de pruebas automatizadas y flexibles. Se especializa en pruebas de equipos de protección, protecciones electromagnéticas y dispositivos electrónicos inteligentes de diferentes generaciones. Gracias a su estructura modular, simplifica las pruebas manuales y produce informes detallados que incluyen los resultados obtenidos [39].



Figura 30.- Software Test Universe – OMICRON

Fuente: [39]

2.5. SCADA

2.5.1. STANDARD IEC – 61850

El protocolo IEC 61850 es una normativa internacional, que nos habla sobre el tipo de comunicación que se utiliza en las subestaciones eléctricas, nos permite realizar diferentes tipos de tareas específicas como, la de sostener todas las funciones de control, supervisión y protección de los sistemas, manteniéndolos operables [40] [24].

La norma IEC 61850 es una norma esencial para la modernización de los sistemas eléctricos de potencia y es fundamental para mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica [15].

La norma IEC61850 busca la estandarización para integrar equipos de diferentes fabricantes, reduciendo la conversión de protocolos y los tiempos de ingeniería. En lugar de depender de un protocolo específico, se basa en el modelado de componentes de subestación y el mapeado, utilizando TCP/IP y Ethernet [41].

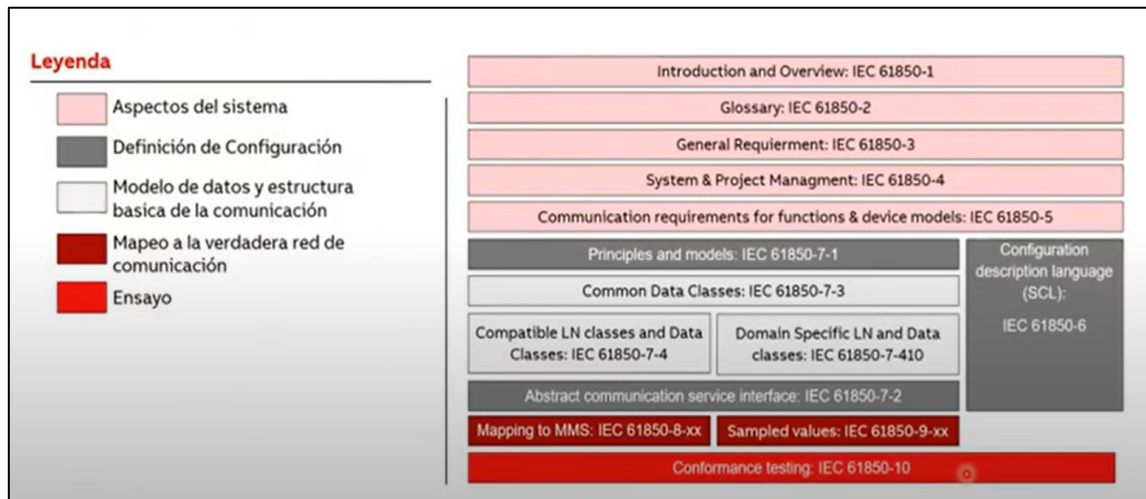


Figura 31.- Estructura de Standard IEC – 61850

Fuente: ABB

2.5.1.1. ESTRUCTURA DE DATOS IEC 61850

La sección 5 de la norma IEC 61850 establece estándares para la comunicación entre IEDs, definiendo de manera precisa los requisitos del sistema.

En la sección 7, se describe detalladamente la organización jerárquica de la información de la subestación, utilizando nodos lógicos como conceptos fundamentales para describir sistemas reales y sus funciones.

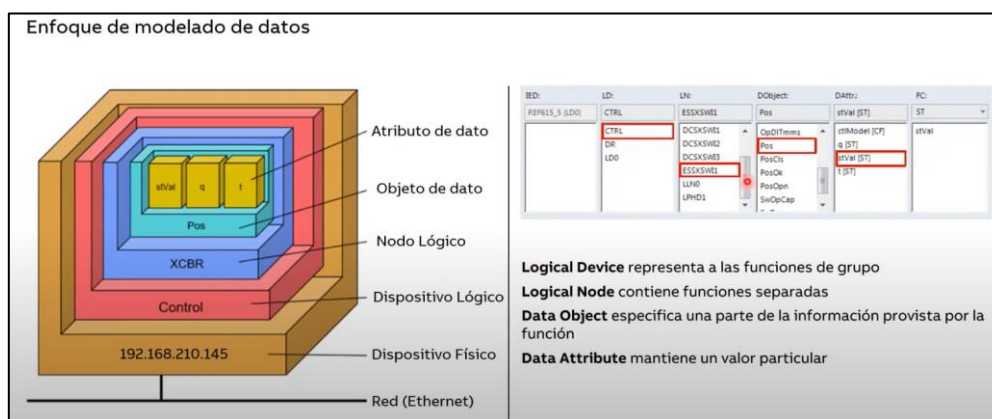


Figura 32.- Estructura de Datos IEC 61850

Fuente: ABB

- **Dispositivos Físicos (PHD).** – Hacen referencia a los IEDs físicos o servidores que se identifican mediante una dirección de red (IP). Dichos servidores internamente alojan uno o más Dispositivos Lógicos (LD).
- **Dispositivos Lógicos (LD).** – Tienen la capacidad de desempeñar funciones que abarcan control, protección, medición y supervisión. La configuración de un Dispositivo Lógico implica la combinación de varios Nodos Lógicos (LN).
- **Nodos Lógicos (LN).** – Son asignados por la norma IEC 61850 a cada función específica dentro de un equipo de la subestación, como transformadores o interruptores automáticos. Estos nodos lógicos pueden estar relacionados con control, funciones de protección.

- **Objetos de Datos (DO).** – Estos representan variables que adquieren valores directamente del proceso y definen el carácter de los datos. Cada objeto de datos cuenta con un nombre y un tipo asociado.
- **Atributos del Dato (DA).** – Estos también son variables que toman valores directamente del proceso y describen el carácter del dato. Cada atributo del dato se caracteriza por un nombre y un tipo[41].

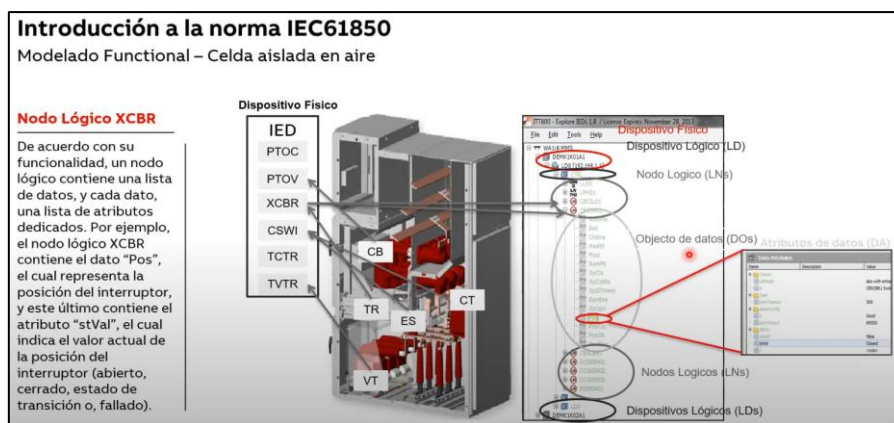


Figura 33.- Modelado Funcional IEC 61850

Fuente: ABB

2.5.1.2. NIVELES DE FUNCIONAMIENTO BAJO IEC 61850

- **Nivel de Proceso.** – Comprende los equipos en el patio, como PTs, CTs, seccionadores e interruptores. La barra de comunicación conecta actuadores, sensores y unidades periféricas al nivel de bahía, facilitando la recopilación y transmisión eficiente de datos en tiempo real.
- **Nivel de Bahía.** – Este nivel incluye elementos intermedios como armarios de agrupamiento y unidades controladoras de bahía, encargados de funciones como control, supervisión, protección y medición. La barra de comunicación en este nivel conecta los instrumentos de bahía al nivel de estación, permitiendo tanto la comunicación vertical como horizontal en tiempo real entre los instrumentos de bahía.
- **Nivel de Estación.** – En este nivel, los operadores realizan tareas diarias como supervisión, maniobras y control de la subestación. Esto incluye el control local, comunicación y manejo de servicios auxiliares. La barra de comunicación se utiliza principalmente para la

conexión de la Interfaz Hombre-Máquina (HMI) a terminales e impresoras, así como para servir como interfaz hacia entornos de oficina y facilitar labores de supervisión entre servidores [15].

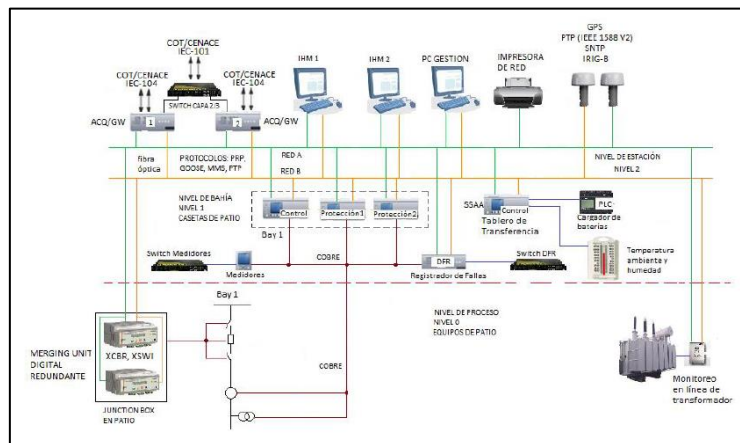


Figura 34.- Niveles de un SAS bajo IEC 61850

Fuente: [41]

2.5.1.3. GOOSE

El protocolo GOOSE tiene como finalidad lograr un intercambio de datos entre pares de manera crítica en tiempo, utilizando un enfoque de publicación/suscripción. En este método, un dispositivo que comparte datos mediante GOOSE publicará de manera repetitiva los datos a todos los dispositivos en la LAN. Cada dispositivo en la red tiene la opción de suscribirse a este flujo de datos o ignorarlo. GOOSE carece de un mecanismo de confirmación incorporado, lo que significa que los emisores no tienen conocimiento de si hay suscriptores que reciben los datos [40].

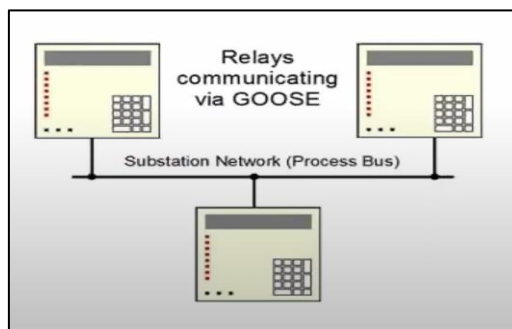


Figura 35.- Servicio GOOSE

Fuente: OMICRON

2.5.1.4. MMS

MMS es un sistema de mensajería estandarizado que utiliza TCP/IP para el intercambio de datos en tiempo real en una LAN de subestación. Desarrollado en la década de 1980 y estandarizado como ISO 9506, MMS facilita la interoperabilidad con dispositivos de diferentes fabricantes al admitir la autodescripción de dispositivos [42].

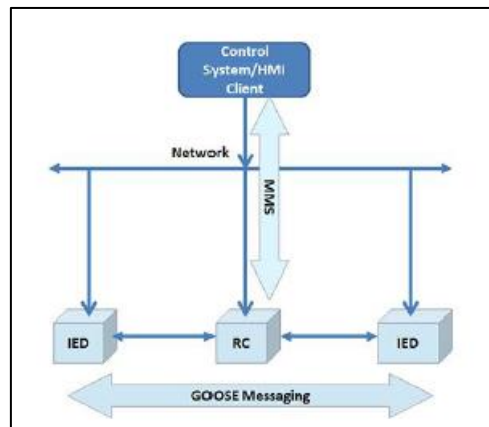


Figura 36.- Mensajería MMS

Fuente: [18]

2.5.1.5. ASCELERATOR ARCHITEC

El Software Quickset Architect se encarga de configurar y documentar todos los equipos SEL de acuerdo con el estándar IEC 61850, permitiendo la comunicación con otros Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) independientemente del fabricante. Además, facilita la importación y exportación de archivos SCL (Substation Configuration Language) de edición 1 y 2, simplificando así la implementación del sistema. Asimismo, identifica errores en los archivos SCL al compararlos con los requisitos del protocolo IEC 61850 y genera un informe detallado de dichos errores. Los archivos SCL contiene lo siguiente:

- SCD — Detalles de parámetros de la subestación.
- ICD — Detalles de la capacidad IED.
- CID — Descripción IED configurada [24].

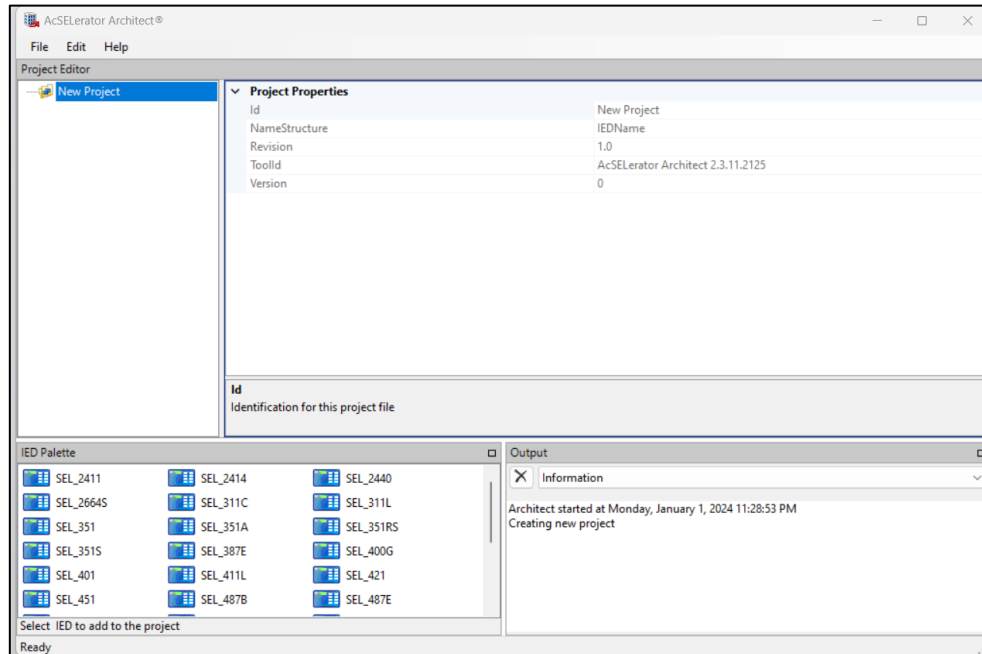


Figura 37.- Software Ascelerator Architec – SEL

Fuente: Autor

2.5.2. COMPONENTES DEL SISTEMA SCADA

2.5.2.1. RTU

Es un controlador en Tiempo Real cuya función principal es proveer y gestionar la información del SEP al Sistema de Control Central mediante un monitoreo digital de las señales de voltaje, corriente y potencia. A través de una interfaz de comunicación. La cual permite realizar operaciones remotas de control a los switches, breakers, y demás elementos de la Subestación Eléctrica [13].



Figura 38.- Controlador en Tiempo Real (RTAC)- SEL 3530

Fuente:[43]

Las RTUs están equipadas con elementos de entrada/salida y con puertos de comunicación para distintos protocolos que permiten recoger información sobre el estado de los sistemas monitoreados y enviar órdenes para controlarlos. La información se transmite a través tanto de redes de telemetría o redes de área amplia (WAN). Se puede visualizar y controlar desde un centro de control remoto [43].

2.5.2.2. ASCELERATOR RTAC

Es una aplicación fácil de entender y sencilla de utilizar diseñada para establecer la configuración del Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC) de SEL. El RTAC SEL3530 es un controlador adecuado para su implementación en subestaciones de servicio o sistemas de control y automatización industrial. Ofrece seguridad integrada, una configuración clara, lógica unificada y confiabilidad, brindando funciones integrales y flexibles de control del sistema. El RTAC facilita la transformación de datos entre diversos protocolos, la comunicación con dispositivos configurados y conectados, y cuenta con un motor lógico IEC61131 [44].

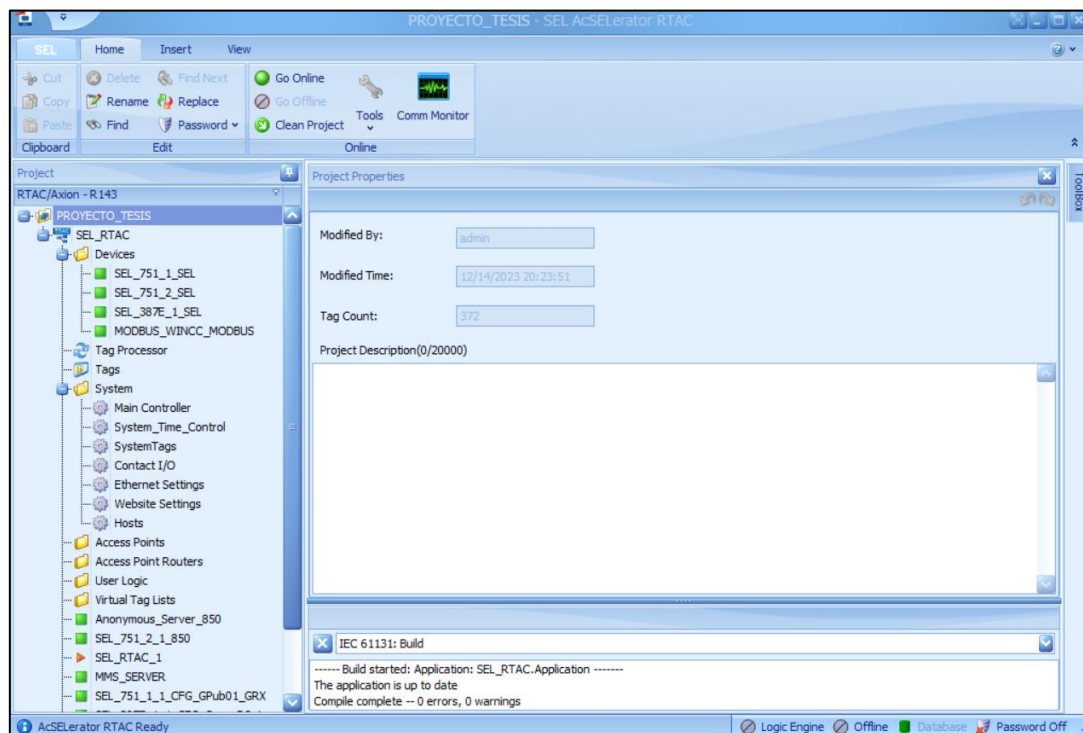


Figura 39.- Software Ascelerator RTAC – SEL

Fuente: Autor

2.5.2.3. SWITCH

La tarea principal de un conmutador en una red LAN es supervisar y administrar el flujo total de datos dentro de la red Ethernet en la que está operando. Además, se encarga de dirigir la ruta de comunicación entre cada dispositivo según las configuraciones establecidas. En el contexto del módulo de comunicación, el conmutador presenta características específicas diseñadas para ser compatible con el protocolo IEC 61850. Este protocolo de comunicación impone requisitos particulares a los dispositivos para gestionar diversos tipos de comunicaciones de acuerdo con las normativas, como MMS, Goose y SV.

Posee las siguientes características fundamentales:

- Manejo de Ipv4 e Ipv6
- Soporta mensajes broadcast, unicast y multicast
- 24 puertos ethernet de cobre de 10/100/1000 Mbps
- 2 puestos de fibra óptica dedicados [24]



Figura 40.- Switch de Comunicaciones

Fuente: [24]

2.5.2.4. CABLE UTP

El cable UTP es ampliamente utilizado en conexiones a internet debido a su capacidad para transmitir grandes cantidades de información con precisión y rapidez. Estas características son fundamentales para cumplir con los objetivos de los sistemas que requieren este tipo de cables. El UTP es comúnmente empleado en conexiones de redes LAN, aunque también se encuentra presente en otras modalidades de redes. Su nombre proviene de las siglas en inglés “Unshielded Twisted Pair”, que se traduce al español como “par trenzado no apantallado”, distinguiéndolo de otras alternativas [45].



Figura 41.- Cable UTP

Fuente: Autor

2.5.3. WINCC RT – ADVANCED

WinCC (TIA Portal) es un software diseñado para diversas aplicaciones HMI (Interfaz Hombre-Máquina) que abarcan desde soluciones de operación simples con paneles básicos hasta complejas aplicaciones SCADA en sistemas multiusuario basados en PC. Este software de ingeniería, SIMATIC WinCC (TIA Portal), se presenta en diferentes versiones, que incluyen WinCC Basic, WinCC Comfort, WinCC Advanced y WinCC Professional, según las necesidades y la complejidad del proyecto [46].

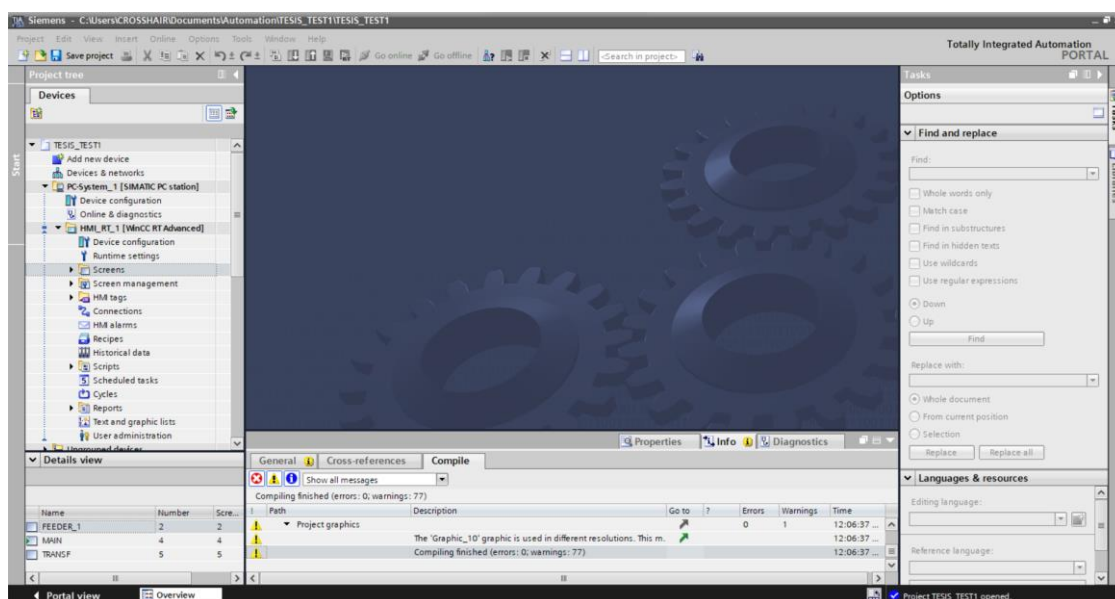


Figura 42.- Software WINCC RT – ADVANCED

Fuente: Autor

2.5.3.1. MODBUS TCP/IP

Modbus/TCP fue diseñado para aprovechar las infraestructuras LAN existentes y permitir la conexión de más unidades en la misma red. Este sistema encapsula bloques de datos Modbus RTU en bloques TCP transmitidos por redes Ethernet estándar. A diferencia de Modbus RTU, la dirección IP es crucial en Modbus/TCP, y el puerto estándar es el 502. La versión TCP sigue el modelo OSI y hace que la distinción entre maestro y esclavo sea menos clara, permitiendo múltiples clientes – servidores [47].

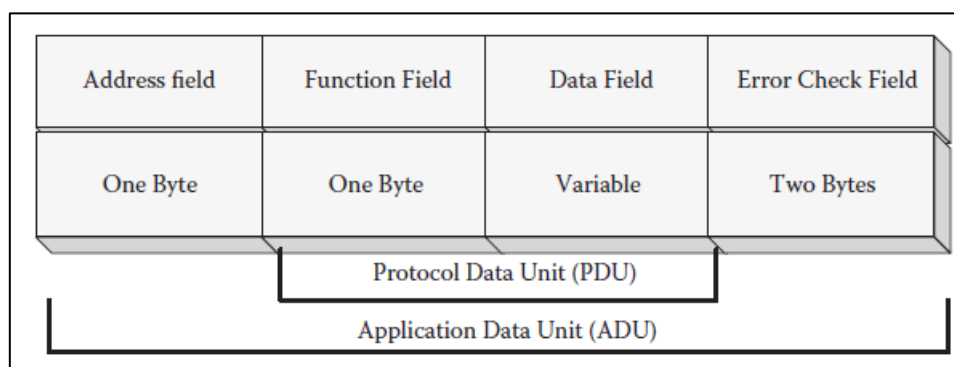


Figura 43.- Protocolo MODBUS

Fuente: [2]

CAPÍTULO III

3. MARCO METODOLÓGICO

3.1. DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO

Este caso de estudio fue tomando como referencia del libro de Blackburn en el cual se implementará un sistema de protecciones para un Transformador de Potencia de dos devanados y dos alimentadores. Los ajustes propuestos por el libro serán modificados bajo la normativa IEEE C37.91 [4] y validados en el software ETAP. Lo que nos permitirá evaluar tiempos de operación y selectividad de las protecciones.

Este transformador es de tipo OA/FA/FOA por lo que posee 3 rangos de operación. Debido a la potencia del transformador, el voltaje en que opera y según normativa se debe usar la función 87T como principal. Mientras que las funciones 50 y 51 serían protecciones de respaldo.

Para los alimentadores se usará la función 51 para tierra y fase. Cabe recalcar que todos los valores de ajuste de protecciones que se presenten en este capítulo serán ingresados en los IEDs mediante el software Acseleator Quickset.

La implementación de la normativa IEC – 61850 nos permitirá utilizar mensajería Goose para el disparo de los interruptores de los alimentadores cuando opere la función 87, 50 y 51 en vista de que no se cuenta con interruptor en el lado de 12.5 KV del transformador. Este servicio es usado entre IEDs debido a que su velocidad de transmisión es bastante rápida y evita lógica cableada minorizando costos de instalación.

De la misma forma usaremos el servicio MMS para el envío de todas las señales análogas y digitales que necesiten ser visualizadas en el SCADA. A partir de esta sección cambiaremos el nombre de Relés de Protección por IEDs.

A continuación, se mostrará el diagrama unifilar del sistema y la arquitectura de comunicaciones implementada.

3.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR

En la figura 44 se muestra el diagrama unifilar del sistema junto con las funciones de protección designadas para cada uno de los IEDs.

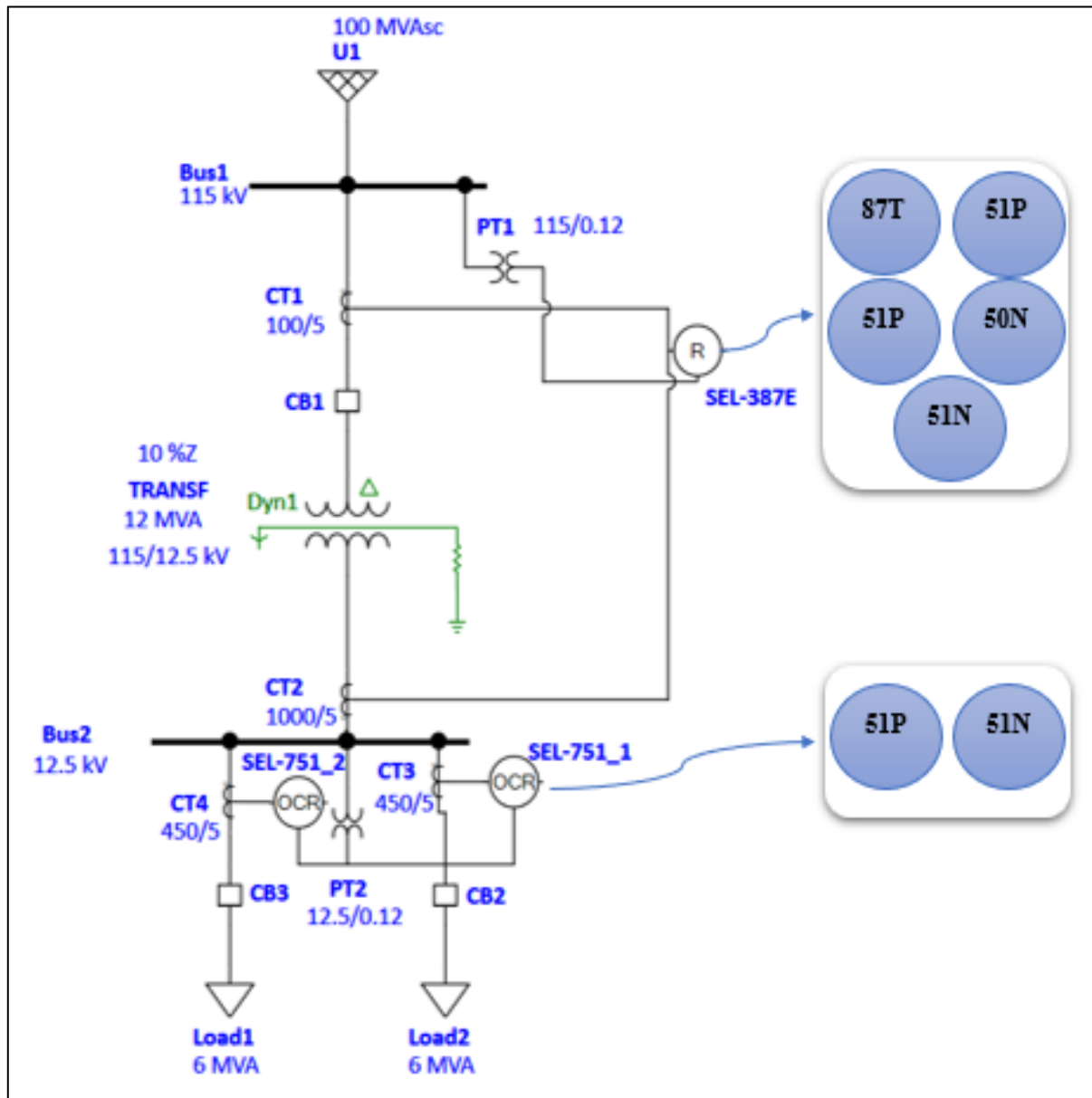


Figura 44.- Diagrama unifilar del sistema

Fuente: Autor

3.1.2. ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES

Debido a que la normativa IEC 61850 opera en Ethernet, se implementó una red de comunicación en anillo la cual se muestra en la figura 45. Esta red nos permite transmitir información entre los dispositivos y cuyas direcciones se encuentran descritas en la tabla 2. Los disparos de protecciones serán compartidos mediante el protocolo Goose, mientras que la información de estados, señales análogas y digitales de todos los IEDs serán enviadas por protocolo MMS. Finalmente, la RTU será la encargada de recibir estas señales y enviarlas hacia el aplicativo SCADA WINCC mediante el protocolo MODBUS/TCP.

RED LAN				
MODULOS	HOST	DIRECCION IP	SUBNET MASK	GATEWAY
SCADA	WINCC	192.168.0.5	255.255.255.0	192.168.0.10
	MAPA MODBUS	168.168.0.5		
	RTAC – 3530	192.168.0.7		
MODULO IEC 61850	LAPTOP	192.168.0.5		
	SWITCH	192.1680.239		
IEDs	SEL – 387E	192.168.0.4		
	SEL – 751_1	192.168.0.2		
	SEL – 751_2	192.168.0.3		

Tabla 2.- Direcciones IP de los dispositivos.

Fuente: Autor

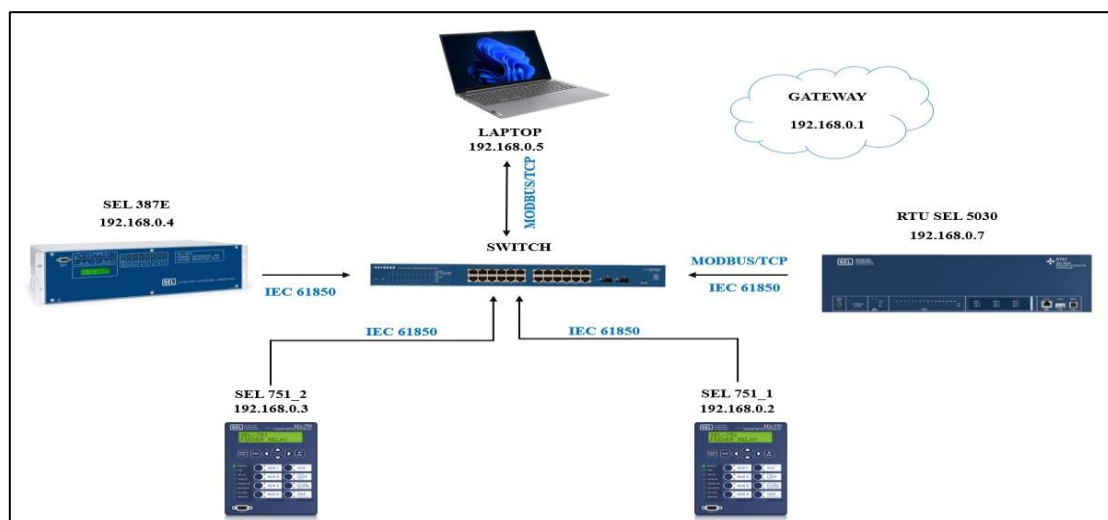


Figura 45.- Arquitectura de comunicaciones

Fuente: Autor

3.2. AJUSTE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR

En las tablas 3 y 4 se presentarán los valores nominales del transformador de potencia y de cortocircuito que nos proporciona el libro. Mientras que el cálculo para los CTs y PT se mostrarán en la tabla 5.

Transformador de Potencia				
Snom=	12	16	20	MVA
VW1=	115	115	115	KV
VW2=	12.5	12.5	12.5	KV
IW1=	60.25	80.33	100.41	A
IW2=	554.27	739.03	923.79	A

Tabla 3.- Datos del Transformador (1)

Fuente: [23]

Conexión=	Dyn1
Zcc=	10%
Falla_3F /115 KV=	554.2 A
Falla_1F/115KV=	255.1 A

Tabla 4.- Datos del Transformador (2)

Fuente: [23]

Cálculo de CTs y PT		
CTRW1= Inom max / 115 KV	100	100/5= 20
CTRW2= Inom max / 12.5 KV	1000	1000/5= 200
PTR= 115 KV/120V	11500/120= 958.33	

Tabla 5.- Cálculo de CTs y PT para Transformador de Potencia

Fuente: Autor

A continuación, realizaremos la parametrización del IED SEL – 387E en base a los valores descritos previamente, ver figura 46.

Activamos las funciones de Protección a Utilizarse

➤ Set 1 → Config. Settings

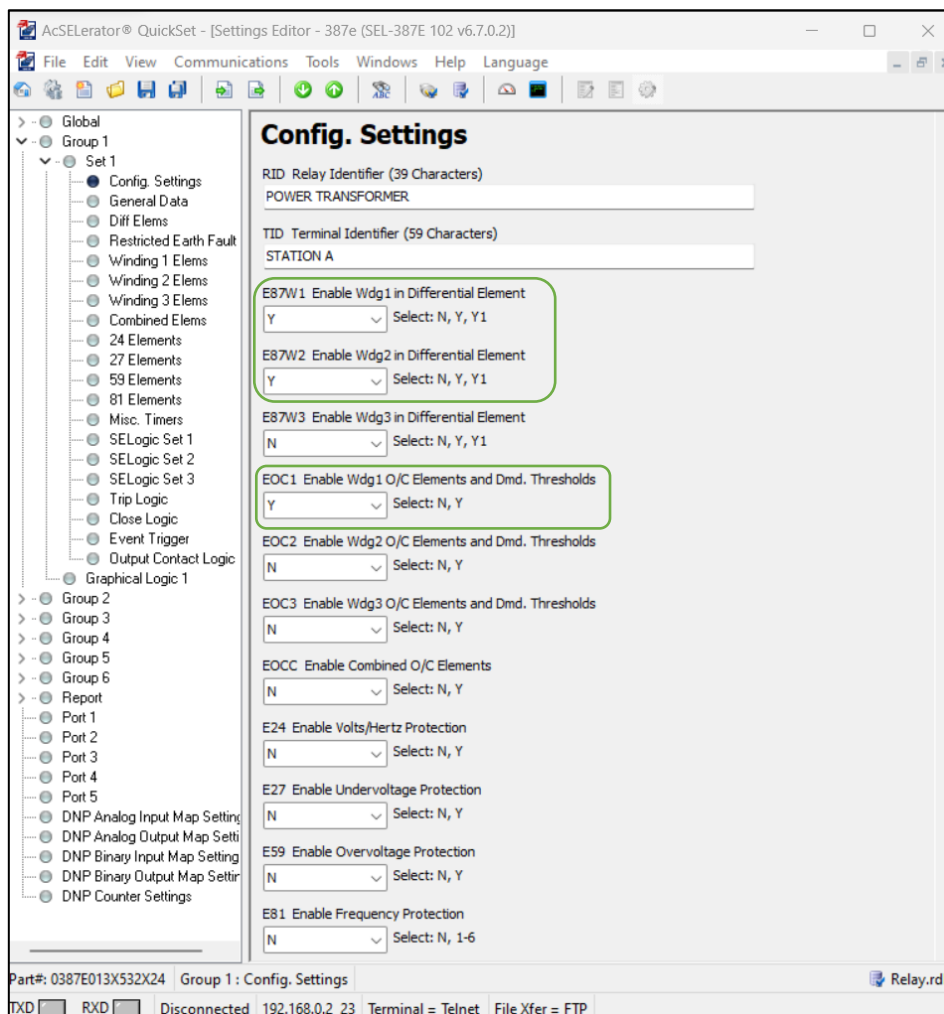


Figura 46.- Activación de Funciones 50,51,87 en el software Acseerator Quickset

Fuente: Autor

- ✓ **E87W1** → **Y**.- Habilita la protección diferencial para el bobinado 1 del Transformador.
- ✓ **E87W2** → **Y**.- Habilita la protección diferencial para el bobinado 2 del Transformador.
- ✓ **EOC1** → **Y**.- Habilita la protección de sobre corriente para bobinado 1.

Colocamos información general como relación de CTs, Potencia nominal, tipos de conexión, etc. Ver figura 47 y 48.

➤ Set 1 → General Data

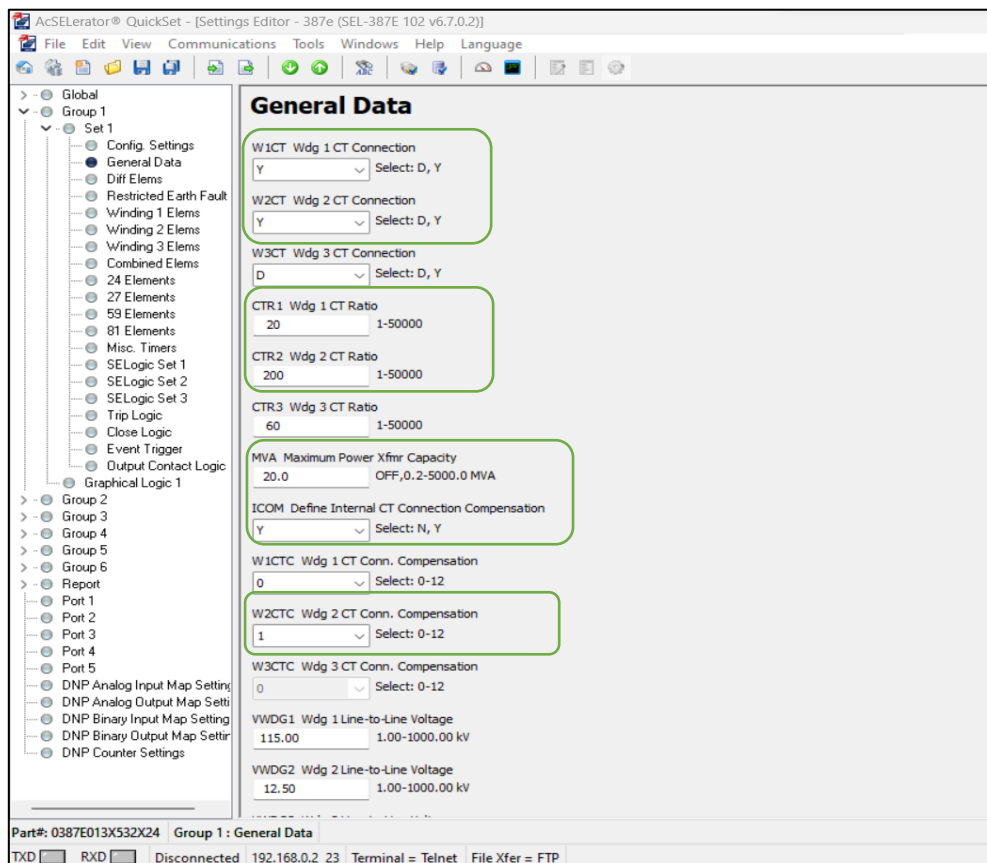


Figura 47.- Información General del Transformador (1)

Fuente: Autor

- ✓ **W1CT** → **Y**.- Permite la configuración de conexión en los CTs (Y para conexión en estrella y D para conexión en Delta) para el bobinado 1.
- ✓ **W2CT** → **Y**.- Permite la configuración de conexión en los CTs (Y para conexión en estrella y D para conexión en Delta) para el bobinado 2.
- ✓ **CTR1** → **20**.- Ingresamos el valor de la relación de transformación de los CTs para el bobinado 1.

- ✓ **CTR2** → **200.-** Ingresamos el valor de la relación de transformación de los CTs para el bobinado 2.
- ✓ **MVA** → **20.-** Ingresamos el valor nominal en MVA máximo del Transformador de Potencia.
- ✓ **ICOM** → **Y.-** Define si el IED debe realizar alguna compensación interna debido al grupo de conexión del transformador.
- ✓ **W2CTC** → **1.-** De acuerdo con el grupo de conexión que disponemos (Dyn1). La compensación se realiza en el bobinado 2.

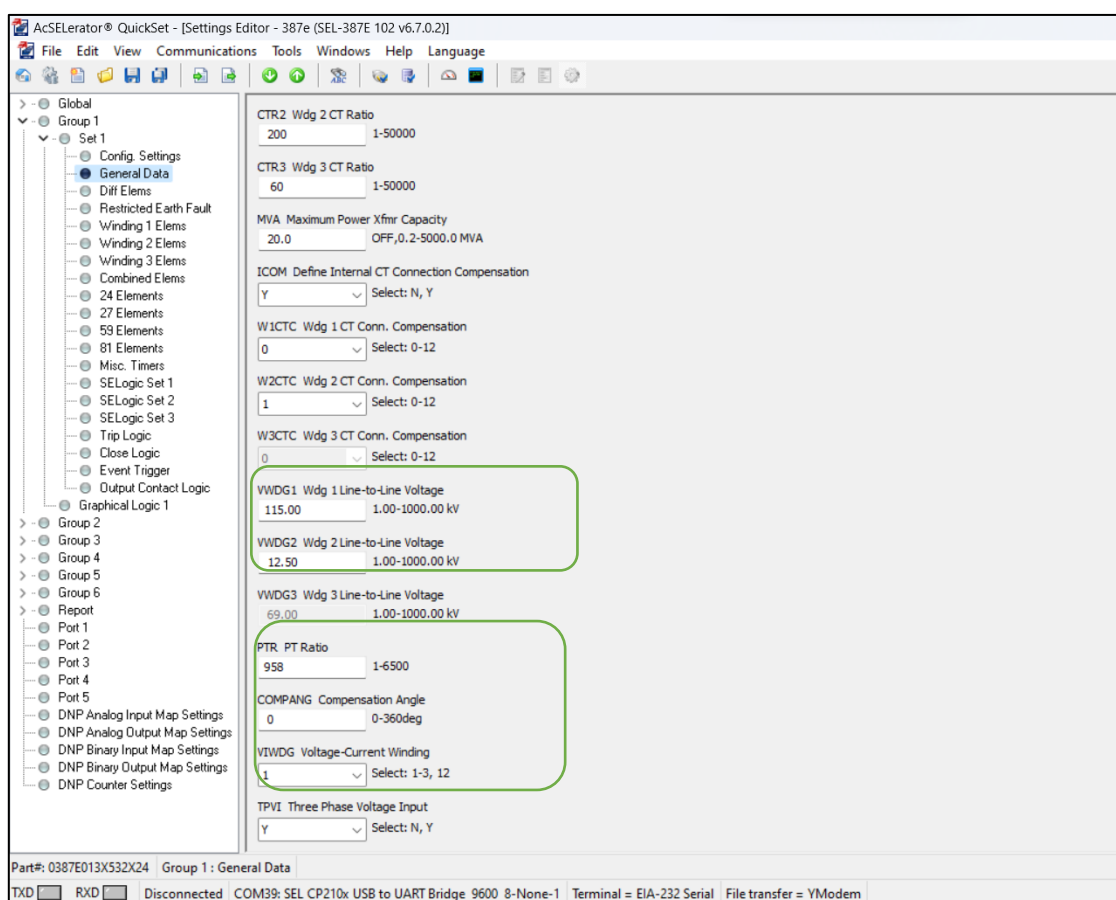


Figura 48.- Información General del Transformador (2)

Fuente: Autor

- ✓ **VWDG1** → **115.-** Ingresamos el valor del voltaje L-L nominal en KV del bobinado 1.
- ✓ **VWDG2** → **12.5.-** Ingresamos el valor del voltaje L-L nominal en KV del bobinado 2.
- ✓ **PTR** → **958.-** Ingresamos el valor de la relación de transformación del PT.

✓ **COMPANG** → 0.- De acuerdo con el grupo de conexión que disponemos (Dyn1) y que el PT se encuentra colocado en la barra de 115 KV. No se realiza compensación en voltaje.

3.2.1 AJUSTE DE FUNCIÓN DIFERENCIAL

Para el ajuste de esta protección, ver tabla 6. Tomaremos como referencia los ajustes que propone el fabricante SEL los cuales están basados en la normativa y propone el uso de 2 pendientes partiendo de un punto de operación el cual se encuentra entre el 0.3 pu. Con este valor disminuimos los errores de medición y mismatch en los Tc.

La primera pendiente será configurada al 25%, esta se encargará de despejar fallas en la zona delimitada por los TCs de manera instantánea.

La segunda pendiente será colocada al 50%, y permite el despeje instantáneo de fallas de alta intensidad.

Ajuste Diferencial 87T		
087P=	0.3	PU
SLOPE 1=	25	%
SLOPE 2=	50	%
IRS 1=	3	PU
U87P=	10	PU

Tabla 6.- Ajuste Protección Diferencial 87T

Fuente: Autor

A continuación, realizaremos la parametrización de la función diferencial en base a los valores descritos previamente, ver figura 49.

➤ Set 1 → Diff Elems.

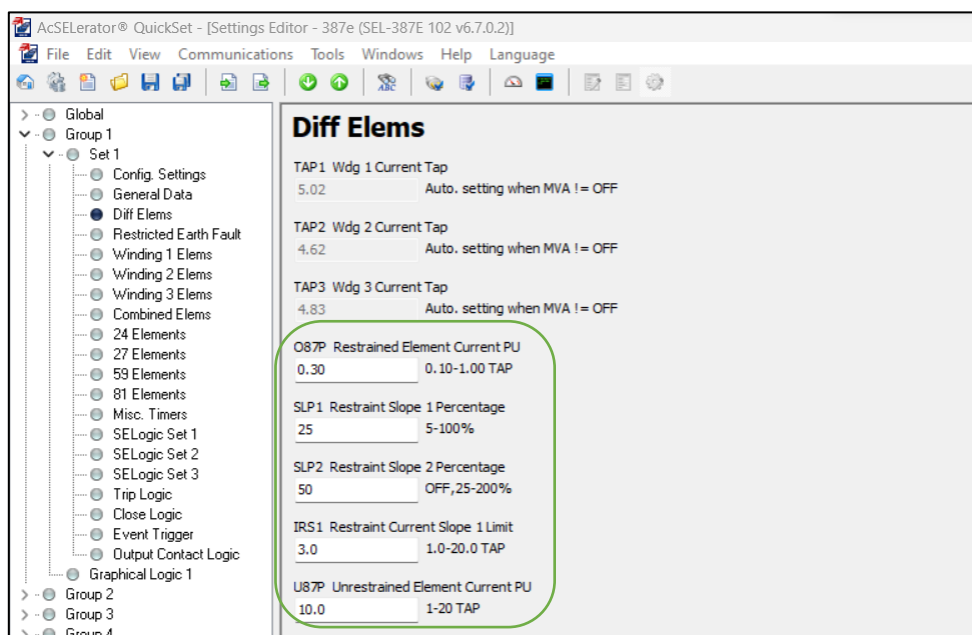


Figura 49.- Ajustes de Protección Diferencial en software Acselelator Quickset

Fuente: Autor

- ✓ **O87P** → **0.30.-** Configuramos el valor en pu en el cual queremos que empiece a trabajar la función diferencial
- ✓ **SLP1** → **25.-** Configuramos en % el valor de la primera pendiente de la protección.
- ✓ **SLP2** → **50.-** Configuramos en % el valor de la segunda pendiente de la protección.
- ✓ **IRS1** → **3.0.-** Ingresamos el valor en pu donde termina la primera pendiente y empieza la segunda pendiente con respecto al eje de Restricción.
- ✓ **U87P** → **10.-** Este parámetro en pu permite una operación instantánea del IED frente una corriente bastante elevada, lo que indica claramente una falla interna.

3.2.2 AJUSTE DE FUNCIÓN DE SOBRE CORRIENTE

Como se describe en la tabla 7 y 8, la normativa nos permite ajustar la protección 51 al 120% de la corriente máxima. Es decir, la corriente correspondiente a la potencia de 20 MVA (FOA).

De la misma forma el ejercicio nos proporciona el valor de falla Trifásico en la barra de 12.5 KV. El cual mediante la relación de Transformación los referiremos al lado de 115 KV y nos permite ajustar la protección 50 según normativa al 120%.

Finalmente, la protección 51N la ajustaremos al 20% de la Inom de la potencia máxima (20 MVA). Permitiendo un 20% de desbalance. Por otra parte, en la 50N se usará el mismo criterio de 120% pero del valor de falla monofásico referido a 115 KV.

Ajuste Sobre corriente Temporizada 51P		
Pick up= $Inom\ max * 1.2$	$100 * 1.2 = 120$	6
Dial=	1.7	
Curve=	U3	
Ajuste Sobre corriente Instantánea 50P		
Pick up= $Icc * 1.2 / 115\ KV$	$554.2 * 1.2 = 666$	33.3
Dial=	0	

Tabla 7.- Cálculo de Ajustes para la función 51P y 50P del Transformador de Potencia

Fuente: Autor

Ajuste Sobre corriente Temporizada 51N		
Pick up= $Inom\ max * 1.2$	$100 * 0.2 = 20$	0.9
Dial=	0.9	
Curve=	U3	
Ajuste Sobre corriente Instantánea 50N		
Pick up= $Icc * 1.2 / 115\ KV$	$255.1 * 1.2 = 306.2$	15.31
Dial=	0	

Tabla 8.- Cálculo de Ajustes para función 51N y 50N del Transformador de Potencia

Fuente: Autor

A continuación, realizaremos la parametrización de la función de sobre corriente en base a los valores descritos previamente, ver figura 50 y 51.

- Set 1 → Winding 1 Elems.
- Ajustes de Función 50P1P y 51P1P.

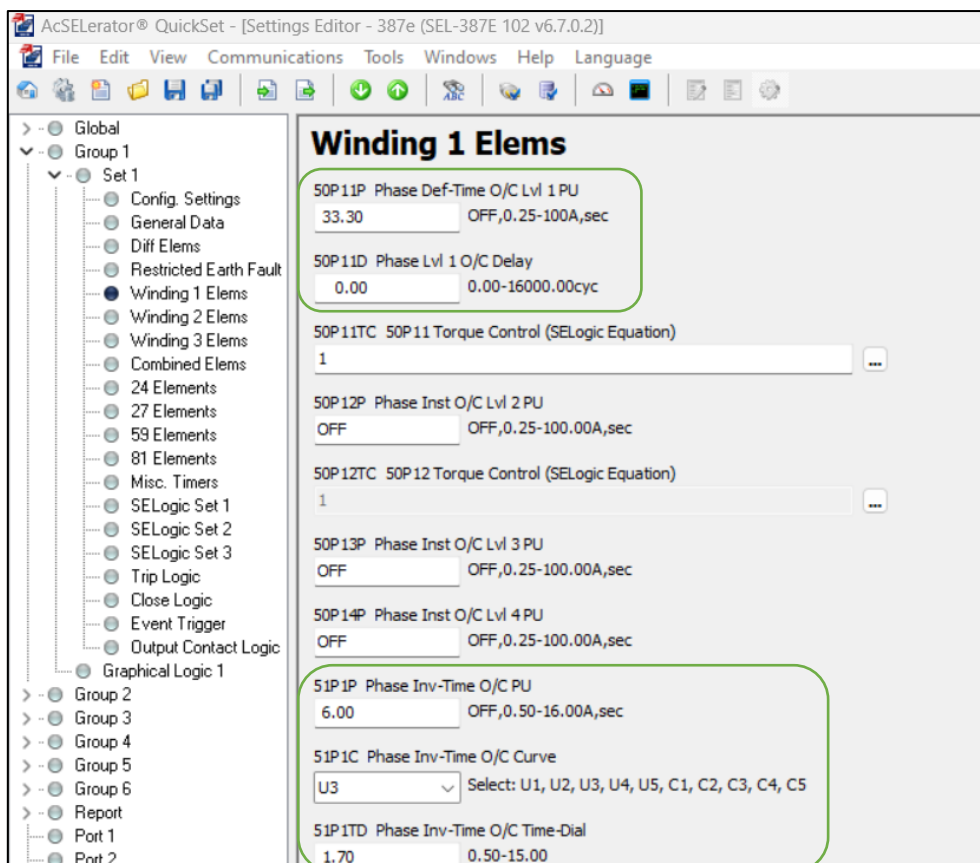


Figura 50.- Ajustes de Protecciones para Fase en Acseerator Quickset

Fuente: Autor

- ✓ **50P11P** → **33.3**.- Configuramos el valor de pick up de la protección 50P.
- ✓ **50P11D** → **0**.- Configuramos el delay, que al ser instantánea el valor es 0.
- ✓ **51P1P** → **6**.- Configuramos el valor de pick up de la protección 51P.
- ✓ **51P1C** → **U3**.- Ingresamos el tipo de curva con el que trabajará el IED.
- ✓ **51P1TD** → **1.70**.- Configuramos el dial para la función 51P.

- Set 1 → Winding 1 Elems.
- Ajustes de Función 50N11P y 51N1P.

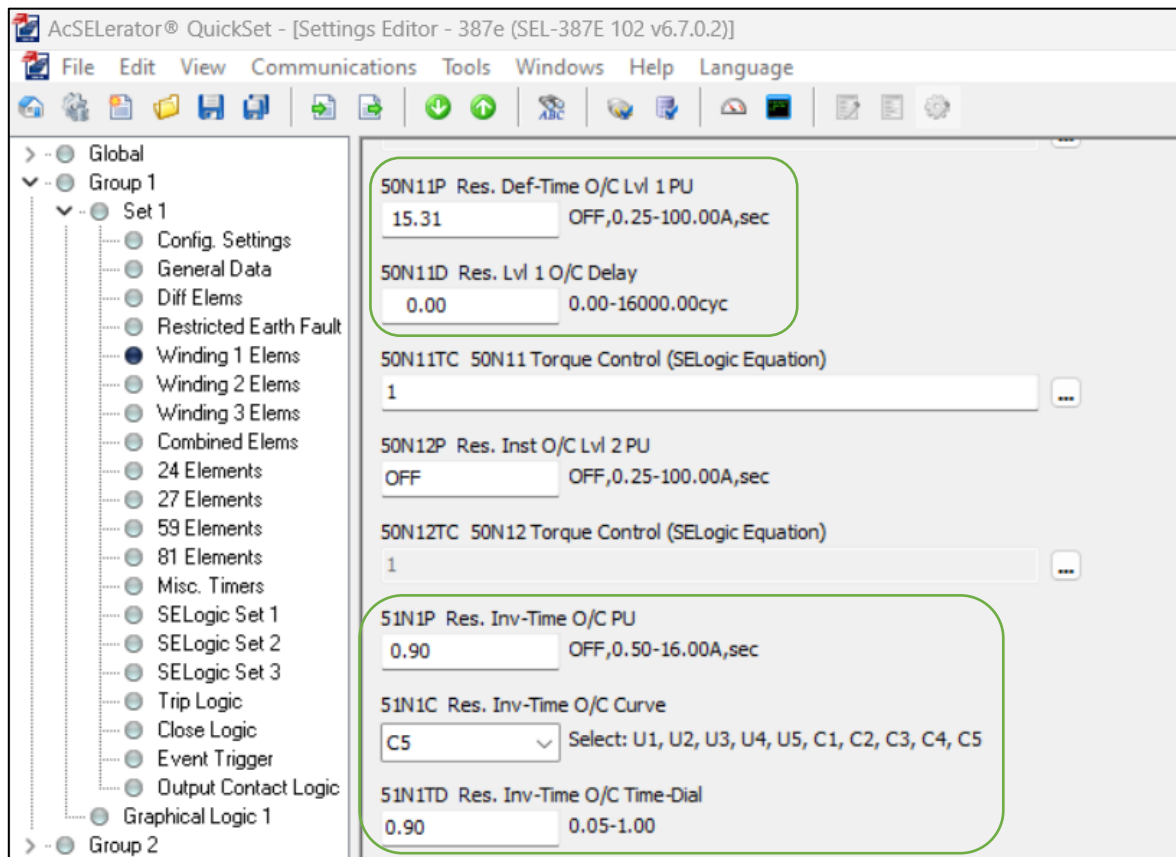


Figura 51.- Ajuste de Protecciones para Neutro en Acseleator Quickset

Fuente: Autor

- ✓ **50N11P** → **33.3**.- Configuramos el valor de pick up de la protección 50N.
- ✓ **50N11D** → **0**.- Configuramos el delay, que al ser instantánea el valor es 0.
- ✓ **51N1P** → **6**.- Configuramos el valor de pick up de la protección 51N.
- ✓ **51N1C** → **C5**.- Ingresamos el tipo de curva con el que trabajará el IED.
- ✓ **51N1TD** → **1.70**.- Configuramos el dial para la función 51N.

3.3. AJUSTE PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR

En la tabla 9, presentamos los datos nominales del alimentador que nos proporciona el libro. Los valores serán colocados en ambos alimentadores. Pero, solo se mostrará el ajuste de uno, puesto que los alimentadores poseen los mismos valores nominales.

Alimentador		
Snom=	6	MVA
Vnom=	12.5	KV
Inom=	277	A
CTR= Inom*1.5	277*1.5= 415.5	450/5= 90
PTR= 12.5 KV/120V	12500/120= 104.17	

Tabla 9.- Datos nominales del Alimentador

Fuente: [23]

Colocamos información general como relación de CTs, PTs, tipos de conexión, etc. Ver figura 52.

➤ Group 1 → Set 1 → Main

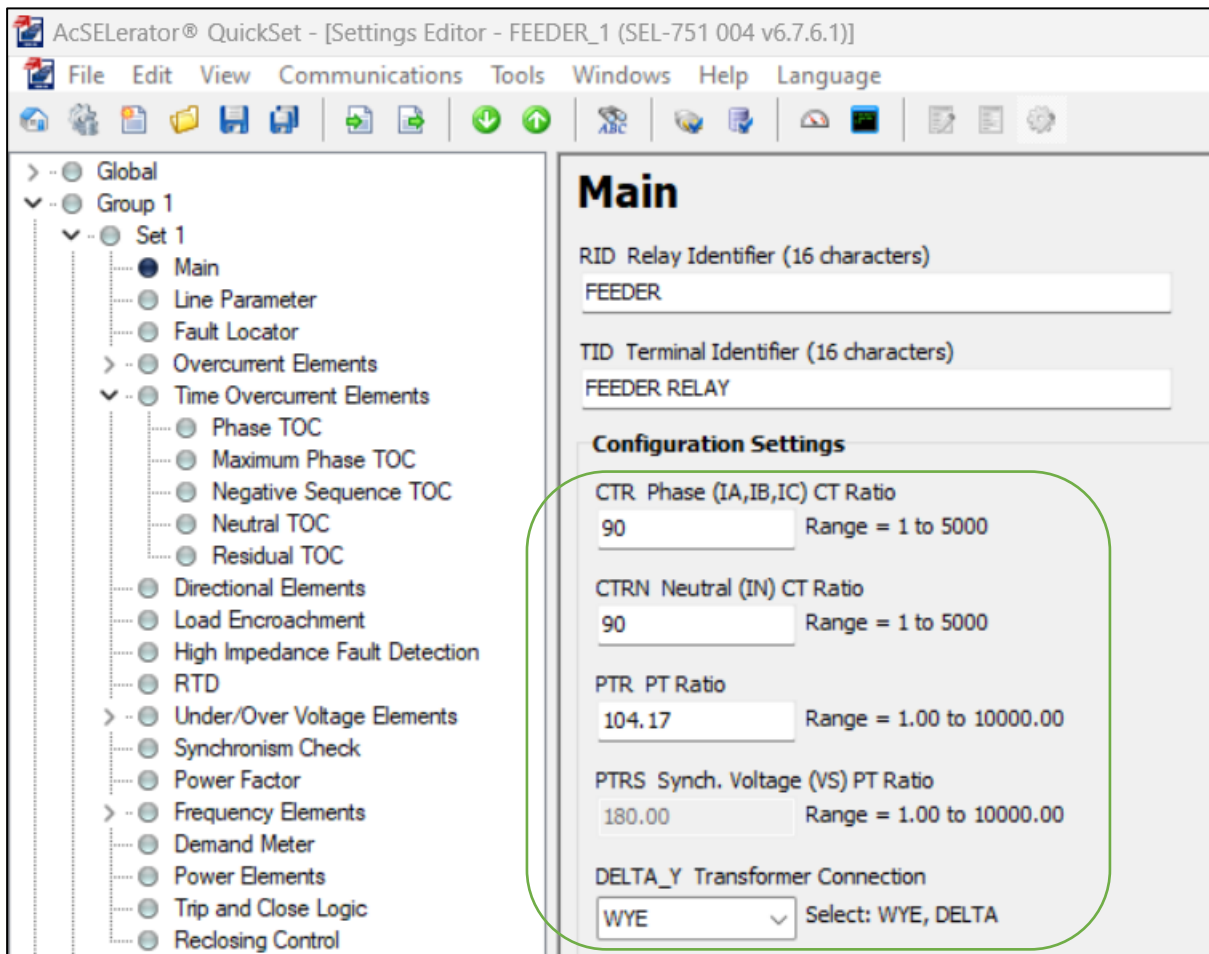


Figura 52.- Información General del Alimentador

Fuente: Autor

- ✓ **CTR** → **90**.- Ingresamos el valor de la relación de transformación de los CTs para el alimentador.
- ✓ **CTRN** → **90**.- Ingresamos el valor de la relación de transformación de los CTs del neutro para el alimentador.
- ✓ **PTR** → **104.17**. – Ingresamos el valor de la relación de transformación del PT.
- ✓ **DELTA_Y** → **WYE**. – Permite la configuración de conexión en los CTs (WYE para conexión en estrella y DELTA para conexión en Delta) para el alimentador.

3.3.1 AJUSTES DE FUNCIÓN DE SOBRE CORRIENTE

Para los alimentadores solo utilizaremos la función 51 para fase (51P) y tierra (51N). Los ajustes están descritos en la tabla 10. Aplicaremos el mismo criterio usado para el transformador. Pero, con un dial distinto para poder tener selectividad con el IED del Transformador.

A continuación, realizaremos la parametrización de la función de sobre corriente en base a los valores descritos previamente, ver figura 53 y 54.

Ajustes Sobre corriente Temporizada 51P		
Pick up= $Inom * 1.2$	$277 * 1.2 = 332$	3.70
Dial=	1	
Curve=	U3	
Ajustes Sobre corriente Temporizada 51N		
Pick up= $Inom * 0.2$	$277 * 0.2 = 55.43$	0.62
Dial=	0.3	
Curve=	C5	

Tabla 10.- Cálculo de Ajustes para funciones 51P y 51N del alimentador

Fuente: Autor

- ✓ Group 1 → Set 1 → Time Overcurrent Elements → Maximum Phase TOC
- Ajuste de Función Maximum Phase TOC

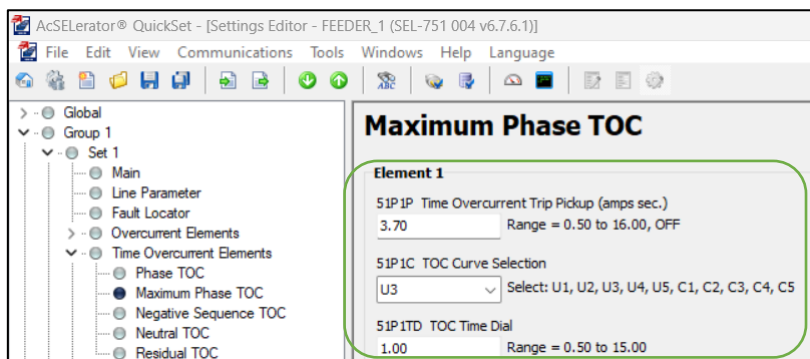


Figura 53.- Ajuste de Sobre corriente Temporizada para Fase en AcSElerator Quickset

Fuente: Autor

- ✓ **51P1P** → **3.7.**- Configuramos el valor de pick up de la protección 51P.
- ✓ **51P1C** → **U3.**- Ingresamos el tipo de curva con el que trabajará el IED.
- ✓ **51P1TD** → **1.**- Configuramos el dial para la función 51P.

- ✓ Group 1 → Set 1 → Time Overcurrent Elements → Neutral TOC

- Ajuste de Función Neutral TOC

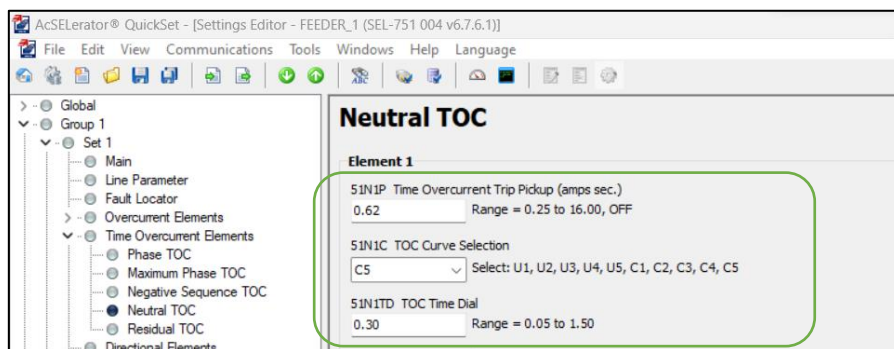


Figura 54.- Ajuste de sobre corriente Temporizada para Neutro en Acseerator Quickset

Fuente: Autor

- ✓ **51N1P** → **0.62.**- Configuramos el valor de pick up de la protección 51N.
- ✓ **51N1C** → **C5.**- Ingresamos el tipo de curva con el que trabajará el IED.
- ✓ **51N1TD** → **0.3.**- Configuramos el dial para la función 51N.

3.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En este segmento se muestra el estudio de coordinación de protecciones realizadas en el software ETAP. En el cual se ingresaron los datos nominales y se afinaron los resultados de los cálculos de valores de arranques de protecciones detallados anteriormente.

A continuación, se presentará las curvas de ajuste para fase y tierra. Ver figura 55 y 56. Con esto garantizamos la selectividad de las protecciones.

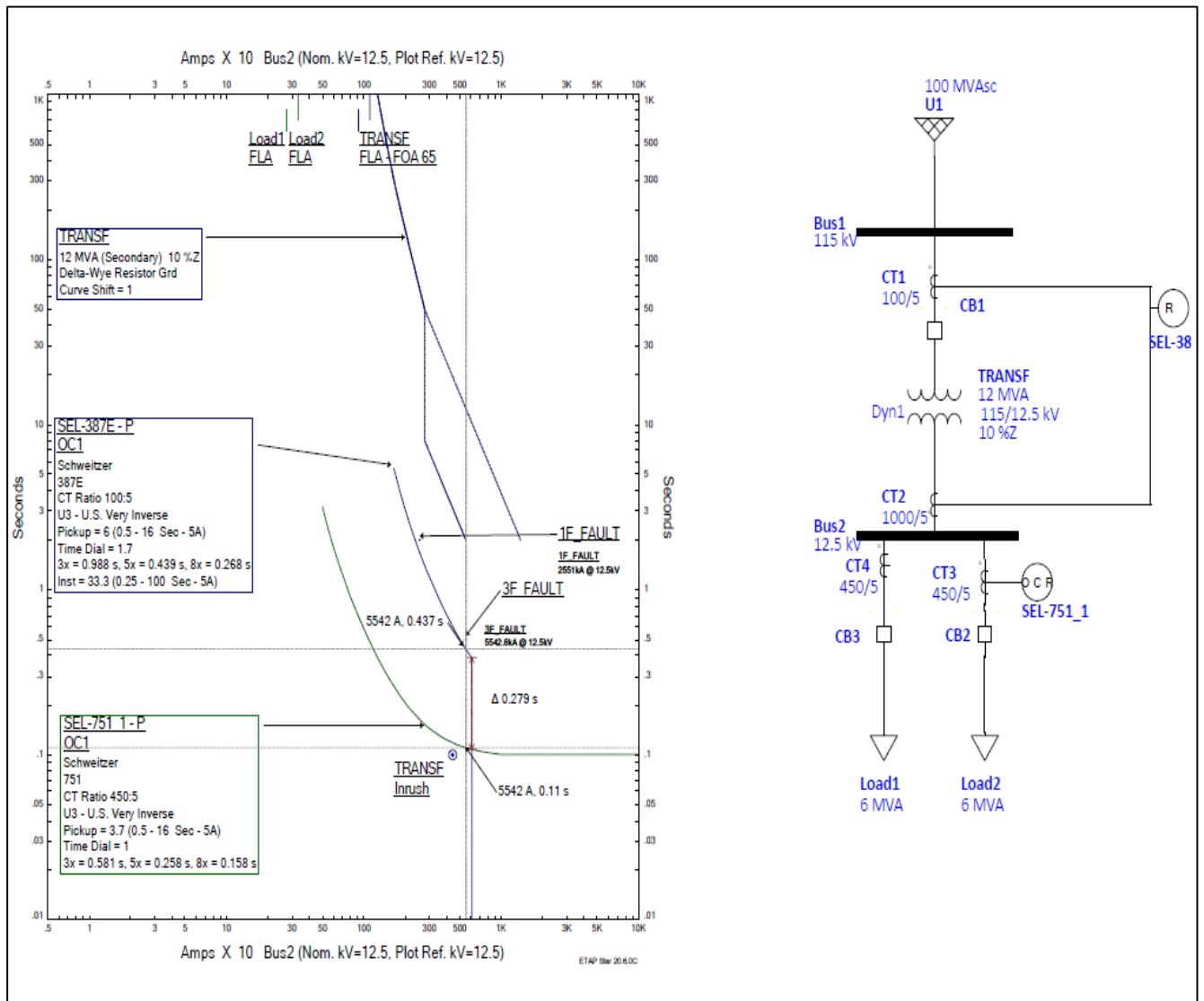


Figura 55.- Coordinación para Fase en Software ETAP

Fuente: Autor

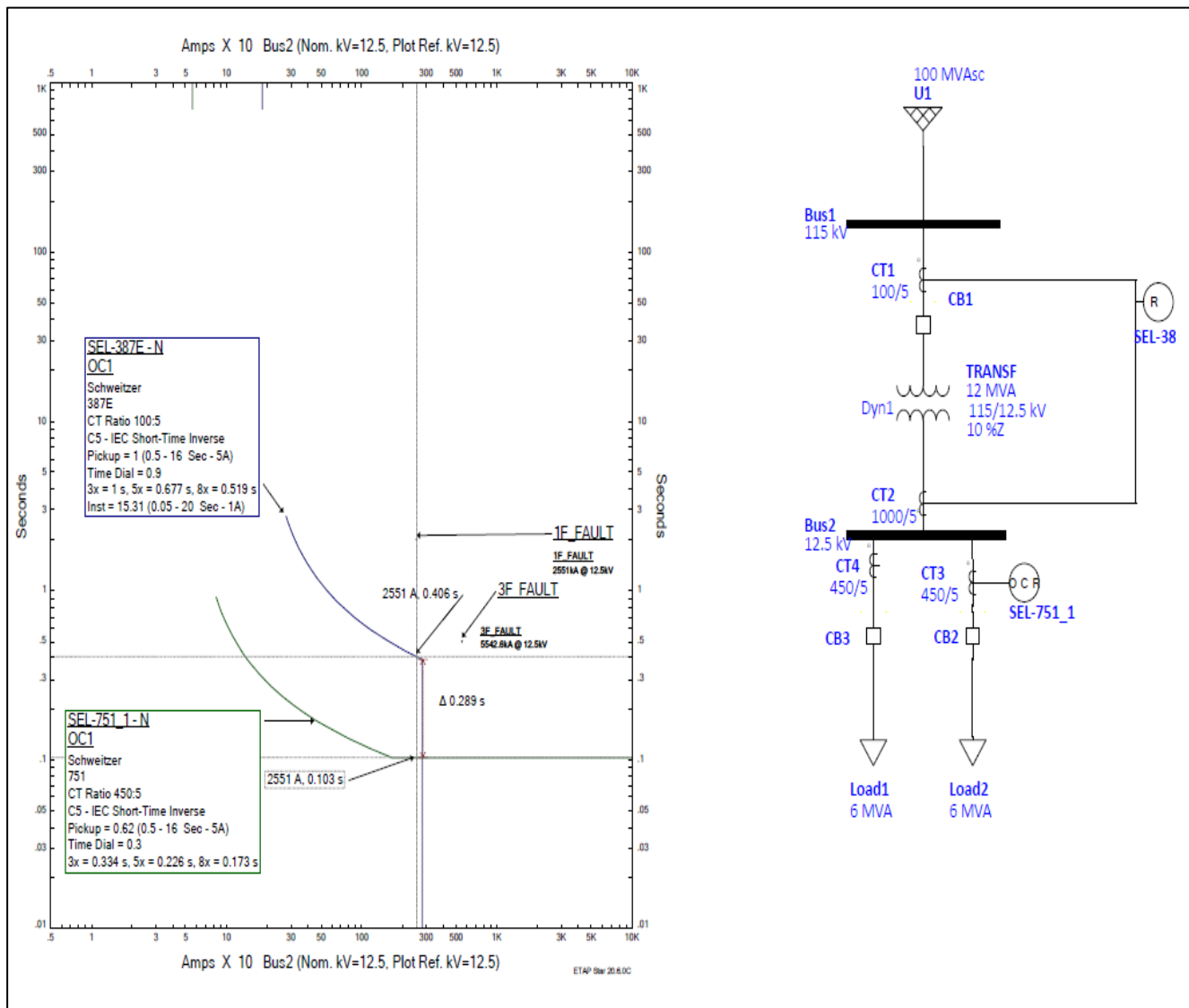


Figura 56.- Coordinación para Neutro en Software ETAP

Fuente: Autor

3.5. CONFIGURACIÓN DE NORMATIVA IEC 61850

Empezaremos configurando las direcciones y los parámetros de la red LAN para todos los dispositivos descritos en la tabla 2. Estos pasos se detallan a continuación:

3.5.1 CONFIGURACIÓN RED LAN EN LOS IEDs

En la figura 57, se describe el proceso manual de configuración por pantalla de los parámetros del puerto de comunicación Ethernet para los IEDs junto con la habilitación del IEC 61850 y la mensajería Goose. Al inicio de la configuración el IED solicitará una clave, la cual por defecto es "TAIL". Es importante que al finalizar la configuración se guarden los cambios.

Este proceso se repite para el IED 387E y 751_2, por lo que solo se mostrará los pasos para el 751_1. Es importante recordar que cada IED tiene una dirección asignada por lo que es necesario revisar la tabla 2.

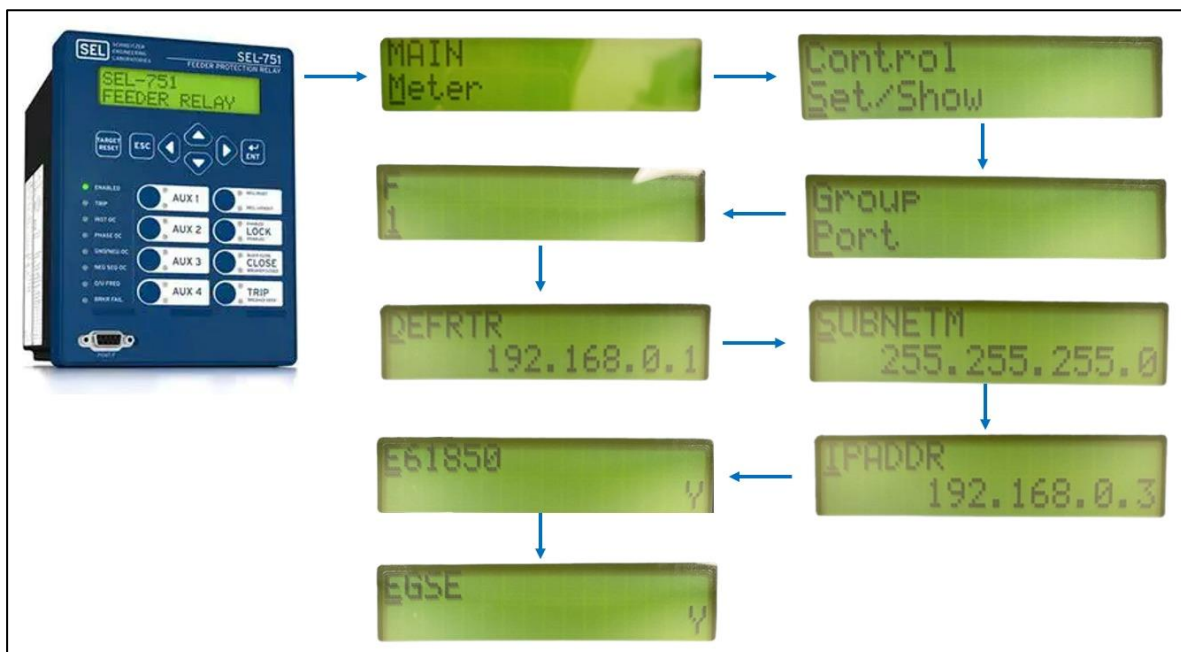


Figura 57.- Configuración por pantalla IED SEL - 751_1

Fuente: Autor

3.5.2 CONFIGURACIÓN DE RED EN RTAC – 3530

La RTAC dispone de una dirección IP por defecto, la cual es posible acceder solo desde el puerto USB. Como se muestra en la figura 58, ingresamos la dirección "172.29.131.1" en el navegador y nos direcciona al web server. A continuación, nos solicita las credenciales de ingreso del dispositivo las cuales son "admin" para el Username y "Ups_1234" para el Password.

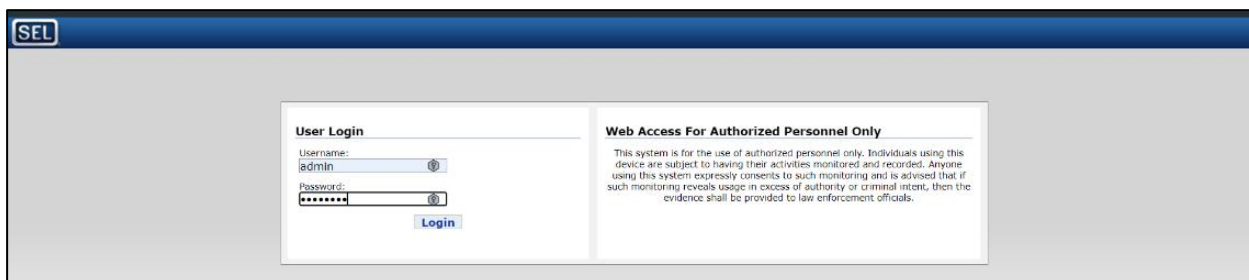


Figura 58.- Ingreso al Web Server de la RTAC – 3530

Fuente: Autor

En la figura 59, se presenta el Dashboard de la RTAC donde podemos observar datos de información y realizar algunas configuraciones.

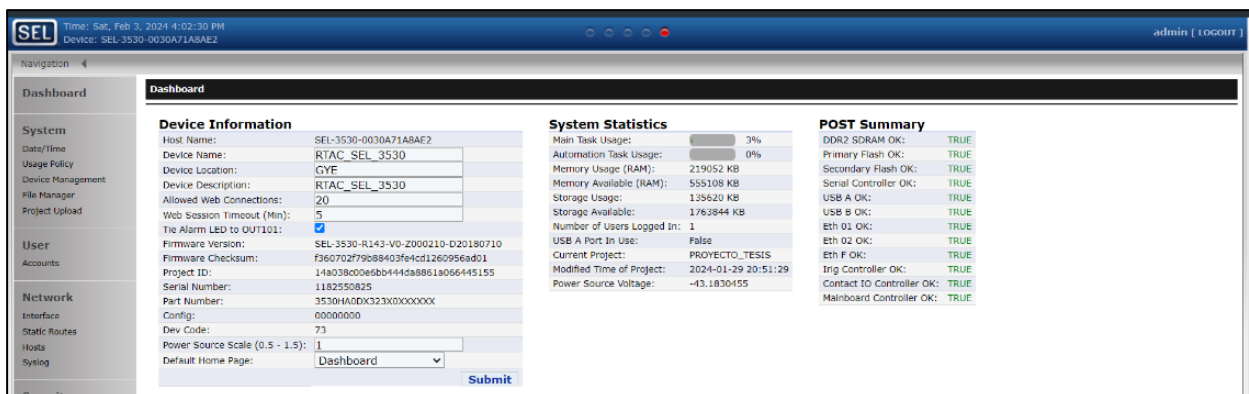


Figura 59.- Pantalla Principal Web Server RTAC – 3530

Fuente: Autor

Nos dirigimos a la pestaña de "**Interfaces**" en el apartado "**Network**" que se encuentra a la izquierda de la pantalla. Como se muestra en la figura 60, aquí se configuran los distintos puertos de comunicación que posee la RTAC. Nos colocaremos sobre "**Eth_01**" y daremos click en "**Edit**" para realizar la configuración de este puerto.



Figura 60.- Pantalla de Configuración de Interfaces

Fuente: Autor

Como se muestra en la figura 61, colocamos la dirección IP que hemos designado a la RTAC "**192.168.0.7/24**". Adicional también como configuramos la puerta de enlace (Gateway) "**192.168.0.10**". Finalmente damos click en "**Submit**" para guardar los cambios.



Figura 61.- Configuración de Puerto Eth_1 en RTAC – 3530

Fuente: Autor

3.5.3 PRUEBA DE CONECTIVIDAD

Esta metodología se centra en la utilización del comando 'Ping' en la interfaz de línea de comandos (CMD) en sistemas Windows. Esta prueba desempeña un papel crucial al garantizar la presencia de una comunicación estable y eficiente. Además, ofrece la capacidad de detectar posibles fallos en el intercambio de datos, como problemas de conexión o desconexión, brindando así una evaluación completa de la conectividad entre los dispositivos.

Primero necesitamos configurar la red en la laptop, como se muestra en la figura 62.

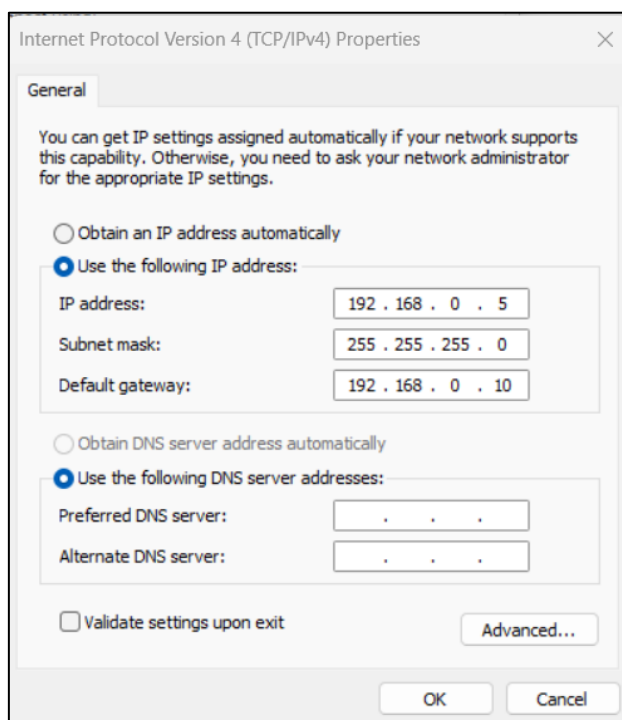


Figura 62.- Configuración dirección IP en la Laptop

Fuente: Autor

La Figura 63 presentada a continuación muestra la comunicación efectiva entre todos los dispositivos del sistema.

```

(C) Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.
C:\Users\Camila>ping 192.168.0.5 → PC
Haciendo ping a 192.168.0.5 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.5: bytes=32 tiempo=2ms TTL=128
Respuesta desde 192.168.0.5: bytes=32 tiempo=1ms TTL=128
Respuesta desde 192.168.0.5: bytes=32 tiempo=2ms TTL=128
Estadísticas de ping para 192.168.0.5:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 1ms, Máximo = 2ms, Media = 1ms
C:\Users\Camila>ping 192.168.0.7 → RTAC
Haciendo ping a 192.168.0.7 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo=1ms 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 = 1ms, Máximo = 1ms, Media = 1ms
C:\Users\Camila>ping 192.168.0.239 → SWITCH
Haciendo ping a 192.168.0.239 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.239: bytes=32 tiempo=3ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.239: bytes=32 tiempo=2ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.239: bytes=32 tiempo=2ms TTL=64
Estadísticas de ping para 192.168.0.239:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 2ms, Máximo = 3ms, Media = 2ms
C:\Users\Camila>ping 192.168.0.4 → SEL - 387E
Haciendo ping a 192.168.0.4 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.4: bytes=32 tiempo=4ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.4: bytes=32 tiempo=1ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.4: bytes=32 tiempo=1ms TTL=255
Estadísticas de ping para 192.168.0.4:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 1ms, Máximo = 4ms, Media = 1ms
C:\Users\Camila>ping 192.168.0.2 → SEL - 751_1
Haciendo ping a 192.168.0.2 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.2: bytes=32 tiempo=2ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.2: bytes=32 tiempo=7ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.2: bytes=32 tiempo=1ms TTL=255
Estadísticas de ping para 192.168.0.2:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 1ms, Máximo = 7ms, Media = 2ms
C:\Users\Camila>ping 192.168.0.3 → SEL - 751_2
Haciendo ping a 192.168.0.3 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.3: bytes=32 tiempo=2ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.3: bytes=32 tiempo=1ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.3: bytes=32 tiempo=1ms 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 = 1ms, Máximo = 2ms, Media = 1ms

```

Figura 63.- Prueba de conectividad

Fuente: Autor

3.5.4 CREACIÓN DE ARCHIVOS .CID DE LOS IEDs

Este procedimiento se llevará a cabo en el software AcSELErator Architec. El fabricante SEL mediante esta plataforma nos permite desarrollar la configuración de los IEDs bajo normativa IEC 61850. La creación de estos archivos con extensión .CID contienen el mapeo de los conjuntos de datos correspondientes a las variables de medición, estados de interruptores y disparo de protecciones de cada uno de los dispositivos. Esta información posteriormente será transmitida al sistema SCADA a través de la RTAC garantizando una integración eficiente y un monitoreo óptimo del sistema.

A continuación, se detalla la creación de un nuevo proyecto con los equipos que vamos a utilizar al que denominaremos "MAPEO_GOOSE_MMS". Estos equipos incluyen el SEL RTAC, SEL 751_1, SEL 751_2 y SEL 387E con sus versiones de firmware correspondientes.

La creación de este proyecto genera un archivo .SCD el cual más adelante será cargado a la RTAC.

En la figura 64 y 65, se realiza la elección de los primeros IEDs con su respectiva versión de firmware los cuales corresponden al SEL - 751_1 y 751_2.

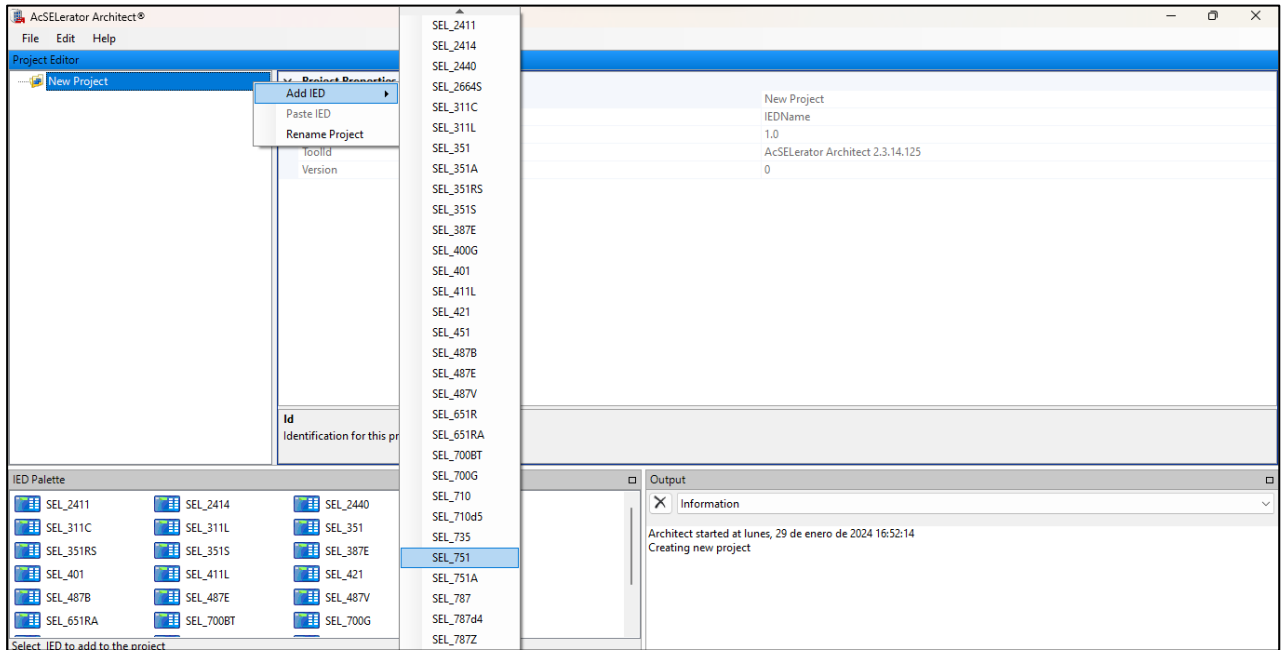


Figura 64.- Creación SEL - 751_1 y SEL - 751_2

Fuente: Autor

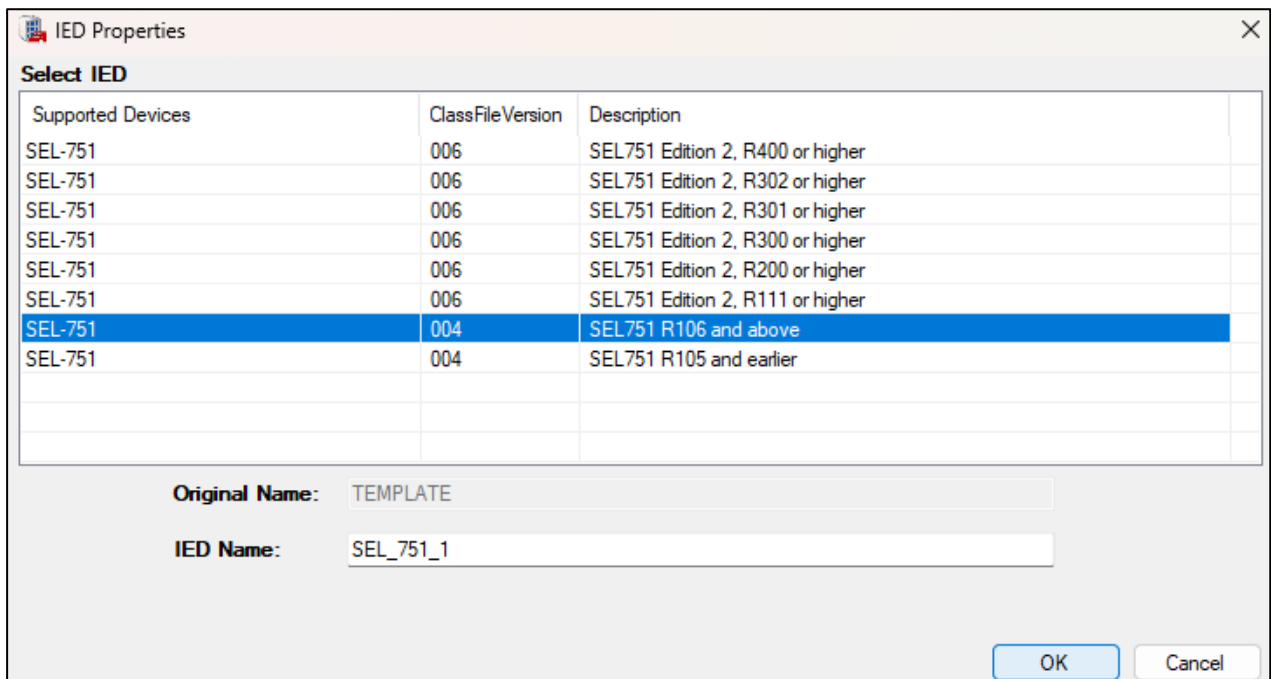


Figura 65.- Versión SEL - 751_1 y SEL - 751_2

Fuente: Autor

En la figura 66 y 67, se muestra la incorporación de la RTU – SEL RTAC 3530 y su correspondiente versión de firmware.

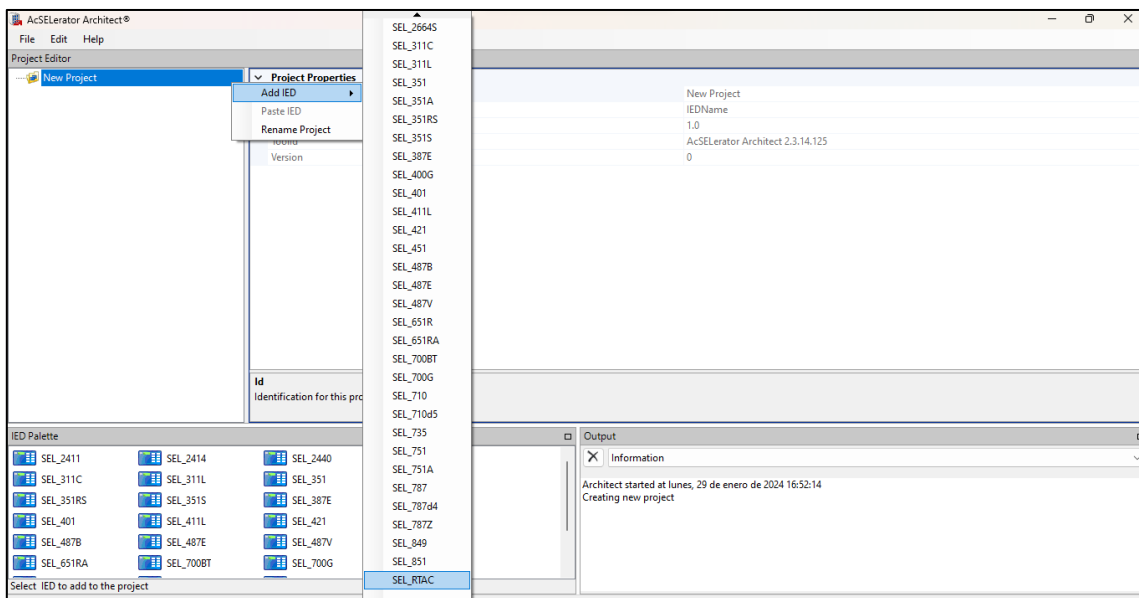


Figura 66.- Creación SEL – RTAC 3530

Fuente: Autor

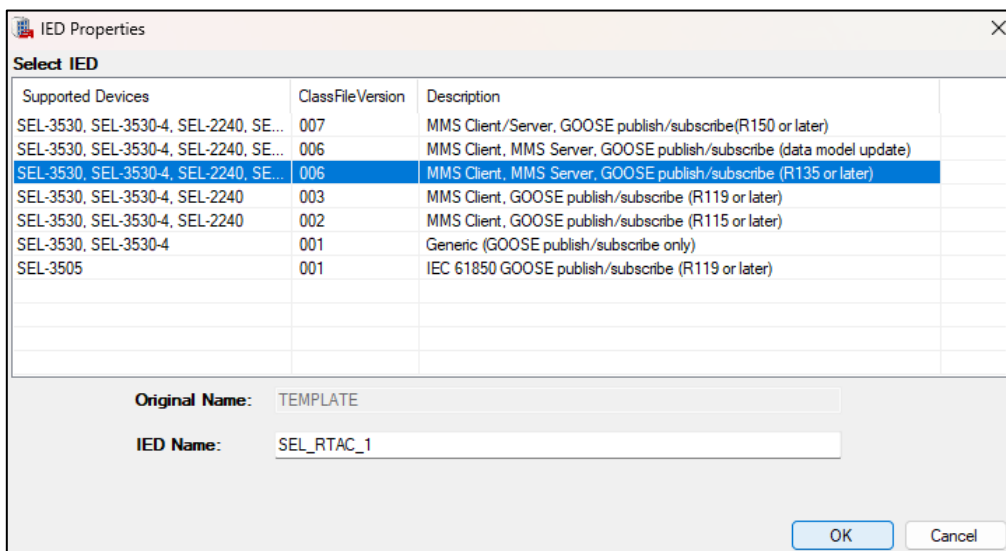


Figura 67.- Versión SEL – RTAC 3530

Fuente: Autor

En la figura 68 y 69, se muestra la incorporación del IED SEL – 387E y la versión de firmware que le corresponde.

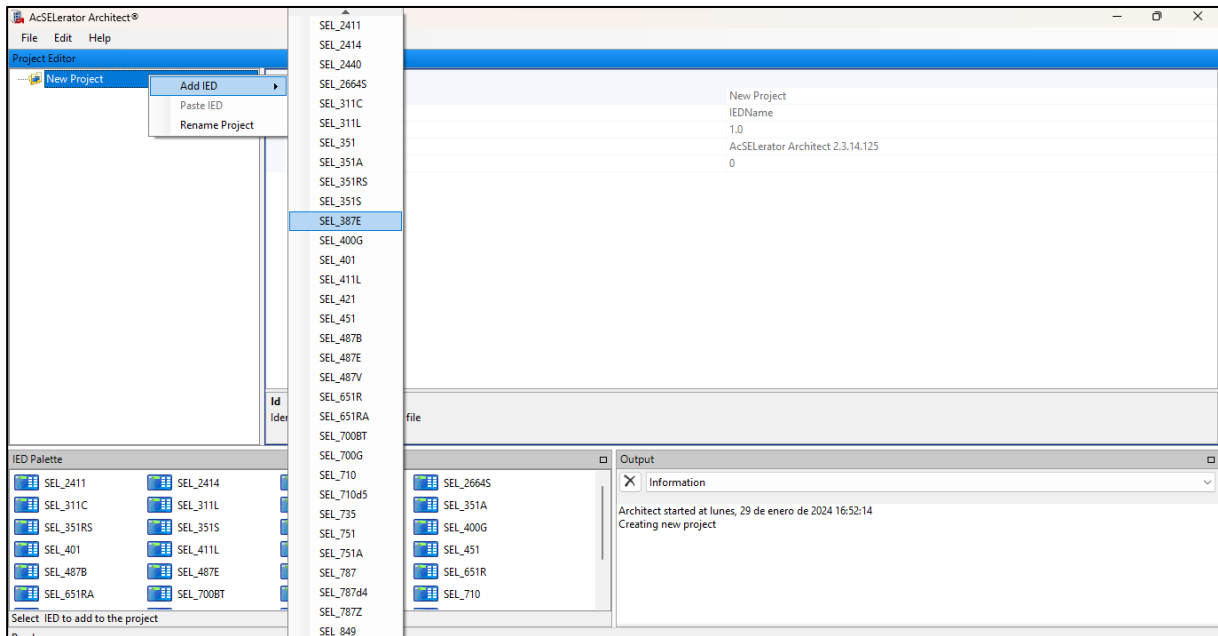


Figura 68.- Creación SEL - 387E

Fuente: Autor

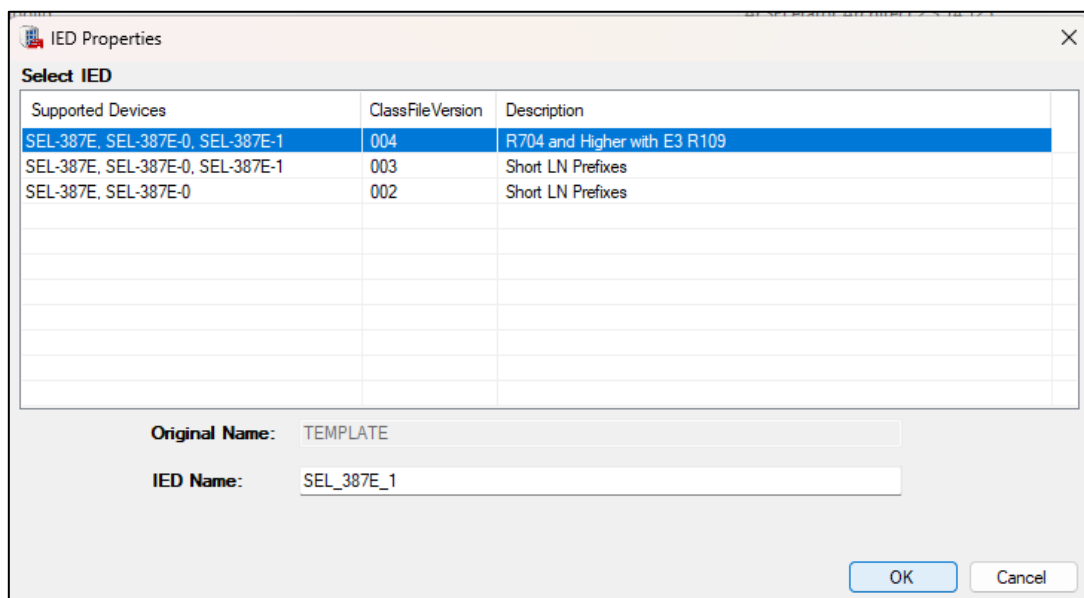


Figura 69.- Versión SEL - 387E

Fuente: Autor

Después de completar el paso anterior, el software facilitará el proceso al enviar un mensaje específico en cada uno de los equipos. Este mensaje tiene como objetivo la selección del modelo de control, que, en este caso, es uniforme para todos, como se muestra en la figura 70.

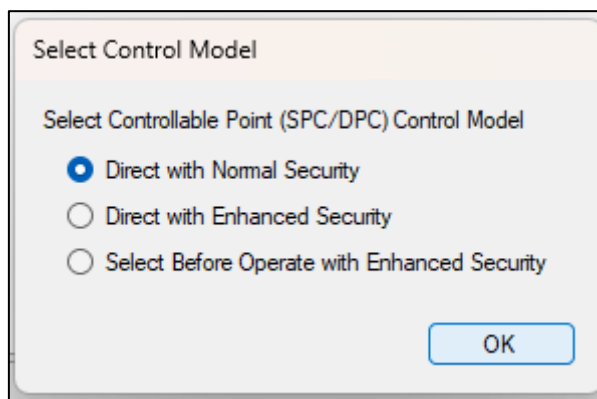


Figura 70.- Selección del modelo de control

Fuente: Autor

A continuación, se ingresarán los parámetros de la red LAN configurados anteriormente en cada IEDs. Como se muestra en la figura 71, se configura la dirección para el 387E.

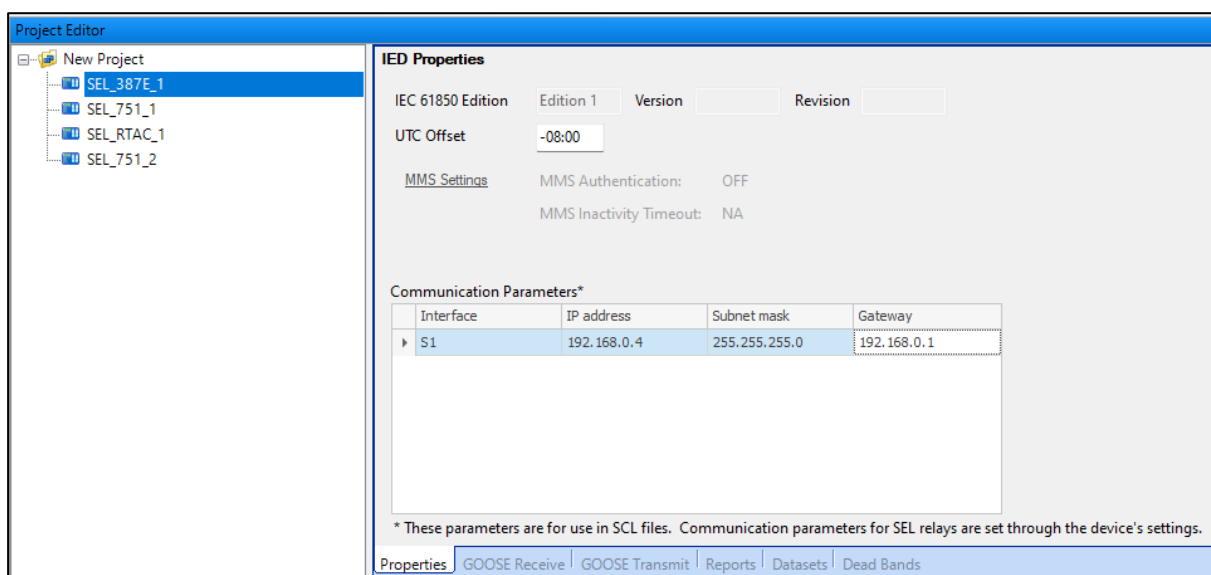


Figura 71.- Direccionamiento IP SEL - 387E

Fuente: Autor

En la figura 72 y 73, se configura la dirección para el 751_1 y 751_2

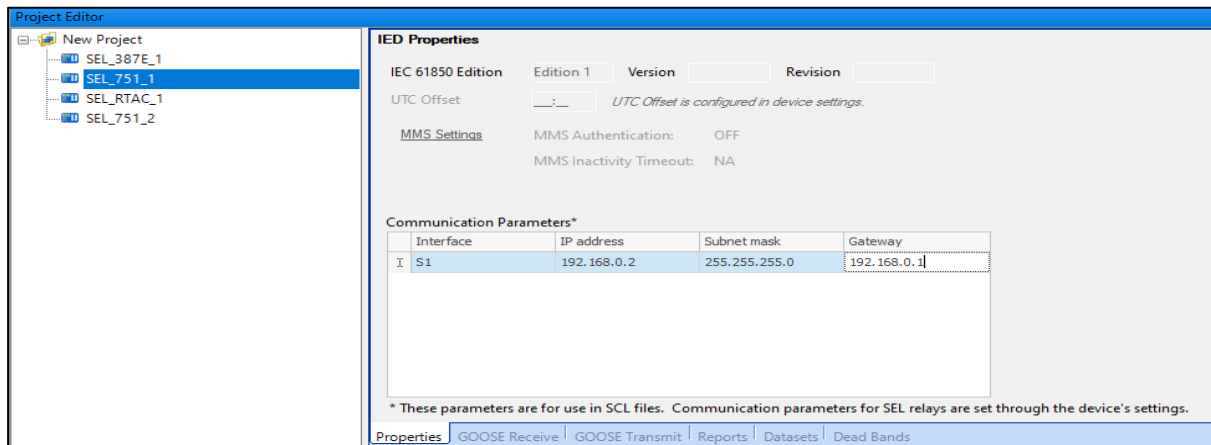


Figura 72.- Direccionamiento IP SEL - 751_1

Fuente: Autor

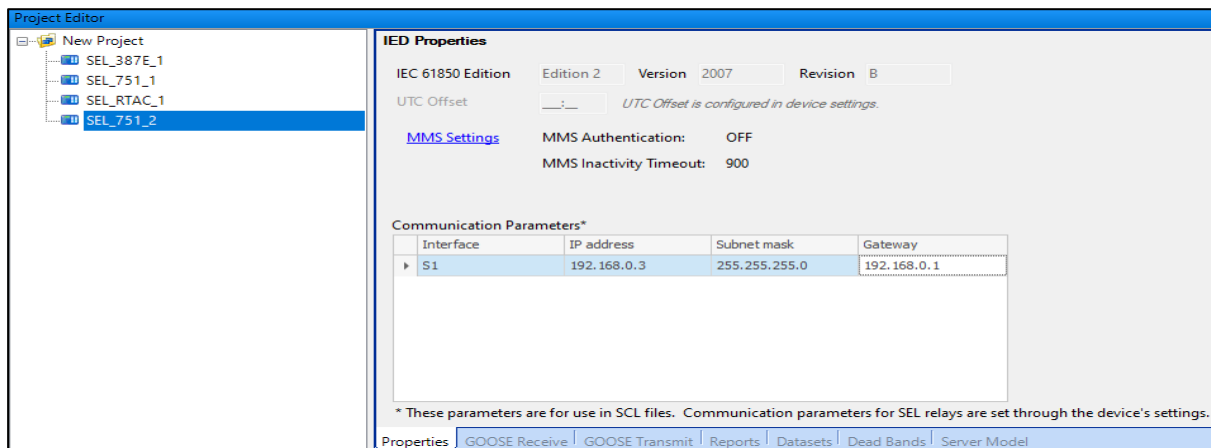


Figura 73.- Direccionamiento IP SEL - 751_2

Fuente: Autor

En la figura 74, se muestra el ingreso de la dirección para la RTAC – 3530.

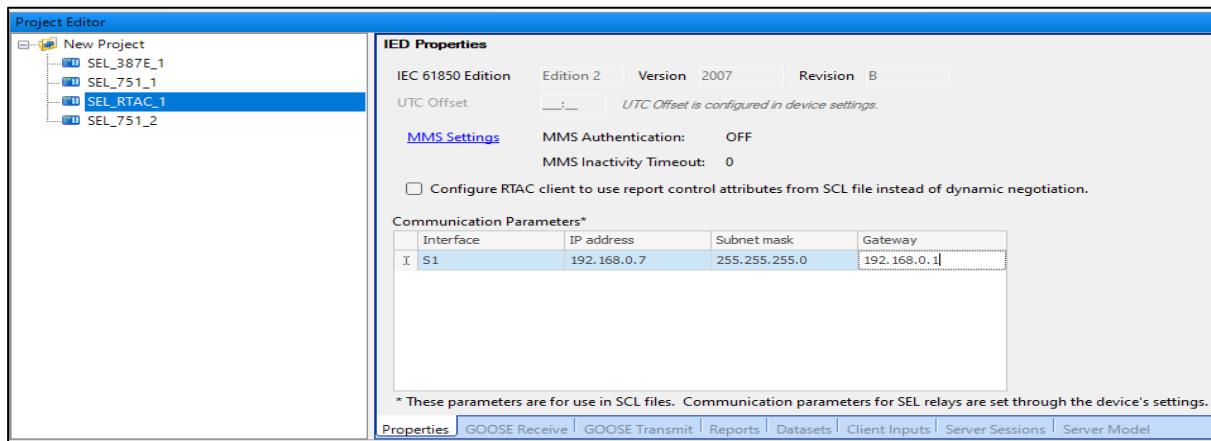


Figura 74.- Direccionamiento IP SEL – RTAC 3530

Fuente: Autor

En la sección de "**Datasets**" se presentan los algunos de estos ya creados por el fabricante, sin embargo, fueron eliminados con el objetivo de crear nuevos datasets según los requisitos específicos del proyecto. Para los IEDs 751_1, 751_2 y 387E se generarán tres tipos de Datasets con los siguientes propósitos:

1. **Goose:** Diseñado para transmitir disparos de protecciones entre dispositivos de entrada y salida (IEDs).
2. **Buffered:** Destinado a estados de protección que se actualizan en intervalos de tiempo configurados y se envían hacia el sistema SCADA.
3. **Unbuffered:** Utilizado para transmitir señales analógicas hacia el sistema SCADA.

En las figuras 75 y 76, se muestra el mapeo de las señales buffered y unbuffered de los IEDs 751_1 y 751_2.

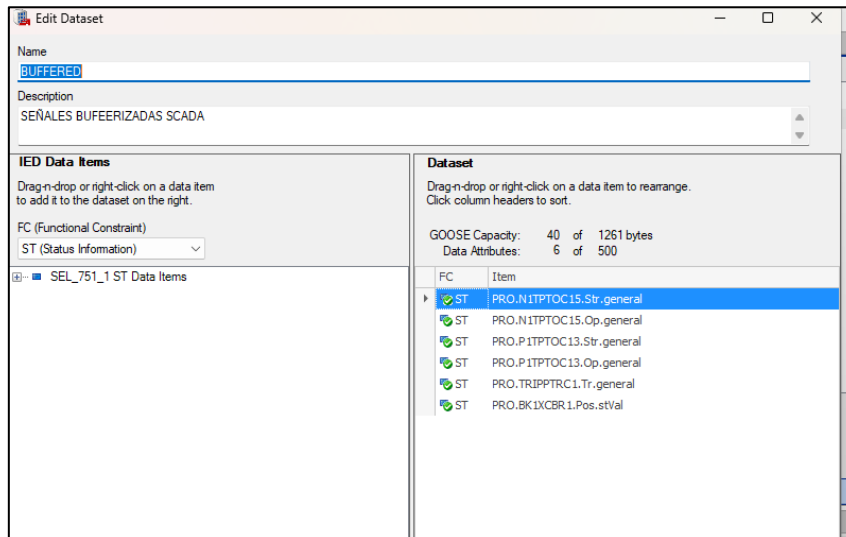


Figura 75.- Creación de Señales Buffered SEL - 751_1 y SEL - 751_2

Fuente: Autor

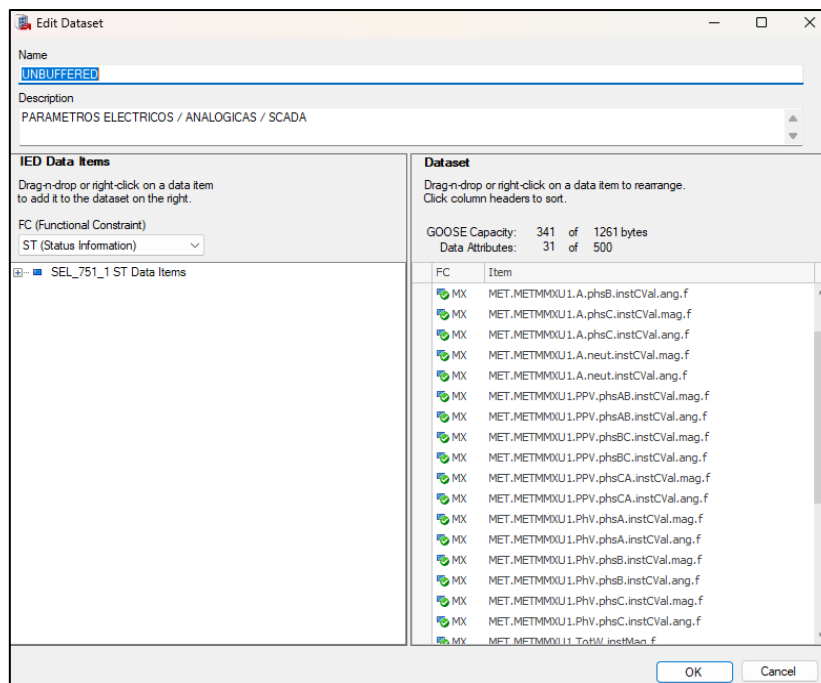


Figura 76.- Señales Unbuffered SEL - 751_1 y SEL - 751_2

Fuente: Autor

En la figura 77, se muestra el mapeo de las señales de protecciones que van a ser enviadas por el servicio GOOSE.

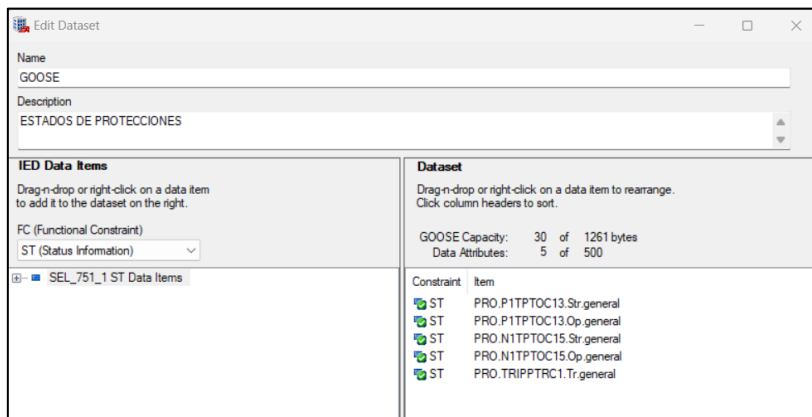


Figura 77.- Señales Goose SEL - 751_1 y SEL - 751_2

Fuente: Autor

De la misma forma en las figuras 78 y 79, se muestra el mapeo de las señales buffered y unbuffered del IED 397E.

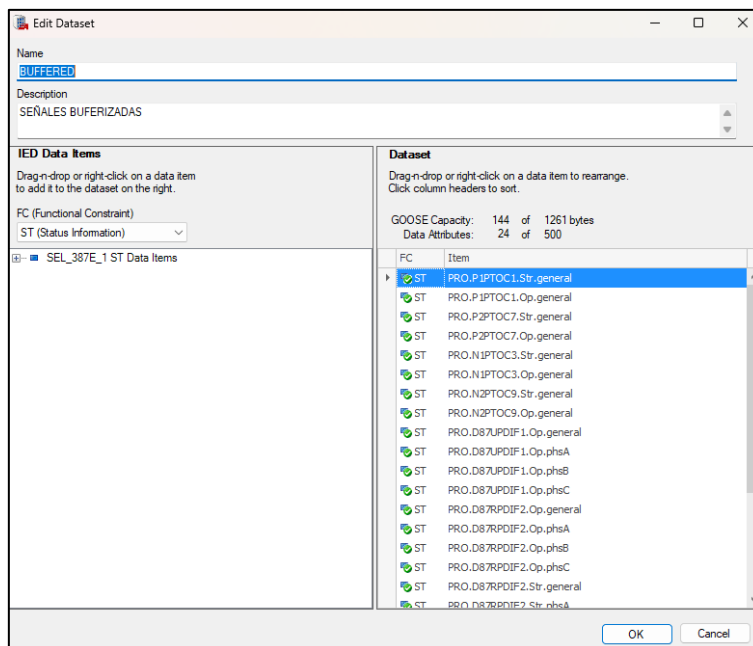


Figura 78.- Señales Buffered SEL - 387E

Fuente: Autor

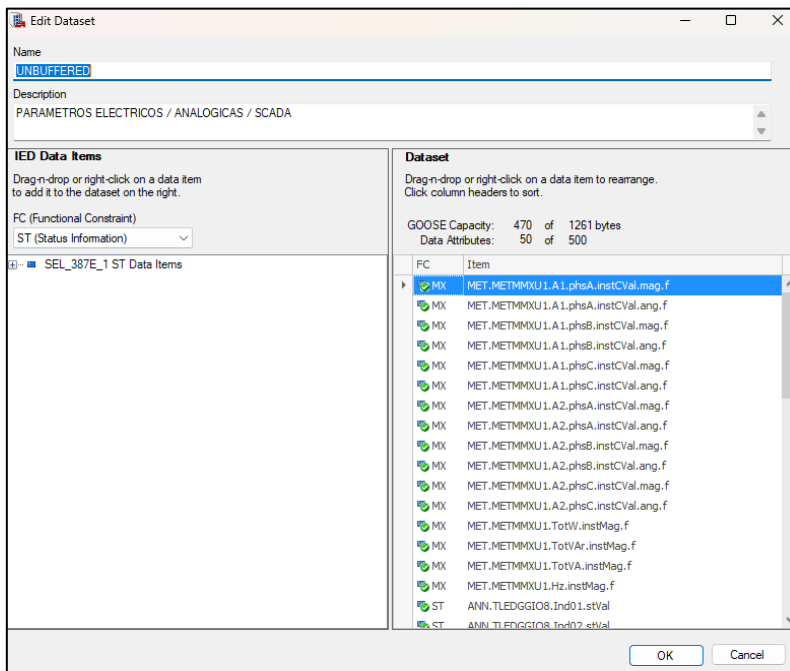


Figura 79.- Señales Unbuffered SEL - 387E

Fuente: Autor

En la figura 80, se muestra el mapeo de las señales de protecciones que van a ser enviadas por el servicio GOOSE.

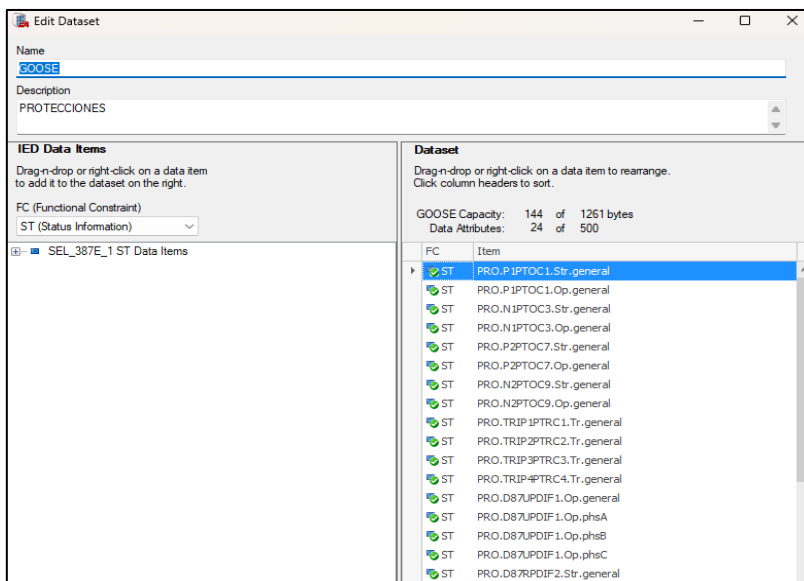


Figura 80.- Señales Goose SEL - 387E

Fuente: Autor

Para el envío de señales por Goose, nos dirigimos al IED SEL – 387E en la pestaña "**Goose Transmit**" y verificamos que el data set escogido sea el correcto. Ver figura 81.

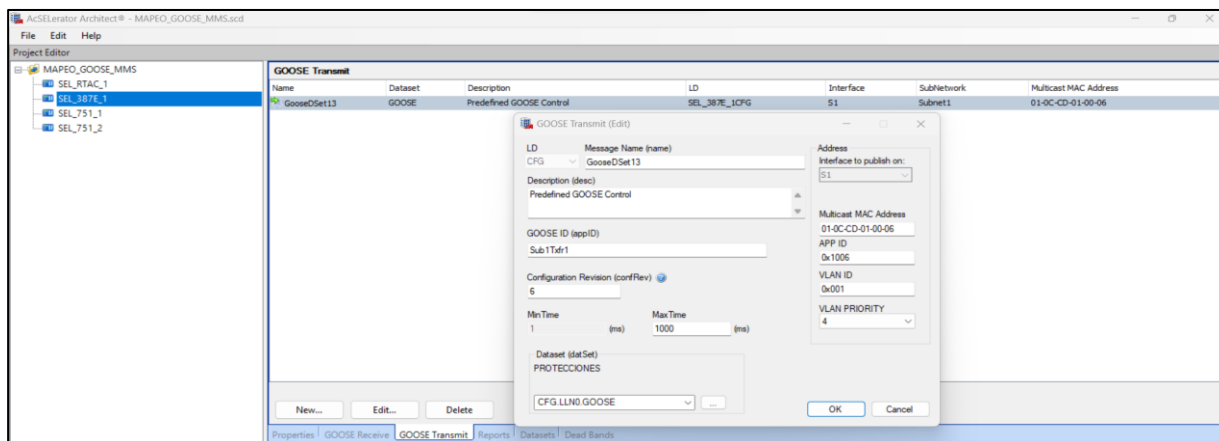


Figura 81.- Configuración para la transmisión de Mensajería Goose

Fuente: Autor

Ahora se realizará la subscripción de los IEDs SEL - 751_ 1 y 2, al Publicador SEL 387E. para lo cual en el IED 751 se dará click en la pestaña "**Goose Receive**". Como se mencionó en el objeto de estudio estos IEDs recibirán las señales de disparo, la cuales serán direccionadas a variables virtuales que formarán parte de la lógica de disparo de los IEDs. Ver figura 82.

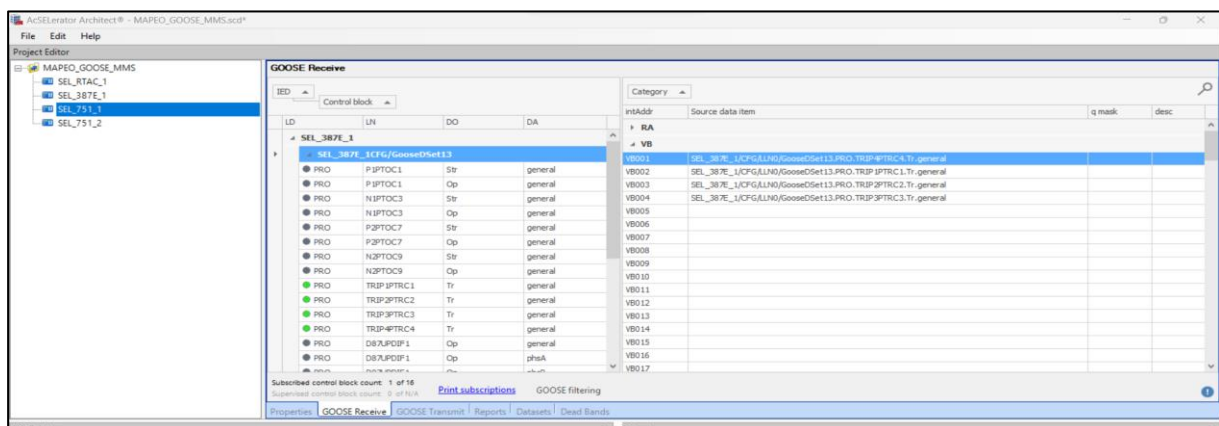


Figura 82.- Configuración Disparos por Goose en IED SEL – 751

Fuente: Autor

Para generar los reportes MMS correspondientes a los conjuntos de datos previamente establecidos, se selecciona la pestaña "**Reports**" como se muestra en la figura 83. Adicional se verifica que el Dataset escogido sea el correcto.

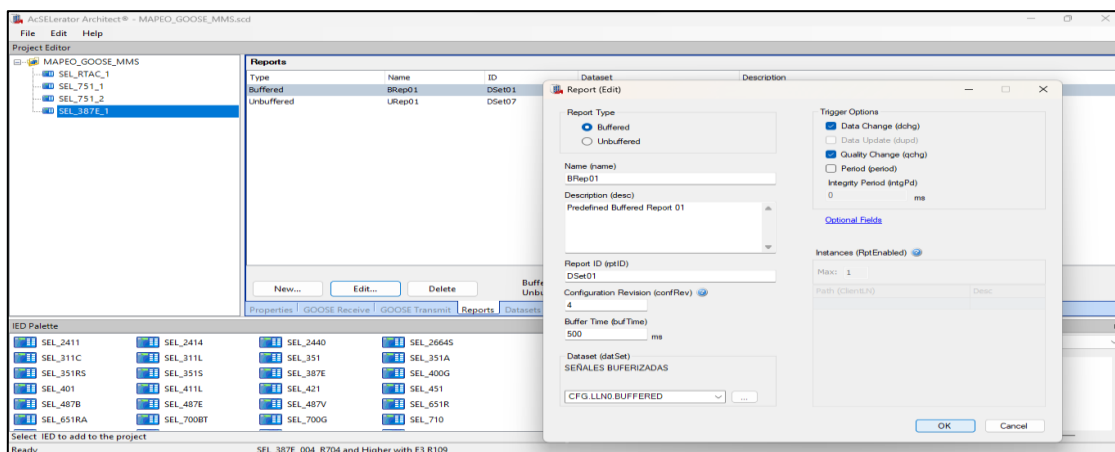


Figura 83.- Generación de reportes

Fuente: Autor

Como se presenta en la figura 84, se selecciona al dispositivo RTAC en la pestaña de "**Client Inputs**". Donde nos colocaremos en los datasets "**Buffered**" y "**Unbuffered**" de cada IED y daremos click en ">". Esto es necesario para el envío de datos en MMS hacia la RTAC.

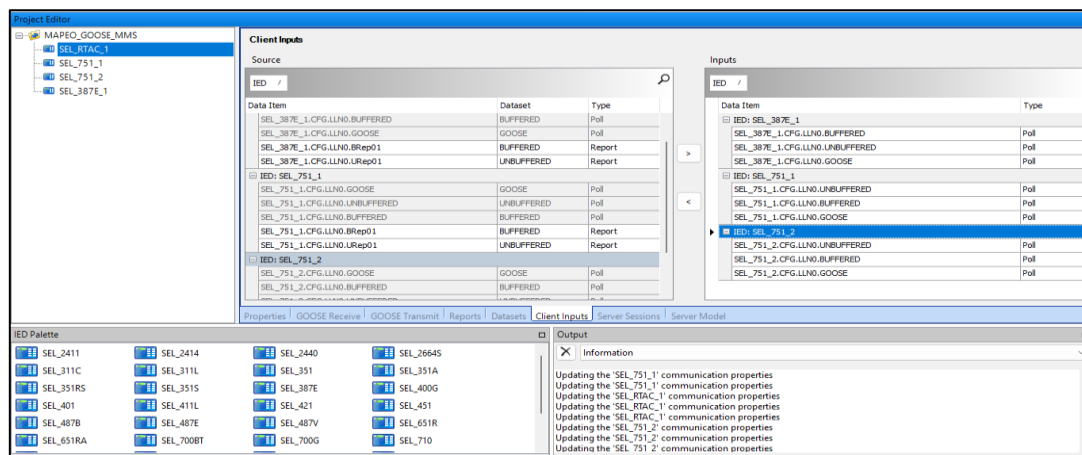


Figura 84.- Envío de reportes a RTAC

Fuente: Autor

Una vez que las configuraciones en IEC 61850 ha sido realizada, es necesario enviarla a todos los IED, con excepción de la RTAC ya que el proceso de cargar es distinto. Como se muestra en la figura 85, para llevar a cabo este proceso, se pulsa click derecho sobre cada uno de los equipos y elegimos la opción "**Send CID**".

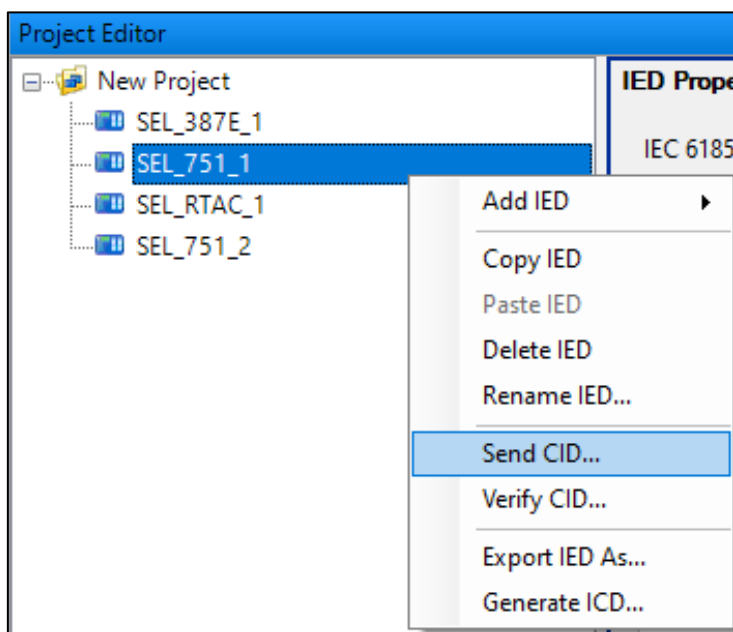


Figura 85.- Envío de archivo CID a IED SEL - 751

Fuente: Autor

Para concluir el proceso de envío del archivo CID, se solicita ingresar unas credenciales descritas por el fabricante en el manual y corresponden a "**FTPUSER**" para el Username y "**TAIL**" para el Password, ver figura 86. Este procedimiento es idéntico para los IEDs de los alimentadores SEL – 751_1 y 2. Una vez confirmado, el sistema despliega un mensaje indicando que el envío ha sido exitoso, ver figura 87.

AcSElerator Architect

SEL_751_1

Confirm Network Settings

SEL

FTP Address: 192.168.0.2

Credentials

Username: FTPUSER

Password: ●●●●

Include Device Settings

Cancel < Back Next > Finish

Figura 86.- Credenciales para SEL - 751

Fuente: Autor

AcSElerator Architect

SEL_751_1

Finished sending IEC 61850 settings to the IED.

SEL

File was sent successfully.

Cancel < Back Next > Finish

Figura 87.- Envío IEC 61850 finalizado en SEL 751

Fuente: Autor

En cuanto al IED SEL - 387E como se muestra en la figura 88, el Username cambia a "2AC" y el Password permanece como "TAIL". De la misma forma como se puede observar en la figura 89, el software mostrará un mensaje de que el envío fue exitoso.

AcSElerator Architect

SEL_387E_1

Confirm Network Settings

FTP Address: 192.168.0.4

Credentials

Username: 2AC

Password: [redacted]

Include Device Settings:

Cancel < Back Next > Finish

Figura 88.- Credenciales para SEL - 387E

Fuente: Autor

AcSElerator Architect

SEL_387E_1

Finished sending IEC 61850 settings to the IED.

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

File was sent successfully.

Cancel < Back Next > Finish

Figura 89.- Envío IEC 61850 finalizado en SEL 387E

Fuente: Autor

La tabla de señales se encuentra disponible en los anexos 8 y 9.

3.5.5 CONFIGURACIÓN RTU – RTAC SEL 3530

Considerando que la RTU SEL RTAC – 3530 desempeña un papel central como concentrador de datos dentro de todo el sistema, se hace necesario realizar una serie de pasos para la configuración adecuada de este elemento.

AcSELerator RTAC desempeña un papel crucial como el software principal encargado de la configuración para la adquisición y concentración de datos en tiempo real. Su característica sobresaliente radica en su capacidad para convertir datos entre diversos protocolos integrados en la RTU.

Al iniciar el programa, se desplegará una pantalla de seguridad el cual solicitará unas credenciales definidas por el fabricante como "**admin**" para el Username y "**TAIL**" para el Password, ver figura 90.

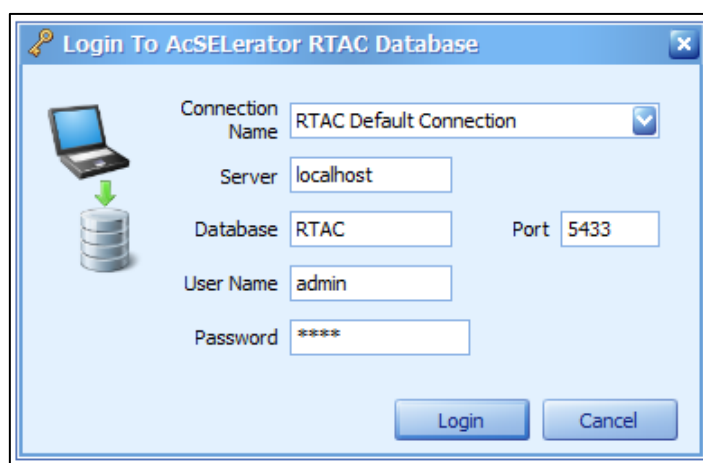


Figura 90.- Ingreso AcSELerator RTAC

Fuente: Autor

Para la configuración inicial del nuevo proyecto se pulsará click en "**New Project**" al que denominaremos "PROYECTO_TESIS", como se muestra en la figura 91. Se requiere la elección precisa de la versión de firmware y modelo de la RTAC que disponemos. Se finaliza la creación de proyecto dando click en "**Create**". Este paso, establecerá las bases para una configuración eficiente acorde a los requisitos específicos del proyecto.

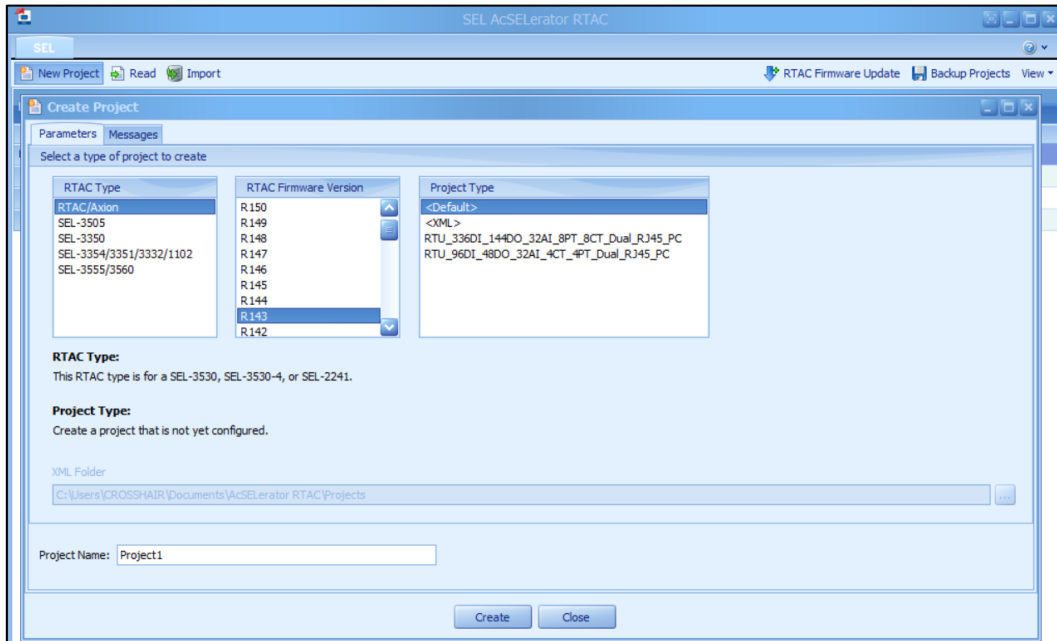


Figura 91.- Elección del modelo y firmware de RTAC

Fuente: Autor

En la interfaz principal, se dirige hacia la opción **"Insert"** como se muestra en la figura 92, y seleccionamos la opción **"IEC 61850"**, luego optamos por **"Set IEC 61850 Configuration"**.

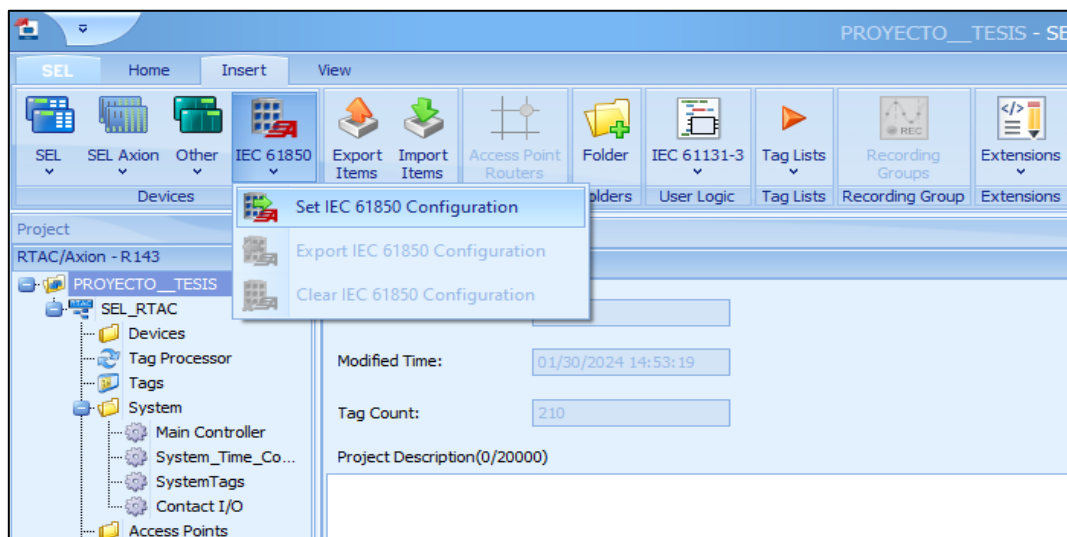


Figura 92.- Carga de archivo SCD. con la configuración IEC 61850

Fuente: Autor

En este apartado, se procede a cargar la información proveniente del archivo .SCD generado en Architec como mencionamos anteriormente. Se verifica la ruta del archivo y se da click en "OK", ver figura 93.

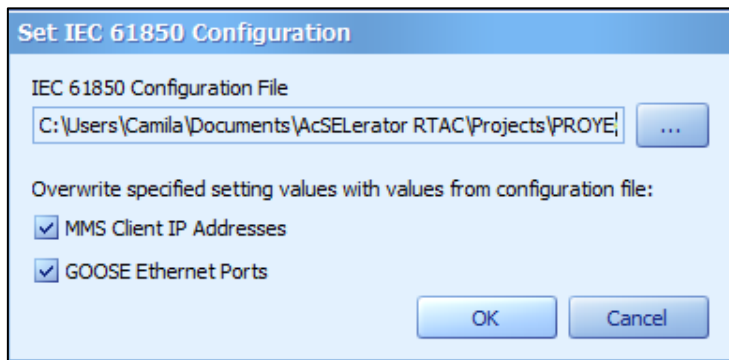


Figura 93.- Archivo .SCD cargado

Fuente: Autor

Automáticamente el sistema cargará la información del archivo .SCD dentro de la RTAC como se presenta en la figura 94.

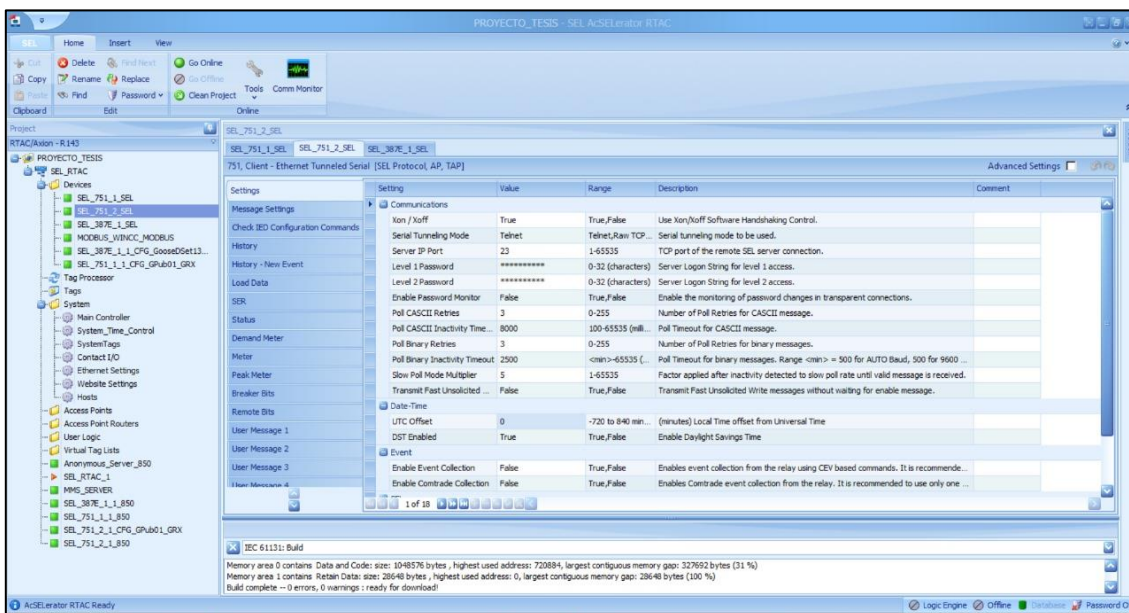


Figura 94.- Interfaz principal del proyecto

Fuente: Autor

Para que el proceso de carga del proyecto sea completado se debe poner en línea con la RTAC. Para lo cual nos desplazaremos a la pestaña de "**Home**" y daremos click a la opción de "**Go Online**". Nos aparecerá una ventana solicitando las credenciales anteriormente solicitadas por el web server como se muestra en la figura 95. Luego daremos click en "**Login**".

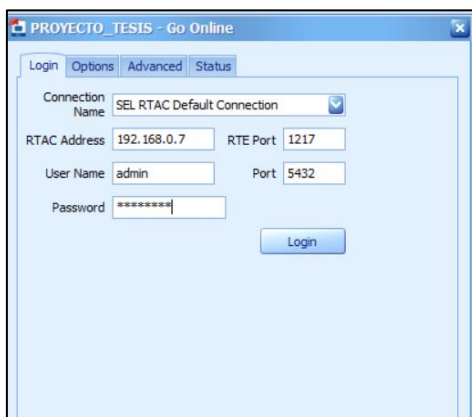


Figura 95.- Ingreso en modo online con la RTAC

Fuente: Autor

Como se muestra en la figura 96, aparecerá una ventana a la cual daremos click en "**Go**".

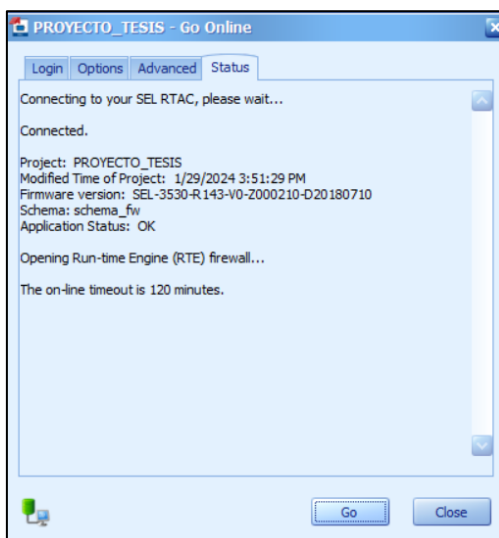


Figura 96.- Ventana Go Online RTAC

Fuente: Autor

A continuación, mostrará un mensaje avisando que se realizaron algunos cambios y si deseamos sobre escribir. Daremos "Yes", ver figura 97.

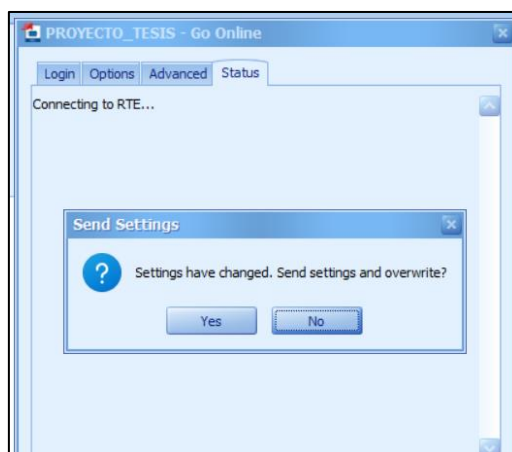


Figura 97.- Venta de Aceptar Cambios en configuración

Fuente: Autor

Finalmente, al colocarse el LED en rojo del botón "Go Online" sabremos que estamos en línea con la RTAC, ver figura 98.

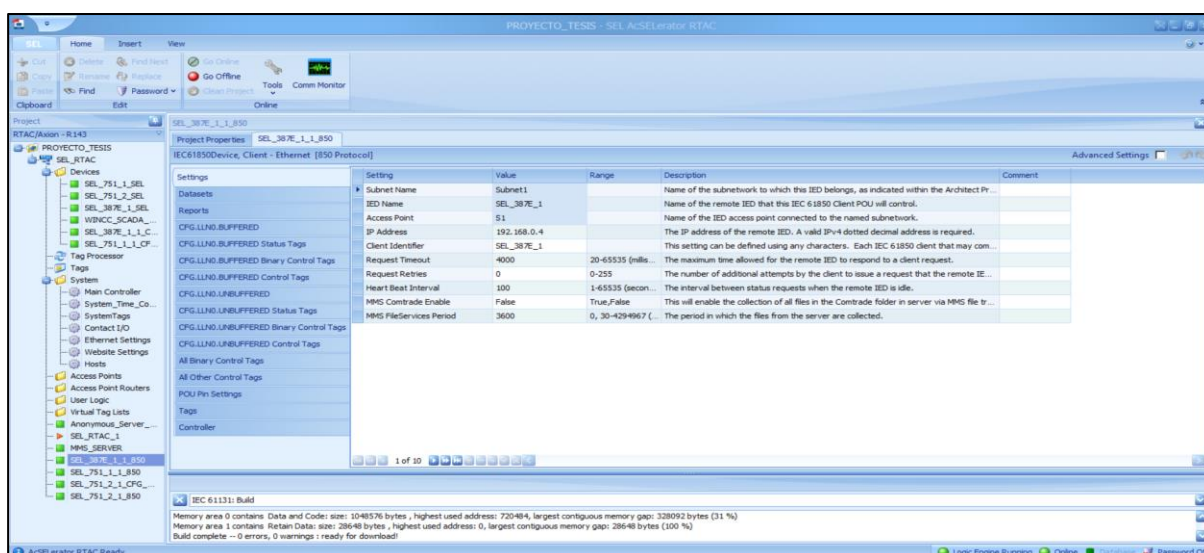


Figura 98.- Establecimiento de Conexión Online con la RTAC

Fuente: Autor

Empezaremos con la creación de la Tabla MODBUS en la RTU, la cual se encargará de enviar los datos hacia el aplicativo SCADA WINCC. Desplazamos la pestaña "Insert", hacia al apartado "Other" y daremos click en la opción "Modbus Protocol". Ver figura 99.

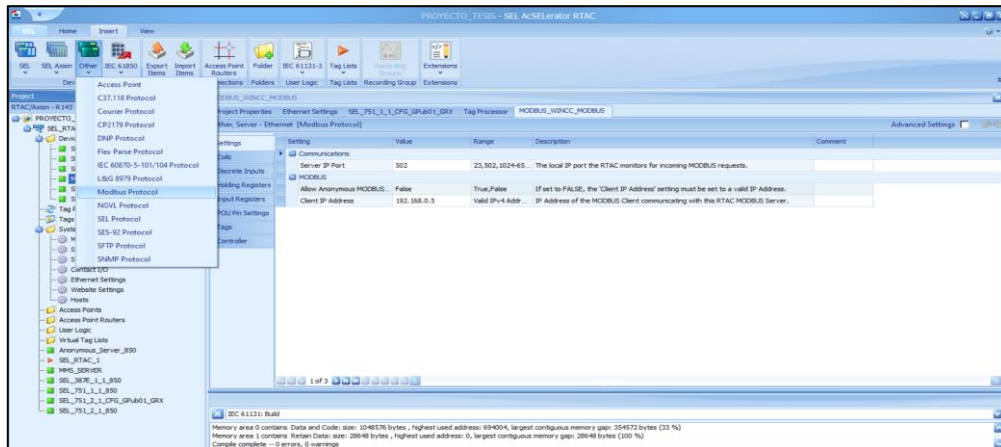


Figura 99.- Creación de conexión MODBUS en RTAC

Fuente: Autor

Aparecerá una ventana como la que se muestra en la figura 100, a la cual daremos el nombre de "WINCC_SCADA". En la sección de "Connection Type", seleccionamos "Server - Ethernet". Finalmente damos click en "Insert".

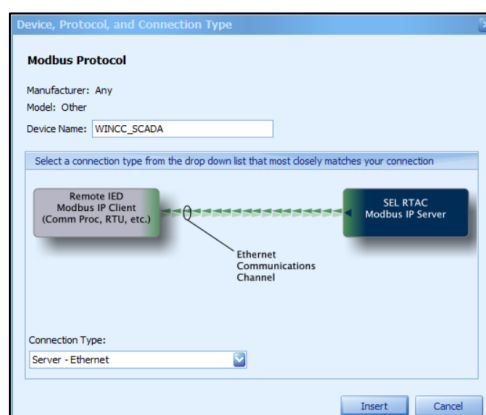


Figura 100.- Creación tipo de conexión MODBUS

Fuente: Autor

Ya una vez creada la conexión nos aparecerá a la izquierda de la pantalla, como se muestra en la figura 101. Nos dirigimos a la pestaña "**Settings**" y en la opción "**Client IP Address**" colocamos la dirección que asignamos a la laptop "**192.168.0.5**".

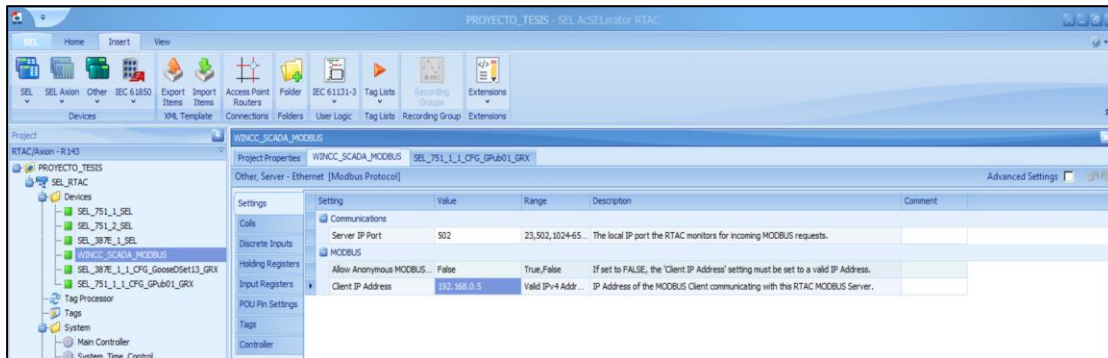


Figura 101.- Asignación IP al MODBUS Server

Fuente: Autor

Ahora, se crea la tabla de señales. Para lo cual en la pestaña "**Discrete Inputs**", se integran todas las señales de tipo BOOL (SPS). Mientras que en la pestaña "**Input Register**" se agregan todas las señales de tipo análogas (MV), ver figura 102 y 103.

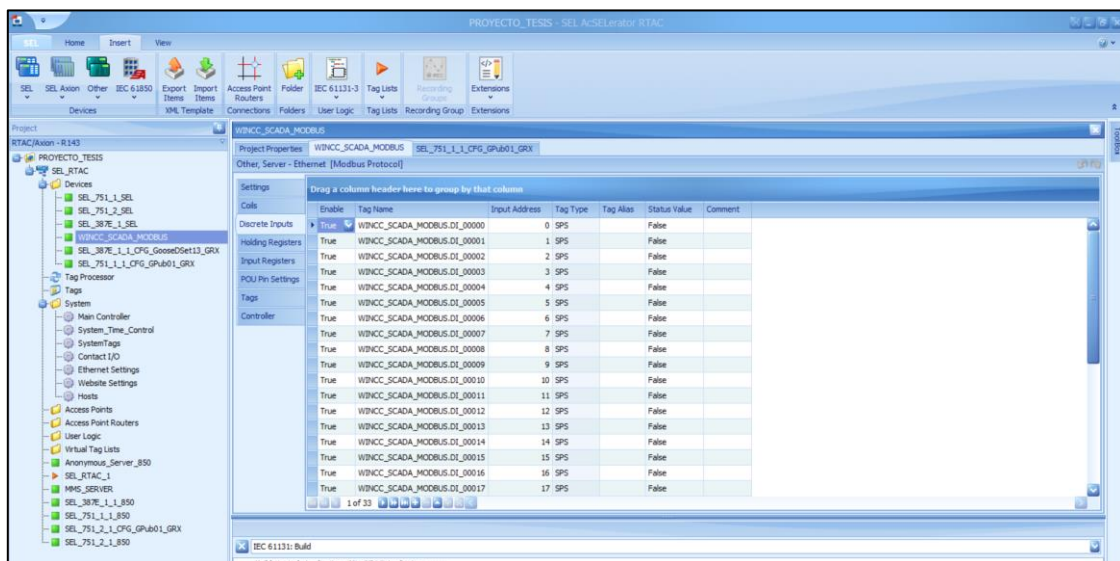


Figura 102- Creación de Señales Bool

Fuente: Autor

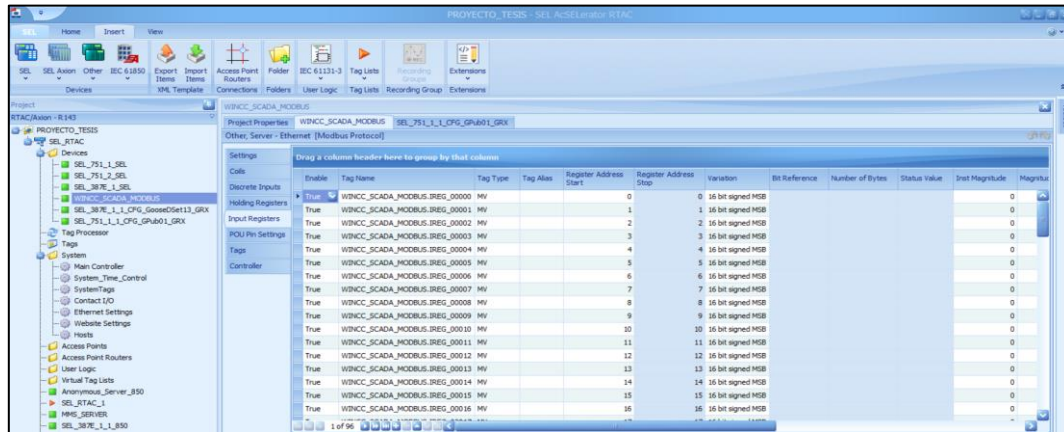


Figura 103.- Creación de Señales Análogas

Fuente: Autor

Finalmente, el aparatado "**Tag Processor**", será el encargado de realizar la conversión de variables para el envío en MODBUS TCP. Se copian todas las variables de cada uno de los IEDs y se pegan en la sección de "**Source Expression**", mientras que del lado de "**Destination Tag Name**" se agregan las variables que fueron creadas en la conexión WINCC_SCADA, ver figura 104.

Colocando el comando "**CTRL+S**" se pueden guardar los cambios realizados, y se vuelve a realizar la puesta en línea con la RTAC.

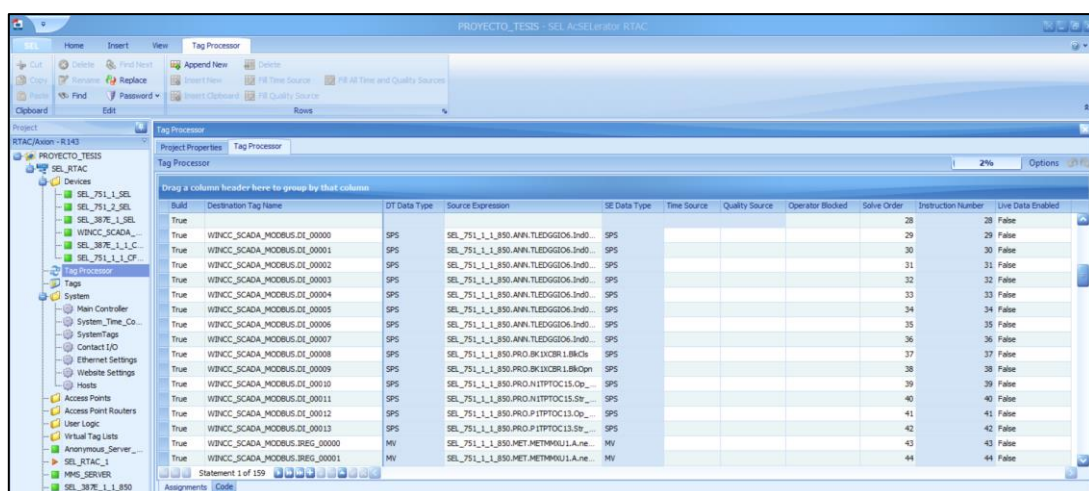


Figura 104.- Conversión de datos en Tag Processor

Fuente: Autor

3.6. CONFIGURACIÓN DE SCADA WINCC - ADVANCED

El monitoreo en tiempo real del sistema se llevó a cabo en la plataforma WINCC del fabricante SIEMENS. Para lo cual necesitamos inicializar el software TIA PORTAL V15.1 y crear un nuevo proyecto. Le daremos el nombre de "TESIS_TESIS1" y finalizaremos dando click en "Create", ver figura 105.

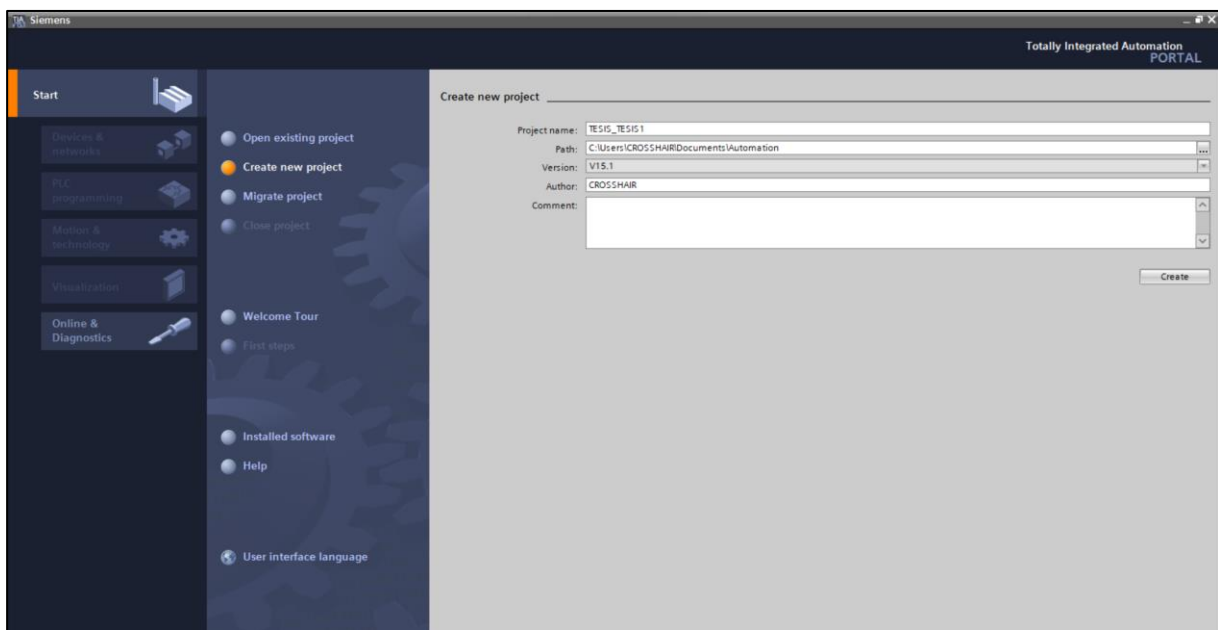


Figura 105.- Creación de nuevo proyecto en TIA PORTAL

Fuente: Autor

Nos aparecerá una pantalla la cual permitirá realizar configuraciones preliminares para nuestro proyecto. En el apartado "**Devices & networks**". Daremos click primero en la opción "**Add new device**", y luego click en la opción "**PC systems**". A continuación, desplegamos la lista "**SIMATIC HMI applications**". Se selecciona la opción "**WINCC RT Advanced**" y finalizamos dando click en "**Add**", ver figura 106.

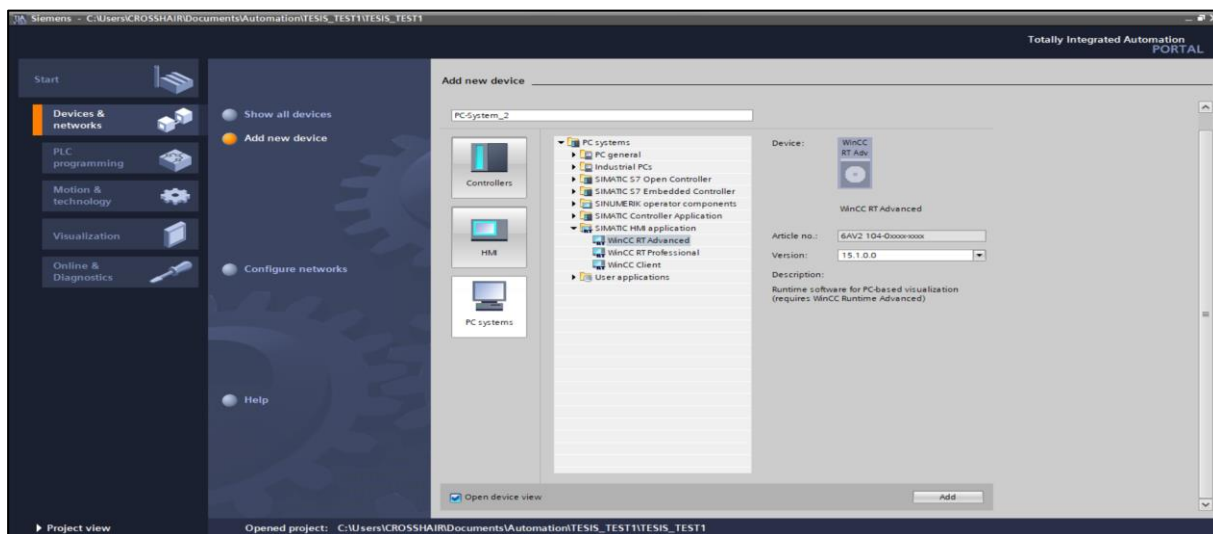


Figura 106.- Creacion de aplicativo HMI WINCC en software TIA PORTAL

Fuente: Autor

En la parte izquierda de la pantalla desplegamos la carpeta "HMI_RT[WINCC RT Advanced]". En la sección "Connections" se configura la conexión con la RTAC. Asignamos como nombre a esta conexión "RTAC_3530" y seleccionamos "Modicon MODBUS TCP/IP" en la sección "Communication Driver". Finalmente ingresamos la dirección de la RTAC "192.168.0.7" y guardamos el proyecto, ver figura 107.

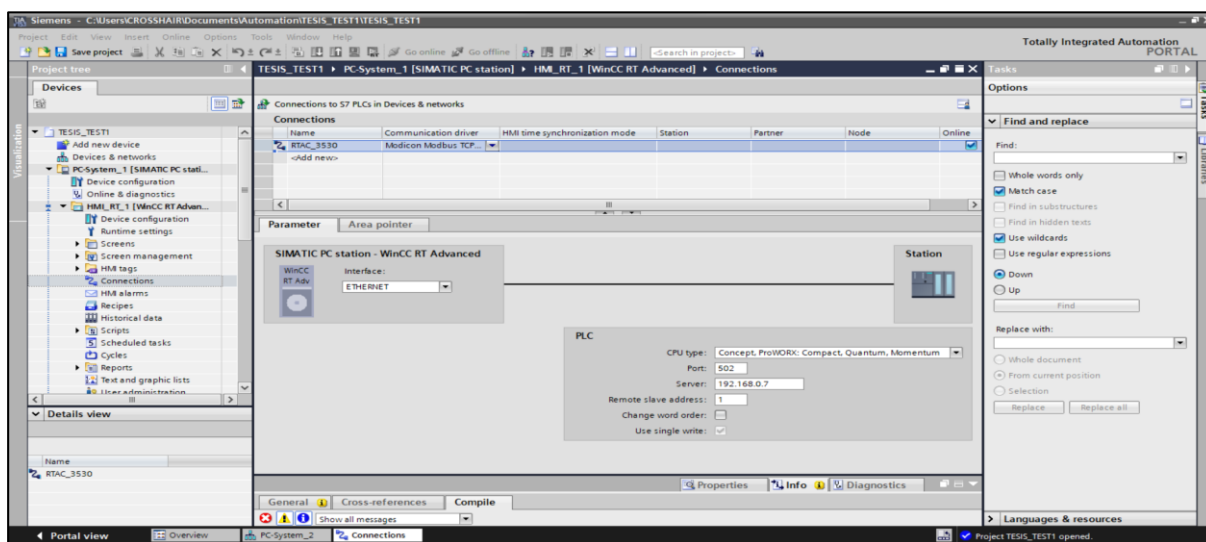


Figura 107.- Configuración de conexión MODBUS TCP/IP en WINCC

Fuente: Autor

A continuación, en la carpeta de "HMI tags" se crean las tablas de variables de todos los dispositivos. Asignaremos la función "1x1xxxxx" para las variables de tipo BOOL y "3x3xxxxx" para las de tipo analógicas, ver figura 108.

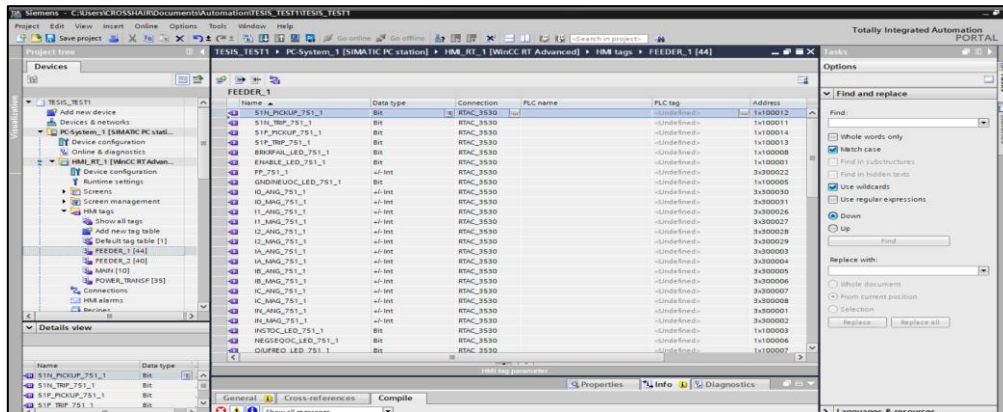


Figura 108.- Creación de Variables del HMI

Fuente: Autor

Como último paso, desplegamos la carpeta "Screens" para la creación de las pantallas y empezamos agregar elementos como Text box, I/O field, botones y demás. Finalmente, en la sección "Properties" de los I/O field empezamos asignar las variables creadas en el paso anterior, ver figura 109.

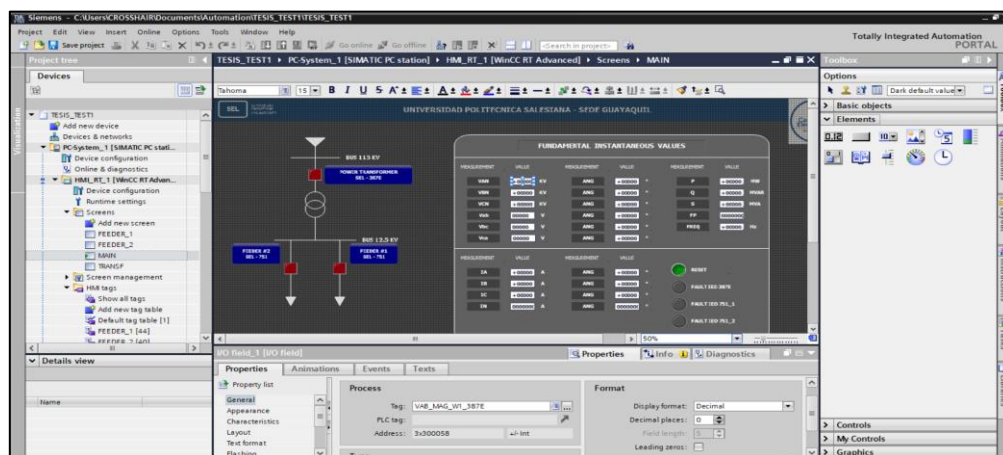


Figura 109.- Asignación de variables

Fuente: Autor

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

Al ejecutar el archivo **RUN TIME** del proyecto podemos observar como el sistema de monitoreo opera de manera eficaz, mostrando todas las variables mapeadas anteriormente bajo un escenario de condiciones normales. El aplicativo HMI consta de una pantalla principal en la cual podemos visualizar parámetros esenciales como voltaje, corriente y potencia. Adicional posee 3 secundarias asignadas a cada uno de los IEDs la cuales no permiten supervisar la operación de del transformador y los dos alimentadores recopilando de datos en tiempo real, ver figuras 110 y 111.

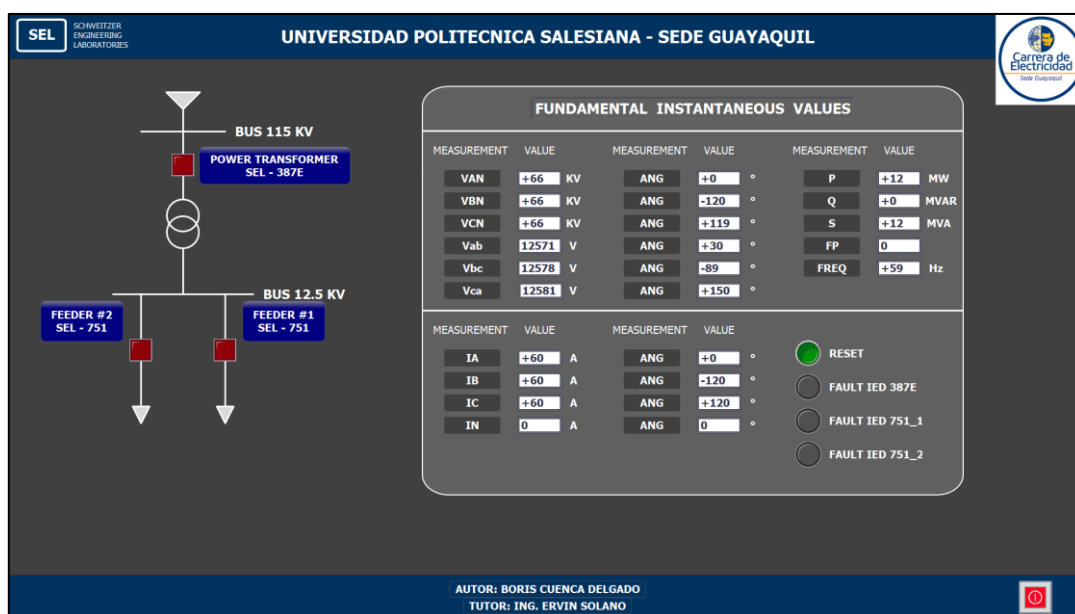


Figura 110.- Operación normal pantalla principal SCADA

Fuente: Autor

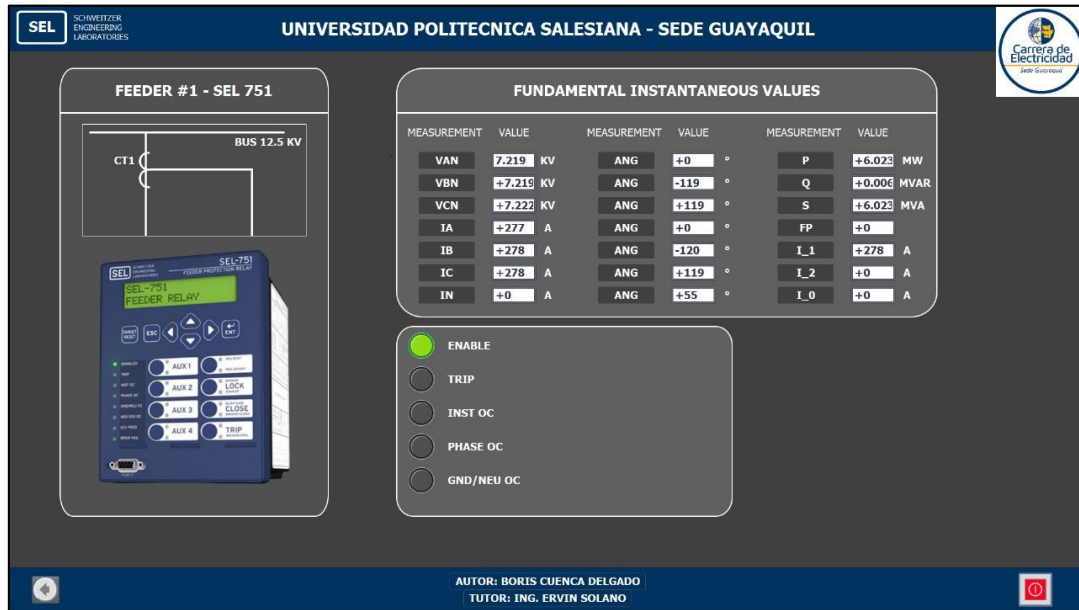


Figura 111.-Operación normal pantalla alimentador SCADA

Fuente: Autor

4.2. OPERACIÓN EN FALLA

El módulo de coordinación de protecciones del software ETAP nos permite simular fallas en los elementos para corroborar que los ajustes que determinamos en el estudio de coordinación son los correctos. Cumpliendo con uno de los principios básicos de las protecciones como lo es la selectividad.

Todas estas fallas serán visualizadas en el sistema SCADA y los informes de las pruebas realizadas serán adjuntados en los anexos 1,2 y 3.

4.2.1 FALLA DE TRANSFORMADOR

A continuación, procedemos a originar una falla en la zona de protección del Transformador lo que provocará actuar las protecciones, causando el disparo de los interruptores CB1, CB2 y CB3, ver figura 112.

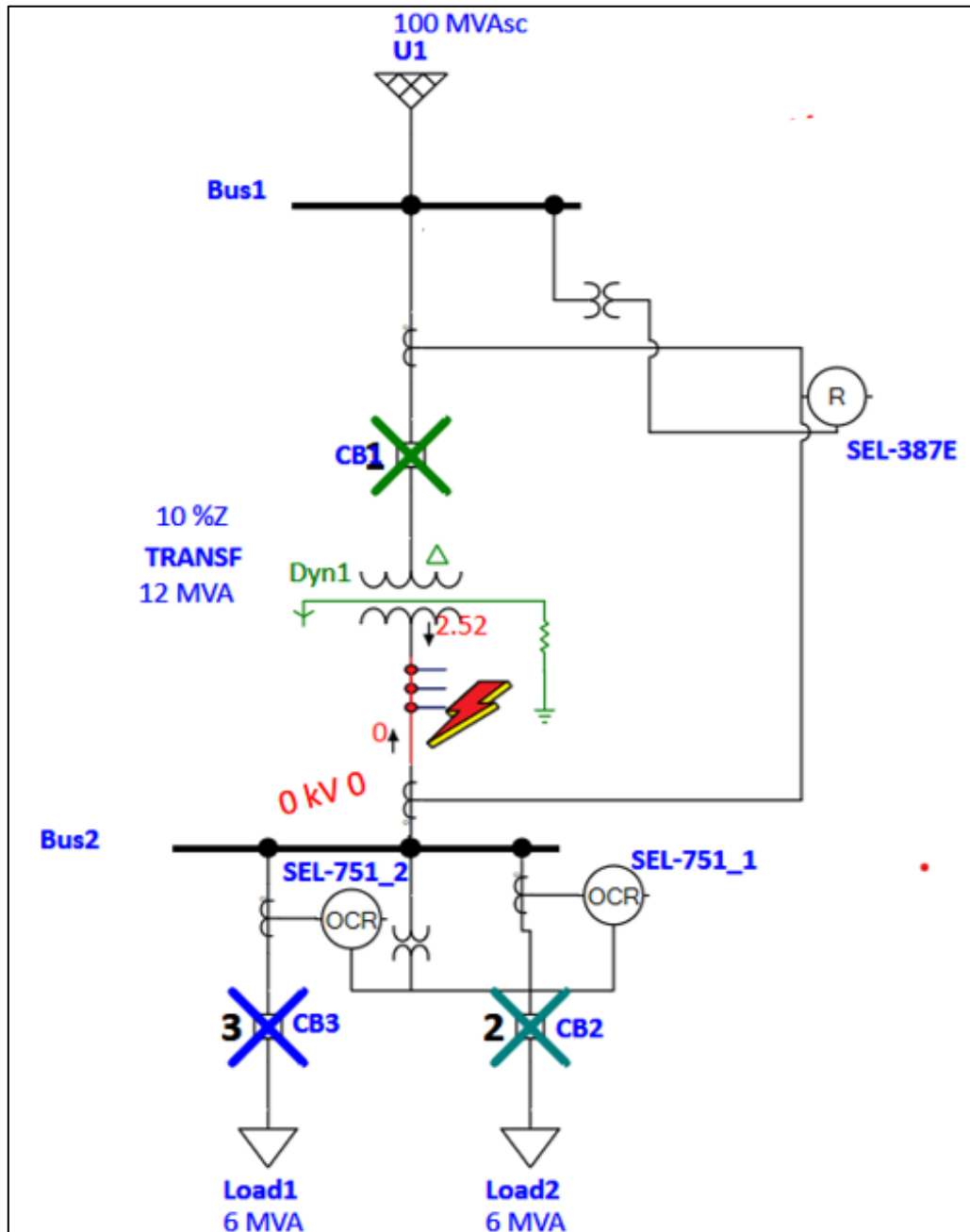


Figura 112.- Falla de Transformador de Potencia en software ETAP

Fuente: Autor

Ahora mediante el uso de la OMICRON CMC – 356, en el software Test Universe generaremos dos fallas. En la primera falla utilizaremos el módulo de **Diff Operating Characteristic** para evaluar la operación de la función diferencial, ver figura 113.

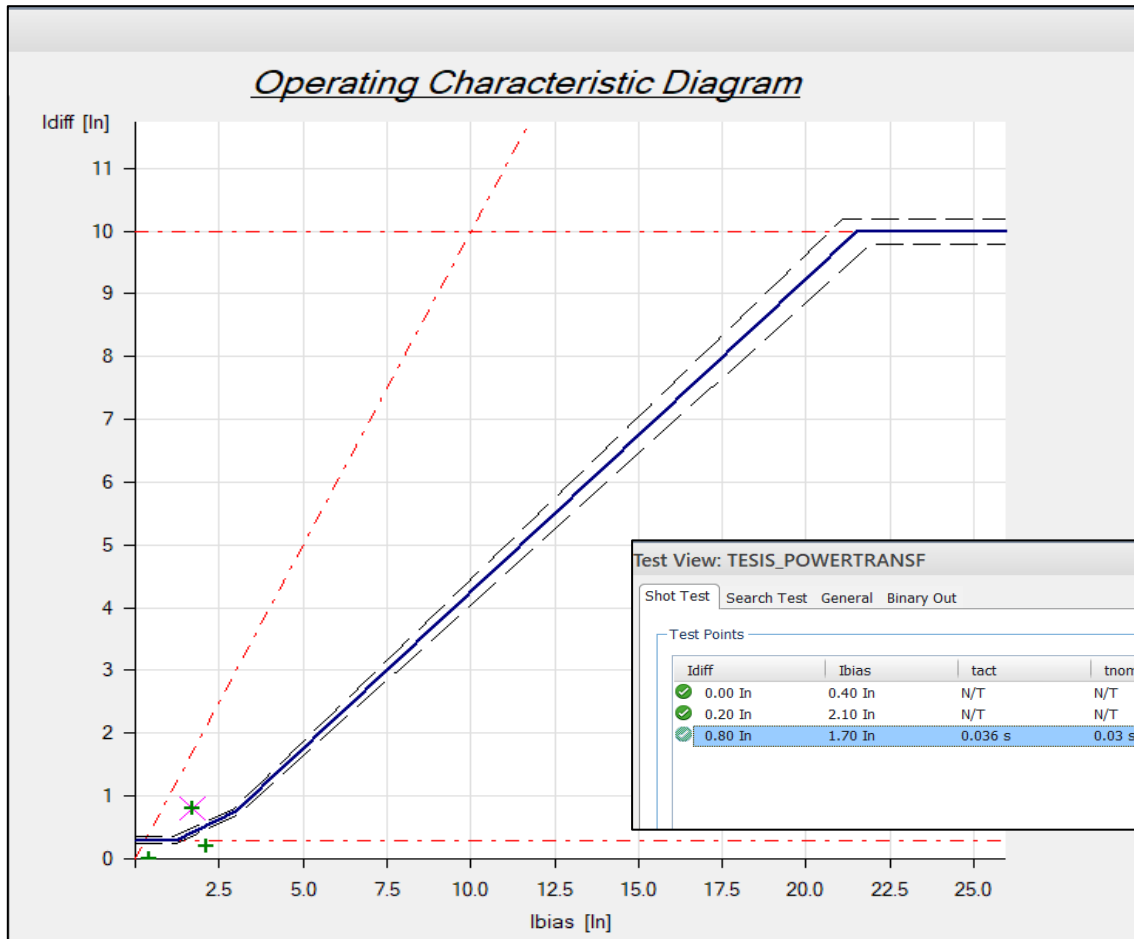


Figura 113.- Test Diferencial en software Test Universe

Fuente: Autor

En la figura 114, se visualiza en el sistema SCADA la falla generada previamente.

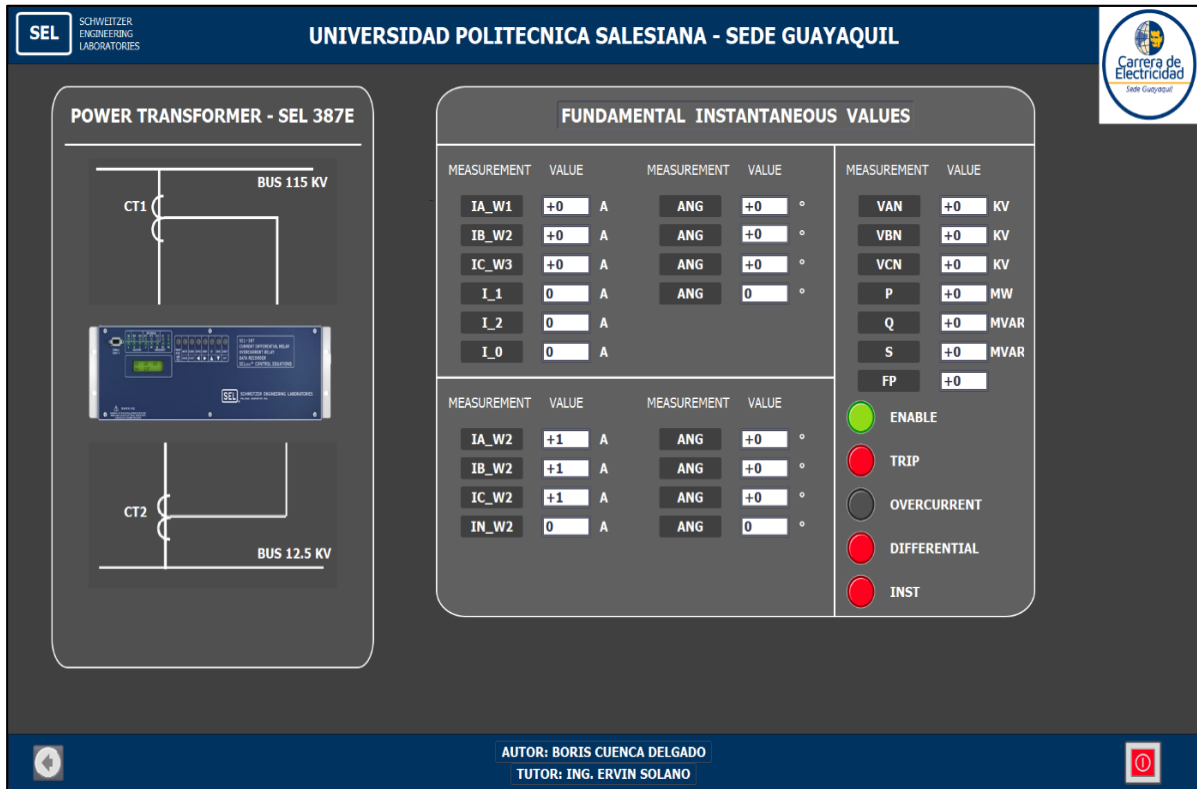


Figura 114.- Visualización SCADA falla Diferencial SEL 387E

Fuente: Autor

En la segunda falla utilizaremos el módulo de **Overcurrent** para evaluar la operación de las funciones de sobre corriente, ver figura 115.

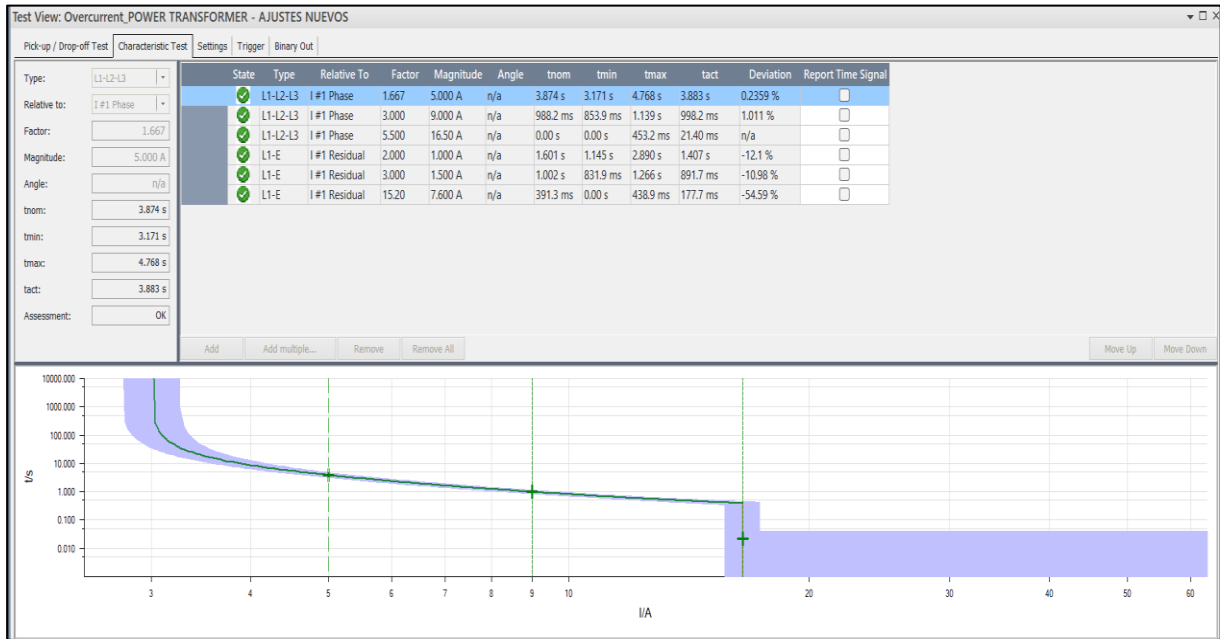


Figura 115.- Test sobre corriente en software Test Universe

Fuente: Autor

En la figura 116, se visualiza en el sistema SCADA la falla generada previamente.

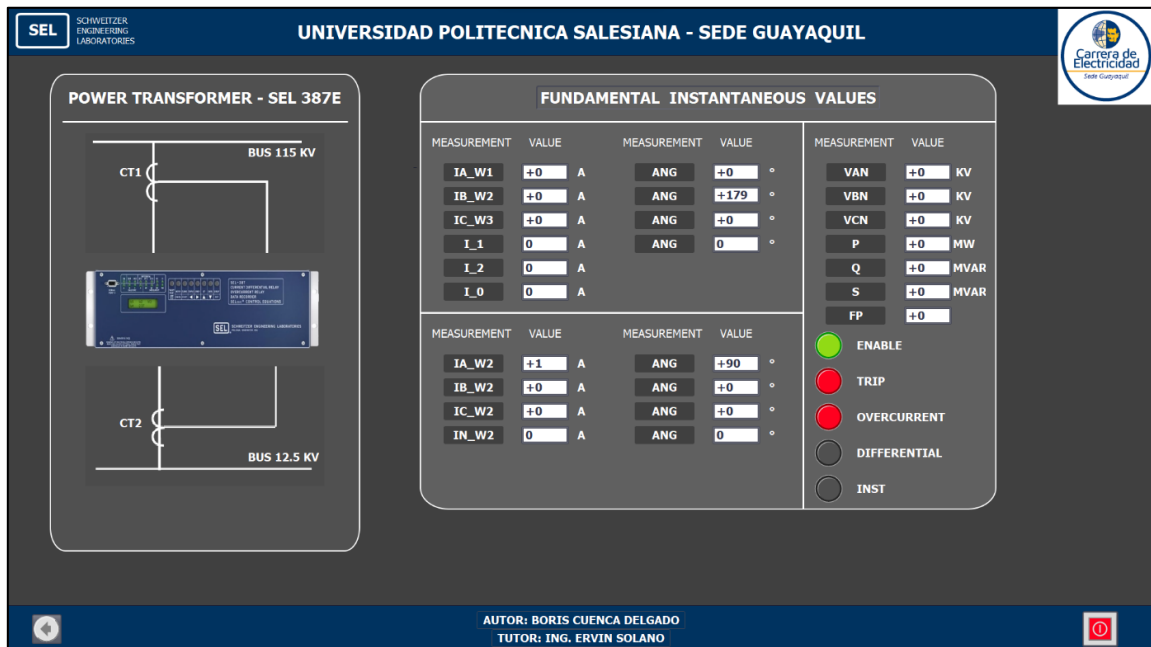


Figura 116.- Visualización SCADA falla Sobre corriente SEL 387E

Fuente: Autor

Como se mencionó en el capítulo anterior al describir el objeto de estudio. La generación de cualquier falla en el transformador de potencia, provoca una señal de disparo en los alimentadores y como podemos observar en la figura 117, las fallas alarman inmediatamente los IEDs en el SCADA.

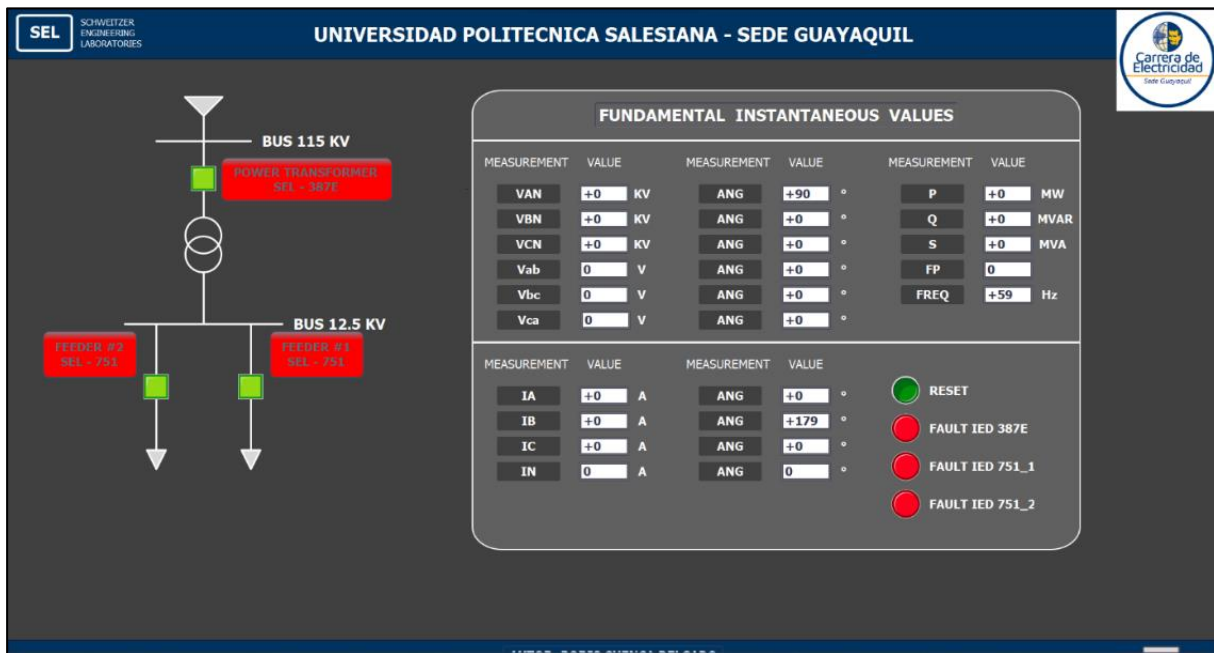


Figura 117.- Visualización de fallas en SCADA

Fuente: Autor

4.2.2 FALLA DE ALIMENTADOR

A continuación, procedemos a originar una falla en la zona de protección del Alimentador 1 lo que provocará actuar las protecciones, causando el disparo del interruptor CB2, ver figura 118.

La visualización de los IEDs en falla se encuentra disponibles en los anexos 5 y 6.

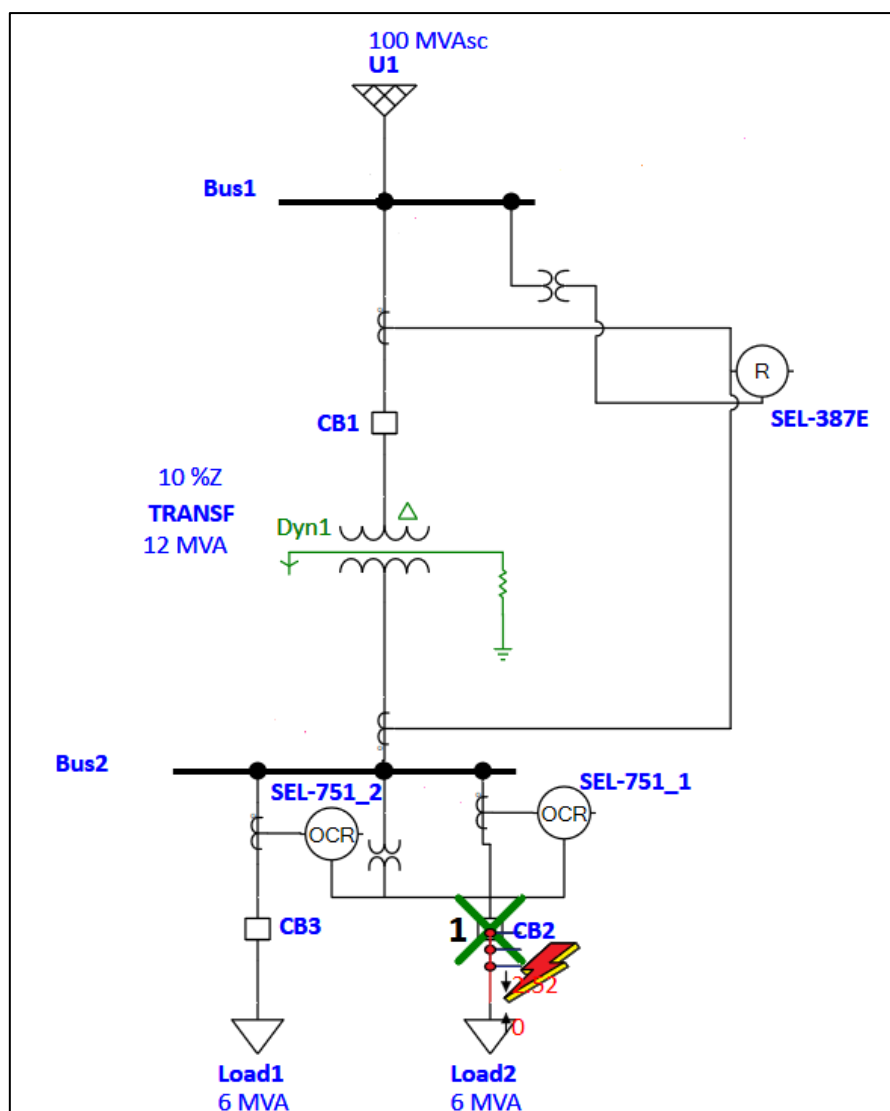


Figura 118.- Falla de Alimentador 1 en software ETAP

Fuente: Autor

Volvemos a utilizar el módulo de **Overcurrent** para evaluar la operación de las funciones de sobre corriente, ver figura de la 119.

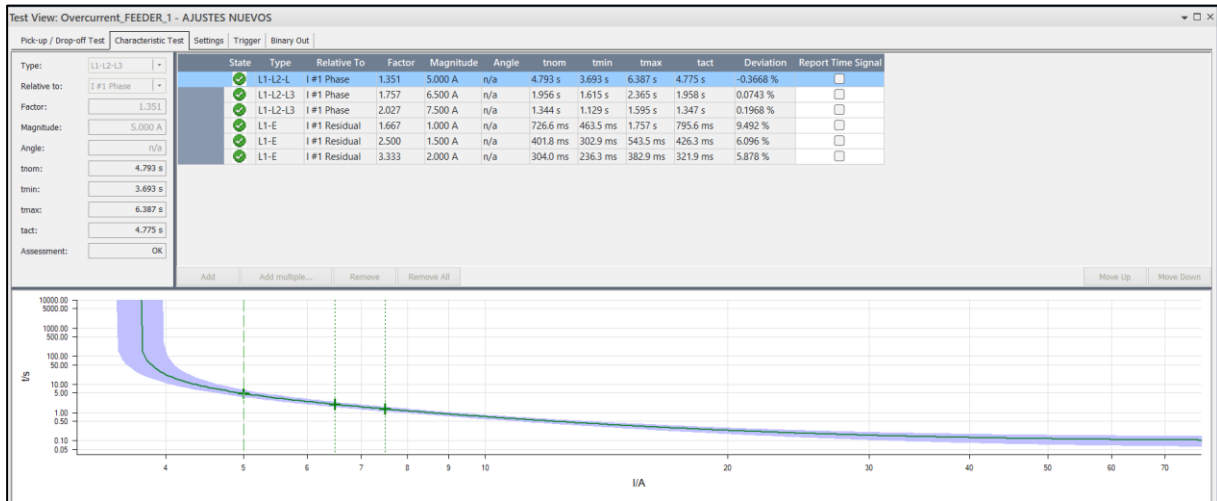


Figura 119.- Test sobre corriente en software Test Universe

Fuente: Autor

En la figura 120, se visualiza en el sistema SCADA la falla trifásica generada previamente.



Figura 120.- Visualización SCADA falla Sobre corriente Fase SEL 751

Fuente: Autor

En la figura 121, se visualiza en el sistema SCADA la falla monofásica generada previamente.

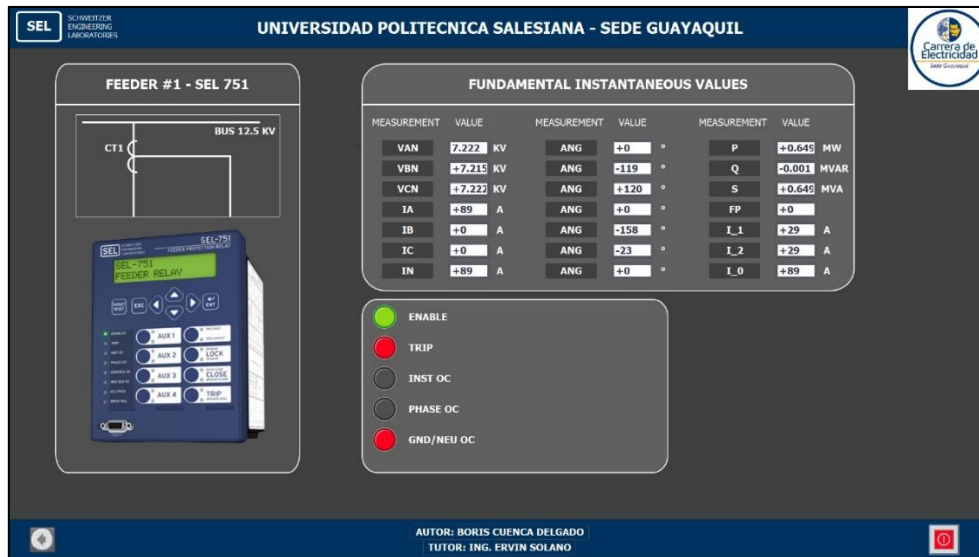


Figura 121.- Visualización SCADA falla Sobre corriente Neutro SEL 751

Fuente: Autor

De la misma forma que en el transformador de potencia. En la figura 122, se puede visualizar en la pantalla principal el IED de alimentador alarmado por las fallas.

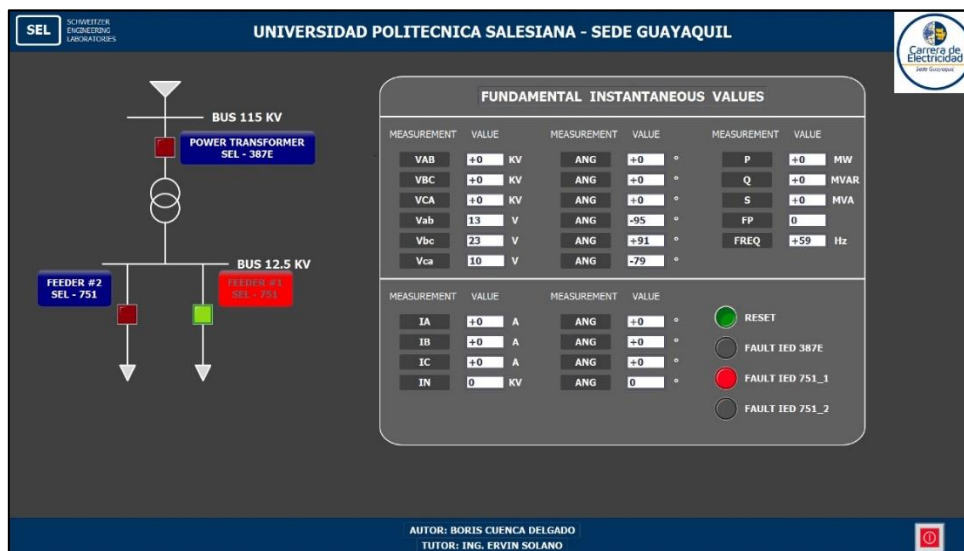


Figura 122.- Pantalla principal SCADA con falla de alimentadores

Fuente: Autor

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- ✓ Se estableció el escenario en base a la recopilación exhaustiva de información presente en los diferentes textos, artículos y normativas. Con los que se obtuvieron los datos necesarios para el estudio del proyecto.
- ✓ Se realizó el estudio de coordinación de Protecciones en el software ETAP. El uso de esta herramienta fue de vital importancia ya que nos permitió determinar y evaluar en primera instancia los ajustes de protecciones. Garantizando la confiabilidad y selectividad del sistema.
- ✓ Se realizó la parametrización de los distintos IED en base a la funciones planteadas y determinadas en el estudio de coordinación.
- ✓ Se ejecutaron pruebas de inyección secundaria con la maleta OMICRON CMC – 356 lo que nos permitió evaluar en primer plano de forma práctica lo realizado en el software ETAP, confirmando una correcta ejecución del estudio presentado.
- ✓ Se empleó la Normativa IEC 61850, tema muy actual y de gran utilidad en la automatización de subestaciones. De la que se pudo conocer su uso en las protecciones eléctricas enviando disparos y variables de los IEDs mediante los servicios que emplea este standard garantizando una integración efectiva de los dispositivos.
- ✓ Se configuró un controlador en tiempo real RTAC – 3530, el cual se usó como concentrador de información. Lo que nos permitió realizar el envío y recepción de datos en distintos protocolos de comunicación como lo son Goose, MMS y MODBUS TCP/IP.

✓ Se desarrolló un entorno HMI en el que el fabricante SIEMENS permitió crear un sistema SCADA en el aplicativo WINCC. Con el cual se visualizaron todas las variables más relevantes, de esta forma supervisaremos en tiempo real lo que está ocurriendo con el sistema.

5.2. RECOMENDACIONES

✓ En la práctica, se recomienda utilizar dos interruptores para proteger el transformador de potencia, lo que fortalece las medidas de protección al proporcionar redundancia y fiabilidad adicionales, especialmente en situaciones de mantenimiento o reparación.

✓ Se recomienda verificar en la página de SEL a través del número de parte (P/N) si los dispositivos cumplen con el estándar IEC 61850.

✓ Se recomienda revisar los manuales de cada dispositivo para reducir al mínimo los problemas de configuración.

✓ Se recomienda utilizar la función 50 para proteger el transformador de potencia, ya que esto previene que los bobinados sufran daños mecánicos debido al aumento de temperatura.

✓ Se recomienda revisar las funciones del protocolo Modbus para generar la tabla de registros de manera precisa y completa.

✓ Se recomienda la adquisición de la licencia del software IED SCOUT del fabricante OMICRON, ya que nos habilita para llevar a cabo lecturas y pruebas conforme a la normativa IEC 61850 desde la máquina CMC – 356.

✓ Se recomienda adquirir la licencia del HMI Web Server para la RTAC, ya que simplifica la integración de los equipos con el programador gracias a su extensa librería y plantilla. Esto permite crear un entorno gráfico más sólido y completo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *POWER SYSTEM RELAYING*, vol. 4. 2014.
- [2] M. S. . Thomas and J. D. . Mc Donald, *Power system SCADA and smart grids*. 2015.
- [3] J. C. Das, *Power Systems Protective Relaying*, VOLUME 4. 2018.
- [4] V. C. Mohindar S. Sachdev, Chair Pratap G. Mysore, *IEEE Guide for Protecting Power Transformers*, vol. 2008, no. May. 2008.
- [5] P. Del Río García, “Hacia las subestaciones IEC 61850, un reto actual para las compañías eléctricas.” 2016.
- [6] Xavier. Bustos and Hernán. Oñate, ““Prueba de Inyección de corriente secundaria a los relés de Protecciones de los módulos de Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando la OMICRON CMC 356,”” Guayaquil, 2020.
- [7] Iván. Matulic, ““Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia,”” 2003.
- [8] F. Barreo González, *SISTEMAS DE ENERGÍA ELECTRICA*. 2004.
- [9] T. Wildi, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*, 6th ed. México, 2007.
- [10] H. Saadat, *Power System Analysis*. Kevin Kane, 1999.
- [11] ARCONEL-035/19, “Pliego Tarifario Para Las Empresas Eléctricas de Distribución - Servicio Público de Energía Eléctrica. Periodo: Enero-Diciembre 2020,” *Resolución Nro. ARCONEL – 035/19*, vol. 19, p. 35, 2019.
- [12] J. R. Martín, *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. 1987.
- [13] J. D. . Mc Donald, *Electric Power Substations Engineering*, Third. Taylor & Francis Group, 2012.
- [14] J. Vargas, “Esquema de Barras de una Subestacion,” *Ingeniería de Subestaciones*. [Online]. Available: <https://ingenieriadesubestaciones.com/esquema-de-barras-de-una-subestacion/>
- [15] José. Yépez and Kevin. Granda, ““Implementación de mensajería GOOSE bajo la norma IEC61850 en relés SEL para esquemas de protección en barra,”” Guayaquil, 2017.

- [16] S. Gil-Lostes, “Entorno para el entrenamiento de operadores de subestaciones eléctricas,” p. 134, 2011, [Online]. Available: https://zaguan.unizar.es/record/5615/files/TAZ-PFC-2011-067_ANE.pdf
- [17] 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/pbpo180e_ch2.
- [18] Víctor. Moscos and Nathali. Silva, ““Diseño e implementación de un sistema de protección contra sobrecorriente en una red de distribución mediante el uso de relé SEL-751 y SEL-3530 RTAC,”” Guayaquil, 2021.
- [19] ENDESA, “El transformador eléctrico.” [Online]. Available: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>
- [20] T. Pinales and B. Zerna, “Diseño e implementación de prueba de falla en una red de distribución empleando el equipo CMC 356 Omicron para el relé SEL 387E.” UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, guayaquí, 2021.
- [21] ABB, “High Voltage Outdoor Current Transformers Type IMB 66kV to 400kV Robust design and proven performance ABB – a global technology leader High Voltage Current Transformers”.
- [22] L. Boerstn Electric Co., “High voltage Voltage Transformer (PT).” [Online]. Available: <https://www.boerstn.com/high-voltage--voltage-transformer-pt-15916066675392980.html>
- [23] L. Blackburn and T. Domin, *Protective Relaying. Principles and Applications.*, Cuarta Edi. 2014.
- [24] 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.
- [25] ABB, “Live Tank Circuit Breakers Buyer ’ s Guide - Section LTB family Table of contents,” 2022.

- [26] N. K. Encalada Pihuave and N. M. Guerrero Tonato, “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN , MEDIANTE EL USO DE RELÉS SEL-751,” UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA SEDE GUAYAQUIL, 2023.
- [27] J. M. Gers, *Distribution System Analysis and Automation*. The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2013.
- [28] L. Hewitson and M. Brown, “Practical Power Systems Protection,” Burlington, 2004.
- [29] I. Schweitzer Engineering Laboratories, “Distribution - Feeder Protection.” [Online]. Available: <https://selinc.com/solutions/distribution/feeder-protection/>
- [30] F. Escobedo, “SISTEMAS DE PROTECCIÓN CON ETAP,” 2023.
- [31] H. Castañeda, “ETAP POWER STATION - FUNDAMENTOS DE USO DE ETAP,” 2022.
- [32] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), “SEL-751. Relé de protección de alimentador.,” 2023.
- [33] SEL, “SEL-751 Relay Feeder Protection Relay,” p. 40, 2017.
- [34] I. Schweitzer Engineering Laboratories, “Instruction Manual SEL-387E Current Differential and Voltage Relay Instruction Manual,” no. 509, 2021.
- [35] I. Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-387E Current Differential and Voltage Relay Versatile Solution for Power Apparatus Protection Key Features and Benefits,” 2022.
- [36] I. Schweitzer Engineering Laboratories, “Software ACSELERATOR Meter Reports Manual de instrucciones”.
- [37] I. Schweitzer Engineering Laboratories, “Acselevator QuickSet - SEL 5030 Software,” 2023.
- [38] OMICRON ENERGY, “CMC 356. La unidad universal de prueba de relés y de puesta en servicio,” 2023.

- [39] OMICRON electronics, “Testing Solutions for Protection, Automation and Control Systems - Product Catalog,” p. 68, 2020, [Online]. Available: <https://www.omicronenergy.com/en/products/state-sequencer/>
- [40] A. Dulmage, “Configuring the SEL RTAC to Exchange Data With SEL IEDs Over IEC 61850 GOOSE,” vol. VII, pp. 1–26, 2021.
- [41] CELEC TRANSELECTRIC. and Edmundo. Terán, “Guía de conceptos, características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones,” Guayaquil, 2017.
- [42] I. Schweitzer Engineering Laboratories, “RTAC–IEC 61850 MMS Client-Server,” vol. II, 2020.
- [43] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), “RTAC. SEL-3530 Real-Time Automation Controller,” 2023.
- [44] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), ““SEL-3530. Real-Time Automation Controller (RTAC),”” 2009.
- [45] Termired, “Cable UTP: qué es, qué tipos existen, propiedades y usos principales.” [Online]. Available: <https://termired.com/cable-utp-que-es-tipos-propiedades-usos/>
- [46] R. A. López García and E. J. Arce Asanza, “Diseño e implementación de un módulo de entrenamiento con PLC S71500 y HMI, para el monitoreo de parámetros eléctricos y físicos del motor utilizando WINCC RT Advanced,” 2021. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20524>
- [47] AULA 21, “Modbus: Qué es y cómo funciona?” [Online]. Available: <https://www.cursosaula21.com/modbus-que-es-y-como-funciona/>

ANEXOS

Anexo 1. Resultado de Pruebas OMICRON - Diferencial Transformador

Fuente: Autor

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation:
Bay:

Substation address:
Bay address:

Device:

Name/description: Power Transformer
Device type: 387E
Serial/model number:
Additional info 1:
Additional info 2:

Manufacturer: SEL
Device address:

Nominal Values:

f nom: 60.00 Hz
V nom (secondary): 12.50 kV
I nom (secondary): 1.000 kA

Number of phases: 3
V primary: 115.0 kV
I primary: 100.0 A

Residual Voltage/Current Factors:

VLN / VN: 1.000
VN (secondary): 7.217 kV
Residual Voltage: 3 * V0
Direction:

IN / I nom: 1.000
IN (secondary): 1.000 kA
Residual Current: -3 * I0
Direction:

Limits:

V max: 200.0 V

I max: 50.00 A

Debounce/Deglitch Filters:

Debounce time: 3.000 ms

Deglitch time: 0.00 s

Overload Detection:

Suppression time: 50.00 ms

Other Device Properties:

Drop-out time: 20.00 ms

Test Object - Other RIO Functions

CB Configuration

Description	Name	Value
CB trip time	CB trip time	50.00 ms
CB close time	CB close time	100.00 ms
Times for 52a, 52b in percent of CB time	52a, 52b % of CB	20.00 %

Test Object - Differential Parameters

Protected Object:

Protected Object: Transformer
Vector Group: DY1

Winding/Leg Name:	Primary	Secondary
Voltage:	115.00 kV	12.50 kV
Power:	20.00 MVA	20.00 MVA
Starpoint Grounding:	No	Yes
Delta-connected CT:	No	No

CT:

Winding/Leg Name:	Primary	Secondary
CT Current Prim:	100.00 A	1000.00 A
CT Current Sec:	5.00 A	5.00 A
CT Grounding:	towards Line	towards Line
Gnd CT Prim Current:	200.00 A	800.00 A
Gnd CT Sec Current:	1.00 A	1.00 A
Gnd CT Grounding:	n/a	n/a

Protection device:

Reference Winding: Primary
 Ibias Calculation: $(|I_p| + |I_s|) / K1$ ($K1 = 1.00$)
 Zero Seq. Elimination: none
 Reference Current: PO nominal current
 Ground CT Used: No
 Disable Comb. char.: No

Idiff>:	0.30 In	tdiff>:	0.03 s
Idiff>>:	10.00 In	tdiff>>:	0.03 s
Itol rel:	2.00 %	ttol rel:	3.00 %
Itol abs:	0.05 In	ttol abs:	0.01 s

Test Module

Name:	OMICRON Diff Operating Characteristic	Version:	4.31
Test Start:	03-Feb-2024 13:31:45	Test End:	03-Feb-2024 13:31:55
User Name:		Manager:	
Company:			

Test Settings

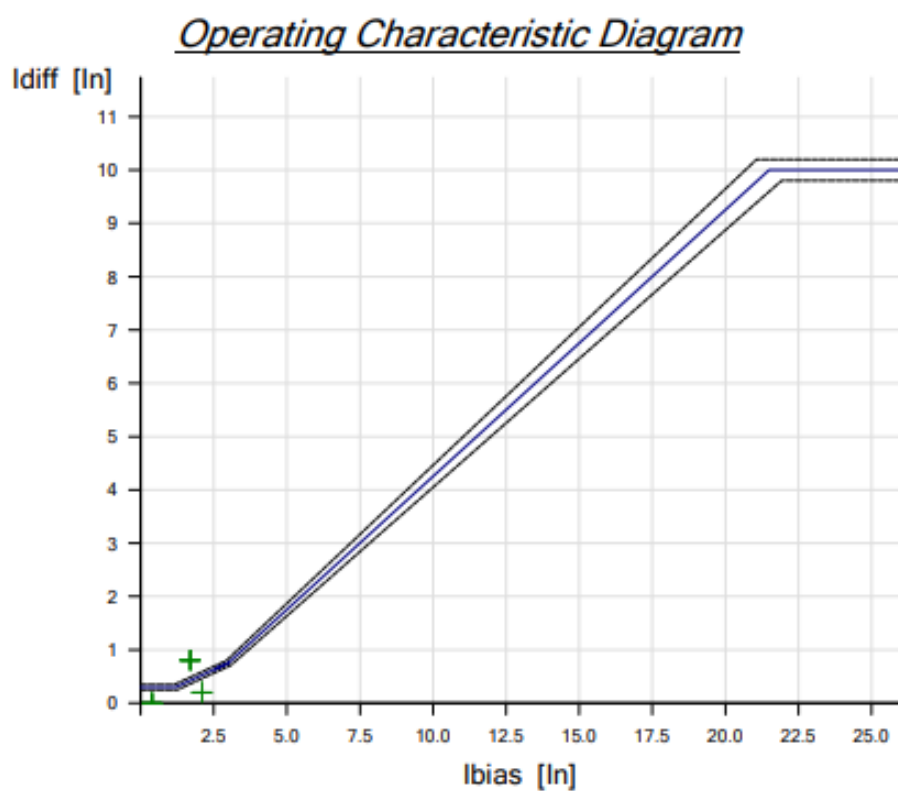
Testing:	Primary / Secondary		
Max. Test Time:	1.50 s	Delay Time:	0.25 s
Prefault:	No		
Prefault current:	0.00 In	Prefault time:	0.000 s
Vout enabled:	No	Vout winding:	Primary
Time-triggered:	No	Winding/leg output:	Primary

Binary Outputs

Bin. out 1:	0
Bin. out 2:	0
Bin. out 3:	0
Bin. out 4:	0

Test Results for Fault Type L1-L2-L3 at Reference Side Primary

Idiff	Ibias	Nominal Trip Time	Actual Trip Time	State	Result
0.00 In	0.40 In	N/T	N/T	Tested	Passed
0.20 In	2.10 In	N/T	N/T	Tested	Passed
0.80 In	1.70 In	0.0300 s	0.0359 s	Tested	Passed

**Test State:****Test passed**

3 out of 3 points tested.

3 points passed.

0 points failed.

Anexo 2. Resultado de Pruebas OMICRON – Sobre corriente Transformador

Fuente: Autor

Overcurrent_POWER TRANSFORMER - AJUSTES NUEVOS:

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation:
Bay:

Substation address:
Bay address:

Device:

Name/description: POWER TRANSFORMER
Device type:
Serial/model number: SEL - 387E
Additional info 1:
Additional info 2:

Manufacturer:
Device address:

Nominal Values:

f nom: 60.00 Hz
V nom (secondary): 120.0 V
I nom (secondary): 5.000 A

Number of phases: 3
V primary: 115.0 kV
I primary: 200.0 A

Residual Voltage/Current Factors:

VLN / VN: 1.000
VN (secondary): 69.28 V
Residual Voltage: 3 * V0
Direction:

IN / I nom: 1.000
IN (secondary): 5.000 A
Residual Current: -3 * I0
Direction:

Limits:

V max: 200.0 V

I max: 50.00 A

Debounce/Deglitch Filters:

Debounce time: 3.000 ms

Deglitch time: 0.00 s

Overload Detection:

Suppression time: 50.00 ms

Other Device Properties:

Drop-out time: 20.00 ms

Test Object - Overcurrent Parameters

General - Values:

TimeTolAbs: 0.04 s
TimeTolRel: 5.00 %
CurrentTolAbs: 0.05 Iref
CurrentTolRel: 5.00 %
Directional: No

VT connection: n/a
CT starpoint connection: n/a

Elements - Phase:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I #1 Phase	SEL VI curve U3	0.60 Iref	1.70	0.95	Non Directional
Yes	I #2 Phase	IEC Definite Time	3.30 Iref	0.00 s	0.95	Non Directional

Elements - Residual:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I #1 Residual	IEC / BS142 ST1	0.10 Iref	0.90	0.95	Non Directional
Yes	I #2 Residual	IEC Definite Time	1.53 Iref	0.00 s	0.95	Non Directional

Test Module

Name:	OMICRON Overcurrent	Version:	4.31
Test Start:	03-Feb-2024 15:20:03	Test End:	03-Feb-2024 15:20:18
User Name:		Manager:	
Company:			

Test Settings:**Fault Model:**

Time reference:	Fault inception
Load current:	0.00 A
Load angle:	n/a
Prefault time:	100.0 ms
Abs. max time:	240.0 s
Post fault time:	500.0 ms
Rel. max time:	100.0 %
Enable voltage output:	No
Fault voltage LN (for all but two phase faults):	n/a
Fault voltage LL (for two phase faults):	n/a
Decaying DC active:	No
Time constant:	n/a
CB char min time:	50.00 ms
Thermal reset active:	No
Thermal reset method:	n/a
Thermal reset message:	n/a

Shot Test:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tmin	tmax
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.667	5.000 A	n/a	3.874 s	3.171 s	4.768 s
L1-L2-L3	I #1 Phase	3.000	9.000 A	n/a	988.2 ms	853.9 ms	1.139 s
L1-L2-L3	I #1 Phase	5.500	16.50 A	n/a	0.00 s	0.00 s	453.2 ms
L1-E	I #1 Residual	2.000	1.000 A	n/a	1.601 s	1.145 s	2.890 s
L1-E	I #1 Residual	3.000	1.500 A	n/a	1.002 s	831.9 ms	1.266 s
L1-E	I #1 Residual	15.20	7.600 A	n/a	391.3 ms	0.00 s	438.9 ms

Binary Outputs:

Name	State
Bin. out 1	0
Bin. out 2	0
Bin. out 3	0
Bin. out 4	0

Binary Inputs:

Trigger Logic: And

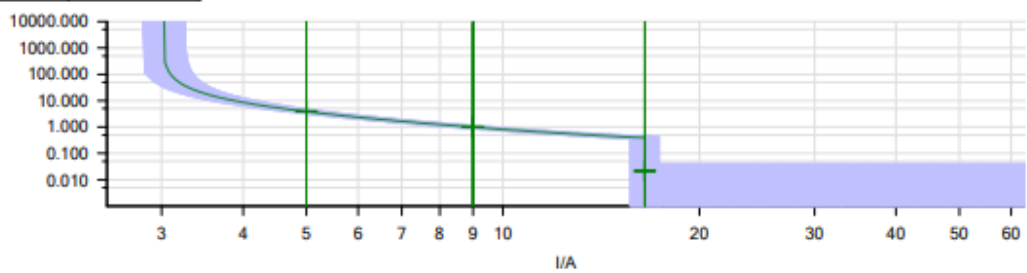
Name	Trigger State
Trip	1
Start	X

Shot Test Results:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Deviation	Overload	Result
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.667	5.000 A	n/a	3.874 s	3.883 s	0.2359 %	No	Passed
L1-L2-L3	I #1 Phase	3.000	9.000 A	n/a	988.2 ms	998.2 ms	1.011 %	No	Passed
L1-L2-L3	I #1 Phase	5.500	16.50 A	n/a	0.00 s	21.40 ms	n/a	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	2.000	1.000 A	n/a	1.601 s	1.407 s	-12.10 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	3.000	1.500 A	n/a	1.002 s	891.7 ms	-10.98 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	15.20	7.600 A	n/a	391.3 ms	177.7 ms	-54.59 %	No	Passed

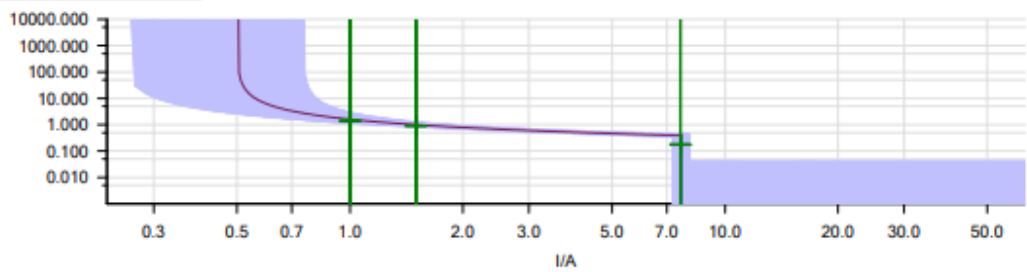
Charts for Fault Types:

Type	Angle
L1-L2-L3	n/a



Charts for Fault Types:

Type	Angle
L1-E	n/a



Test State:

6 out of 6 points tested.
6 points passed.
0 points failed.

Test passed

Anexo 3. Resultado de Pruebas OMICRON – Sobre corriente Alimentador

Fuente: Autor

Overcurrent_FEEDER_1 - AJUSTES NUEVOS:

Test Object - Device Settings

Substation/Bay:

Substation:
Bay:

Substation address:
Bay address:

Device:

Name/description: FEEDER 1
Device type:
Serial/model number: SEL 751_1
Additional info 1:
Additional info 2:

Manufacturer:
Device address:

Nominal Values:

f nom: 60.00 Hz
V nom (secondary): 120.0 V
I nom (secondary): 5.000 A

Number of phases: 3
V primary: 12.50 kV
I primary: 450.0 A

Residual Voltage/Current Factors:

VLN / VN: 22.86
VN (secondary): 26.67 V
Residual Voltage: 3 * V0
Direction:

IN / I nom: 1.000
IN (secondary): 5.000 A
Residual Current: -3 * I0
Direction:

Limits:

V max: 200.0 V

I max: 50.00 A

Debounce/Deglitch Filters:

Debounce time: 3.000 ms

Deglitch time: 0.00 s

Overload Detection:

Suppression time: 50.00 ms

Other Device Properties:

Drop-out time: 20.00 ms

Test Object - Overcurrent Parameters

General - Values:

TimeTolAbs: 0.04 s
TimeTolRel: 5.00 %
CurrentTolAbs: 0.05 Iref
CurrentTolRel: 5.00 %
Directional: No

VT connection: n/a
CT starpoint connection: n/a

Elements - Phase:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I #1 Phase	SEL VI curve U3	0.74 Iref	1.00	0.95	Non Directional

Elements - Residual:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I #1 Residual	IEC / BS142 STI	0.12 Iref	0.30	0.95	Non Directional

Test Module

Name: OMICRON Overcurrent Version: 4.31

Test Start: 31-Jan-2024 14:15:18
 User Name:
 Company:

Test End: 31-Jan-2024 14:15:36
 Manager:

Test Settings:

Fault Model:

Time reference:	Fault inception
Load current:	0.00 A
Load angle:	n/a
Prefault time:	100.0 ms
Abs. max time:	240.0 s
Post fault time:	500.0 ms
Rel. max time:	100.0 %
Enable voltage output:	No
Fault voltage LN (for all but two phase faults):	n/a
Fault voltage LL (for two phase faults):	n/a
Decaying DC active:	No
Time constant:	n/a
CB char min time:	50.00 ms
Thermal reset active:	No
Thermal reset method:	n/a
Thermal reset message:	n/a

Shot Test:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tmin	tmax
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.351	5.000 A	n/a	4.793 s	3.693 s	6.387 s
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.757	6.500 A	n/a	1.956 s	1.615 s	2.365 s
L1-L2-L3	I #1 Phase	2.027	7.500 A	n/a	1.344 s	1.129 s	1.595 s
L1-E	I #1 Residual	1.667	1.000 A	n/a	726.6 ms	463.5 ms	1.757 s
L1-E	I #1 Residual	2.500	1.500 A	n/a	401.8 ms	302.9 ms	543.5 ms
L1-E	I #1 Residual	3.333	2.000 A	n/a	304.0 ms	236.3 ms	382.9 ms

Binary Outputs:

Name	State
Bin. out 1	0
Bin. out 2	0
Bin. out 3	0
Bin. out 4	0

Binary Inputs:

Trigger Logic: And

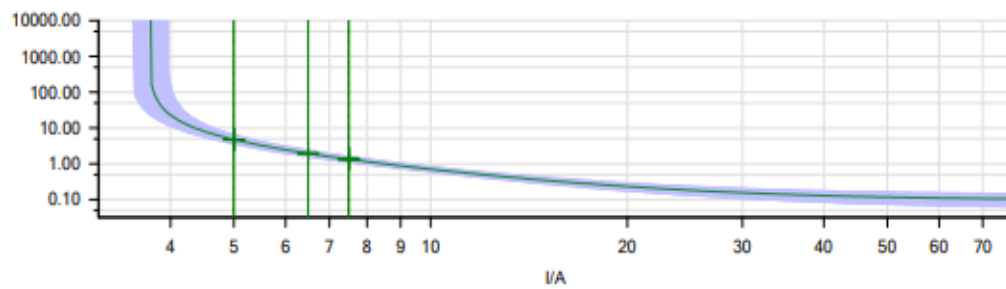
Name	Trigger State
Trip	1
Start	X

Shot Test Results:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Deviation	Overload	Result
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.351	5.000 A	n/a	4.793 s	4.777 s	-0.3314 %	No	Passed
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.757	6.500 A	n/a	1.956 s	1.958 s	0.07430 %	No	Passed
L1-L2-L3	I #1 Phase	2.027	7.500 A	n/a	1.344 s	1.350 s	0.4274 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	1.667	1.000 A	n/a	726.6 ms	797.3 ms	9.726 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	2.500	1.500 A	n/a	401.8 ms	427.7 ms	6.445 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	3.333	2.000 A	n/a	304.0 ms	320.5 ms	5.418 %	No	Passed

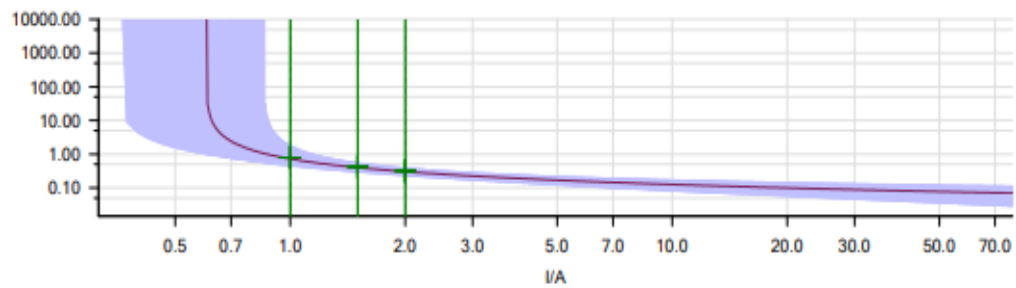
Charts for Fault Types:

Type	Angle
L1-L2-L3	n/a



Charts for Fault Types:

Type	Angle
L1-E	n/a



Test State:

6 out of 6 points tested.

6 points passed.

0 points failed.

Test passed

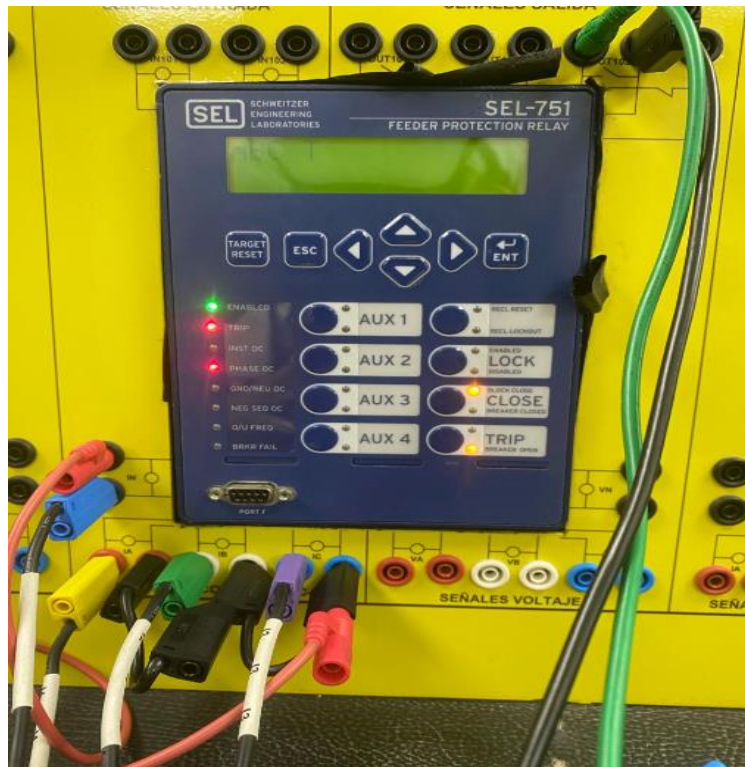
Anexo 5. Pruebas físicas en laboratorio de protecciones – Falla de Transformador

Fuente: Autor



Anexo 6. Pruebas físicas en laboratorio de protecciones – Falla de Alimentadores

Fuente: Autor



Anexo 7. Pruebas físicas en laboratorio de protecciones

Fuente: Autor



Anexo 8. Manual SEL 751 – Apéndice IEC 61850

Fuente: SEL - Schweitzer Engineering Laboratories

Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
METMMXU1	A.phsA.instCVal.mag.f	IA_MAG	Current, A-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsB.instCVal.ang.f	IB_ANG	Current, B-phase, angle
METMMXU1	A.phsB.instCVal.mag.f	IB_MAG	Current, B-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsC.instCVal.ang.f	IC_ANG	Current, C-phase, angle
METMMXU1	A.phsC.instCVal.mag.f	IC_MAG	Current, C-phase, magnitude
METMMXU1	A.res.instCVal.ang.f	IG_ANG	Current, calculated-residual, angle
METMMXU1	A.res.instCVal.mag.f	IG_MAG	Current, calculated-residual, magnitude
METMMXU1	A.neut.instCVal.ang.f	IN_ANG	Neutral current, angle
METMMXU1	A.neut.instCVal.mag.f	IN_MAG	Neutral current, magnitude
METMMXU1	Hz.instMag.f	FREQ	Frequency
METMMXU1	PF.phsA.instCVal.mag.f	PFA	Power factor, A-phase, magnitude
METMMXU1	PF.phsB.instCVal.mag.f	PFB	Power factor, B-phase, magnitude
METMMXU1	PF.phsC.instCVal.mag.f	PFC	Power factor, C-phase, magnitude
METMMXU1	PhV.phsA.instCVal.ang.f	VA_ANG	Voltage, A-phase-to-neutral, angle
METMMXU1	PhV.phsA.instCVal.mag.f	VA_MAG	Voltage, A-phase-to-neutral, magnitude
METMMXU1	PhV.phsB.instCVal.ang.f	VB_ANG	Voltage, B-phase-to-neutral, angle
METMMXU1	PhV.phsB.instCVal.mag.f	VB_MAG	Voltage, B-phase-to-neutral, magnitude
METMMXU1	PhV.phsC.instCVal.ang.f	VC_ANG	Voltage, C-phase-to-neutral, angle
METMMXU1	PhV.phsC.instCVal.mag.f	VC_MAG	Voltage, C-phase-to-neutral, magnitude
METMMXU1	PhV.res.instCVal.ang.f	VG_ANG	Zero-sequence voltage, angle
METMMXU1	PhV.res.instCVal.mag.f	VG_MAG	Zero-sequence voltage, magnitude
METMMXU1	PPV.phsAB.instCVal.ang.f	VAB_ANG	Voltage, A-to-B-phase, angle
METMMXU1	PPV.phsAB.instCVal.mag.f	VAB_MAG	Voltage, A-to-B-phase, magnitude
METMMXU1	PPV.phsBC.instCVal.ang.f	VBC_ANG	Voltage, B-to-C-phase, angle
METMMXU1	PPV.phsBC.instCVal.mag.f	VBC_MAG	Voltage, B-to-C-phase, magnitude
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.ang.f	VCA_ANG	Voltage, C-to-A-phase, angle
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.mag.f	VCA_MAG	Voltage, C-to-A-phase, magnitude
METMMXU1	TotPF.instMag.f	PF	Power factor, three-phase, magnitude
METMMXU1	TotVA.instMag.f	S	Apparent power, three-phase, magnitude
METMMXU1	TotVAr.instMag.f	Q	Reactive power, three-phase, magnitude
METMMXU1	TotW.instMag.f	P	Real power, three-phase, magnitude
METMMXU1	VA.phsA.instCVal.mag.f	SA	Apparent power, A-phase, magnitude
METMMXU1	VA.phsB.instCVal.mag.f	SB	Apparent power, B-phase, magnitude
METMMXU1	VA.phsC.instCVal.mag.f	SC	Apparent power, C-phase, magnitude

Table F.20 Logical Device: PRO (Protection) (Sheet 6 of 13)

Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
N1TPTOC15	Op.general	51N1T	Level 1 neutral ground time-overcurrent element trip
N1TPTOC15	Str.general	51N1P	Level 1 neutral ground time-overcurrent element pickup
N1TPTOC15	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
N2TPTOC6	Op.general	50N2T	Level 2 neutral ground instantaneous overcurrent element trip
N2TPTOC6	Str.general	50N2P	Level 2 neutral ground instantaneous overcurrent element pickup
N2TPTOC6	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
N2TPTOC16	Op.general	51N2T	Level 2 neutral ground time-overcurrent element trip
N2TPTOC16	Str.general	51N2P	Level 2 neutral ground time-overcurrent element pickup
N2TPTOC16	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
N3TPTOC7	Op.general	50N3T	Level 3 neutral ground instantaneous overcurrent element trip
N3TPTOC7	Str.general	50N3P	Level 3 neutral ground instantaneous overcurrent element pickup
N3TPTOC7	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
N4TPTOC8	Op.general	50N4T	Level 4 neutral ground instantaneous overcurrent element trip
N4TPTOC8	Str.general	50N4P	Level 4 neutral ground instantaneous overcurrent element pickup
N4TPTOC8	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
NAFPTOC18	Op.general	50NAF	Sample based neutral overcurrent element
NAFPTOC18	Str.general	50NAF	Sample based neutral overcurrent element
NAFPTOC18	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
P1TPTOC1	Op.general	50P1T	Level 1 phase instantaneous overcurrent element trip
P1TPTOC1	Str.general	50P1P	Level 1 phase instantaneous overcurrent element pickup
P1TPTOC1	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
P1TPTOC13	Op.general	51P1T	Level 1 maximum phase time-overcurrent element trip
P1TPTOC13	Str.general	51P1P	Level 1 maximum phase time-overcurrent element pickup
P1TPTOC13	Str.dirGeneral	unknown	Direction unknown due to settings
P1TPTOV1	Op.general	59P1T	Level 1 phase overvoltage element trip
P1TPTOV1	Str.general	59P1	Level 1 phase overvoltage element pickup
P1TPTOV1	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
P1TPTUV1	Op.general	27P1T	Level 1 phase undervoltage element trip
P1TPTUV1	Str.general	27P1	Level 1 phase undervoltage element pickup
P1TPTUV1	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
P2TPTOC2	Op.general	50P2T	Level 2 phase instantaneous overcurrent element trip
P2TPTOC2	Str.general	50P2P	Level 2 phase instantaneous overcurrent element pickup
P2TPTOC2	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined

Anexo 8. Manual SEL 387E – Apéndice IEC 61850

Fuente: SEL - Schweitzer Engineering Laboratories

Table H.10 Logical Device: MET (Sheet 2 of 3)

Logical Node	Measurand	Comment
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.mag	CA-phase voltage magnitude when DELTA_Y=D
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.ang	CA-phase voltage angle when DELTA_Y=D
METMMXU1	PhV.phsA.instCVal.mag	A-phase voltage magnitude when DELTA_Y=Y
METMMXU1	PhV.phsA.instCVal.ang	A-phase voltage angle when DELTA_Y=Y
METMMXU1	PhV.phsB.instCVal.mag	B-phase voltage magnitude when DELTA_Y=Y
METMMXU1	PhV.phsB.instCVal.ang	B-phase voltage angle when DELTA_Y=Y
METMMXU1	PhV.phsC.instCVal.mag	C-phase voltage magnitude when DELTA_Y=Y
METMMXU1	PhV.phsC.instCVal.ang	C-phase voltage angle when DELTA_Y=Y
METMMXU1	A1.phsA.instCVal.mag	Winding 1 A-phase current magnitude
METMMXU1	A1.phsA.instCVal.ang	Winding 1 A-phase current angle
METMMXU1	A1.phsB.instCVal.mag	Winding 1 B-phase current magnitude
METMMXU1	A1.phsB.instCVal.ang	Winding 1 B-phase current angle
METMMXU1	A1.phsC.instCVal.mag	Winding 1 C-phase current magnitude
METMMXU1	A1.phsC.instCVal.ang	Winding 1 C-phase current angle
METMMXU1	A2.phsA.instCVal.mag	Winding 2 A-phase current magnitude
METMMXU1	A2.phsA.instCVal.ang	Winding 2 A-phase current angle
METMMXU1	A2.phsB.instCVal.mag	Winding 2 B-phase current magnitude
METMMXU1	A2.phsB.instCVal.ang	Winding 2 B-phase current angle
METMMXU1	A2.phsC.instCVal.mag	Winding 2 C-phase current magnitude
METMMXU1	A2.phsC.instCVal.ang	Winding 2 C-phase current angle
METMMXU1	A12.phsA.instCVal.mag	Combined Winding 1 and 2 A-phase current magnitude
METMMXU1	A12.phsA.instCVal.ang	Combined Winding 1 and 2 A-phase current angle
METMMXU1	A12.phsB.instCVal.mag	Combined Winding 1 and 2 B-phase current magnitude
METMMXU1	A12.phsB.instCVal.ang	Combined Winding 1 and 2 B-phase current angle
METMMXU1	A12.phsC.instCVal.mag	Combined Winding 1 and 2 C-phase current magnitude
METMMXU1	A12.phsC.instCVal.ang	Combined Winding 1 and 2 C-phase current angle
METMMXU1	A3.phsA.instCVal.mag	Winding 3 A-phase current magnitude
METMMXU1	A3.phsA.instCVal.ang	Winding 3 A-phase current angle
METMMXU1	A3.phsB.instCVal.mag	Winding 3 B-phase current magnitude
METMMXU1	A3.phsB.instCVal.ang	Winding 3 B-phase current angle
METMMXU1	A3.phsC.instCVal.mag	Winding 3 C-phase current magnitude
METMMXU1	A3.phsC.instCVal.ang	Winding 3 C-phase current angle
METMSQI1	SeqA1.c1.instCVal.mag	Winding 1 positive-sequence current magnitude
METMSQI1	SeqA1.c1.instCVal.ang	Winding 1 positive-sequence current angle
METMSQI1	SeqA1.c2.instCVal.mag	Winding 1 negative-sequence current magnitude
METMSQI1	SeqA1.c2.instCVal.ang	Winding 1 negative-sequence current angle
METMSQI1	SeqA1.c3.instCVal.mag	Winding 1 zero-sequence current magnitude
METMSQI1	SeqA1.c3.instCVal.ang	Winding 1 zero-sequence current angle
METMSQI1	SeqA2.c1.instCVal.mag	Winding 2 positive-sequence current magnitude
METMSQI1	SeqA2.c1.instCVal.ang	Winding 2 positive-sequence current angle
METMSQI1	SeqA2.c2.instCVal.mag	Winding 2 negative-sequence current magnitude

Table H.9 Logical Device: PRO (Sheet 1 of 4)

Logical Node	Status	Relay Word Bit	Comment
P12PIOC1	Op.general	50P12	
P13PIOC2	Op.general	50P13	
P14PIOC3	Op.general	50P14	
N12PIOC4	Op.general	50N12	
Q12PIOC5	Op.general	50Q12	
P22PIOC6	Op.general	50P22	
P23PIOC7	Op.general	50P23	
P24PIOC8	Op.general	50P24	
N22PIOC9	Op.general	50N22	
Q22PIOC10	Op.general	50Q22	
P32PIOC11	Op.general	50P32	
P33PIOC12	Op.general	50P33	
P34PIOC13	Op.general	50P34	
N32PIOC14	Op.general	50N32	
Q32PIOC15	Op.general	50Q32	
P1PTOC1	Str.general	51P1	
P1PTOC1	Op.general	51P1T	
P11PTOC2	Str.general	50P11	
P11PTOC2	Op.general	50P11T	
N1PTOC3	Str.general	51N1	
N1PTOC3	Op.general	51N1T	
N11PTOC4	Str.general	50N11	