



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE GUAYAQUIL
CARRERA DE ELECTRICIDAD

**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA GENERACIÓN
CON LOS EQUIPOS SEL-700G, 751, RTU RTAC SEL-3530 Y CMC 356 INTEGRADOS
EN UN SISTEMA DE MONITOREO SCADA**

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

AUTORES: FABIÁN ALEXANDER LOOR VALDIVIEZO
CHRISTIAN JOEL MANCILLA GONZÁLEZ
TUTOR: ING. ERVIN GEOVANNY SOLANO VILLEGAS, MSC

Guayaquil-Ecuador

2023

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Fabián Alexander Loor Valdiviezo con documento de identificación N° 0921790291 y Christian Joel Mancilla González con documento de identificación N° 0956751853; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos 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, 22 de agosto del año 2023

Atentamente,



Fabián Alexander Loor Valdiviezo
0921790291



Christian Joel Mancilla González
0956751853


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

Nosotros, Fabián Alexander Loor Valdiviezo con documento de identificación No. 0921790291 y Christian Joel Mancilla González con documento de identificación No. 0956751853, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico: “Diseño y Simulación de un Sistema de Protección para Generación con los Equipos SEL-700G, 751, RTU RTAC SEL-3530 y CMC 356 Integrados en un Sistema de Monitoreo SCADA”, 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.

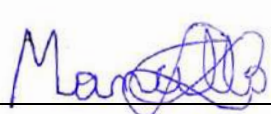
En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 22 de agosto del año 2023

Atentamente,



Fabián Alexander Loor Valdiviezo
0921790291



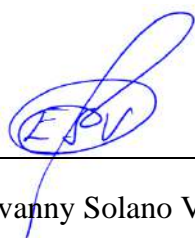
Christian Joel Mancilla González
0956751853

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ervin Geovanny Solano Villegas con documento de identificación N° 092348191-5, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA GENERACIÓN CON LOS EQUIPOS SEL-700G, 751, RTU RTAC SEL-3530 Y CMC 356 INTEGRADOS EN UN SISTEMA DE MONITOREO SCADA, realizado por Fabián Alexander Loor Valdiviezo con documento de identificación N° 0921790291 y por Christian Joel Mancilla González con documento de identificación N° 0956751853, 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, 22 de agosto del año 2023

Atentamente,



Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, MSc.

092348191-5

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mi amada esposa y a mi madre su apoyo incondicional ha sido mi mayor motivación y estoy enormemente agradecido por tenerlas a mi lado. A mis queridos hijos, sois mi mayor fuente de alegría y motivación. Espero que algún día veáis en este logro una prueba de que, con esfuerzo y perseverancia, cualquier objetivo es alcanzable.

Este proyecto no solo representa mi arduo trabajo y dedicación, sino también el apoyo incondicional y el amor que he recibido de cada uno de vosotros. Sin vuestra presencia en mi vida, este logro carecería de significado. Gracias por estar siempre a mi lado, por comprender mis ausencias y por ser mi mayor motivación.

Fabián Alexander Loor Valdiviezo

DEDICATORIA

Con humildad y gratitud, ofrezco este proyecto a mi amada familia y a Dios. A ti papá, cuyo ingenio y sabiduría han sido mi guía constante, agradezco tus palabras de aliento y tus consejos valiosos que me han llevado a superar obstáculos. A ti, mamá, fuente de amor incondicional y mi mayor motivación, gracias por tu paciencia, por escucharme y por creer en mí.

Este proyecto está dedicado a ustedes, mi familia, por ser mi constante inspiración y mi razón de ser. Sin su amor y apoyo inquebrantable, este logro no habría sido posible. Gracias por estar a mi lado en cada paso del camino.

Christian Joel Mancilla González

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Politécnica Salesiana, quiero agradecerles por brindarnos las herramientas y oportunidades necesarias para llevar a cabo este proyecto técnico. Vuestra formación académica y vuestro enfoque práctico nos han permitido adquirir los conocimientos y habilidades indispensables para enfrentar los desafíos técnicos y profesionales con confianza y éxito.

A Dios, en quien encontramos fuerza y protección, quiero agradecerle por su infinita gracia y bendiciones en cada etapa de este proyecto. Su guía y sabiduría nos han acompañado en todo momento.

Al Ing. Solano, quiero expresar mi más profundo agradecimiento por su invaluable orientación y conocimientos compartidos a lo largo de este proyecto. Su experiencia y dedicación han sido un faro de guía para nosotros, permitiéndonos alcanzar resultados más allá de nuestras expectativas.

A mis queridos compañeros, agradezco de corazón vuestra dedicación, compromiso y trabajo en equipo. Juntos hemos enfrentado desafíos y celebrados logros. Vuestra pasión y entusiasmo han sido un motor constante para alcanzar nuestros objetivos, y estoy orgulloso de poder llamaros compañeros y amigos.

Fabián Alexander Loor Valdivieso

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a la Universidad Politécnica Salesiana y a los profesores por brindarme la oportunidad de crecer académicamente y desarrollar mis habilidades en este proyecto técnico.

Agradezco al Ing. Ervin Solano por su orientación, paciencia y sabiduría a lo largo de este proyecto.

Además, quiero agradecer a mi compañero Fabián Loor, cuya colaboración y trabajo en equipo han sido fundamentales para llevar a cabo este proyecto. Su dedicación y compromiso han sido invaluable.

Y sobre todo a Dios, en quien confío y reconozco como fuente de todas mis bendiciones, le agradezco por guiarme y darme la fuerza y la inspiración necesarias para superar los desafíos. Estoy sinceramente agradecido por esta invaluable experiencia que ha enriquecido mi crecimiento personal y profesional. ¡Gracias!"

Christian Joel Mancilla González

RESUMEN

El proyecto técnico se enfocó en la simulación de un SEP de generación. Con el protocolo de comunicación IEC 61850 el mismo que se integró hacia un entorno SCADA, el cual nos mostró el SEP de generación de manera digital. Donde se realizaron varias prácticas para validar los ajustes cargados en el sistema de protecciones, que se aplican en un SEP de generación.

Los ajustes seteados en el medidor 751 fueron enfocados a la medición y el medidor 700G fue enfocado para la protección del SEP.

Las prácticas propuestas de simulación fueron diseñadas bajo la norma IEEE, que exige el protocolo de comunicación LAN _ IEC 61850, el mismo que nos permitió realizar la integración de los IEDs 751 y 700G al RTU_RTAC 3530, mediante el protocolo de mensajería GOOSE, permitiendo intercambiar datos entre los IEDs y el RTU.

Dentro de la estructura de establecieron dos tipos de datos que se trataron, de tipo digital como búfer y análogas sin búfer, se declararon en el software Architect, y de definieron como variables de tipo:

ST = status data.

MX = measured data.

CO = control data.

De la misma forma se parametrizo la RTU con el protocolo MMS, a través de nodos lógicos de control y protección con las variables de tipo:

FC = MX FC = ST

Mediante esta parametrización logramos modular las diferentes prácticas propuestas, con los equipos existentes en el laboratorio de protecciones eléctricas, esta implementación nos permitió conocer la funcionabilidad del protocolo IEC 61850, así como la conexión GOOSE y MMS que utilizan como conexión LAN para intercambiar datos entre los IEDs, la RTU y el SCADA. En la simulación se logró simular fallas que fueron ajustadas en los IEDs 751 y 700G como la protección: 50P, 50N, 51P, 51N, 87, 27, 59...etc.

Palabras claves: RTU_RTAC 3530, LAN, IED, LAN, GOOSE, MMS.

ABSTRACT

The technical project focused on the simulation of a generation SEP. With the IEC 61850 communication protocol, the same one that was integrated into a SCADA environment, which showed us the generation SEP digitally. Where several practices were carried out to validate the settings loaded in the protection system, which are applied in a generation SEP.

The settings set in the 751 meters were focused on measurement and the 700G meter was focused on SEP protection.

The proposed simulation practices were designed under the IEEE standard, which requires the LAN _ IEC 61850 communication protocol, the same one that allowed us to integrate the IEDs 751 and 700G to the RTU_RTAC 3530, through the GOOSE messaging protocol, allowing the exchange of data between the IEDs and the RTU.

Within the structure of established two types of data that were treated, digital type as buffer and analog without buffer, they were declared in the Architect software, and defined as type variables:

ST = status data.

MX = measured data.

CO = check data.

In the same way, the RTU was parameterized with the MMS protocol, through logical control and protection nodes with the type variables:

CF = MX

FC=ST

Through this parameterization we managed to modulate the different proposed practices, with the existing equipment in the electrical protection laboratory, this implementation allowed us to know the functionality of the IEC 61850 protocol, as well as the GOOSE and MMS connection that they use as a LAN connection to exchange data between the IEDs, the RTU and the SCADA.

In the simulation it was possible to simulate faults that were adjusted in the IEDs 751 and 700G as the protection:

50P, 50N, 51P, 51N, 87, 27, 59...etc.

Keywords: RTU_RTAC 3530, LAN, IED, LAN, GOOSE, MMS.

ÍNDICE GENERAL

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
DEDICATORIA.....	vi
AGRADECIMIENTO.....	vii
AGRADECIMIENTO.....	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT.....	x
CAPÍTULO I.....	10
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1 PROBLEMA.....	10
1.2 ANTECEDENTES.....	11
1.3 IMPORTANCIA Y ALCANCES	13
1.4 DELIMITACIÓN.....	14
1.5 BENEFICIARIOS.....	14
1.6 OBJETIVOS.....	14
CAPÍTULO II	15
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	15
2.1 Sistema SCADA.....	15
2.2 Sistema Eléctrico de Potencia	17
2.3 Subestaciones	19
2.4 Sistemas de Protección de un SEP	23
2.5 Principales funciones de protección en un SEP	31

2.6	Módulo de comunicación IEC 61850.....	33
2.7	Equipo universal de prueba de relés y herramienta de puesta en servicio OMICRON CMC 356	36
2.8	Software Implementados	37
2.9	Norma IEC 61850 para la automatización de subestaciones eléctricas	45
2.10	Protocolos de comunicaciones en subestaciones IEC 61850	46
CAPÍTULO III		55
3.	MARCO METODOLÓGICO	55
3.1	Configuración de red usada.....	55
3.2	Configuración de los softwares implementados.....	62
3.3	Caso de estudio del proyecto.....	100
CAPÍTULO IV		101
4.	PRÁCTICAS PROPUESTAS.....	101
4.1	Datos del sistema de generación	101
4.2	Ajustes generales relé SEL-700G y SEL-751	102
4.3	PRÁCTICA # 1	104
4.4	PRÁCTICA # 2	105
4.5	PRÁCTICA # 3	107
4.6	PRÁCTICA # 4	108
4.7	PRÁCTICA # 5	110
4.8	PRÁCTICA # 6	111
4.9	PRÁCTICA # 7	112
4.10	PRÁCTICA # 8	112
4.11	PRÁCTICA # 9	113
4.12	PRÁCTICA # 10	114
4.13	PRÁCTICA # 11	116

CAPÍTULO V	118
5. RESULTADOS DE LAS PRÁCTICAS VISUALIZADOS EN EL SISTEMA SCADA 118	
CAPÍTULO VI.....	119
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	119
6.1 Conclusiones	119
6.2 Recomendaciones.....	120
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121
ANEXOS.....	124

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Especificación Técnica del Relé SEL - 751.....	26
Tabla 2: Protecciones que tiene el relé SEL - 751 del laboratorio de protecciones.	27
Tabla 3: Especificación técnica del relé SEL - 700G.....	29
Tabla 4: Protecciones que tiene el relé SEL-700G del laboratorio de protecciones.	30
Tabla 5: Funciones de los nodos lógicos en la norma IEC 61850.	52
Tabla 6: Direccionamiento IP de la red LAN con los equipos.....	56
Tabla 7: Parámetros para la comunicación.	63
Tabla 8: Parámetros de inicio de sesión AcSELerator RTAC.	80

ÍNDICE DE TABLAS

Figura 1: Diagrama esquemático de la estructura del sistema eléctrico de potencia.	17
Figura 2: Estructura del generador.	18
Figura 3: Transformador.	18
Figura 4: Estructura general de un SEP.	19
Figura 5: Sistema de transmisión.	20
Figura 6: Seccionador usado en las subestaciones.	21
Figura 7: Disyuntor tanque vivo.....	22
Figura 8: Disyuntor de Tanque muerto.	22
Figura 9: Diagrama de circuito de un CT.....	23
Figura 10: Diagrama de circuito de un PT.	24
Figura 11: Vista frontal relé SEL - 751, opciones de pantalla LCD.	25
Figura 12: Vista posterior relé SEL - 751, opción de entrada TC y PT.	25
Figura 13: Vista frontal relé SEL - 700G, opciones de pantalla LCD.	28
Figura 14: Vista posterior relé SEL-700G, opción de entrada TC y PT.	28
Figura 15: Esquema diferencial de corriente para la protección de una zona de circuito: a) Condición normal, b) Falla interna.	31
Figura 16: Gráfica de la protección 50 Sobrecorriente instantánea.	32
Figura 17: Curva característica.	32
Figura 18: Estructura del módulo de comunicación.....	33
Figura 19: Cable UTP con sus conectores RJ45.	34
Figura 20: SWITCH (Conmutador).	35
Figura 21: Controlador de automatización en tiempo real (RTU RTAC).....	35
Figura 22: Módulo de prueba OMICRON CMC 356.	36
Figura 23: Software Indusoft Schneider.....	38
Figura 24: AcSELerator QuickSet SEL - 5030.....	39
Figura 25: AcSELerator Architect SEL - 5032.....	40

Figura 26: AcSELeator RTAC SEL - 5033.	41
Figura 27: SYNCHROWAVE EVENT SEL – 5601 - 2.....	42
Figura 28: Software Test Universe.....	43
Figura 29: Pantalla de ajuste del Software QuickCMC.	45
Figura 30: Client Server Communication.	47
Figura 31: Jerarquía del modelo de información.	49
Figura 32: Conexión de la red LAN con los equipos.....	55
Figura 33: Visualización del estado al hacer ping por CMD.	57
Figura 34: Parámetro IP de la computadora.....	57
Figura 35: Entorno web RTAC.	58
Figura 36: Pantalla Principal del RTAC.	59
Figura 37: Opción ‘‘Network’’ y ‘‘Edit’’, para el ajuste de las IP.	59
Figura 38: Puerto Eth_01 con la nueva dirección IP.....	60
Figura 39: Ajuste IP del SEL-751.	61
Figura 40: Ajuste IP del SEL-700G.	61
Figura 41: Configuración para la comunicación.	62
Figura 42: Tipo de conexión activa.....	63
Figura 43: Parámetro de comunicación relé SEL - 751.	64
Figura 44: Parámetro de comunicación relé SEL - 700G.	64
Figura 45: Barra de comunicaciones para el SEL-751.....	65
Figura 46: Barra de comunicaciones para el SEL-700G.....	65
Figura 47: Pantalla de ajuste de parámetros del SEL-751.	65
Figura 48: Pantalla de ajuste de parámetros del SEL-751.	66
Figura 49: Selección de la RTU RTAC SEL-3530.....	67
Figura 50: Selección del IED SEL-751.....	67
Figura 51: Selección del IED SEL-700G.....	68

Figura 52: Selección de versión de archivo de la RTU RTAC SEL-3530.....	68
Figura 53: Selección de versión de archivo del SEL-751.	69
Figura 54: Selección versión de archivo del SEL-700G.	69
Figura 55: Selección del modelo de control.....	70
Figura 56: Configuración de la IP de la RTU SEL-3530.....	70
Figura 57: Configuración de la IP del SEL-751.....	71
Figura 58: Configuración de IP del SEL-700G.....	71
Figura 59: Configuración "GOOSE Receive" del SEL-751 y SEL-700G a la RTU.	72
Figura 60: Configuración "GOOSE Receive" del SEL-700G al SEL-751.	72
Figura 61: Configuración "GOOSE Receive" del SEL-751 al SEL-700G.	73
Figura 62: Envío de datos "GOOSE Transmit" del IED SEL-751 a la RTU.....	73
Figura 63: Envío de datos "GOOSE Transmit" del IED SEL-700G a la RTU.....	74
Figura 64: Configuración de variable "Unbuffered" del SEL-751.	74
Figura 65: Configuración de variable "Unbuffered" del SEL-700G.....	75
Figura 66: Selección de atributos del IED SEL-751.....	75
Figura 67: Selección de atributos del IED SEL-751.....	76
Figura 68: Lectura de los nodos lógicos del SEL-751.	76
Figura 69: Lectura de los nodos lógicos del SEL-700G.	77
Figura 70: Envío de configuración hacia el SEL-751.....	77
Figura 71: Envío de configuración hacia el SEL-700G.....	78
Figura 72: Parámetros de envío de información al relé SEL-751.....	79
Figura 73: Parámetros de envío de información al relé SEL-700G.	79
Figura 74: Pantalla de inicio de sesión del AcSELeRator RTAC.	81
Figura 75: Creación de proyecto en el RTAC.....	81
Figura 76: Ingreso de parámetros IEC 61850.	82
Figura 77: Archivo de configuración IEC 61850.....	82

Figura 78: Visualización de equipos SEL-751 y SEL-700G.	83
Figura 79: Creación del servidor DNP Protocol.	83
Figura 80: Configuración del tipo de conexión.....	84
Figura 81: Configuración de la IP SEL-751.....	84
Figura 82: Configuración de la IP SEL-700G.....	85
Figura 83: Configuración para el SCADA.....	85
Figura 84: Datasets del SEL-751.	86
Figura 85: Datasets del SEL-700G.....	86
Figura 86: Status Tags relé SEL-751.	86
Figura 87: Status Tags relé SEL-700G.	87
Figura 88: Controlador para el relé SEL-751.....	87
Figura 89: Controlador para el relé SEL-700G.....	88
Figura 90: Controlador para el SCADA DNP.....	88
Figura 91: Entradas binarias del mapa DNP.	89
Figura 92: Entradas análogas del mapa DNP.....	89
Figura 93: Tags del mapa DNP.....	90
Figura 94: Tag Processor de todas las variables del proyecto.....	90
Figura 95: Tags de todo el proyecto.....	91
Figura 96: Temporizador de arranque del RTAC.	91
Figura 97: Parámetros para poner en línea.....	92
Figura 98: Mensaje de conexión del RTAC.....	92
Figura 99: Entorno de edición de pantalla.	93
Figura 100: Pantalla de menú principal de navegación.....	94
Figura 101: Pantalla de visualización de comunicación del sistema.	94
Figura 102: Diagrama unifilar de protecciones.....	95
Figura 103: Tendencia de las magnitudes.	95

Figura 104: Historial de alarmas.	96
Figura 105: Parámetros de medición de los IED.....	96
Figura 106: Tags del proyecto.....	97
Figura 107: Alarmas del proyecto.....	97
Figura 108: Variables análogas asociadas desde el RTAC.....	98
Figura 109: Variables análogas asociadas desde el RTAC.....	98
Figura 110: Dirección de los tags de Indusoft con el RTAC.	99
Figura 111: Caso de estudio Generador.	100
Figura 112: Diagrama del generador.....	101
Figura 113: Ajustes generales 1 relé SEL-700G.....	103
Figura 114: Ajustes generales 2 relé SEL-700G.....	103
Figura 115: Ajustes generales relé SEL-751.....	104
Figura 116: Ajuste función 40.....	105
Figura 117: Método Single-blinder.....	106
Figura 118: Ajuste función 78.....	107
Figura 119: Ajuste función 21.....	108
Figura 120: Ajuste función 50.....	109
Figura 121: Ajuste función 27.....	110
Figura 122: Ajuste función 87.....	111
Figura 123: Ajustes función 59G.	111
Figura 124: Ajuste función 46.....	112
Figura 125: Ajuste función 24.....	113
Figura 126: Ajuste función 59.....	114
Figura 127: Ajuste función 27.....	115
Figura 128: Ajuste función 81.....	117

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad las subestaciones digitales cumplen un rol muy importante, en cuanto al control y supervisión de la energía eléctrica, el diseño del sistema SCADA permitirá a los estudiantes realizar prácticas de simulación con condiciones reales, al mismo tiempo permitirá actualizar el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil.

En este proyecto de automatización la RTU _SEL RTAC 3530 en conjunto con los IEDs, se simulará un sistema real con el equipo de inyección OMICRON CMC 356, generando fallas en el lado de medición y protección que se ajustan en un SEP de generación, utilizando los equipos del laboratorio fomentando el crecimiento profesional de los estudiantes.

La RTU RTAC 3530 tiene un gran potencial en cuanto a la integración que se puede realizar para poder lograr la supervisión y el monitoreo de las diferentes condiciones que se pueden detectar en el SEP como son: las temperaturas de los devanados del transformador, nivel de aceite del transformador, gases en el interior del transformador, magnitudes de entrada y salida del transformador, status actual de los seccionadores, la medición de la carga total del transformador, control del generador en cuanto a pérdida sincronismo, así como fallas por bajo y alto voltaje o problemas de excitación, temperatura del generador, nivel de combustible del generador y status del sistema de bombeo de combustible, etc.

1.1 PROBLEMA

- **DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA:**

La problemática se enfocó en la dificultad que existe en el laboratorio de protecciones eléctricas, de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, al momento de realizar las practicas por parte de los estudiantes puesto que solo se puede realizar pruebas de simulación con un solo equipo.

Tampoco consta de un sistema que integre un SEP de Generación, que sea capaz de visualizar en tiempo real mediciones y protecciones con varios relés de manera simultánea.

La RTU modelo RTAC 3530 de marca SEL, la misma que no se usaba con frecuencia en el laboratorio de protecciones, debido a que no se ha desarrollado un proyecto de integración y simulación en tiempo real con este equipo.

En el presente proyecto se diseñará un sistema SCADA para el monitoreo de todo el SEP de generación, el cual permitirá visualizar los datos adquiridos de los IEDs a la RTU de manera simultánea en el entorno visual HMI, la misma que se desarrollara en el software InduSoft, esta herramienta de integración es actualmente utilizada en la industria para automatizar subestaciones digitales, con una red inteligente de servidores capaz de conectarse a diferentes protocolos de comunicación.

En este proyecto se implementará el protocolo IEC 61850, gestionando los datos adquiridos desde los IEDs a la RTU, los mismos que se visualizaran en el SCADA mediante el protocolo DNP3 que dispone el RTAC 3530 que tiene el laboratorio de protecciones.

1.2 ANTECEDENTES

El sistema de control en las subestaciones se ha actualizado, de acuerdo con el desarrollo tecnológico en cuanto a la automatización de un SEP, con la finalidad de mejorar la confiabilidad de estos sistemas. Ya que son de gran vitalidad tenerlos activos al 100% y así brindar un buen servicio a los clientes.

Las protecciones eléctricas de un SEP en nuestro país carecen de un sistema de control y monitoreo remoto, en Europa y Estados Unidos ha cambiado la metodología del control y protección de los diferentes equipos, debido a que se aplica el protocolo IEC 61850 [1] para ejecutar diferentes pruebas a los equipos, así como el monitoreo y protección de toda la subestación de forma digital.

En el proyecto fueron utilizados los relés SEL-751 y 700G para poder controlar la medición y protección de un sistema de generación, se realizó la integración de los 2 medidores a un RTU SEL-3530, el cual fue programado para poder mostrar todas las variables en un entorno SCADA [2] que estará interpretando las diferentes magnitudes del SEP en tiempo real.

Existen diferentes tipos de ajustes los cuales se puedan realizar al relé SEL-751, 700G y RTU-3530, que nos garantizaran el buen funcionamiento del sistema de medición y protección del sistema, que debe interpretar la RTU-3530, en caso de que se presente alguna falla en el SEP, ya sea por falla en la desviación de la medición, así como en las protecciones del sistema de generación que se lleguen ajustar.

Los relés (IED) marca SEL [3] que fueron implementados en este proyecto son muy versátil en cuanto a integración, ya que para poder mostrar los datos a un entorno gráfico (SCADA) externo, tiene varios protocolos de comunicación de tipo industrial como son: el protocolo SERIAL, MODBUS, DNP3 (TCP/IP) y el protocolo de mensajería nativo del sistema. las subestaciones digitales modernas son automatizadas de acuerdo con la norma del protocolo de comunicación, IEC 61850 GOOSE (TCP/IP).

En el SEP de Generación se ajustaron diferentes tipos de protecciones, en los relés 751 y 700G como son la protección 50P, 50N, 51P, 51N, para monitoreo de corriente instantánea y temporizada, así como la protección 81, 87, 24, 27,52, las cuales monitorearán la entrada y la salida del SEP, así como los diferentes umbrales de voltaje, frecuencia y de campo del sistema de generación.

Se han realizado varias tesis referentes a esta aplicación, en cuanto a la integración de sistemas de medición y protección que forman parte de las subestaciones eléctricas del país.

- ✓ Se cito tesis desarrollada por los autores Aníbal Abdón Klinger Landázuri y Ricardo Cesar Cepeda Vásquez, como parte de la investigación. con la finalidad de ampliar el desarrollo de nuestra tesis. Se evidencio que se propuso realizar la integración de los IEDs de un SEP, mostrando los datos directamente desde los IEDs al software LAB VIEW, esto fue posible mediante el uso de un software llamado RLAB OPC SERVER. El software OPC RLAB fue programado para poder gestionar los datos directamente entre los IEDs y el entorno de LAB VIEW. En este proyecto no se usó el software nativo de la RTU_ RTAC 3530, seguramente por el tema de que el equipo no tiene activa la licencia, en cuanto a la habilitación del software Acseerator Diagram Builder, este software es propio del fabricante SEL que trabaja con el entorno SCADA WEB, y es el encargado de gestionar la integración de todos los datos de los IEDs, bajo el mismo protocolo de comunicación IEC 61850.
- ✓ Se citó tesis desarrollada por los autores Víctor Hugo Moscoso Burgos y Nathalie María Silva Changallimbai. Con la finalidad de afianzarnos en bases firmes, para poder ejecutar nuestro proyecto de tesis. Se evidencio que se propuso realizar la integración de los IEDs de un sistema de transformación al RTU_RTAC3530, de la misma manera tuvieron complicaciones, por lo que se evidencio en el resultado del proyecto final, ya que se terminó mostrando los datos directamente desde los IEDs al software OMICRON IED SCOUT, este software realizo la captura de las diferentes magnitudes que se modularon en los IEDs.

La RTU_ RTAC 3530, no se logró poner en funcionamiento por el tema de que el equipo no tiene activa la licencia en cuanto a la habilitación del software Acseleator Diagram Builder, este software es nativo del fabricante SEL que trabaja con el entorno SCADA WEB. Y es el encargado de gestionar la integración de todos los datos de los IEDs, bajo el mismo protocolo de comunicación IEC 61850.

1.3 IMPORTANCIA Y ALCANCES

El proyecto permitirá la formación de los futuros ingenieros eléctrico, desarrollándose en este entorno de integración en relé IEDs mediante el protocolo IEC 61850, GOOSE y MMS, que existen en algunas subestaciones del sistema interconectado del país.

Las subestaciones locales dependen de un operario, para estar monitoreando de manera constante la subestación ante cualquier desperfecto que se presente. Con nuestro proyecto se permitirá realizar la simulación referente a un sistema real, sin la intervención de una persona en sitio. Para poder tener la visibilidad de la subestación principal, de manera que se tenga una operación más segura y confiable sin generar mucha afectación a la planta o usuario final en caso de que se genere algún evento por falla.

El alcance de la actualización del módulo de generación a un entorno digital está basado en la integración de equipos de medición y protección. Con este proyecto tendremos un mayor alcance en cuanto a las practicas que puedan realizar con los estudiantes que estén cursando la carrera de Ingeniería Eléctrica y los docentes.

Los equipos se integrarán por comunicación LAN IEC 61850 a un entorno SCADA, esta RTU es modular la cual nos permitirá poder seguir integrando más equipos a futuro, con la finalidad de tener un laboratorio de protecciones digital con protocolo IEC 61850, que tenga la capacidad de poder realizar pruebas a los diferentes IEDs de medición y protección, en los diferentes sistemas SEP como generación, transformación y transmisión de manera integrada cómo funciona el sistema interconectado de nuestro país.

1.4 DELIMITACIÓN

El proyecto se implementó en las instalaciones del laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil. Enfocado en la simulación de fallas:

- ✓ Sobre corrientes instantáneas, 50P, 50N código de protección.
- ✓ Sobre corrientes temporizadas, 51P, 51N código de protección.
- ✓ Apertura de breaker, 52 código de función de accionamiento.
- ✓ Disparo – bloqueo, 86 código de función de accionamiento.
- ✓ Protecciones de generación corriente diferencial, 87 código de protección.
- ✓ Protecciones de generación de bajo voltaje, 27 código de protección.

Para la simulación se consideró un SEP citado de un libro, con un caso de fallo de distribución de energía de una subestación eléctrica de generación, se logró realizar la simulación mediante el uso de equipos de inyección OMICRON CMC 356, IEDs SEL-751, 700G y la RTU-3530 donde permitió evaluar las diferentes protecciones que tiene un sistema eléctrico de potencia. Con el desarrollo del entorno HMI se gestionó los datos obtenidos de los relés de medición y protección relé 751 y 700G, a través de la RTU RTAC 3530. Así como la visualización de eventos que se presentaron en la simulación de las diferentes protecciones moduladas.

1.5 BENEFICIARIOS

Los estudiantes en formación que están cursando la carrera de Ingeniería eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana sede guayaquil.

Empresas y compañías que estén en busca de ingenieros eléctricos con amplio conocimiento, para integrar o implementar sistemas de monitoreo remoto para subestaciones digitales, brindando la seguridad y la confiabilidad del SEP ante una eventualidad de fallo, para que se pueda restablecer de una manera más oportuna sin generar gran impacto al cliente final.

1.6 OBJETIVOS

- **GENERAL:**

- ✓ Realizar el diseño y simulación de un sistema de protección para generación mediante el protocolo IEC 61850 con los relés SEL-751 y SEL-700G, integrados al RTU RTAC SEL-3530 con el cual se realizó el control y monitoreo del sistema de generación a un entorno gráfico SCADA.

- **ESPECÍFICOS**

- ✓ Determinar las variables del relé 751 y 700G en base de los requerimientos del sistema de generación que se integraran a la RTU, así como en el entorno del software Architect.
- ✓ Configurar el RTU RTAC SEL-3530 para poder realizar la adquisición de datos en el mismo protocolo IEC 61850 Goose que tienen los IEDs 751 y 700G incorporado.
- ✓ Configurar el OPC Server interno que tiene incorporado el mismo RTU RTAC SEL-3530 para poder declarar las variables adquiridas de los medidores, al entorno gráfico SCADA.
- ✓ Plantear un caso de estudio de un sistema de generación, con el cual se simularon las diferentes protecciones que se ajustaron en el SEP de generación.
- ✓ Evaluar los registros de los diferentes eventos de falla que el sistema registro mediante la simulación del SEP con la maleta de pruebas OMICRON CMC 356 así como en el software SCADA.

CAPÍTULO II

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Sistema SCADA

El sistema SCADA (Supervisor Control and Data Acquisition) no es simplemente una tecnología específica. Se basa en una aplicación que almacene datos de un sistema en específico y que su objetivo sea el de controlar y monitorear se consideraría una aplicación SCADA. [4] La automatización mediante HMI es simplemente un medio para alcanzar un objetivo.

En la actualidad, todas las industrias tienen como objetivo el de maximizar el rendimiento de sus activos a través de una operación excelente, minimizando los tiempos de repuesta ante cualquier evento. Para los fabricantes y otras organizaciones industriales, mantenerse competitivos implica constantemente buscar formas de hacer que sus plantas funcionen de manera autónoma y eficiente. Siempre hay una presión constante para aumentar la productividad, la eficiencia y la rentabilidad, al mismo tiempo que se minimizan los costos, sin comprometer la calidad.

- **Componentes del Sistema SCADA**

Los componentes principales de un sistema son los siguientes:

- ✓ **Unidad Terminal Remota (RTU):** Es un dispositivo que se encuentra en el campo y se encarga de recopilar datos de los sensores y actuadores. La RTU se comunica con el sistema SCADA central y transmite la información relevante.
- ✓ **Software SCADA:** Es el software que se utiliza para supervisar y controlar el sistema. Proporciona una interfaz gráfica que muestra datos en tiempo real, alarmas, gráficos y otras funcionalidades para el operador.
- ✓ **Unidad de Control Maestra (Máster):** Es el componente central del sistema SCADA que se encuentra en la estación de control. Se comunica con las RTU y recopila datos de diferentes ubicaciones. También puede enviar comandos de control a las RTU según sea necesario.
- ✓ **Comunicación:** Los sistemas SCADA dependen de una red de comunicación para transmitir datos entre las RTU y la unidad de control maestra. Esto puede incluir tecnologías como redes LAN, redes WAN e incluso redes inalámbricas.
- ✓ **Interfaz de usuario:** Es la parte del sistema SCADA que permite a los operadores interactuar con el sistema. Puede ser una interfaz gráfica de usuario (GUI) que muestra información en tiempo real, alarmas, tendencias y capacidades de control.
- ✓ **Base de datos:** Se utiliza para almacenar y gestionar los datos recopilados por el sistema SCADA. Esto incluye datos históricos, configuraciones de equipos, registros de alarmas y otros datos relevantes.

- **Funciones del Sistema SCADA**

Un sistema SCADA tiene como función principal de supervisar, controlar y adquirir datos de un sistema o proceso en tiempo real. Algunas de las funciones específicas incluyen:

- ✓ **Supervisión:** El sistema SCADA recopila datos de sensores y dispositivos distribuidos en el sistema y muestra información en tiempo real sobre el estado, rendimiento y condiciones operativas. Esto permite a los operadores tener una visión completa y actualizada de lo que está sucediendo en el sistema.
- ✓ **Control:** Permite a los operadores tomar acciones de control sobre los dispositivos y procesos en el sistema. Esto puede incluir la activación o desactivación de equipos, ajuste de parámetros, cambios de set point, etc.

- ✓ **Adquisición de datos:** Integra datos de diferentes dispositivos y sensores distribuidos en el sistema.
Esto incluye variables como temperatura, presión, flujo, nivel, estado de equipos, entre otros. La información se guarda en una base de datos con el propósito de analizarla en el futuro, crear reportes y tomar decisiones fundamentadas.
- ✓ **Alarmas y notificaciones:** Monitorea constantemente los datos y activa las alarmas cuando se detectan condiciones anormales o situaciones de riesgo. Estas alarmas pueden ser visuales, auditivas o enviarse como notificaciones a los operadores utilizando mensajes de texto o por medio de correos electrónicos, lo que les permite responder rápidamente a eventos importantes.
- ✓ **Visualización y análisis:** Proporciona una interfaz gráfica intuitiva para visualizar datos en tiempo real, tendencias históricas, gráficos, informes y paneles de control. Esto ayuda a los operadores y administradores a comprender y analizar el rendimiento del sistema, detectar patrones, identificar problemas y tomar decisiones informadas para mejorar la eficiencia y la productividad.

2.2 Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) como se muestra en la Figura 1 es un conjunto interconectado de generadores, transformadores, líneas de transmisión, subestaciones y cargas que se utiliza para generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a gran escala. Su objetivo principal es garantizar el suministro confiable y seguro de electricidad a los consumidores. [5]

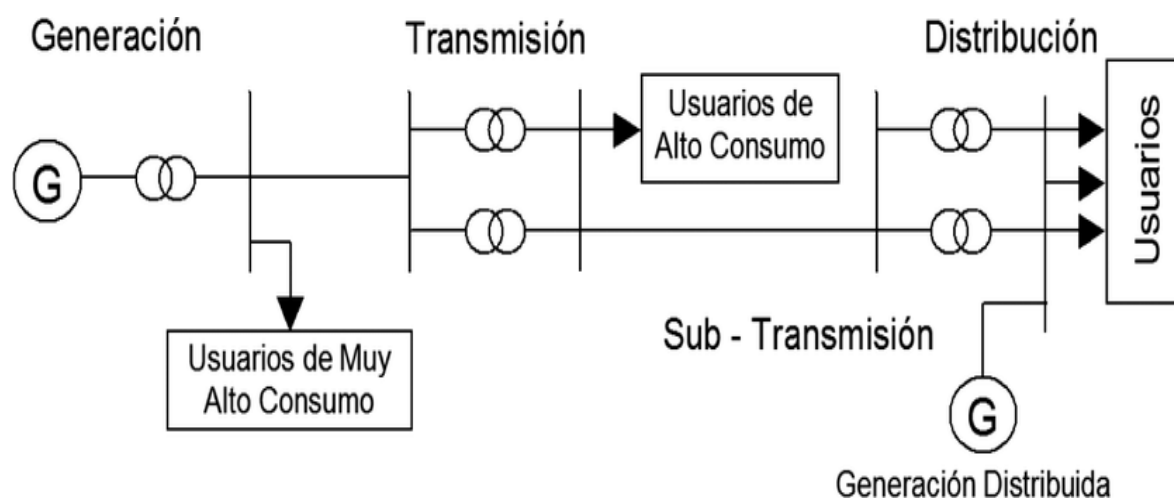


Figura 1: Diagrama esquemático de la estructura del sistema eléctrico de potencia.[6]

Un SEP consta de varios componentes esenciales:

- ✓ **Generadores:** En la Figura 2 se muestra la estructura del generador que es el encargado de la generación, convierten diferentes fuentes de energía como energía hidroeléctrica, térmica, eólica, solar, etc. en energía eléctrica.

Los generadores pueden ser centrales eléctricas de gran capacidad o generadores distribuidos más pequeños.

Es importante tener en cuenta que, para conectar un generador a un sistema eléctrico existente, se requiere un equipo de conmutación adecuado, como un transformador de reducción de tensión, para ajustar la tensión del generador a la tensión requerida por el sistema.



Figura 2: Estructura del generador. [7]

- ✓ **Transformadores:** Utilizados para cambiar la tensión eléctrica de la energía generada o transmitida. Los transformadores como se observa en la Figura 3 es el que eleva la tensión en las subestaciones de generación y reducen la tensión en las subestaciones de distribución para adaptarse a los requisitos de las cargas.



Figura 3: Transformador. [7]

- ✓ **Cargas:** Son los que consumen la energía eléctrica suministrada por el sistema. Las cargas pueden ser residenciales, comerciales, industriales u otras.

El SEP también incluye sistemas de control, protección y monitoreo para garantizar un funcionamiento seguro y estable del sistema eléctrico.

2.3 Subestaciones

Se utilizan para transformar la tensión eléctrica de los generadores para su transmisión y distribución. Las subestaciones también pueden incluir equipos de control y protección para garantizar un funcionamiento seguro y confiable del sistema.

La Figura 4 muestra como está estructurada el sistema eléctrico de potencia con sus distintos pasos para llegar a la distribución a los usuarios.

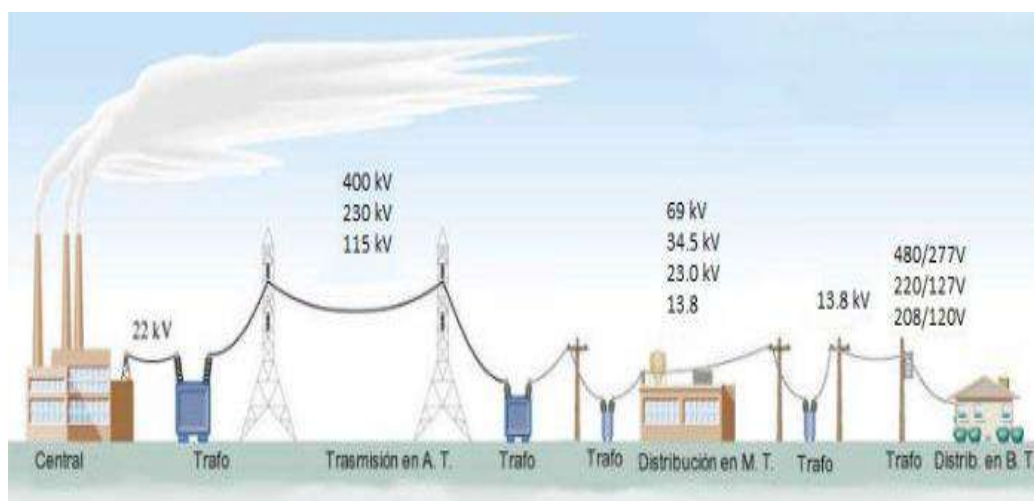


Figura 4: Estructura general de un SEP. [8]

Tipos de subestaciones según su función:

Existen varios tipos de subestaciones eléctricas, que pueden variar en aspectos y características. Las principales clasificaciones se basan en el nivel de tensión, la funcionalidad, el área de servicio y el funcionamiento.

- ✓ **Nivel de tensión**

- Se pueden dividir en 3 grupos:

Alta (69-130 kV/ 230-600 kV); Media (13.8 kV-34.5 kV); Baja (100V-1000V)

En la Figura 5 se muestra un sistema de transmisión usado para llevar las líneas de alta tensión (69 kV - 130 kV, 230 kV – 600 kV).



Figura 5: Sistema de transmisión. [8]

Funcionalidad de las subestaciones:

Al clasificarse por su funcionalidad, las subestaciones eléctricas pueden identificarse dentro de las siguientes categorías:

- ✓ **Elevadoras:** Aumentan el voltaje generado a mayor nivel para poder facilitar su transporte.
- ✓ **Reductoras:** Contrarias a las anteriores, disminuyen la tensión considerablemente para poder distribuirla.
- ✓ **Reguladoras o estabilizadoras:** Mantienen el mismo nivel de origen que circula en las líneas, ya sea de alta o media tensión.
- ✓ **Móviles:** Son útiles en casos de emergencia, cuando falla el transformador de potencia.
- ✓ **Líneas de transmisión:** Líneas aéreas o cables subterráneos que transportan la energía eléctrica desde las plantas generadoras hasta las subestaciones de distribución. Estas líneas pueden abarcar largas distancias y operar a voltajes muy altos para minimizar las pérdidas de energía durante la transmisión.

Característica de una subestación:

Las características de una subestación eléctrica pueden variar dependiendo de su tipo y función específica. Sin embargo, algunas características generales de una subestación eléctrica incluyen:

- ✓ **Seccionadores:** La función del seccionador, ver Figura 6, es la de aislar los diferentes tramos de los circuitos de la subestación, de forma clara para que se pueda trabajar sobre los mismos sin ningún riesgo.
 - Abren y cierran en vacío.
 - Deben ser capaces de soportar las condiciones normales de funcionamiento y las corrientes de corto circuito accidentales durante un tiempo determinado.



Figura 6: Seccionador usado en las subestaciones. [7]

- ✓ **Interruptores:** Su manera de operar implica la acción de abrir y cerrar el circuito mientras está bajo carga. Deben ser capaces de resistir corrientes regulares y también aquellas generadas por cortocircuitos, y tienen que tener la capacidad de detener o eliminar cualquier tipo de anomalía eléctrica.
- ✓ **Disyuntores:** Interruptores automáticos activados mediante relés, y se los denomina con la descripción de tanque vivo o tanque muerto.
- ✓ **Disyuntor tanque vivo:** Un disyuntor tanque vivo como se ve en la Figura 7, también conocido como disyuntor de tanque abierto, es un tipo de interruptor utilizado en subestaciones eléctricas. A diferencia de los disyuntores de tanque muerto, los disyuntores de tanque vivo no están contenidos en un tanque hermético lleno de gas aislante.



Figura 7: Disyuntor tanque vivo. [9]

- ✓ **Disyuntor tanque muerto:** En la Figura 8 se muestra un disyuntor tanque muerto, también conocido como disyuntor de tanque cerrado, es un tipo de interruptor utilizado en subestaciones eléctricas. La característica principal de este tipo de disyuntor es que su diseño permite que esté completamente cerrado dentro de un tanque hermético lleno de gas aislante, como el SF₆ (hexafluoruro de azufre).



Figura 8: Disyuntor de Tanque muerto. [10]

2.4 Sistemas de Protección de un SEP

Un sistema de protección en un SEP es un conjunto de dispositivos, equipos y algoritmos elaborados para detectar y aislar fallas o condiciones anormales que puedan ocurrir en el sistema eléctrico. El objetivo principal de este sistema es garantizar la seguridad, la integridad y la estabilidad del sistema, protegiendo tanto a los equipos como a las personas que operan en su entorno.

A continuación, se explican algunos de los principales componentes para la protección de un SEP:

- ✓ **Transformador de Corriente (CT):** Un CT es un tipo especial de transformador utilizado para medir corriente alterna. Su función es generar una corriente alterna en su bobina secundaria, la cual es proporcional a la corriente alterna en su bobina primaria. Los transformadores de corriente son diseñados para replicar una corriente reducida en una línea de alta tensión o media tensión. En la Figura 9 se aprecia como se debe conectar un transformador de corriente para que pueda operar en las condiciones que requiere el equipo. [11]

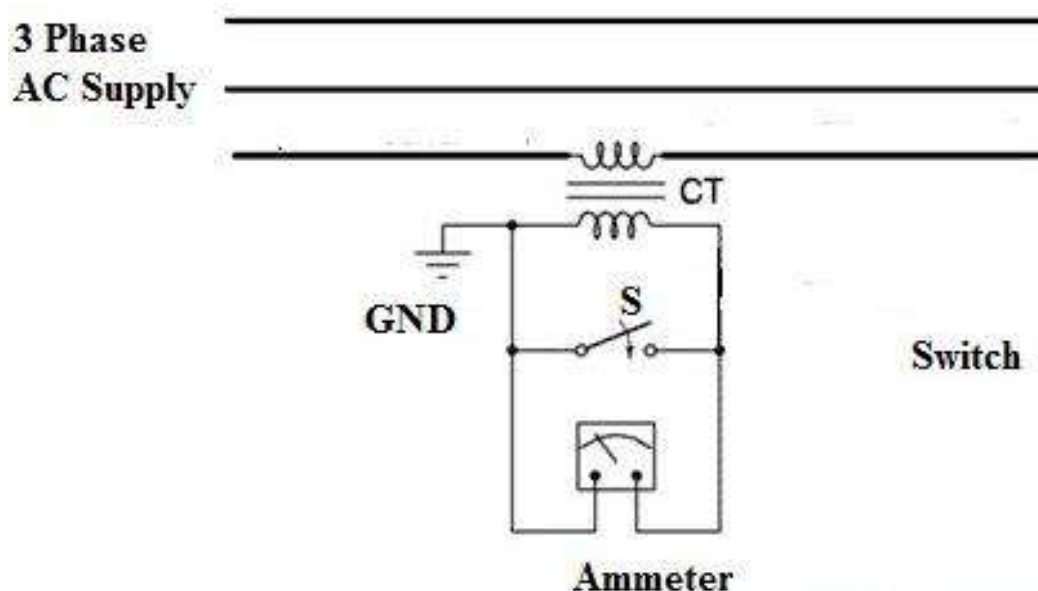


Figura 9: Diagrama de circuito de un CT.[10]

- ✓ **Transformador de potencial (PT):** Un transformador de potencial, también conocido como transformador de tensión, es un tipo de dispositivo que se utiliza para reducir el voltaje de alta o media tensión a baja tensión. Su principal función es proporcionar una salida de voltaje que puede ser medida utilizando un voltímetro convencional, para la cual ya pueda ser interconectada y medida por un totalizador o medidor de magnitudes. Como voltaje, corrientes, potencias, etc. En la Figura 10 se aprecia como se debe conectar un transformador de potencia para que pueda operar en las condiciones que requiere el equipo. [12]

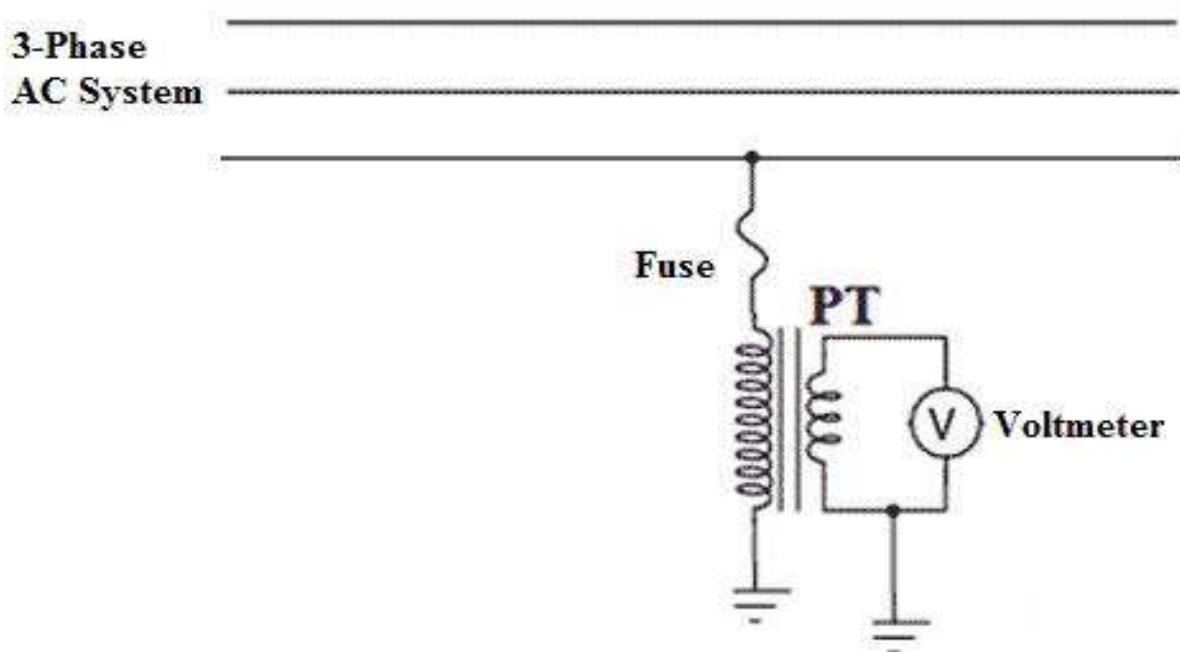


Figura 10: Diagrama de circuito de un PT.[10]

- ✓ **Relé de protección de alimentador SEL – 751:** El IED 751 de marca SEL, ver Figura 11 su vista frontal y en la Figura 12 la vista posterior, es fundamental para la protección de los alimentadores utilizado por las industrias y las empresas proveedoras de energía, es un dispositivo que proporciona soporte para las señales de voltaje y corriente analógica de baja energía (LEA) o tradicional. [13]

Este alimentador ofrece opciones flexibles de módulos de entradas y salidas, lo que permite adaptarlo a diferentes necesidades. Además, su montaje es sencillo y se pueden realizar ajustes rápidos de configuración según sea necesario.

Este relé se ajustó para que sea el encargado de controlar la parte de medición del sistema de generación. En dicho relé se parametrizó los diferentes ajustes como son la protección 50P, 50N, 51P, 51N, curvas, tiempos de disparos, relación de transformación del CT y PT.



Figura 11: Vista frontal relé SEL - 751, opciones de pantalla LCD. [13]

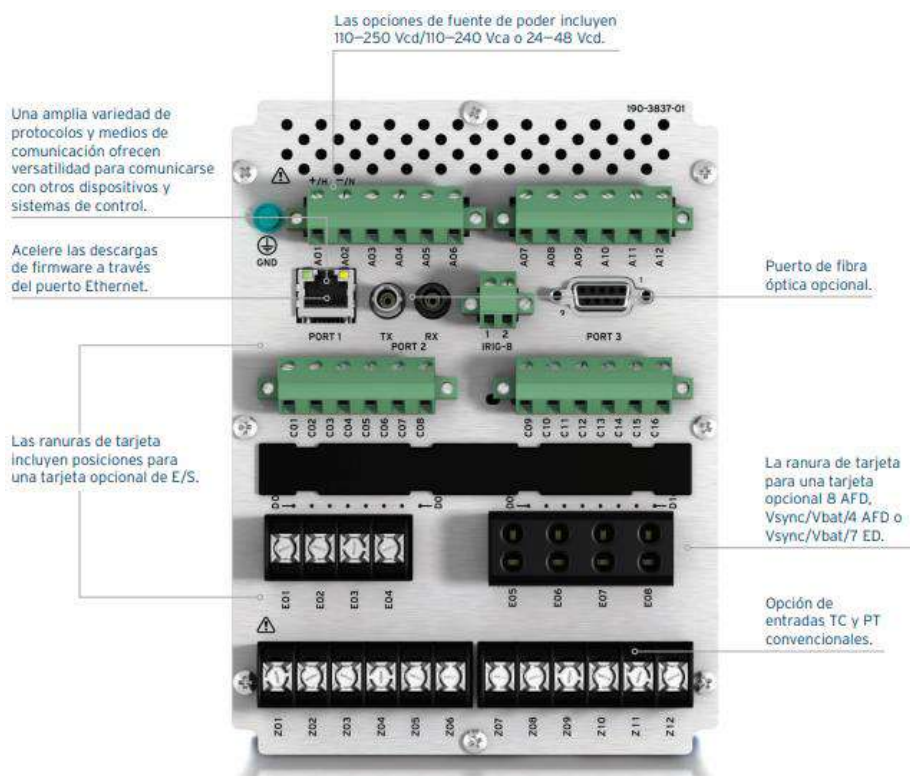


Figura 12: Vista posterior relé SEL - 751, opción de entrada TC y PT. [13]

- ✓ **Especificaciones técnicas del relé SEL – 751:** Las especificaciones técnicas del relé SEL-751 se refieren a la documentación detallada que describe las características, capacidades y funcionalidades de este dispositivo de protección y control eléctrico fabricado por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL).

Estas especificaciones, ver la Tabla 1, proporcionan información esencial para ingenieros eléctricos y técnicos que trabajan en la configuración, instalación y operación del relé.

Tabla 1: Especificación Técnica del Relé SEL - 751.

Descripción	Características
Número de Parte	751401CBA0X0X850310
Número de Serie	3142370178
Versión Firmware	R109
Archivo CID	004
Fuente de Alimentación	125 / 250V --- 120 / 240V
Frecuencia	50 / 60Hz
Temperatura de Funcionamiento	-40°C a +85°C (de -40 F a +185 F)

- ✓ **Protecciones del Relé SEL – 751:** El relé SEL-751, fabricado por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), ofrece una variedad de protecciones para garantizar la seguridad y la confiabilidad del sistema.

El relé SEL-751 es un dispositivo crucial en el ámbito de la ingeniería, ya que protege activamente el sistema eléctrico y sus componentes ante fallas o condiciones anormales, minimizando los daños y asegurando la continuidad del suministro eléctrico.

En la Tabla 2 se muestra las funciones de protección que se encuentran en el relé SEL-751 ubicado en el módulo de protección de generación:

Tabla 2: Protecciones que tiene el relé SEL - 751 del laboratorio de protecciones.

Números / Acrónimos Y Funciones ANSI	
25	Verificación de sincronismo
27	Subvoltaje de tiempo definido
49R	Resistencia térmica RTD
50 (P, G, Q)	Sobrecorriente (fase, conexión a tierra, secuencia negativa)
50N	Sobrecorriente de neutro
51 (P, G, Q)	Sobrecorriente de tiempo (fase, conexión a tierra, secuencia negativa)
51N	Sobrecorriente de tiempo de neutro
55	Factor de potencia
59 (P, G, Q)	Sobrevoltaje de tiempo definido (fase, conexión a tierra, secuencia negativa)
79	Auto restauración
81 (O, U, R, RF)	Sobre frecuencia/Baja frecuencia (tasa, tasa rápida)

Estas protecciones se implementan mediante algoritmos y configuraciones programables en el relé, lo que permite adaptarlo a diferentes aplicaciones y requerimientos específicos del sistema.

- ✓ **Relé de protección de Generador SEL - 700G:** El IED 700G de marca SEL, ver Figura 13 su vista frontal y en la Figura 14 la vista posterior, es necesario para resguardar generadores usados por las industrias y las empresas proveedoras de energía, con su capacidad de auto sincronización, módulos versátiles de entradas y salidas. [14]
Al incluir la función de sincronización en el propio relé del generador, se evita la necesidad de utilizar paquetes adicionales de sincronización, lo que resulta en una opción más económica y confiable en términos de rendimiento y funcionalidad.



Figura 13: Vista frontal relé SEL - 700G, opciones de pantalla LCD. [14]

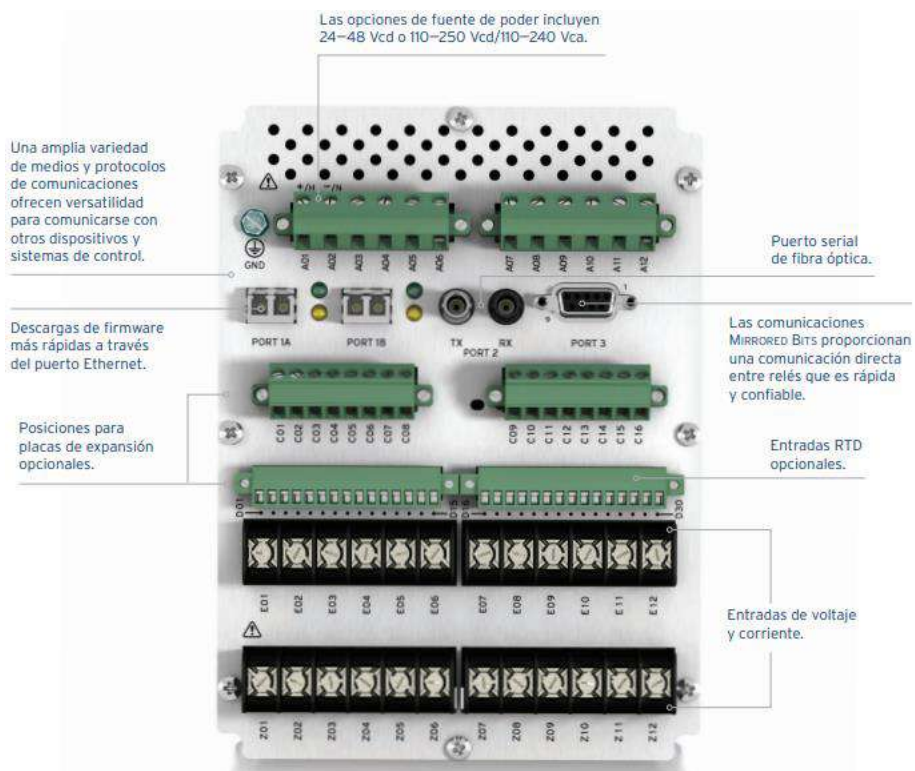


Figura 14: Vista posterior relé SEL-700G, opción de entrada TC y PT. [14]

- ✓ **Especificaciones técnicas relé SEL - 700G:** Las especificaciones técnicas del relé SEL-700G se refieren a las características y funcionalidades detalladas de este dispositivo de protección y control fabricado por la empresa Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). El SEL-700G es un relé diseñado para aplicaciones de generadores y se lo usa para monitorear y proteger generadores eléctricos en sistemas de potencia. Estas especificaciones, ver la Tabla 3, proporcionan información esencial para ingenieros eléctricos y técnicos que trabajan en la configuración, instalación y operación del relé.

Tabla 3: Especificación técnica del relé SEL - 700G.

Descripción	Características
Número de Parte	0700G12C0X0X76850210
Número de Serie	3142370173
Versión Firmware	R107
Archivo CID	003
Fuente de Alimentación	110–250 Vcd o 110–240 Vca
Frecuencia	50 / 60Hz
Temperatura de Funcionamiento	–40°C a +85°C (de –40 F a +185 F)

- ✓ **Protecciones del relé SEL - 700G:** El relé SEL-700G fabricado por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), ofrece una variedad de protecciones para garantizar la seguridad y la confiabilidad del sistema eléctrico. Las protecciones del relé SEL-700G se refieren a las características y funcionalidades incorporadas en este dispositivo para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. En la Tabla 4 se detallan las funciones de protección que se encuentran en el relé SEL-700G ubicado en el módulo de protección de generación:

Tabla 4: Protecciones que tiene el relé SEL-700G del laboratorio de protecciones.

Números/Acrónimos Y Funciones ANSI	
24	Volts/Hertz
25G	Verificación de sincronismo del generador
27	Subvoltaje - controlara el voltaje mínimo del 95%
40	Pérdida de campo
46	Desequilibrio de corriente
49R	Sobrecarga térmica (detector de temperatura por resistencia [RTD])
49T	Modelo térmico
50N	Sobrecorriente de neutro
50	(P, G, Q) Sobrecorriente (fase, tierra, secuencia negativa)
51	(P, G, Q) Sobrecorriente de tiempo (fase, tierra, secuencia negativa)
51C	Sobrecorriente de tiempo de fase con control de voltaje
51N	Sobrecorriente de tiempo de neutro
51V	Sobrecorriente de tiempo de fase con restricción de voltaje
59	(P, G, Q) Sobrevoltaje (fase, conexión a tierra, secuencia negativa) - controla el voltaje máximo al 110%
64F	Falla a tierra de campo
64G	Falla a tierra del estator del 100%
78	Pérdida de sincronismo
87	Diferencial de corriente trifásico
87N	Diferencial de corriente de neutro
REF	Falla a tierra restringida
INAD	Elementos de energización accidental

Estas protecciones se implementan mediante algoritmos y configuraciones programables en el relé, lo que permite adaptarlo a diferentes aplicaciones y requerimientos específicos del sistema.

2.5 Principales funciones de protección en un SEP

En un Sistema Eléctrico de Potencia, la protección es un componente esencial para garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia del sistema. Las principales funciones de protección se encargan de detectar y aislar rápidamente cualquier falla o anomalía que pueda ocurrir en el sistema eléctrico. Estas funciones de protección son esenciales para prevenir daños a equipos, minimizar interrupciones en el suministro eléctrico y, lo más importante, proteger la integridad física de las personas que trabajan cerca del sistema o que puedan verse afectadas por un mal funcionamiento.

✓ **Función de protección – Protección Diferencial (87):** Para que la protección 87 actúe ante un fallo o un evento transitorio, ya sea por una descarga atmosférica o por un desbalance de las corrientes, es fundamental que la suma de las corrientes de entrada sea prácticamente igual a la suma de las corrientes de salida.

Incluso en presencia de fallas externas que se generen fuera de la subestación, la corriente secundaria en el relé de protección, como se muestra en la Figura 15, se define como la disparidad entre las corrientes de excitación de los transformadores de corriente que están conectados a la protección diferencial. [7]

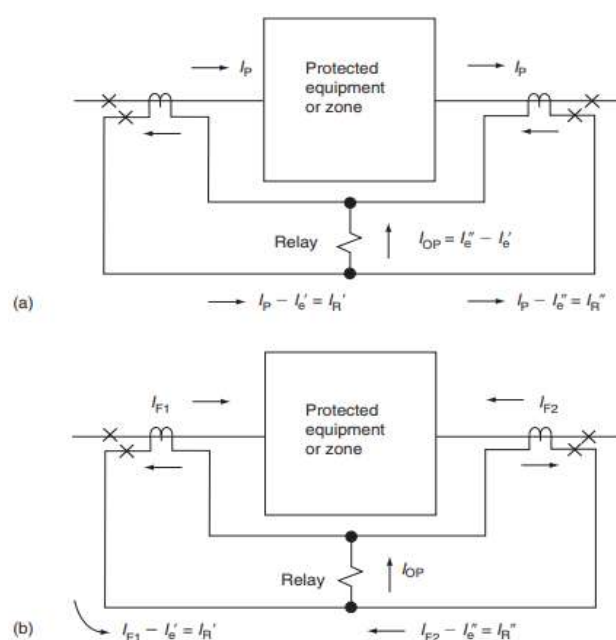


Figura 15: Esquema diferencial de corriente para la protección de una zona de circuito: a) Condición normal, b) Falla interna. [7]

- ✓ **Función de protección – Sobrecorriente instantáneo (50):** Para que esta protección opere el relé hace la comparación de los datos que mide con los valores que fueron ajustados en el IED.

La corriente que entra sobrepasa el umbral establecido, y el relé hace la detección de la falla producida, en este caso de la Sobrecorriente. Como es instantánea manda una señal de disparo como se observa en la Figura 16 hacia el interruptor con el código de función 52 y 86, siendo 86 la protección de bloqueo (lock out) para controlar el rearme de la falla que fue despejada. [15]



Figura 16: Gráfica de la protección 50 Sobrecorriente instantánea. [16]

- ✓ **Función de protección – Sobrecorriente temporizada (51):** En esta función la protección hace la operación cuando el amperaje sobrepasa su valor de arranque establecido y lo hace tiempos de operación que van variando de manera inversa a la amplitud de corriente. Con lo cual cuando el tiempo en el que está operando disminuye va aumentar la corriente.

Su curva característica como se observa en la Figura 17 está conformado por:

- ✓ Tiempo Inverso
- ✓ Tiempo Definido
- ✓ Muy Inverso
- ✓ Extremadamente Inverso

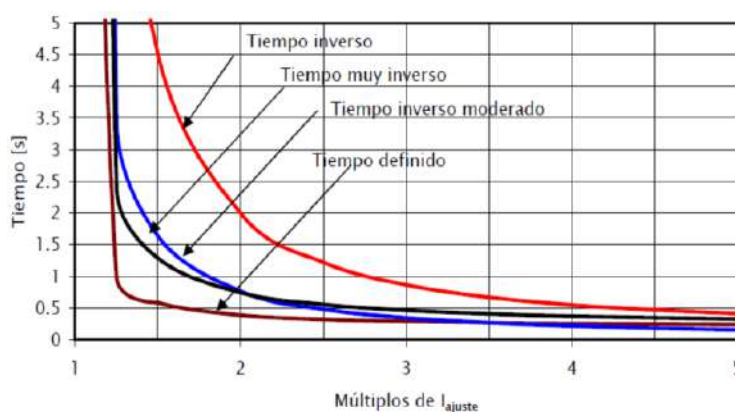


Figura 17: Curva característica. [16]

2.6 Módulo de comunicación IEC 61850

- **RACK:** En la estructura de la Figura 18 se instaló la RTU RTAC SEL-3530 que se usará más la computadora y switch que ya están incorporados en el propio rack.

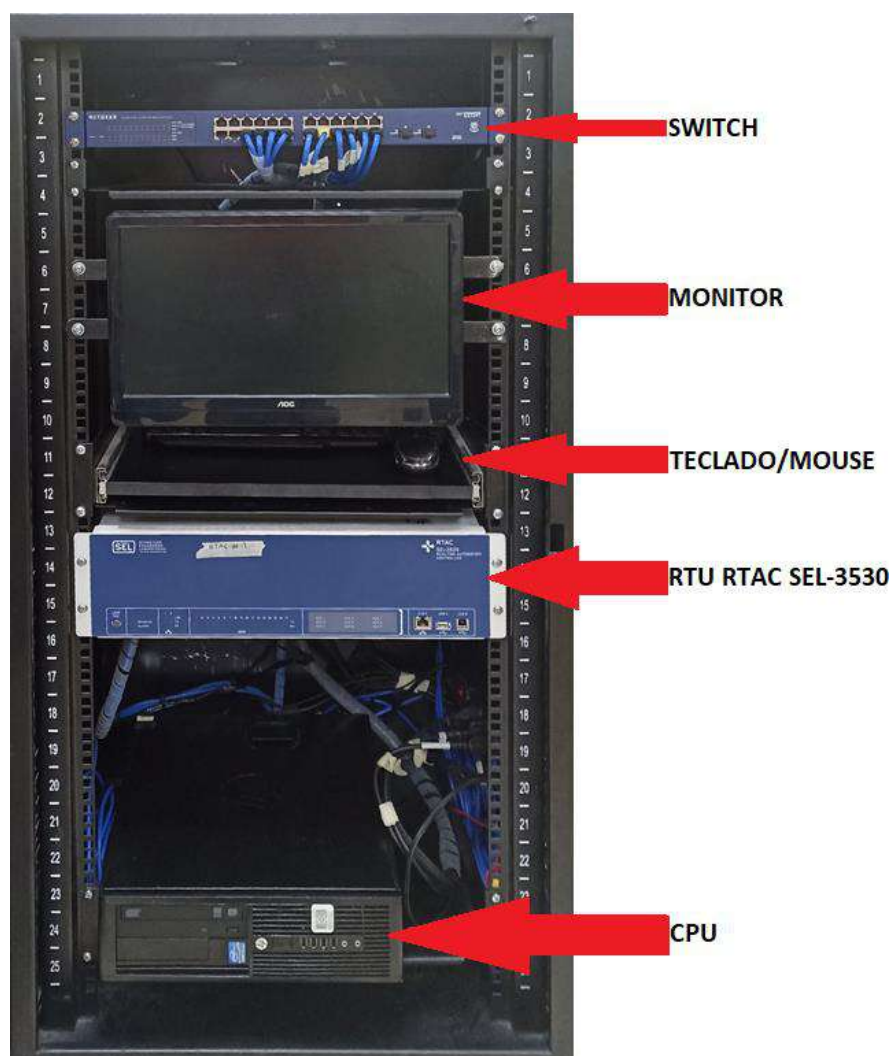


Figura 18: Estructura del módulo de comunicación. [Autor]

- **Ordenador (CPU):** En la computadora se instalaron los diferentes programas que se usaran en las pruebas de simulación del SEP de Generación integrados con la RTU y SCADA, esta computadora contara con un software llamado INDUSOFT del fabricante Schneider que nos servirá para poder mostrar el SEP de generación integrado de manera digital en el entorno HMI, el cual validara las variables programadas en los IEDs que fueron integradas al RTU_3530 de SEL.
 - ✓ Sistema operativo Windows 10 Pro – 64 bits

- ✓ Procesador Intel Core i5 – 3.2 GHz
 - ✓ Memoria Ram de 4 GB
 - ✓ Disco duro de 1TB
 - ✓ Monitor de 16'', Marca AOC
 - ✓ Teclado QWERTY
 - ✓ Mouse optico
- **Cable UTP / Conector RJ45:** Los cables UTP que se muestran en la Figura 19 que se usaron fueron categoría 5 o 6 los mismos que son los encargados de realizar las diferentes conexiones para la comunicación con el switch y los demás equipos, que intercambiarán datos en la integración del protocolo de comunicación IEC 61850, así como la conexión individual de cada uno de los equipos a través de la red TCP-IP, el mismo que nos permitirá poder revisar los ajustes programados o evaluar el status actual de cada uno de los IEDs conectados al mismo segmento de red que tiene definido el switch.



Figura 19: Cable UTP con sus conectores RJ45.

- **SWITCH (Conmutador):** Este equipo Figura 20 se dejó configurado para establecer la comunicación de todos los elementos que se vayan a integrar mediante conexión ETHERNET de hecho, fue un elemento esencial para poder realizar la conexión tipo estrella en la integración de los equipos de medición, control, protección, así como del entorno gráfico. [17] este tipo de conexión nos brinda una adquisición de la información segura debido al sistema de comunicación directa que ofrece y al mismo tiempo se presenta un concentrador que se encarga de transmitir dichos datos y los envía al dispositivo final.



Figura 20: SWITCH (Conmutador). [17]

- **Controlador de automatización en tiempo real RTU RTAC SEL -3530:** En la Figura 21 la RTU SEL-3530, es una opción ideal para subestaciones de empresas proveedora de energía y de los sistemas de automatización y control industrial en subestaciones digitales. Este controlador ofrece un completo monitoreo, incorporando características de protección integradas, estructura sencilla, lógica unificada y alta fiabilidad.

La RTU RTAC SEL-3530 viene equipada con diferentes protocolos de comunicación que tiene internamente, para poder poner en funcionamiento el sistema de integración digital, así como la gestión de los diferentes datos del SEP, el mismo que se encargó de integrar las variables entre los relés mediante el protocolo de comunicación para subestaciones IEC 61850, al SCADA.

Para lograr este objetivo se preparó el RTU configurando los diferentes puertos de comunicación de red ETHERNET, en especial el puerto ETH-1 el cual será el encargado de intercambiar datos entre los medidores 751, 700G y el sistema SCADA. [18] a través del switch en el mismo protocolo de comunicación IEC 61850.

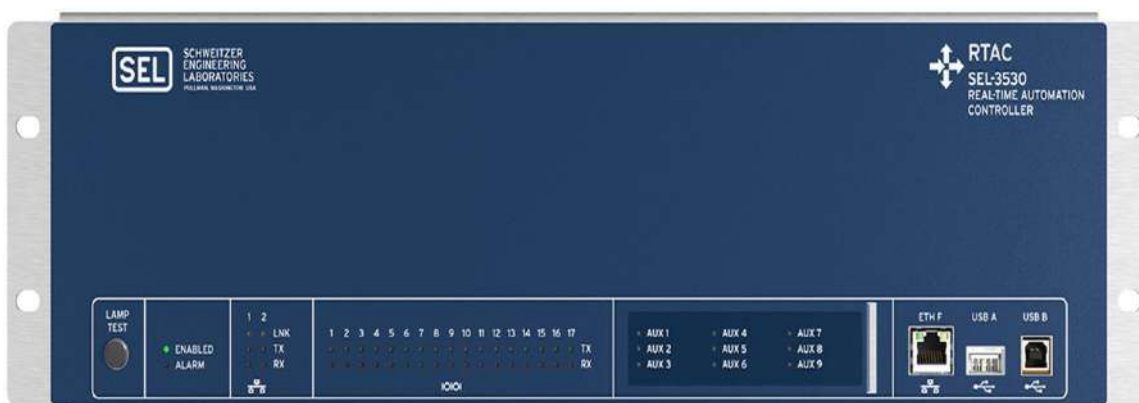


Figura 21: Controlador de automatización en tiempo real (RTU RTAC). [18]

2.7 Equipo universal de prueba de relés y herramienta de puesta en servicio OMICRON CMC 356

En la Figura 22 se observa el equipo CMC 356 [19] el cual es una solución integral para probar una amplia gama de relés de protección, incluyendo todas las generaciones y tipos, es capaz de probar incluso los relés de alta carga como los electromecánicos.

Cuando se trata de versatilidad, amplitud y potencia, el CMC 356 es la elección perfecta. Tiene la aprobación por parte de los ingenieros debido a su potencial para efectuar verificaciones de cableado y de verificar la validez de los transformadores de corriente. Esto se logra por medio de la inyección de corrientes primarias de alta intensidad desde el equipo de prueba.

Este equipo fue el encargado de inyectar las distintas magnitudes, que le determinamos a los relés de acuerdo con la simulación que estaba establecida para la prueba, también modulo un sistema en condiciones estables o normales, así como la respectiva simulación de las diferentes fallas que se pueden presentar en un SEP de Generación.

Este equipo de inyección es muy versátil puesto que él es capaz de inyectar las diferentes magnitudes reales que se pueden presentar en el SEP de generación, debido a que es capaz de inyectar la corriente por el secundario del CT, así como las magnitudes de voltaje, simulando los diferentes comportamientos de los IEDs referente a la respuesta ante un fallo para el cual fue programado.

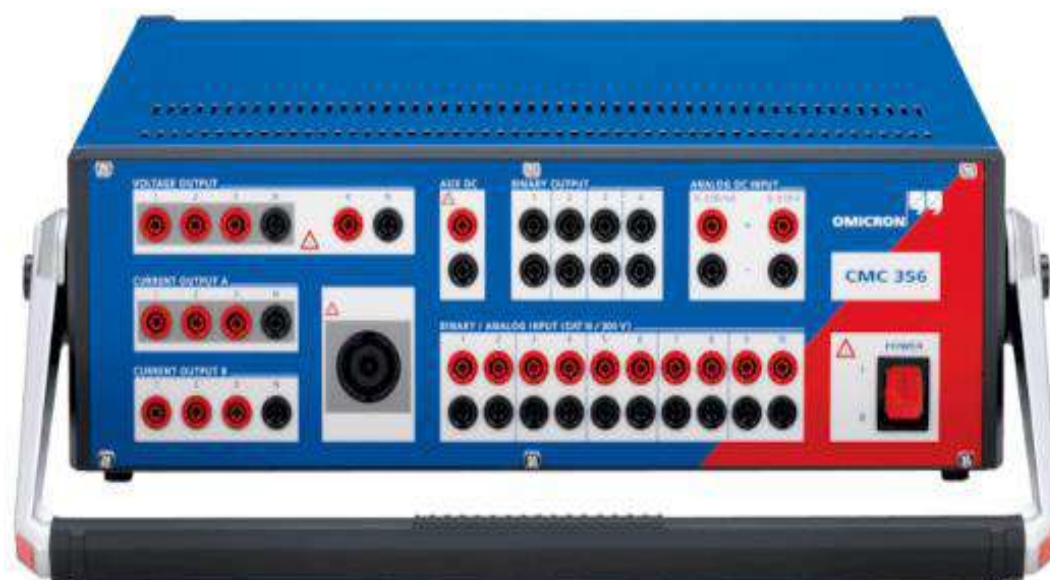


Figura 22: Módulo de prueba OMICRON CMC 356. [19]

2.8 Software Implementados

Con softwares implementados nos referimos a las aplicaciones y programas informáticos que se utilizaron para diseñar, simular, controlar nuestro sistema SCADA. Estos programas se desarrollan o seleccionan para facilitar tareas específicas y mejorar la eficiencia en la ejecución del proyecto.

- **Software Indusoft Web Studio:** El software InduSoft Web Studio desarrollado por Schneider [2] mostrado en la Figura 23 es una plataforma completa que proporciona todas las herramientas necesarias para crear aplicaciones SCADA (HMI) (Supervisor Control and Data Acquisition), con un alto rendimiento. Su entorno de desarrollo permite realizar la programación y luego implementarla en diferentes plataformas. es posible crear interfaces gráficas poderosas y aprovechar más de 250 controladores de comunicación que están disponibles para los principales productos de PLC.

El software incluye características estándar como OPC UA y OPC Clásico (HDA y DA), tendencias, alarmas, El cual nos permitirá controlar y monitorear el SEP de generación en el entorno HMI del SCADA.

La automatización del SEP al SCADA, ofrece ventajas como la supervisión en tiempo real, proporciona una interfaz gráfica que permite a los operadores supervisar y controlar los procesos. Esta interfaz puede incluir pantallas de visualización, gráficos, alarmas, tendencias y capacidades de control remoto y eficiencia de los procesos, la detección temprana de anomalías en el SEP, la optimización de la producción y limitación de los tiempos de reacción ante cualquier percance. Esta herramienta es fundamental en la gestión y operación de sistemas complejos y críticos en diferentes sectores industriales.

Este software funciona con la mayoría de versiones que Windows saca al mercado, 32 y 64 bits, desde Windows Compact, Standard, Windows 8.1/10 y las ediciones de Windows Server (Server 2012/2016/2019). Además, ofrece soporte tanto para visualización local como remota a través de la web.



Figura 23: Software Indusoft Schneider. [2]

- **Software AcSELerator QuickSet SEL – 5030:** En la Figura 24 se muestra la pantalla principal del software AcSELerator QuickSet SEL-5030 [20], este programa es una solución diseñada para agilizar y simplificar la configuración, puesta en marcha y gestión de dispositivos utilizados en la protección, control, medición y monitoreo de sistemas de energía. Este software proporciona a ingenieros y técnicos las herramientas necesarias para llevar a cabo estas tareas de manera rápida y sencilla.

Además, este programa ofrece un paquete de expansión opcional llamado QuickSet Device Manager, el cual se incluye de forma gratuita. Este paquete brinda capacidades adicionales de administración de dispositivos, control y gestión de versiones. Con esta extensión, los usuarios pueden aprovechar más funcionalidades para una gestión eficiente de los dispositivos involucrados en los sistemas de potencia.

En este proyecto se utilizará la opción de conexión TCP-IP para poder establecer la comunicación directa a los diferentes equipos a través de la misma red ETHERNET.

Características del programa QuickSet:

- ✓ Diseño de Ajustes Óptimos
- ✓ Menor Tiempo de Diseño
- ✓ Administrador de Dispositivos Centralizado
- ✓ Implementación Estandarizada de Dispositivos Nuevos
- ✓ Diseño de Pantallas de Bahías

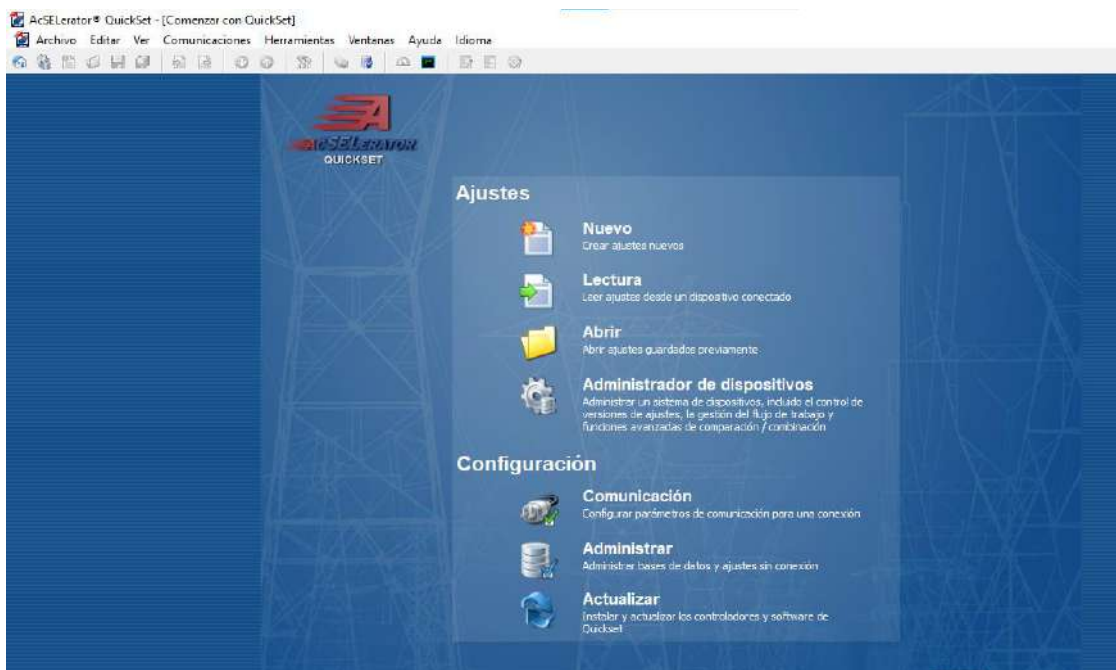


Figura 24: AcSELeRator QuickSet SEL - 5030. [20]

- **Software AcSELeRator Architect SEL – 5032:** El programa Architect como se ve en la Figura 25 [21] es una herramienta que permite la configuración y documentación de sistemas basados en el estándar IEC 61850. Esta herramienta se enfoca en sistemas que involucran protocolos como GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), valores muestreados y especificación de mensajes de fabricación (MMS). Estos protocolos son utilizados en aplicaciones de bus de proceso y SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

El propósito de Architect es simplificar y agilizar el proceso de configuración y documentación de estos sistemas, garantizando la correcta implementación de los estándares y protocolos mencionados.

Características del programa Architect:

- ✓ Integración Sencilla de Dispositivos
- ✓ Editor de Modelos de Servidor
- ✓ Gestión de datos y archivos de configuración
- ✓ Compatibilidad con protocolos de comunicación
- ✓ Bibliotecas de configuración
- ✓ Configuración de dispositivos de protección y control

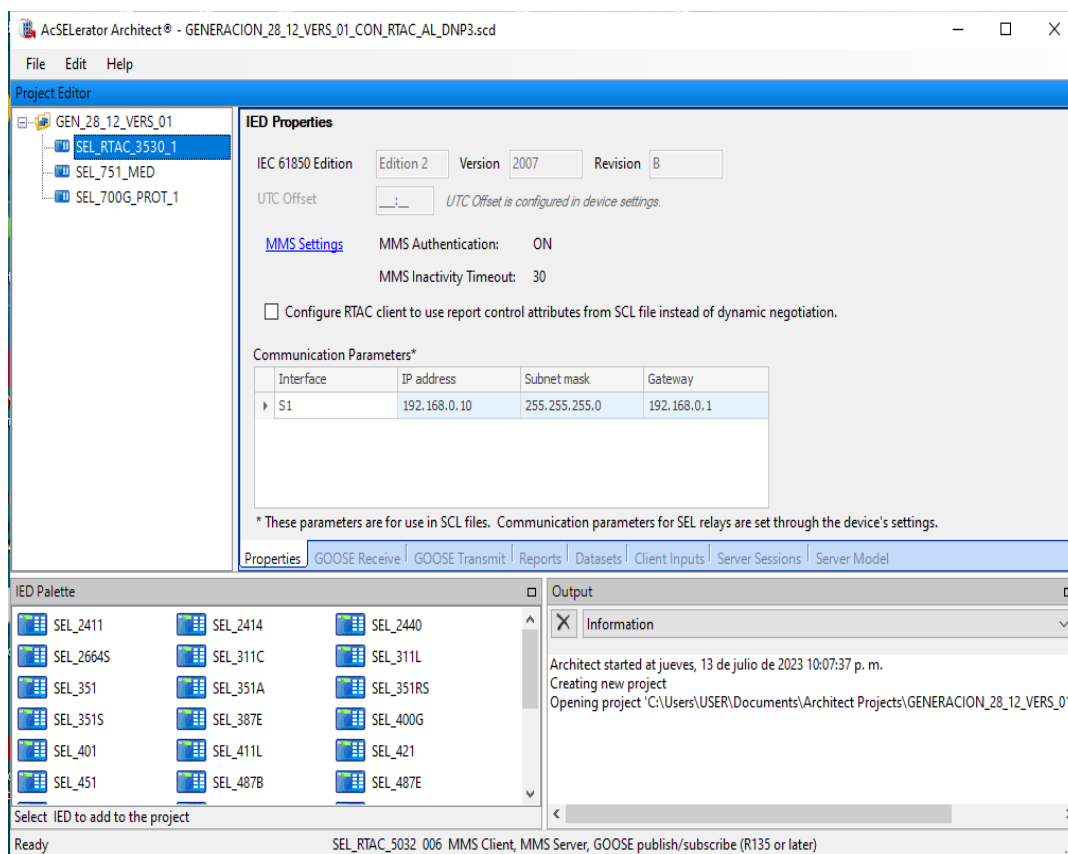


Figura 25: AcSELERator Architect SEL - 5032. [21]

- **Software AcSELERator RTAC SEL – 5033:** El AcSELERator RTAC [22] como se observa en la Figura 26 es un software intuitivo y basado en gráficos que facilita la configuración rápida y sencilla del RTAC de SEL.

Este software está diseñado para ayudar a los usuarios a aprovechar al máximo las capacidades del dispositivo RTAC, permitiéndoles configurarlo de manera eficiente y sin complicaciones. Con una interfaz fácil de usar, los usuarios pueden realizar ajustes y personalizaciones de manera ágil, brindando una experiencia amigable y accesible en la configuración del RTAC de SEL.

Características del programa RTAC:

- ✓ Programación de lógica conforme a IEC 61131 para desarrollar programas personalizados.
- ✓ Comprobación de sistemas con visualización en línea y recuperación forzada de datos.
- ✓ Automate funciones de rutina con la interfaz de línea de comandos.
- ✓ Integración de protocolos de comunicación IEC 61850, SERIAL, MODBUS, DNP3, ETHERNET

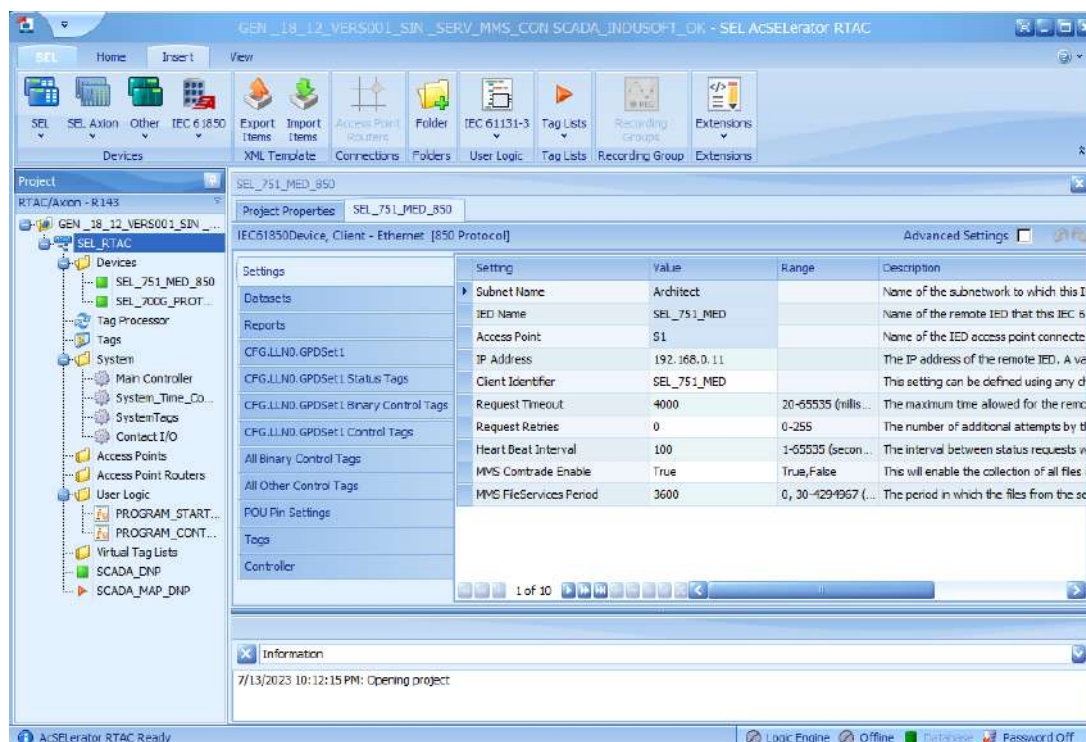


Figura 26: AcSELErator RTAC SEL - 5033. [22]

- **Software SYNCHROWAVE EVENT SEL – 5601 - 2:** El software synchroWAVE Event [23], ver Figura 27, es una herramienta poderosa que ayuda a los ingenieros a diagnosticar el comportamiento de los relés de protección durante una falla del sistema de potencia. El software puede visualizar y analizar reportes de eventos y archivos COMTRADE de relés SEL, lo que ayuda a los ingenieros a comprender la causa de la falla y tomar medidas para evitar que vuelva a ocurrir. El software synchroWAVE Event es una herramienta valiosa para los ingenieros que desean garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema de potencia.

Características del software:

- ✓ Analice datos de eventos de relés
- ✓ Alinee reportes de eventos en el tiempo
- ✓ Visor de archivos COMTRADE
- ✓ Visualice elementos de distancia
- ✓ Entienda el rendimiento de los elementos diferenciales
- ✓ Ahorro de tiempo de configuración de análisis
- ✓ Creación de ecuaciones para analizar condiciones de disparo



Figura 27: SYNCHROWAVE EVENT SEL – 5601 - 2. [23]

- **Software Test Universe:** Test Universe [24], ver Figura 28 es un software completo y fácil de utilizar desarrollado por OMICRON para la familia de dispositivos CMC. El propósito es simplificar pruebas exhaustivas al combinar diferentes módulos de pruebas adaptados para cada situación. Esto posibilita la creación de planes de prueba automatizados y adaptables con una variedad amplia de funciones. Test Universe se centra principalmente en pruebas que se fundamentan en los parámetros, abarcando todos los modelos de equipos de protección, desde aquellos antiguos de tipo electromecánico hasta los actuales IED multifuncionales empleados en sistemas de subestaciones completamente digitalizados.

Características principales:

- ✓ Realización de pruebas manuales de forma sencilla y veloz.
- ✓ Pruebas automatizadas para lograr un proceso de trabajo eficaz.
- ✓ Módulos diseñados para satisfacer necesidades particulares en aplicaciones específicas.
- ✓ Planes de prueba adaptables para prácticamente todas las situaciones de prueba posibles.
- ✓ Modelos de pruebas preestablecidos creados utilizando nuestra amplia experiencia en pruebas.

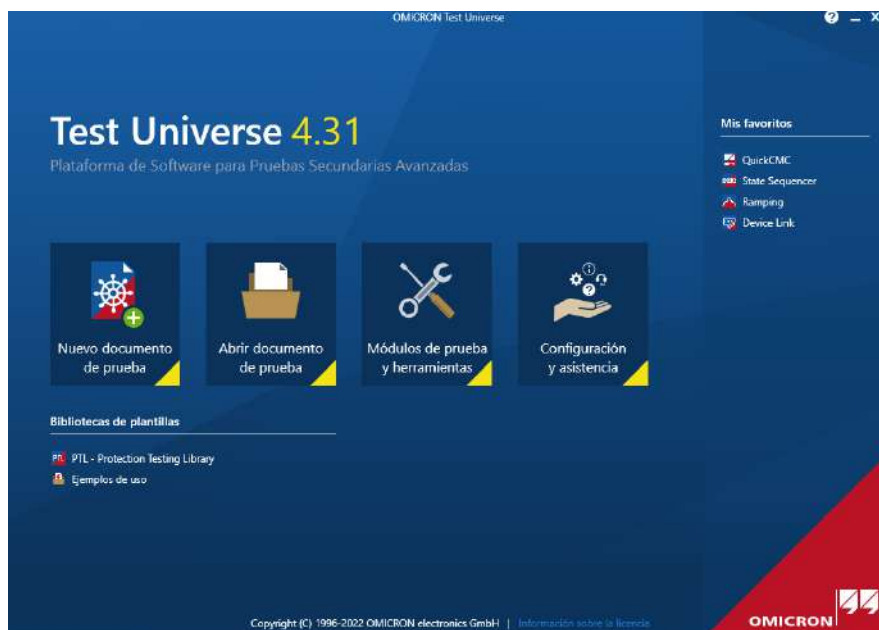


Figura 28: Software Test Universe. [24]

- **Software QuickCMC:** En la Figura 29 se muestra el programa QuickCMC [25] ofrece una interfaz de usuario simple de usar, al mismo tiempo proporciona funciones poderosas para realizar pruebas manuales controladas por PC en una amplia variedad de dispositivos, como relés de protección y transductores de medida, entre otros equipos. Esta herramienta permite a los usuarios realizar pruebas precisas y controladas de manera eficiente, garantizando la fiabilidad y el rendimiento óptimo de los dispositivos involucrados. Con este equipo es posible simplificar el proceso de prueba, ofreciendo una experiencia amigable al usuario sin comprometer la funcionalidad y las capacidades avanzadas necesarias para realizar pruebas exhaustivas.

Funciones claves:

- ✓ Realización de control al mismo tiempo sobre todas las señales de prueba disponibles del equipo CMC de prueba, incluyendo salidas de voltaje y corriente, en términos de amplitud, fase y frecuencia (hasta un máximo de 22 canales potenciales).
- ✓ Función que opera en condiciones constantes, a través de pasos graduales o una transición suave, para todas las medidas.
- ✓ Realización de cálculos de fallos empleando diversos métodos operativos.
- ✓ Procedimientos de sincronización.
- ✓ Representación gráfica en forma de diagrama de vectores y en un plano de valores de impedancia.

Funciones principales:

- ✓ **Cálculo de falta:** En QuickCMC, se encuentra la característica de Cálculo de falla, la cual automáticamente convierte las variables establecidas para identificar las magnitudes adecuadas en la salida, como voltaje, corriente y fase, para variados tipos de fallos, tales como monofásicos, bifásicos, trifásicos, flujo de potencia o componentes simétricos. Esta característica simplifica el proceso de cálculo al automatizar las conversiones necesarias, asegurando que se obtengan las magnitudes adecuadas para cada escenario de falta. Al utilizar el Cálculo en QuickCMC, los usuarios pueden realizar análisis precisos y confiables de las condiciones de falta en los sistemas eléctricos, facilitando así el proceso de elección de opciones y la puesta en práctica de acciones de protección adecuadas.
- ✓ **Modo de paso o de rampa:** El CMC 356 proporciona la opción de "modo de paso" o "modo de rampa", que se emplea para identificar valores críticos como el inicio y la reactivación de relés, o para dar inicio al funcionamiento de un relé. En el modo de "paso", los valores que se eligen, como corrientes, tensiones, impedancias o potencia, se ajustan aumentando o disminuyendo en una cantidad específica. En contraste, en el modo de "rampa", se repite el ajuste definido hasta que ocurre un cambio de estado en una entrada, como la activación del relé. La funcionalidad de la "rampa de pulsos" hace posible llevar a cabo pruebas de elementos de protección que tienen características superpuestas. Esto significa que se pueden realizar pruebas de umbrales de corriente de alto nivel de manera fácil y precisa. La rampa de pulsos facilita la evaluación de la respuesta y el comportamiento de los elementos de protección ante condiciones específicas, permitiendo una prueba exhaustiva y efectiva de los sistemas de protección.
- ✓ **Funciones de entrada/medida:** Las entradas digitales del equipo de prueba permiten supervisar tanto contactos secos como contactos húmedos, y realizar tomas de tiempo pertinente. Estas mediciones temporales pueden ser activadas de manera alterna mediante una interrupción de las corrientes generadas desde el exterior. Esto posibilita un análisis directo de los contactos presentes en el equipo bajo prueba. Además, es factible mostrar los datos generados por un transductor vinculado a las entradas analógicas de corriente continua. Esto ofrece la capacidad de vigilar y medir de forma precisa y directa tanto los contactos como los transductores relacionados con el equipo de prueba, brindando información valiosa para el análisis y la evaluación de su rendimiento.

- ✓ **Informes:** QuickCMC proporciona la opción de almacenar los resultados de las pruebas para su uso futuro. Similar a los otros módulos de prueba en el software Test Universe, es posible ajustar tanto el estilo como el contenido del reporte generado. Además, la función de generación de informes incluye una característica de "nota adicional", que posibilita la inclusión de observaciones individuales al informe. Esto ofrece la capacidad de insertar observaciones y anotaciones personalizadas para mejorar la claridad y comprensión de los resultados. De esta manera, brinda una solución integral para documentar y compartir los resultados de las pruebas, ajustándose a las necesidades y preferencias específicas de los usuarios.

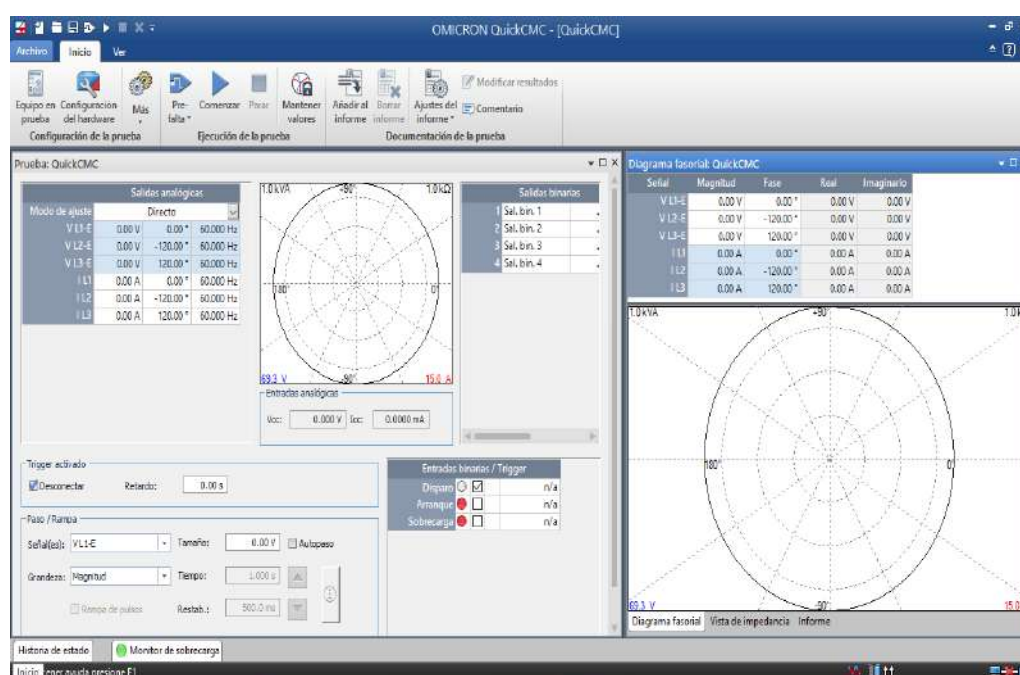


Figura 29: Pantalla de ajuste del Software QuickCMC. [25]

2.9 Norma IEC 61850 para la automatización de subestaciones eléctricas

- **Descripción de la norma IEC 61850:** Esta norma fue creada con la intención de ser una solución tanto para la actualidad como para el futuro. En el presente, se permite la coexistencia y comunicación entre dispositivos IEC 61850 y aquellos que no lo son mediante el uso de gateways en una misma subestación. Además, al establecer un patrón de datos y un grupo de servicios de comunicaciones uniformes, esta norma hace más sencillo aplicar propuestas de soluciones de varios fabricantes, asegurando que los dispositivos de diferentes fabricantes puedan trabajar juntos de manera interoperable. El estándar IEC 61850 no solo se aplica a subestaciones recién construidas, sino que también es adecuado para modernizar y expandir subestaciones ya existentes.[8]

Principios claves de la norma IEC 61850:

- ✓ Establece un patrón de información cohesivo al definir una estructura unificada de datos. Mediante una jerarquía de nombres y estructuras de datos estandarizadas para su aplicación en diversos dispositivos. Se solicita a los fabricantes que asignen los mismos nombres a conceptos idénticos y que sigan un formato uniforme para crear la información. Esto previene la necesidad de búsquedas repetitivas, discrepancias y la conversión de formatos
- ✓ Establece un protocolo de comunicación y una función compartida. Este protocolo sirve como un idioma consensuado para todos los dispositivos del sistema. Se desarrolla para transmitir los datos requeridos por el sistema automatizado mientras cumple con las demandas de tiempo y disponibilidad. Los fabricantes de dispositivos de protección y control, así como de sistemas SCADA, unidades remotas o pasarelas, adoptan este protocolo para lograr una operación coordinada entre ellos.
- ✓ Crea un formato de archivo de configuración utilizando XML, acompañado por diversos formatos y recursos de trabajo diseñados para simplificar las labores de automatización y configuración en el proceso de ingeniería.

2.10 Protocolos de comunicaciones en subestaciones IEC 61850

- **Comunicaciones verticales:** Las comunicaciones verticales se refieren a las interacciones que se producen desde los equipos de protección y control que desempeñan roles de servidores hasta los dispositivos SCADA o nodos de interconexión que actúan como clientes y los monitorizan. En este contexto, los equipos de protección y control desempeñan el papel de servidores, proporcionando información y funcionalidad a los equipos SCADA o GATEWAY, que a su vez actúan como clientes y reciben datos de los servidores. Estas comunicaciones verticales permiten supervisar y controlar de manera eficiente los dispositivos de protección y control en un sistema eléctrico.

La comunicación se establece mediante el protocolo MMS (Manufacturing Message Specification), también identificado como ISO 9506. MMS es un protocolo ampliamente empleado en la automatización industrial y fue uno de los primeros en usar jerarquías de nombres para identificar información. Este protocolo facilita el intercambio de mensajes entre los dispositivos de protección y control (en función de servidores) y los sistemas SCADA o nodos de interconexión (que actúan como clientes).

El uso de jerarquías de nombres en el MMS facilita la organización y estructuración de la información transmitida, lo que contribuye a una comunicación eficiente los sistemas.

La comunicación MMS utiliza el protocolo TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol). Esto implica que se establece un canal de comunicación individual entre cada cliente (como SCADA o nodos de interconexión) y cada servidor (los equipos de protección). A través de estos canales TCP/IP, se pueden realizar diversas operaciones, como leer ajustes, enviar comandos de fuerza o recibir cambios de valores de señales digitales o analógicas. Es importante destacar que un sistema SCADA puede tener abiertos varios canales TCP/IP en paralelo, uno para cada equipo que está monitorizando. Esta arquitectura permite una comunicación eficiente y simultánea entre el SCADA y los equipos de protección, facilitando el monitoreo y control del sistema eléctrico. [26]

En la Figura 30 se muestra un diagrama de como seria la conexión de los equipos mediante el protocolo propuesto.

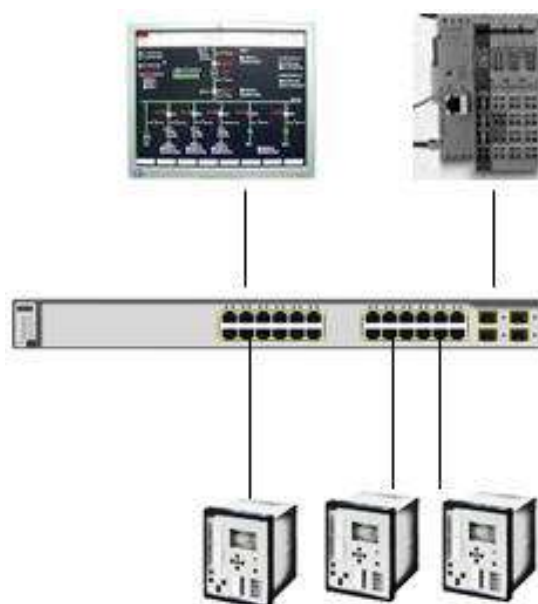


Figura 30: Client Server Communication.

- **Comunicaciones horizontales:** La norma IEC 61850 establece comunicaciones digitales veloces y confiables. Estas comunicaciones se apoyan en la tecnología de Ethernet multicast y se envían con diferentes prioridades, asegurando que los tiempos de espera en el conmutador sean mínimos y que los mensajes sean distribuidos a todos los dispositivos que los necesitan en un lapso muy corto, generalmente de menos de 3 ms o 20 ms. [26] El uso de Ethernet multicast permite enviar un mensaje a múltiples destinos simultáneamente, lo que resulta eficiente en términos de ancho de banda y permite una rápida difusión de información a todos los dispositivos interesados.

Al asignar prioridades a los mensajes, se garantiza que los mensajes críticos o urgentes tengan un tiempo de entrega mínimo y no se vean afectados por retrasos en la red. Esto es especialmente importante en aplicaciones de automatización en tiempo real, donde la sincronización y la respuesta rápida son fundamentales.

La norma IEC 61850 establece un mecanismo de repetición continua del mensaje GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Este mecanismo permite supervisar y detectar cualquier anomalía en el transmisor de forma efectiva. Esta característica es una ventaja significativa en comparación con las señales cableadas, ya que los cables pueden romperse o desconectarse, lo que podría generar un falso negativo en la detección de eventos.

En el caso de los mensajes GOOSE, se establece un ciclo de repetición constante, donde el mensaje se envía periódicamente desde el transmisor a los dispositivos receptores interesados. Cada dispositivo receptor supervisa y verifica la llegada continua del mensaje GOOSE. Si el mensaje no se recibe dentro de un intervalo de tiempo determinado, se considera una anomalía y se activa una alerta o acción correspondiente.

Esta capacidad de repetición continua garantiza que la supervisión del mensaje GOOSE sea más confiable y robusta en comparación con las señales cableadas. Al eliminar la dependencia de cables físicos, se reducen los posibles puntos de fallo y se mejora la detección de eventos, ya que incluso si se produce una interrupción momentánea en la comunicación, el mensaje GOOSE se reanudará automáticamente después de la recuperación.

- **Modelo de información normalizado IEC 61850:** Esta norma define una jerarquía de información que se muestra en la Figura 31 de información que consta de los siguientes niveles:
 - ✓ Dispositivo físico
 - ✓ Dispositivo lógico
 - ✓ Nodo lógico
 - ✓ Dato
 - ✓ Atributo
 - ✓ Tipo básico

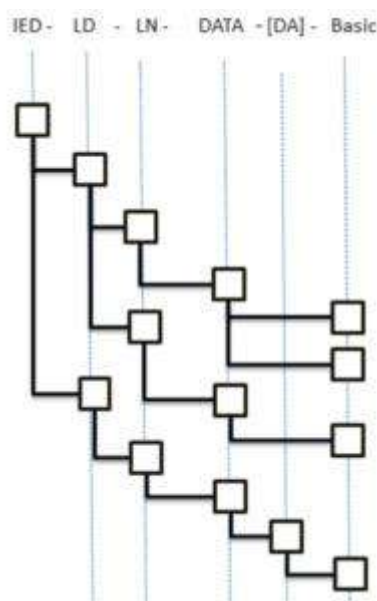


Figura 31: Jerarquía del modelo de información.

- **Dispositivos lógicos:** Los dispositivos lógicos son componentes clave en la organización y manipulación de la información dentro de un sistema electrónico. Estos dispositivos son diseñados para realizar operaciones lógicas, tales como el almacenamiento, el control y la protección de la información.

Los nombres utilizados para identificar los dispositivos lógicos pueden variar dependiendo del fabricante y del contexto en el que se utilicen. Algunos nombres comunes incluyen PROT (protección), CTRL (control), REC (registrador), pero también se utilizan otros nombres según las necesidades y convenciones específicas de cada sistema.

Los dispositivos de protección (PROT) suelen incluir componentes como fusibles, circuitos de protección contra sobrecargas, diodos de protección contra transitorios, entre otros. Estos dispositivos se utilizan para salvaguardar los componentes y circuitos de un sistema contra daños ocasionados por condiciones adversas o fallas.

Los dispositivos de control (CTRL) son utilizados para gestionar y regular el flujo de información y señales dentro de un sistema. Estos dispositivos pueden incluir circuitos lógicos como compuertas AND, compuertas OR, flip-flops, entre otros, que se utilizan para tomar decisiones y controlar el comportamiento de otros componentes o sistemas.

Los dispositivos de registro (REC) se utilizan para almacenar temporalmente datos o información. Estos dispositivos pueden ser registros de desplazamiento, registros de almacenamiento de datos, entre otros, que permiten capturar y retener información para su posterior procesamiento o uso.

- **Nodos lógicos:** El estándar IEC 61850 tiene como objetivo principal proporcionar interoperabilidad entre los equipos IED (Intelligent Electronic Devices) de diferentes fabricantes en el ámbito de la automatización de subestaciones eléctricas. En el contexto de las subestaciones eléctricas, ocurre un intercambio de información entre los distintos dispositivos que constituyen los sistemas de automatización de estas subestaciones. El estándar IEC 61850 propone una forma estructurada de representar todas estas funciones y equipos a través de los nodos lógicos (LN, Logical Nodes).

Los nodos lógicos (LN) son unidades atómicas de información dentro del estándar IEC 61850. Representan funciones específicas dentro de los equipos IED y se utilizan para estructurar y organizar la información de las subestaciones eléctricas.

Cada nodo lógico tiene una función y un propósito específicos en el sistema de automatización de la subestación. Por ejemplo, puede haber nodos lógicos para la protección de sobrecorriente, medición de voltaje, supervisión de interruptores, entre otros. Estos nodos lógicos proporcionan una representación común y estandarizada de las diferentes funciones y subfunciones dentro del sistema de automatización de subestaciones.

Una de las ventajas de utilizar nodos lógicos es que permiten una estructura jerárquica y modular de la información en la subestación. Esto facilita el intercambio de datos entre los equipos y la interoperabilidad entre diferentes sistemas de automatización de subestaciones.

Asimismo, la norma IEC 61850 también ofrece la posibilidad de añadir nodos lógicos adicionales en el futuro, siempre y cuando se sigan las directrices y normas establecidas en el estándar. Esto posibilita ajustarse a los progresos tecnológicos y a las demandas cambiantes de la industria eléctrica.

En el contexto de IEC 61850-7-4, se define en la Tabla 5 donde están las categorías de nodos lógicos que proporciona una estructura y nomenclatura comunes para identificar las diferentes funciones o componentes de automatización en un sistema.

Se definen un total de 92 nodos lógicos (Logical Nodes), los cuales se agrupan en 6 grupos principales.

- **Grupo de protección (Protection):** Este grupo incluye nodos lógicos relacionados con funciones de protección, como la detección y respuesta a sobrecorriente, sobretensión, cortocircuitos, entre otros. Ejemplos de nodos lógicos son "Overcurrent" (sobrecorriente), "Overvoltage" (sobretensión) y "DistanceProtection" (protección de distancia).
- **Grupo de medición (Measurement):** Este grupo abarca los nodos lógicos utilizados para realizar mediciones eléctricas, como voltaje, corriente, potencia, energía, entre otros. Ejemplos de nodos lógicos en este grupo incluyen "Voltage" (voltaje), "Current" (corriente) y "PowerMeasurement" (medición de potencia).
- **Grupo de control (Control):** Aquí se encuentran los nodos lógicos relacionados con funciones de control y operación del sistema eléctrico, como la apertura y cierre de interruptores, activación de dispositivos de protección, entre otros. Algunos ejemplos de nodos lógicos en este grupo son "Switch" (interruptor), "Breaker" (interruptor de potencia) y "TapChanger" (selector de derivaciones).
- **Grupo de supervisión (Supervision):** Este grupo comprende los nodos lógicos utilizados para supervisar y monitorear el estado y la condición del sistema eléctrico, así como para generar alarmas y eventos. Ejemplos de nodos lógicos en este grupo incluyen "MeasurementValue" (valor de medición), "Alarm" (alarma) y "Event" (evento).
- **Grupo de señalización (Signaling):** Aquí se encuentran los nodos lógicos utilizados para el intercambio de señales y mensajes entre los equipos del sistema eléctrico. Algunos ejemplos de nodos lógicos en este grupo son "ReportControl" (control de informes), "GSEControl" (control de envío de señales genéricas) y "LogControl" (control de registro).
- **Grupo de ajuste y configuración (Setting and Configuration):** Este grupo abarca los nodos lógicos utilizados para configurar y ajustar los parámetros y la configuración de los equipos del sistema eléctrico. Ejemplos de nodos lógicos en este grupo incluyen "ControlParameter" (parámetro de control), "Curve" (curva) y "SettingGroup" (grupo de configuración).

Tabla 5: Funciones de los nodos lógicos en la norma IEC 61850. [27]

INDICADOR	NODOS LÓGICOS	FUNCIÓN	CANTIDAD
A	Control automático	ATCC, ANCR, ARCO, AVCO	4
C	Control supervisado	CSWI, CILO, CALH, CPOW	5
D	Recursos energéticos distribuidos		
F	Bloques de funciones		
G	Funciones genéricas	GGIO, GAPC, GSAL	3
H	Energía hidroeléctrica		
I	Interface y archivo	IHMI, ITCI, IARC, ITMI	4
K	Equipos primarios mecánicos y no eléctricos		
L	Nodos lógicos del sistema		3
M	Medidores y medidas	MMXU, MMTR, MHAI, MSQI	8
P	Funciones de protección	PTOC, PIOC, PDIS, PDIF, etc.	28
Q	Detección de eventos de calidad de energía		
R	Funciones relacionadas con protecciones	RREC, RSYN, etc.	10
S	Sensores y monitorización	SIMG, SARC, SPDC	4
T	Transformadores de instrumentación	TCTR, TVTR	2
W	Energía eólica		
X	Equipos de conmutación	XCBR, XSWI	2
Y	Transformadores de potencia	YPTR, YLTC, YEFN, YPSH	4
Z	Equipo adicional de potencia	ZBAT, ZGEN, ZMOT, etc	15

En el estándar IEC 61850, todos los nombres de los nodos lógicos comienzan con una letra indicadora del grupo al que pertenecen. Esto permite una fácil identificación y clasificación de los nodos lógicos según su función principal.

Este enfoque de nomenclatura basado en letras facilita la comprensión y la clasificación de los nodos lógicos en función de sus propósitos y características dentro del sistema de automatización de subestaciones. Además, ayuda a mantener una estructura coherente y consistente en la identificación de los nodos lógicos en diferentes implementaciones y sistemas.

Es importante tener en cuenta que esta convención de nomenclatura es parte del estándar IEC 61850 y se recomienda seguirlo para garantizar la consistencia y la interoperabilidad en el intercambio de información entre los equipos de diferentes fabricantes. [26]

- **Configuración estándar de los archivos SCL:** El formato de archivo SCL (Substation Configuration Language) es una parte fundamental del estándar IEC 61850 y juega un papel importante en la integración de equipos y el intercambio de información en sistemas de automatización de subestaciones.

El formato de archivo SCL es un formato de archivo XML, o lenguaje de marcado extensible es usado para describir la configuración de una subestación eléctrica y sus equipos. Proporciona una estructura y sintaxis definidas para representar la información descriptiva de los dispositivos y sus capacidades de comunicación.

Se definen dos herramientas principales para trabajar con archivos SCL: la herramienta de establecimiento de parámetros para complementos ICT (IED Configuration Tool) y el constructor de perfiles para sistemas SCT (System Configuration Tool).

- ✓ La herramienta ICT es proporcionada por el fabricante del equipo (IED) y está diseñada específicamente para configurar y administrar los parámetros del dispositivo. Permite realizar modificaciones en la configuración del IED, como ajustes de comunicación, configuración de nodos lógicos, definición de funcionalidades específicas, etc. Además, la herramienta ICT permite importar la configuración obtenida conforme a IEC 61850 hacia el dispositivo, lo que permite que el IED funcione según los parámetros y requisitos deseados.
- ✓ La herramienta SCT es un configurador de sistema que permite trabajar con varios equipos y ficheros de configuración SCL. Esta herramienta permite cargar los archivos de configuración de múltiples equipos en un entorno centralizado y definir los intercambios de datos necesarios en el sistema de automatización de subestaciones. Con la herramienta SCT, se pueden establecer las asociaciones lógicas entre los diferentes equipos y definir las comunicaciones y funcionalidades requeridas en el sistema. Finalmente, la herramienta SCT puede generar la configuración completa del sistema basada en los archivos SCL y los parámetros definidos, lo que facilita la configuración y arranque del sistema de automatización de subestaciones.

Las extensiones de la configuración SCL proporcionan una estructura adicional y una mayor granularidad en la descripción de la configuración de la subestación. Algunas de las extensiones más comunes son:

- ✓ La extensión de archivo **SSD (System Specification Description)** se emplea para explicar la estructura del sistema eléctrico que se va a automatizar y las tareas necesarias en él, sin detallar los dispositivos específicos que llevan a cabo esas tareas.

El archivo SSD proporciona una descripción de alto nivel del sistema eléctrico, incluyendo la configuración de la subestación, la interconexión de los equipos y los requisitos funcionales.

El archivo SSD permite definir las funciones y los intercambios de datos necesarios para el sistema, así como los requisitos de rendimiento y los flujos de información entre los diferentes equipos. Esto proporciona una visión general de cómo se debe configurar y operar el sistema de automatización de subestaciones.

Al no especificar modelos de equipos concretos, el archivo SSD brinda flexibilidad y permite la interoperabilidad entre diferentes dispositivos y fabricantes.

- ✓ **CID (Configured IED Description):** La extensión de archivo ".cid" se utiliza para archivos que contienen la configuración específica de un IED después de haber sido configurado por una herramienta ICT. Estos archivos capturan los parámetros y ajustes específicos aplicados al dispositivo durante el proceso de configuración.
- ✓ **SCD (Substation Configuration Description):** La extensión de archivo ".scd" se utiliza para describir la configuración de una subestación completa. Este archivo contiene la descripción general de la subestación, incluyendo los equipos IED, los enlaces de comunicación, los nodos lógicos y otras características de la infraestructura.
- ✓ La norma IEC 61850 incluye un archivo denominado **ICD (IED Capability Description)** que se utiliza para describir las capacidades y características de un equipo IED (Intelligent Electronic Device). Este archivo ICD es proporcionado por el fabricante del equipo y se utiliza como una plantilla que define el modelo de información del dispositivo.

El archivo ICD contiene información detallada sobre los servicios de comunicación, los nodos lógicos, los objetos de datos y sus atributos, así como otras características relevantes del equipo.
- ✓ El archivo **IID (Instantiated IED Description)** es una extensión que se utiliza para describir un equipo IED (Intelligent Electronic Device) específico después de haber sido configurado y personalizado utilizando las herramientas proporcionadas por el fabricante. El archivo IID captura la configuración específica del equipo IED, incluyendo detalles como las suscripciones GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) y su asignación a las lógicas internas del dispositivo. También puede contener información sobre las comunicaciones, los mapeos de datos, las funciones de protección y control, entre otros aspectos específicos del equipo.
- ✓ La extensión de archivo **SED (System Exchange Description)** es utilizada para describir el intercambio de información entre diferentes sistemas o proyectos.

El archivo SED proporciona una descripción detallada de cómo se lleva a cabo el intercambio de datos entre distintos sistemas o proyectos utilizando el estándar IEC 61850. Contiene información sobre las interfaces de comunicación, los protocolos utilizados, los formatos de datos, y otros aspectos relevantes del intercambio de información.

El formato de archivo SED es útil para facilitar la interoperabilidad y la integración de diferentes sistemas de automatización de subestaciones que utilizan el estándar IEC 61850. Permite a los diferentes sistemas entender y comunicarse entre sí de manera coherente y eficiente.

CAPÍTULO III

3. MARCO METODOLÓGICO

3.1 Configuración de red usada

- **Topología:** La topología de red que se implementó en el SEP de generación fue basada en la conexión de tipo estrella, ver Figura 32, aplicando esta conexión se logró la comunicación de todos los dispositivos que se conectan al SWITCH, el que supervisara todo el tránsito de información en la red. Tomando el control para así evitar entrar en conflicto con la mensajería que se envió a cada uno de los IEDs, RTU, HMI, que estén conectados a la misma red LAN.

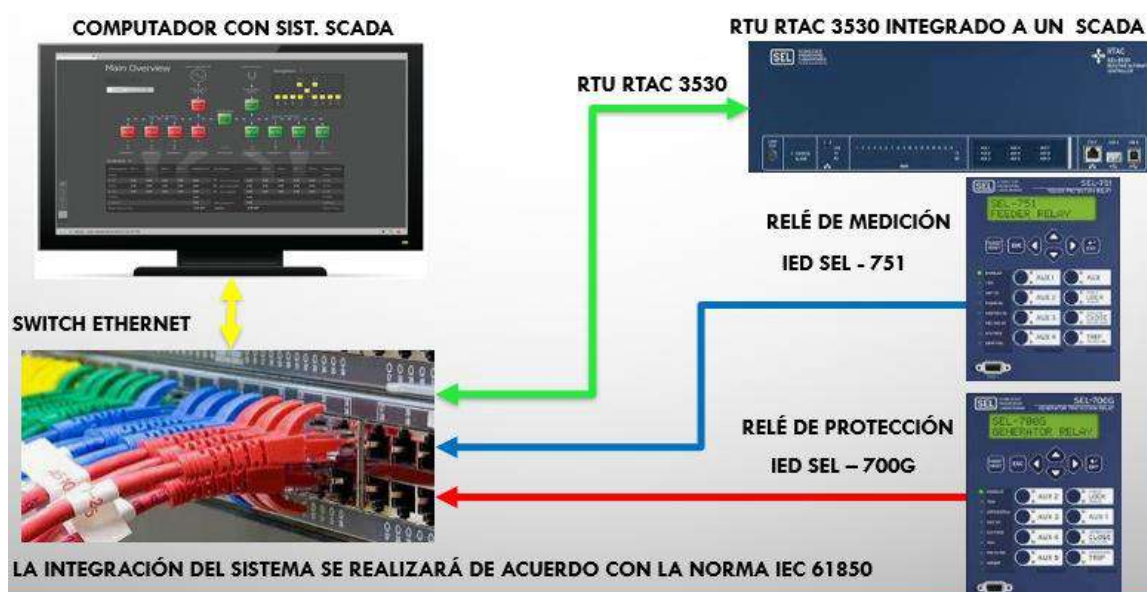


Figura 32: Conexión de la red LAN con los equipos. [Autor]

- **Asignación de IP a los dispositivos:** En el proyecto se direcciono los diferentes IEDs a la red LAN que se implementó a través de las siguientes direcciones IP, que tendrá como identificación de cada uno de los equipos de medición, protección, así como la RTU y el SCADA. Es relevante resaltar que, en una red local se destinan algunas direcciones IP tipo C con propósitos especiales. Por ejemplo, la dirección IP 192.168.0.0 es ampliamente utilizada como la dirección de red predeterminada en numerosas redes domésticas y pequeñas empresas. Asimismo, las direcciones IP dentro del intervalo de 192.168.0.0 a 192.168.255.255 pueden asignarse a redes locales privadas, como se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6: Direccionamiento IP de la red LAN con los equipos.

MÓDULO	HOST	DIRECCIÓN IP	MASCARA DE SUBRED	PUERTA DE ENLACE
IEC 61850	Switch	192.168.0.239	225.225.225.0	192.168.0.1
	Computador	192.168.0.9		
SCADA	Mapa DNP3	192.168.0.9		
	RTAC SEL - 3530 (Puerto 1)	192.168.0.10		
	Indusoft	192.168.0.10		
Sistema de Generación	SEL - 751	192.168.0.11		
	SEL - 700G	192.168.0.12		

- **Prueba de conexión de red por CMD (ping):** Esta prueba se llevó a cabo activando el comando CMD, ver Figura 33 desde la ventana de comando del símbolo de sistema de Windows, para que se pueda establecer comunicación el ordenador debe está conectado al switch del mismo segmento de red, de esta manera procedemos a verificar el estado de toda la red.

Esta herramienta nos permitió diagnosticar la conexión con los demás dispositivos que están integrados a la red, la función del comando ping consiste en enviar datos con la dirección IP que se desea comprobar la conexión, de esta manera se valida siempre y cuando el receptor nos regrese la señal de los datos recibidos y cuantos se han perdido, si todos los paquetes de datos enviados fueron recibidos correctamente significara que el enlace se ha realizado con éxito.

```

C:\Users\User>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=1ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.239: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.239: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.239: bytes=32 tiempo=1ms 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 = 1ms, Máximo = 1ms, Media = 1ms

C:\Users\User>ping 192.168.0.11 SEL-751
Haciendo ping a 192.168.0.11 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.11: bytes=32 tiempo=5ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.11: bytes=32 tiempo<1m TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.11: bytes=32 tiempo<1m TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.11: bytes=32 tiempo<1m TTL=255
Estadísticas de ping para 192.168.0.11:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 5ms, Media = 1ms

C:\Users\User>ping 192.168.0.9 ORDENADOR
Haciendo ping a 192.168.0.9 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.9: bytes=32 tiempo<1m TTL=128
Respuesta desde 192.168.0.9: bytes=32 tiempo<1m TTL=128
Respuesta desde 192.168.0.9: bytes=32 tiempo<1m TTL=128
Respuesta desde 192.168.0.9: bytes=32 tiempo<1m TTL=128
Estadísticas de ping para 192.168.0.9:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 0ms, Media = 0ms

C:\Users\User>ping 192.168.0.12 SEL-700G
Haciendo ping a 192.168.0.12 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.12: bytes=32 tiempo=1ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.12: bytes=32 tiempo=1ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.12: bytes=32 tiempo<1m TTL=255
Respuesta desde 192.168.0.12: bytes=32 tiempo<1m TTL=255
Estadísticas de ping para 192.168.0.12:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 1ms, Media = 0ms

C:\Users\User>ping 192.168.0.10 RTAC SEL-3530
Haciendo ping a 192.168.0.10 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.10: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.10: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.10: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.10: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Estadísticas de ping para 192.168.0.10:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 0ms, Media = 0ms
  
```

Figura 33: Visualización del estado al hacer ping por CMD. [Autor]

- **Ajuste de parámetros de red en PC:** La computadora del laboratorio de protecciones se le asignó la dirección IP 192.168.0.9, ver Figura 34, la cual está dentro del mismo segmento de red manteniendo las propiedades de la red, para poder establecer comunicación con los demás equipos.

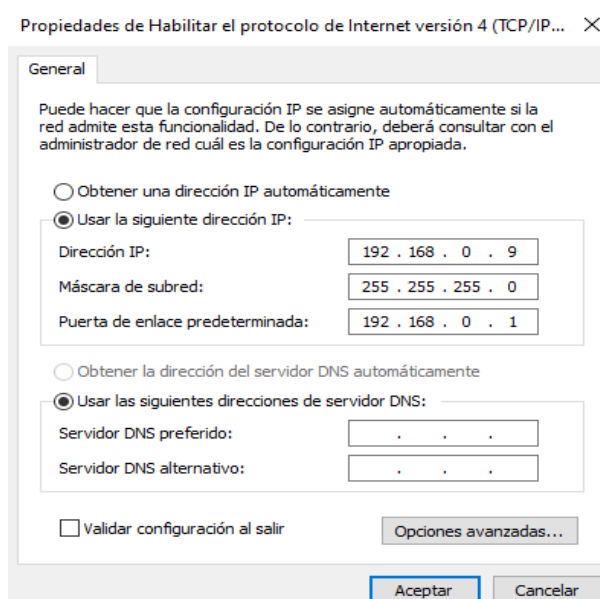


Figura 34: Parámetro IP de la computadora. [Autor]

- **Ajuste de parámetro de red en la interfaz web del RTAC SEL – 3530:** El RTAC SEL-3530 tiene varios tipos de comunicación, entre las que se incluyen los puertos Ethernet (F, 1 y 2) y el puerto USB tipo B. Estos se utilizan para facilitar el acceso a la interfaz web que tiene el propio equipo.

Pasos para el ajuste de las direcciones IP en la interfaz web:

1. Para acceder a la interfaz del entorno web del RTU RTAC SEL – 3530, lo hacemos desde cualquier navegador de internet que tengamos instalados en Windows, el mismo que permitirá ingresar a través de una clave y un usuario que se definió en el proyecto de generación, ver Figura 35.

✓ **Username:** Generacion

✓ **Password:** Ups_1986

Se utilizará el cable ETHERNET apuntando a la dirección IP 192.168.0.10, para poder ingresar a las diferentes configuraciones que se definió.

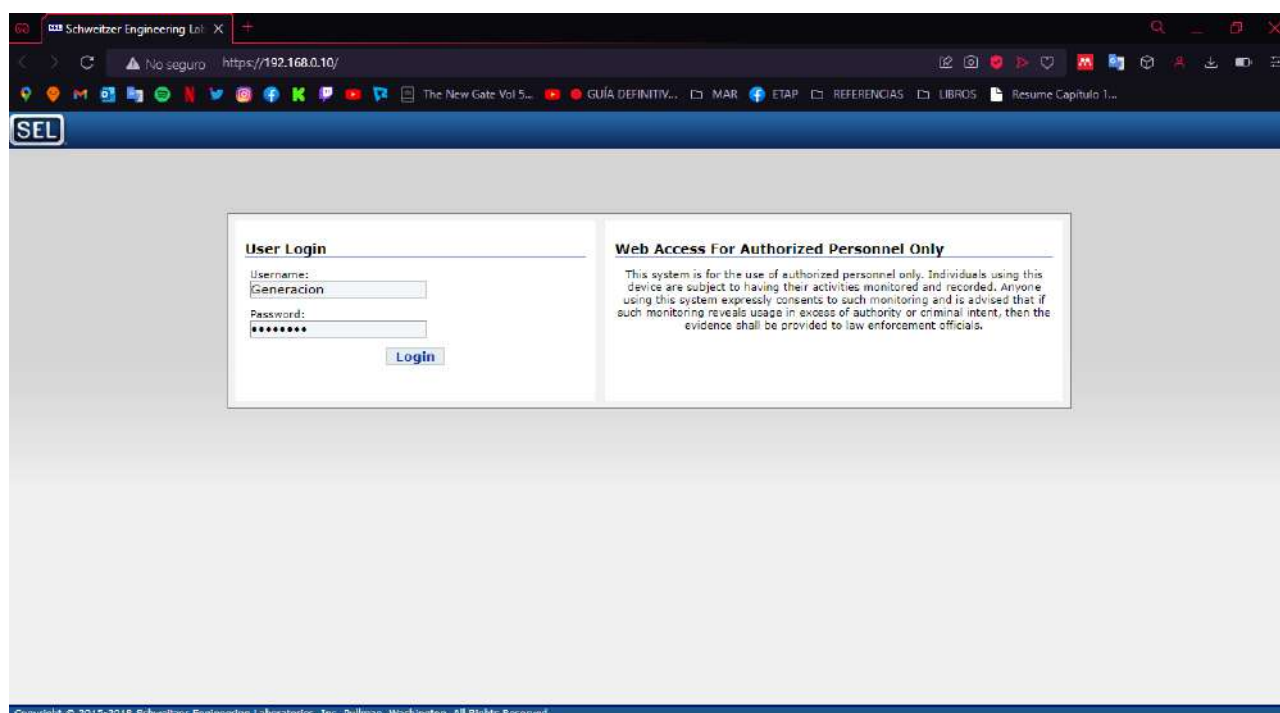


Figura 35: Entorno web RTAC. [Autor]

2. Una vez que se ingresó con el usuario y la contraseña correcta se mostrara la pantalla principal de la interfaz web, ver Figura 36.

The screenshot displays the SEL-3530 Web Interface Dashboard. The main content area is divided into several sections:

- Device Information:** Host Name: SEL-3530-0030A71AD808, Device Name: TESIS_GENERACION, Device Location: UPS_GUAYAQUIL, Device Description: LAB_PROTECCION, Allowed Web Connections: 20, Web Session Timeout (Min): 0, Tie Alarm LED to OUT101: , Firmware Version: SEL-3530-R148-V0-Z000210-D20180710, Firmware Checksum: f3e0702f79b98403fe4cd1260956ad01, Project ID: 7811b365d3460ce7118040e2ef3d, Serial Number: 1182550824, Part Number: 3530HA00X323X0XXXXXX, Config: 00000000, Dev Code: 73, Power Source Scale (0.5 - 1.5): 1, Default Home Page: Dashboard.
- System Statistics:** Main Task Usage: 0%, Automation Task Usage: 0%, Memory Usage (RAM): 119996 KB, Memory Available (RAM): 654164 KB, Storage Usage: 135604 KB, Storage Available: 1763860 KB, Number of Users Logged In: 1, USB A Port In Use: False, Current Project: GEN_18_12_VERS001_SIN_SERV_MMS_CON_SCADA_DWP3, Modified Time of Project: 2023-05-24 21:12:07, Power Source Voltage: 179.370131.
- POST Summary:** DED2 SDRAM OK: TRUE, Primary Flash OK: TRUE, Secondary Flash OK: TRUE, Serial Controller OK: TRUE, USB A OK: TRUE, USB B OK: TRUE, Eth 01 OK: TRUE, Eth 02 OK: TRUE, Eth F OK: TRUE, Irig Controller OK: TRUE, Contact ID Controller OK: TRUE, Mainboard Controller OK: TRUE.

Figura 36: Pantalla Principal del RTAC. [Autor]

- Para poder editar la dirección IP que queremos se debe ir al apartado llamada "Network" y después ir a la opción "Interface", "Edit", ver la Figura 37 la cual fue en donde se configuro la asignación de la IP en el puerto ETH_01 de la RTU

The screenshot shows the Network configuration page. The 'Network' menu item is highlighted in the sidebar. The 'Global Settings' section is visible, and the 'Interfaces' table is shown below. The 'Edit' button for the ETH_01 interface is highlighted with a red box.

Status	Interface Name	IP Address	Default Gateway	MAC Address	Enable Ping	Enable Database Access	Enable Web Access	Options
	Eth_01	192.168.0.10/24		00:30:a7:1a:88:09	True	True	True	Edit
	Eth_02	192.168.2.3/24		00:30:a7:1a:88:0c	True	True	True	Edit
	Eth_F	192.168.3.2/24		00:30:a7:1a:88:0f	True	True	True	Edit
	USB_B1	172.28.131.1/24		00:30:a7:1a:88:0e	True	True	True	Edit

Figura 37: Opción "Network" y "Edit", para el ajuste de las IP. [Autor]

- Una vez hecha la configuración de las IP, los cambios realizados se verán reflejados en el apartado de "Interfaces", ver Figura 38.

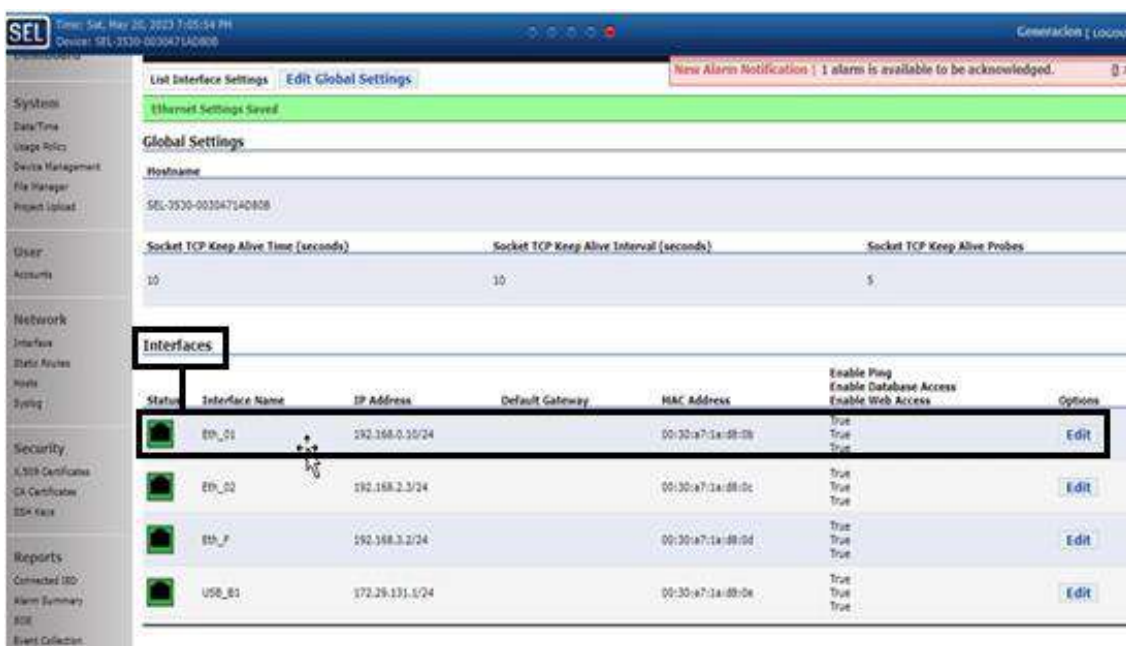


Figura 38: Puerto Eth_01 con la nueva dirección IP. [Autor]

- **Ajuste de parámetros de red en relé SEL-751 y SEL-700G:**

Las IP de los relés que se usaran fue programado manualmente desde el propio equipo de SEL utilizando los botones de la parte frontal de los relés.

Pasos para ajustar la dirección IP de los relés SEL – 751 y SEL – 700G:

1. Con los botones de navegación ir al menú principal y elegir el menú "Set/Show".
2. Elegir la opción "Port" para acceder al submenú.
3. En el submenú elegir el puerto "1", que es donde se configura las opciones de IP.
4. Dentro del puerto 1 ir a "Port 1 Settings" donde se ajustaron los parámetros de "IPADDR", "SUBNETM", "DEFRTR".
5. Para poder cambiar las IP el equipo te pedirá que ingreses una clave "TAIL" la cual está definida por la fábrica.

En la Figura 39 se muestra los pasos para ajustar las direcciones IP del IED SEL-751, y en la Figura 40 para el IED SEL-700G.



Figura 39: Ajuste IP del SEL-751. [Autor]



Figura 40: Ajuste IP del SEL-700G. [Autor]

3.2 Configuración de los softwares implementados

En este proyecto de integración de un SEP de generación a un sistema digital, se trabajará con diferentes softwares para la configuración de los relés y el diseño del sistema SCADA, los softwares implementados son los siguientes:

- ✓ AcSELErator QuickSet SEL - 5030
 - ✓ AcSELErator Architect SEL - 5032
 - ✓ AcSELErator RTAC SEL – 5033
 - ✓ Indusoft Web Studio
- **AcSELErator QuickSet SEL – 5030:** Este software es uno de los softwares primordiales para poder establecer la programación, monitoreo de los IEDs tanto en la parte de medición, así como la parte de protección, es una herramienta muy versátil que permite establecer comunicación directamente con el IED.
 - ✓ **Configuración de los parámetros de comunicación para la conexión con los IEDs SEL – 751 y SEL – 700G:** Este software se puede conectar a través de 3 diferentes protocolos de comunicación que son: serial, red, módem.

Pasos para el ajuste de la comunicación de los relés con el software:

1. En el apartado de “Configuración” escoger el submenú “Comunicación”, ver Figura 41.

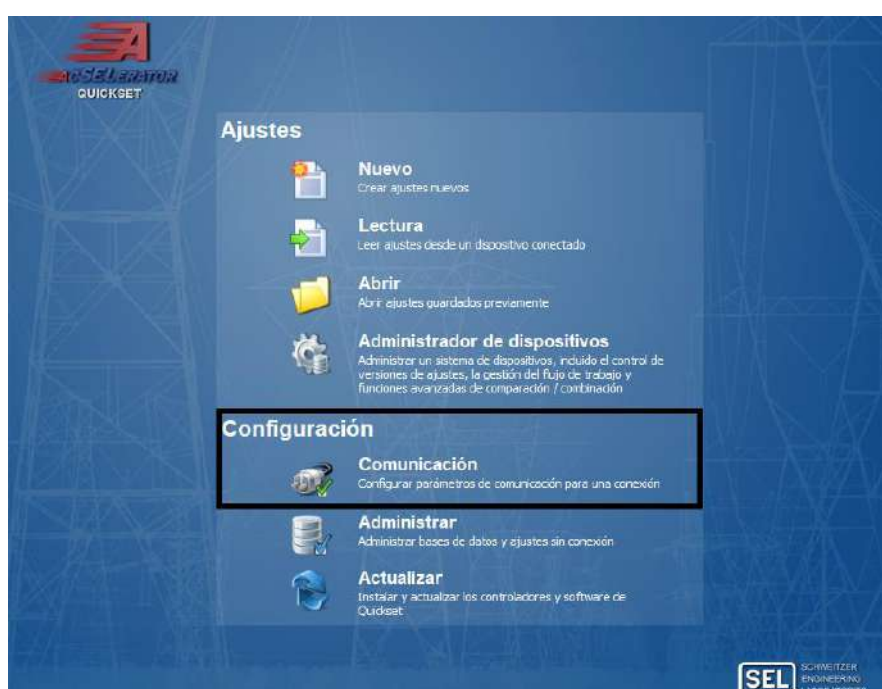


Figura 41: Configuración para la comunicación.

2. Una vez que se seleccionó el submenú de “Comunicación”, se tiene que definir el tipo de conexión que se va a usar en este caso se usara el tipo “Red”, ver Figura 42.

Figura 42: Tipo de conexión activa. [Autor]

3. Al escoger el tipo de conexión de “Red”, se deberá llenar una ventana de parámetros con los datos que se explican en la Tabla 7.

Tabla 7: Parámetros para la comunicación.

PARÁMETROS	
Dirección IP del host	Se coloca la dirección IP del relé que queremos conectar.
Número del puerto Telnet	Por lo general el puerto que se usa es el 23.
Opción de transferencia de archivos:	Se debe de elegir la opción de “Telnet”.
Contraseña de nivel uno:	Contraseña establecida por el fabricante “OTTER”.
Contraseña de nivel dos:	Contraseña establecida por el fabricante “TAIL”.

4. Una vez llenado los parámetros debe de quedar de esta manera, ver Figura 43 para el relé SEL – 751 y ver la Figura 44 para el relé SEL – 700G.

Parámetros de comunicación

Tipo de conexión activa
Red

Serial Red Módem

Nombre de conexión

Dirección IP del host
192.168.0.11

Número de puerto(Telnet)
23

Número de puerto(FTP)
21

Opción de transferencia de archivos
 FTP TCP sin procesar
 Telnet SSH

ID de usuario
FTP_USER

Contraseña
••••

Contraseña de nivel uno
•••••

Contraseña de nivel dos
••••

Guar en Ita. de direc Predet

Aceptar Cancelar Aplicar Ayuda

Figura 43: Parámetro de comunicación relé SEL - 751. [Autor]

Parámetros de comunicación

Tipo de conexión activa
Red

Serial Red Módem

Nombre de conexión

Dirección IP del host
192.168.0.12

Número de puerto(Telnet)
23

Número de puerto(FTP)
21

Opción de transferencia de archivos
 FTP TCP sin procesar
 Telnet SSH

ID de usuario
FTP_USER

Contraseña
••••

Contraseña de nivel uno
•••••

Contraseña de nivel dos
••••

Guar en Ita. de direc Predet

Aceptar Cancelar Aplicar Ayuda

Figura 44: Parámetro de comunicación relé SEL - 700G. [Autor]

5. Para verificar que la conexión fue exitosa se tiene que ver en la parte inferior del software que diga "Conectado" y los leds de "TXD" y "RXD" deben de estar encendidos, ver en la Figura 45 la comunicación del IED SEL-751 y la Figura 46 muestra la comunicación para el IED SEL-700G.



Figura 45: Barra de comunicaciones para el SEL-751. [Autor]



Figura 46: Barra de comunicaciones para el SEL-700G. [Autor]

- ✓ **Editor de configuración:** Este apartado del software es uno de los más importantes debido a que a través de este software, es posible la programación, así como la configuración del IED que en este caso será el SEL_751 de la etapa de medición. Como se muestra en la Figura 47 en este proyecto se trabajará con el Grupo 1 para establecer los diferentes ajustes como son: CT, PT, voltajes nominales de la SEP, etc.

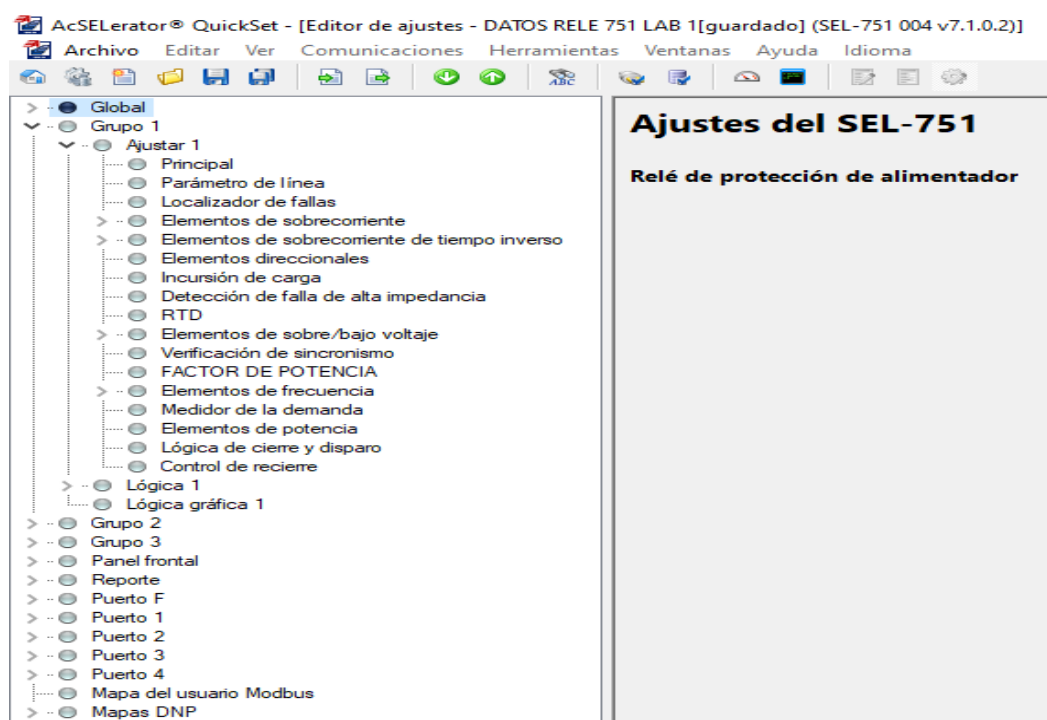


Figura 47: Pantalla de ajuste de parámetros del SEL-751. [Autor]

En el proyecto en el IED SEL-700G se le ajustara las configuraciones, ver Figura 48 del lado de protección del SEP de generación, para así mantener el control total del sistema de generación en cuanto a las diferentes magnitudes como son voltaje, frecuencia, excitación, etc.

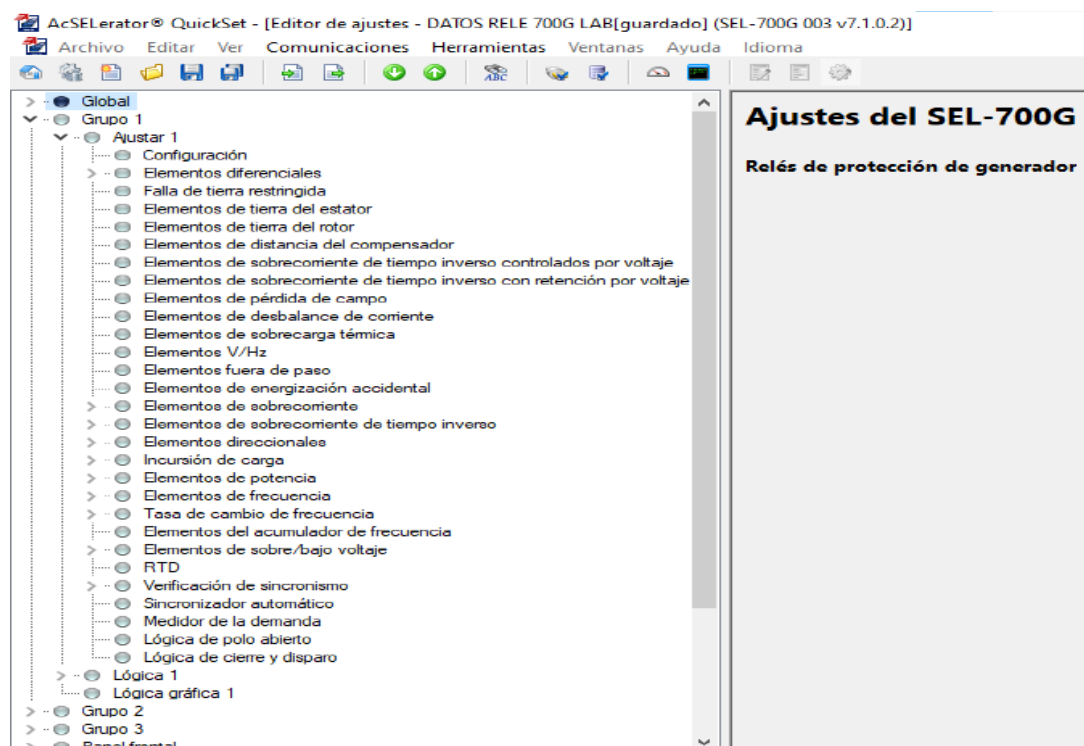


Figura 48: Pantalla de ajuste de parámetros del SEL-751. [Autor]

- **AcSELERator Architect SEL – 5032:** Este software tiene un gran potencial en cuanto a la integración de los equipos mediante el protocolo de comunicación IEC 61850, el cual es muy usado en la construcción de subestaciones digitales. Es muy versátil ya que nos brinda un manejo seguro y confiable al momento de simplificar el cableado estructurado común punto a punto, por el actual aplicado en la norma IEC 61850 mediante el protocolo GOOSE, el mismo que enviara el estatus de cada IED por la red LAN que se sea ajustada en el software.

✓ **Entorno de programación AcSELERator Architect**

En los siguientes pasos mostraremos las partes de la interfaz que son:

- Panel de edición de proyectos
- Ajustes de protocolos (MMS, GOOSE)
- Los archivos CID

Ajustes que contienen las diferentes configuraciones, así como las características de cada uno de los IEDs que sean integrados en el sistema de integración con el protocolo IEC 61850.

Pasos para la configuración de los parámetros del software architect:

1. Dar clic izquierdo en el menú de "New Project", después ir a "Add IED" y buscar los IEDs que se van a usar en el proyecto, en la Figura 49 se eligió la RTU RTAC SEL-3530, en la Figura 50 se eligió al IED SEL – 751 y en la Figura 51 se eligió al IED SEL – 700G.

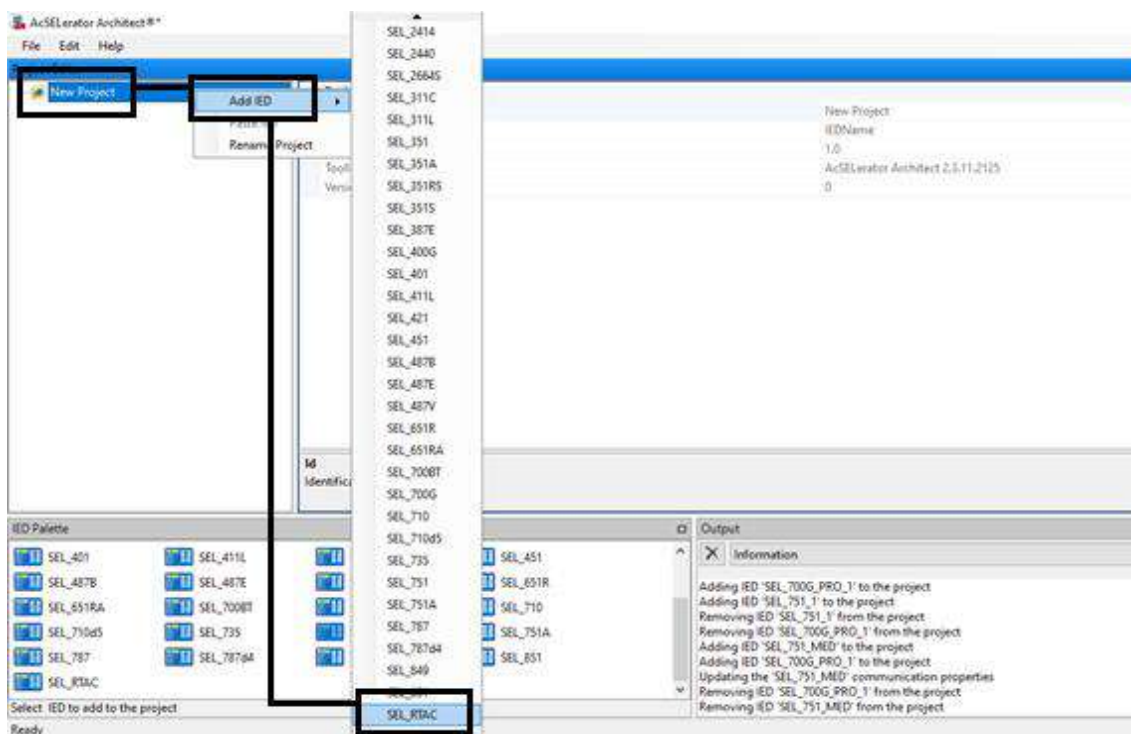


Figura 49: Selección de la RTU RTAC SEL-3530. [Autor]

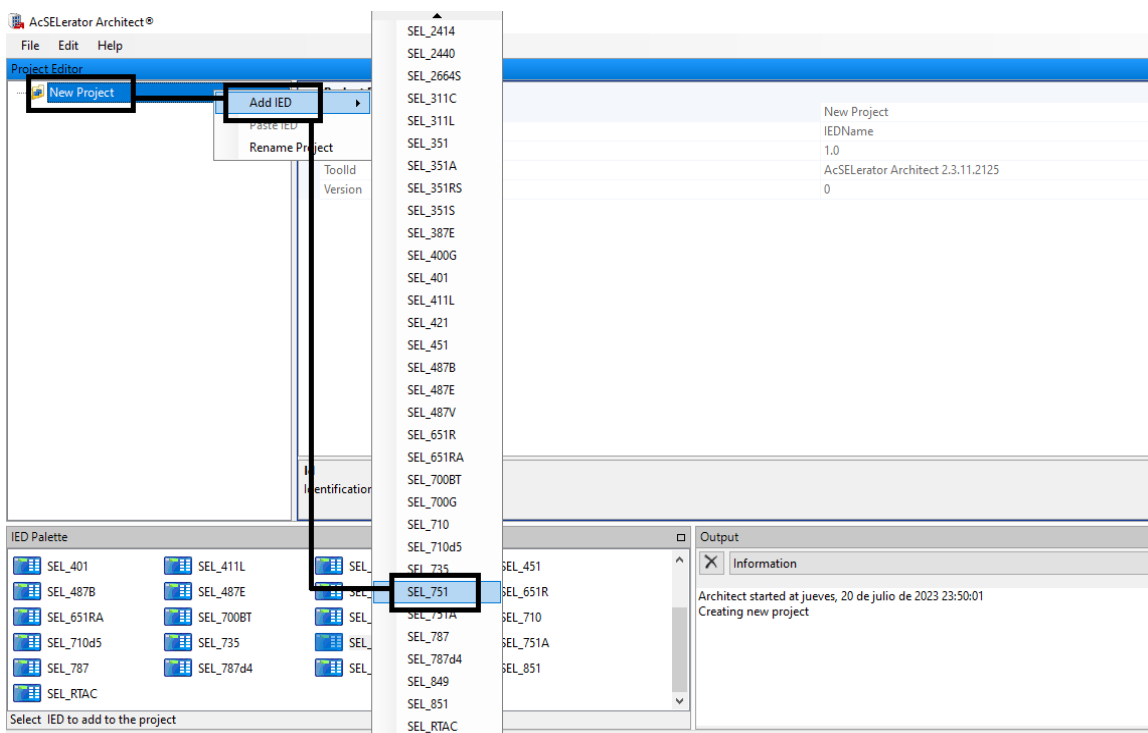


Figura 50: Selección del IED SEL-751. [Autor]

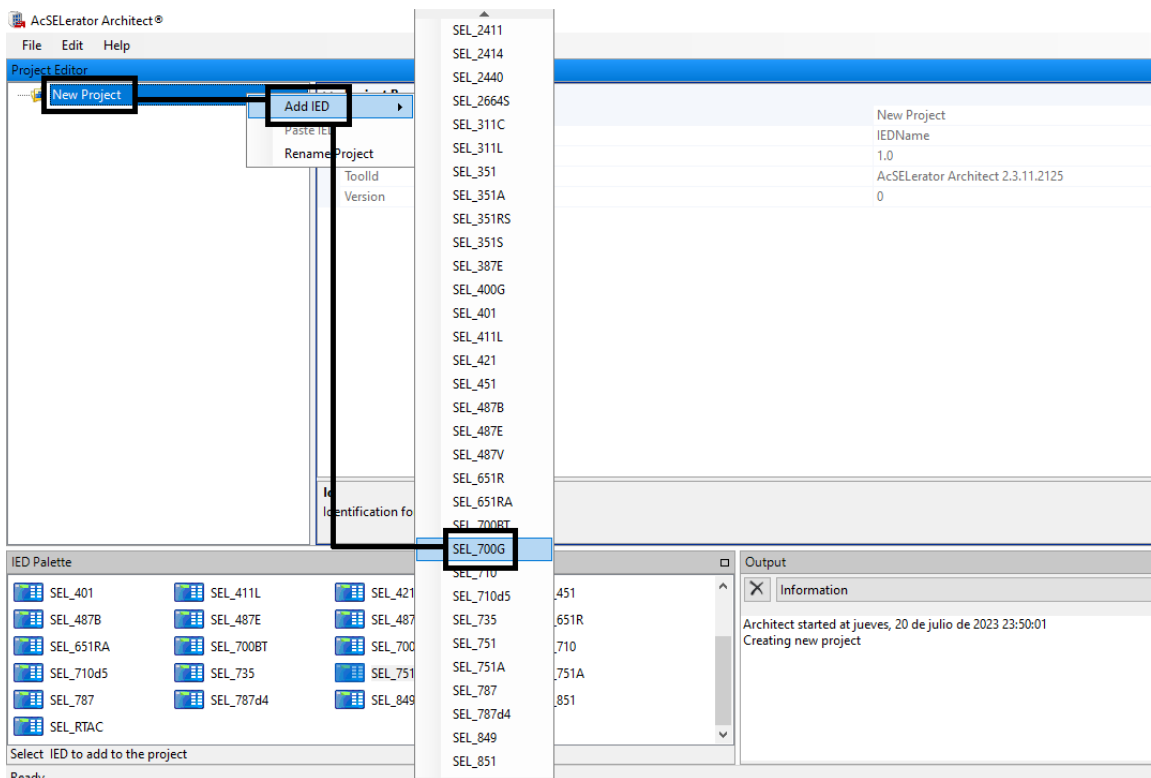


Figura 51: Selección del IED SEL-700G. [Autor]

- Al momento de que se añade el archivo CID del relé que definimos, el architect le pedirá la versión del software que tiene el relé, cuando se elija la versión correcta se debe dar clic en "OK".

Para la RTU RTAC SEL3530 la versión que tiene es la "R143" y "006", ver Figura 52.

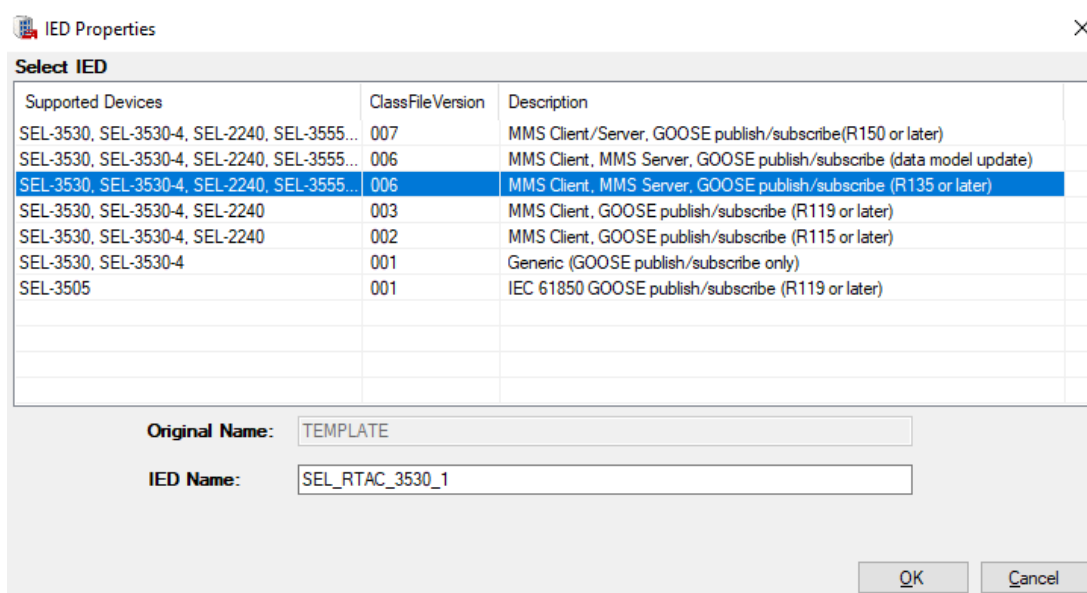


Figura 52: Selección de versión de archivo de la RTU RTAC SEL-3530. [Autor]

Para el IED SEL-751 la versión que tiene es la "R109" y "004", ver Figura 53.

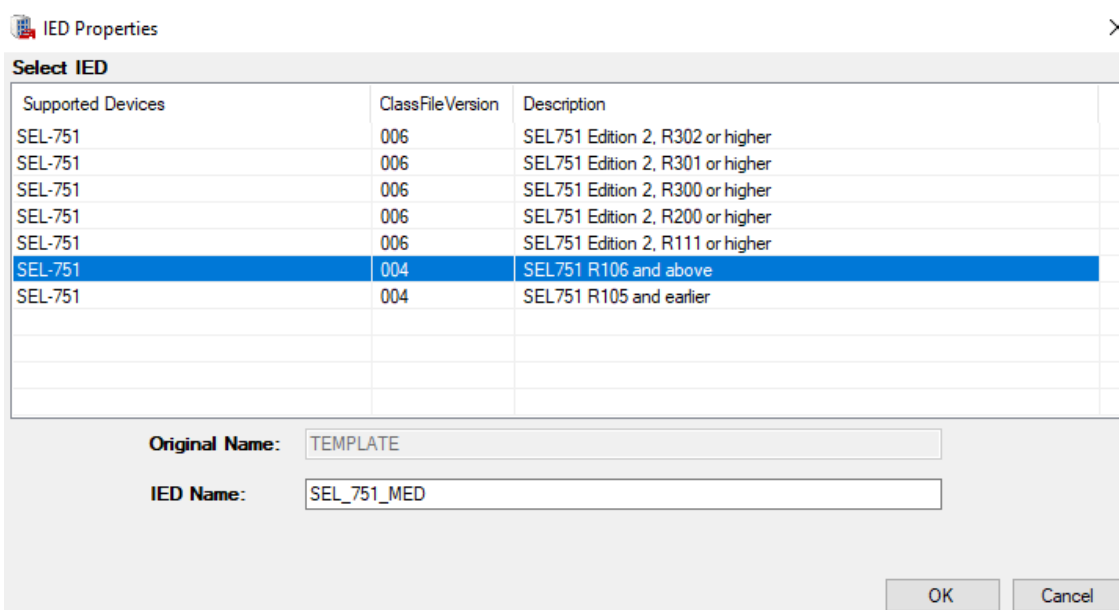


Figura 53: Selección de versión de archivo del SEL-751. [Autor]

Para el IED SEL-700G la versión que tiene es la "R107" y "003", ver Figura 54.

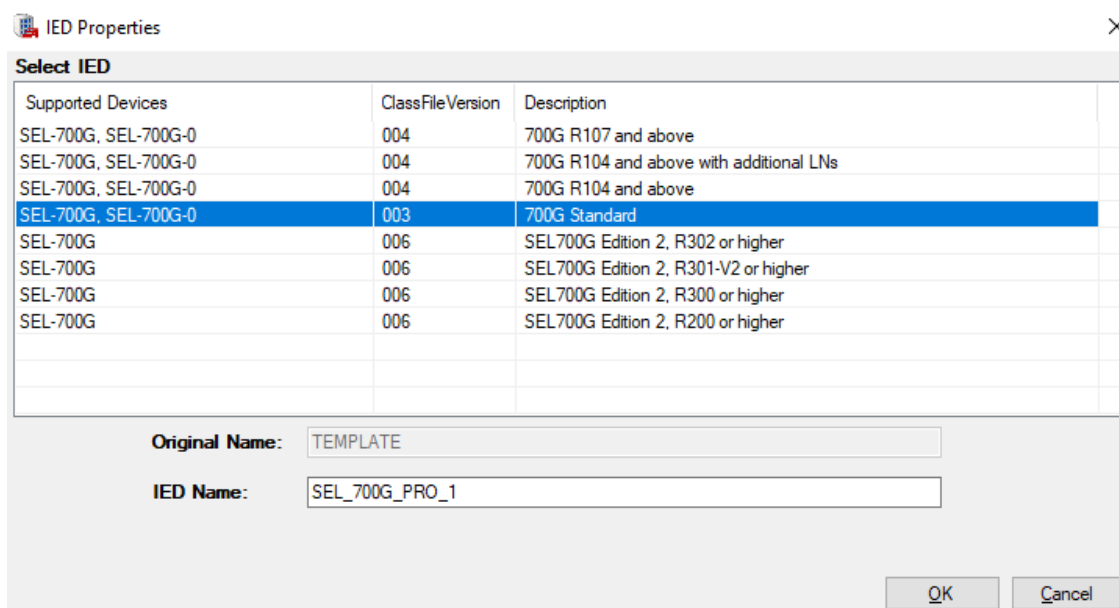


Figura 54: Selección versión de archivo del SEL-700G. [Autor]

- Una vez definido la versión del archivo, se debe definir el tipo de comando, ver Figura 55.

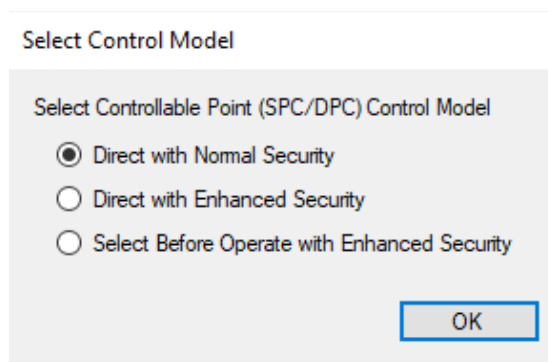


Figura 55: Selección del modelo de control. [Autor]

- Una vez definido los archivos CID y la versión que tienen los IEDs, se debe configurar las direcciones IP de cada relé en el apartado de "Communication Parameters".

A la RTU RTAC-3530 se le asigno la dirección IP asignada en la Tabla 6, con la cual se identificará este equipo en la red, ver Figura 56.

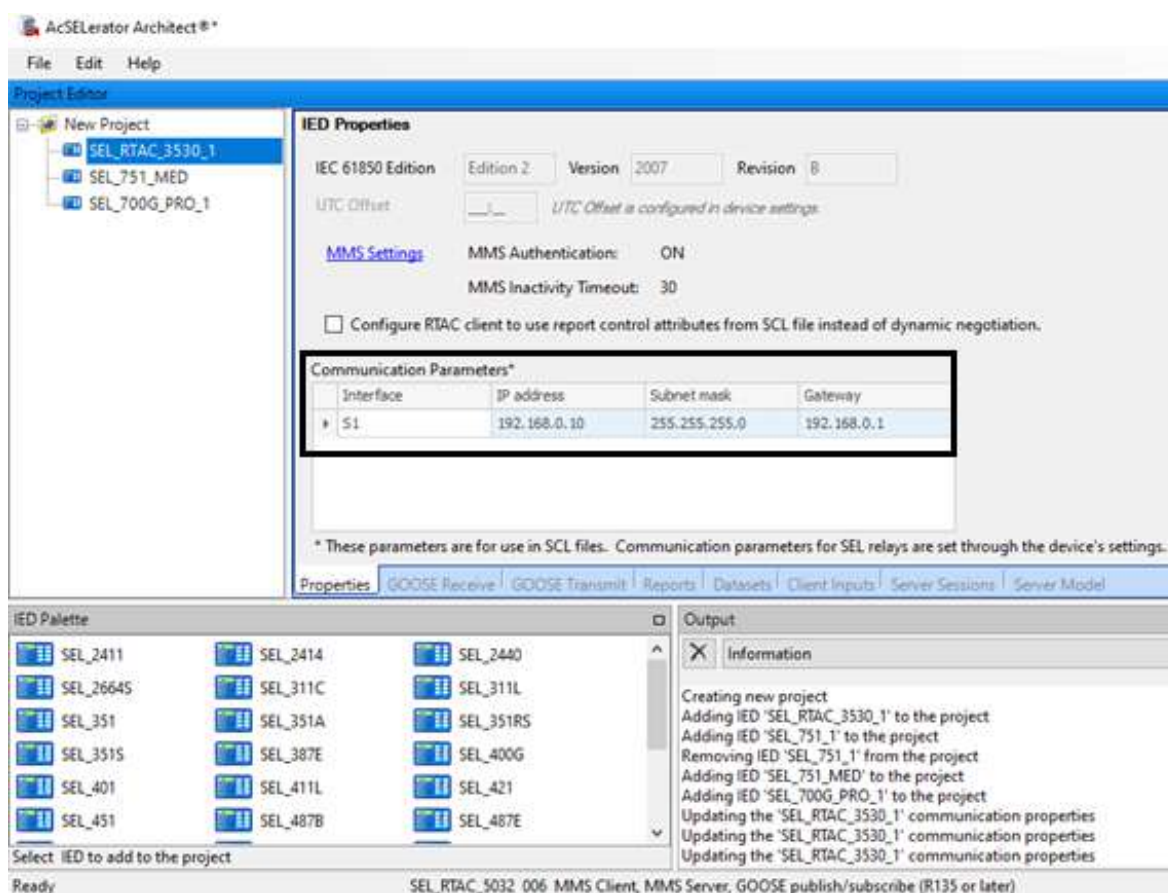


Figura 56: Configuración de la IP de la RTU SEL-3530. [Autor]

Para el IED SEL-751 la dirección IP que se configuro es la que se observa en la Figura 57.

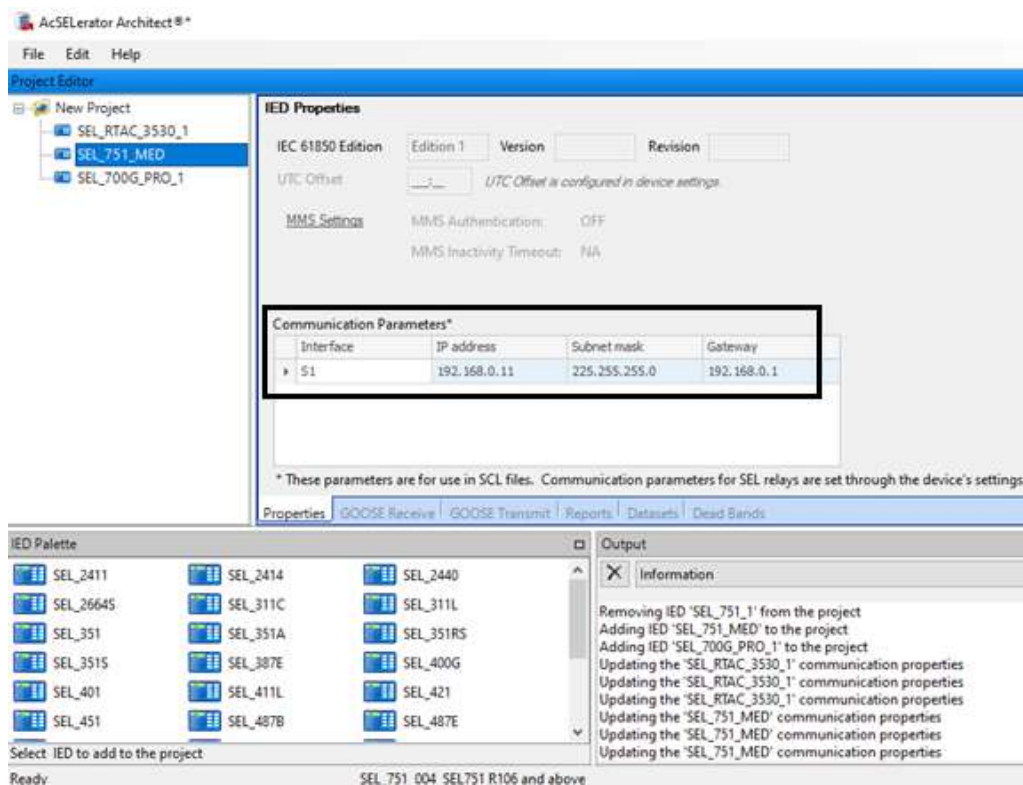


Figura 57: Configuración de la IP del SEL-751. [Autor]

En la Figura 58 se muestra la dirección IP que se configuro para el IED SEL-700G.

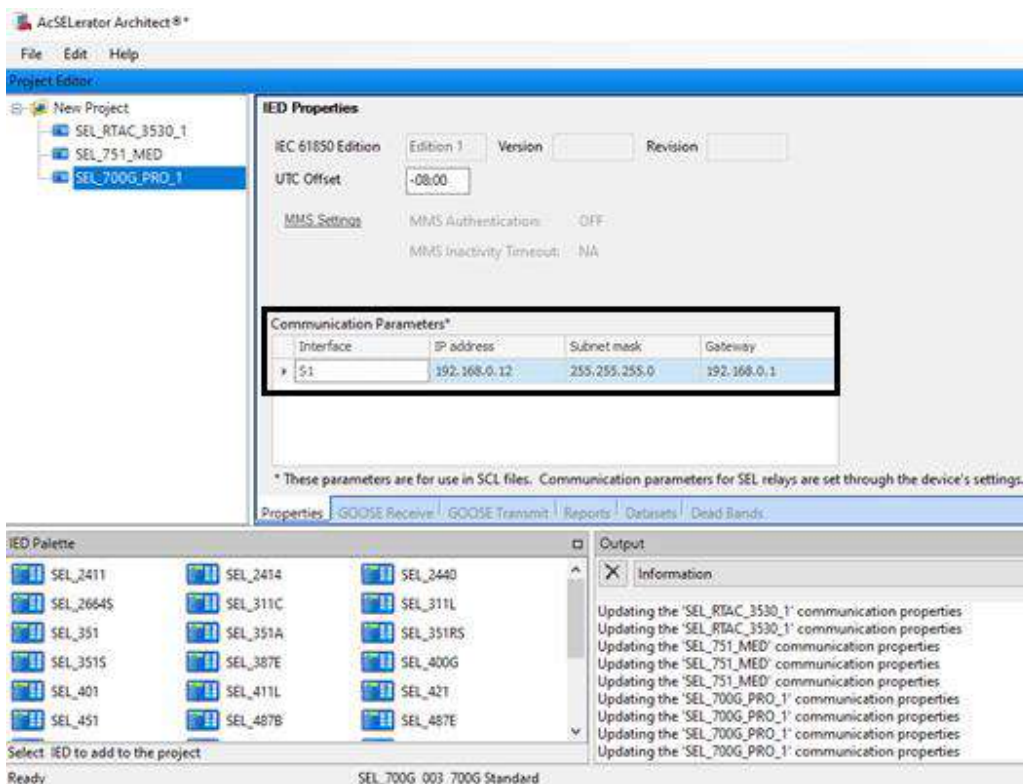


Figura 58: Configuración de IP del SEL-700G. [Autor]

5. En el apartado llamado "GOOSE Receive", se debe hacer la configuración para la recepción de datos de cada IEDs usado en el proyecto.

En la RTU RTAC SEL-3530 se realizó la configuración para la recepción de datos, enviados desde los IED SEL-751 y SEL-700G, ver Figura 59.

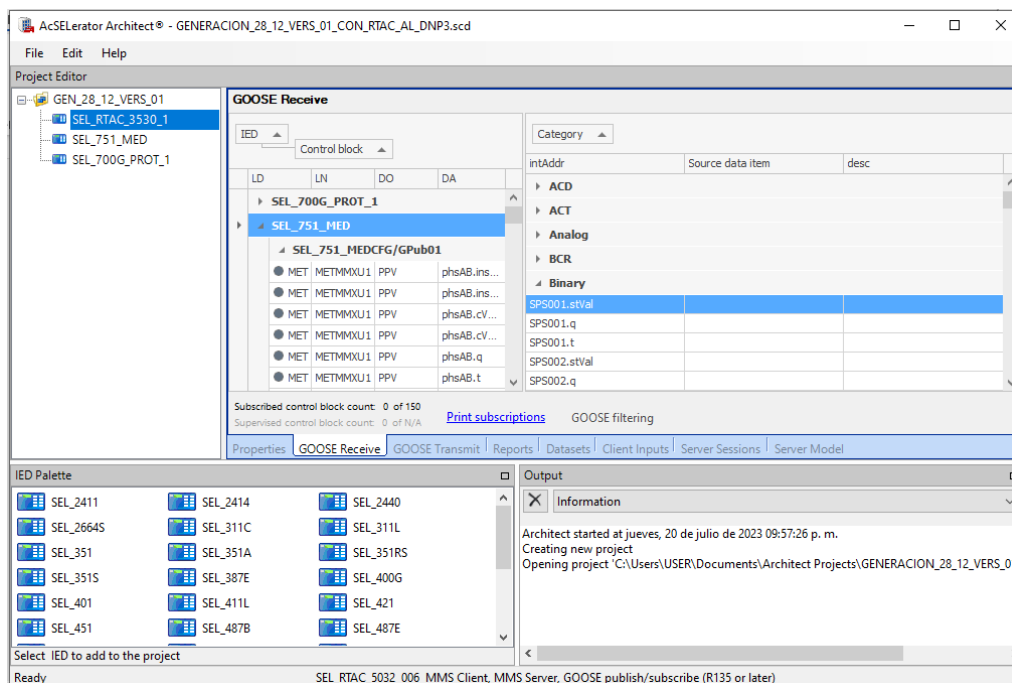


Figura 59: Configuración "GOOSE Receive" del SEL-751 y SEL-700G a la RTU. [Autor]

En el relé SEL-751 se realizó la configuración para la recepción de datos, enviado desde el relé SEL-700G, ver Figura 60.

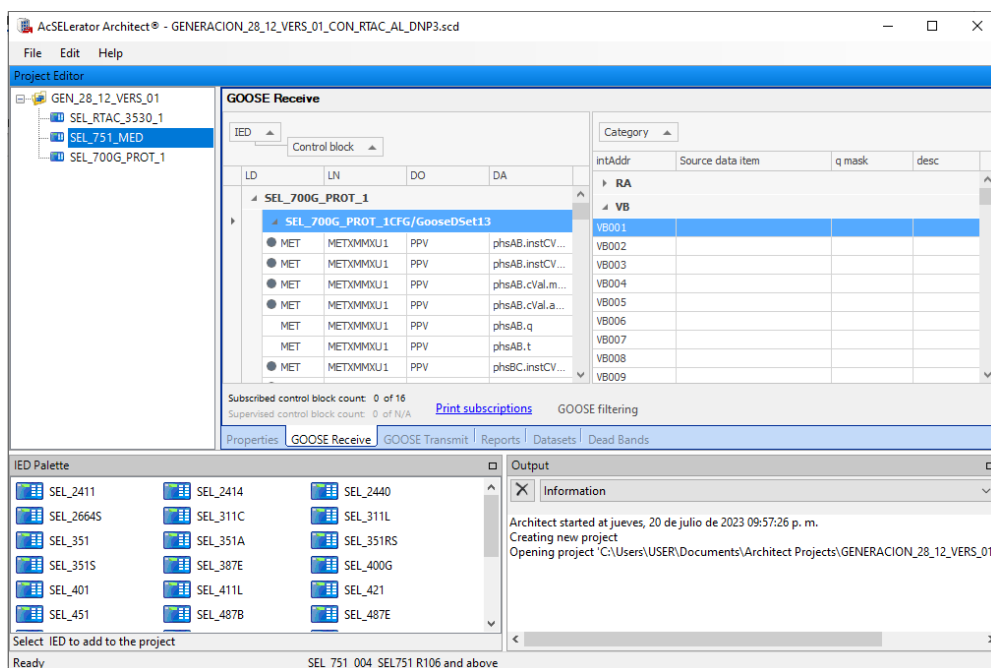


Figura 60: Configuración "GOOSE Receive" del SEL-700G al SEL-751. [Autor]

En el relé SEL-700G se realizó la configuración para la recepción de datos, enviado desde el relé SEL-751, ver Figura 61.

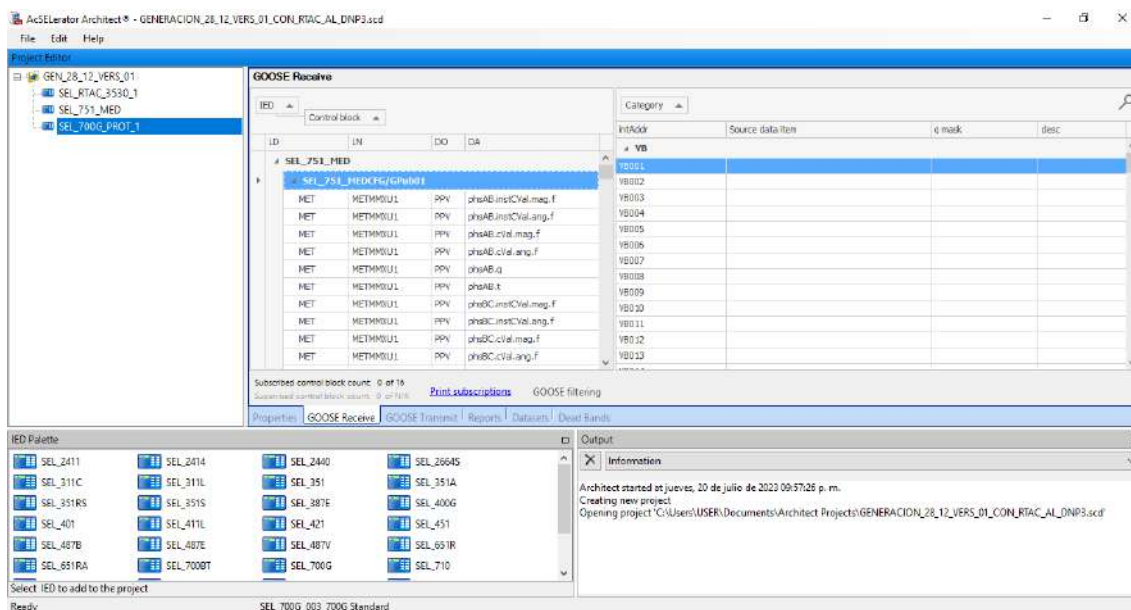


Figura 61: Configuración "GOOSE Receive" del SEL-751 al SEL-700G. [Autor]

- En el apartado llamado "GOOSE Transmit", se debe hacer la configuración para el envío de datos de cada IEDs usado.

Direccionamiento de variables de medición del relé SEL-751 enviadas a la RTU mediante el protocolo IEC 61850, ver Figura 62.

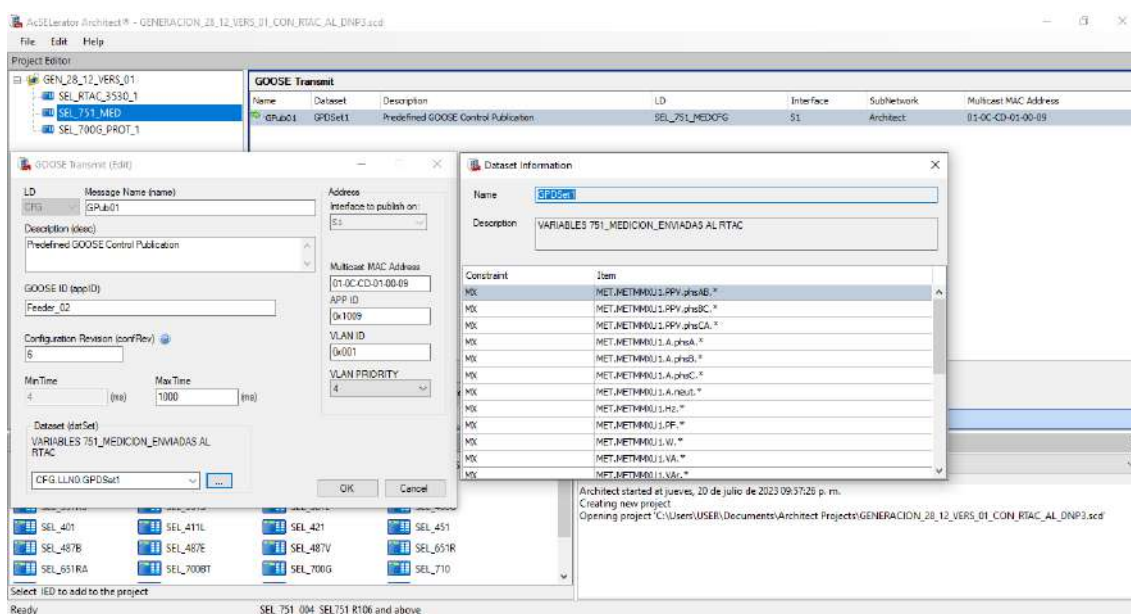


Figura 62: Envío de datos "GOOSE Transmit" del IED SEL-751 a la RTU. [Autor]

Direccionamiento de variables de medición del relé SEL-751 enviadas a la RTU mediante el protocolo IEC 61850, ver Figura 63.

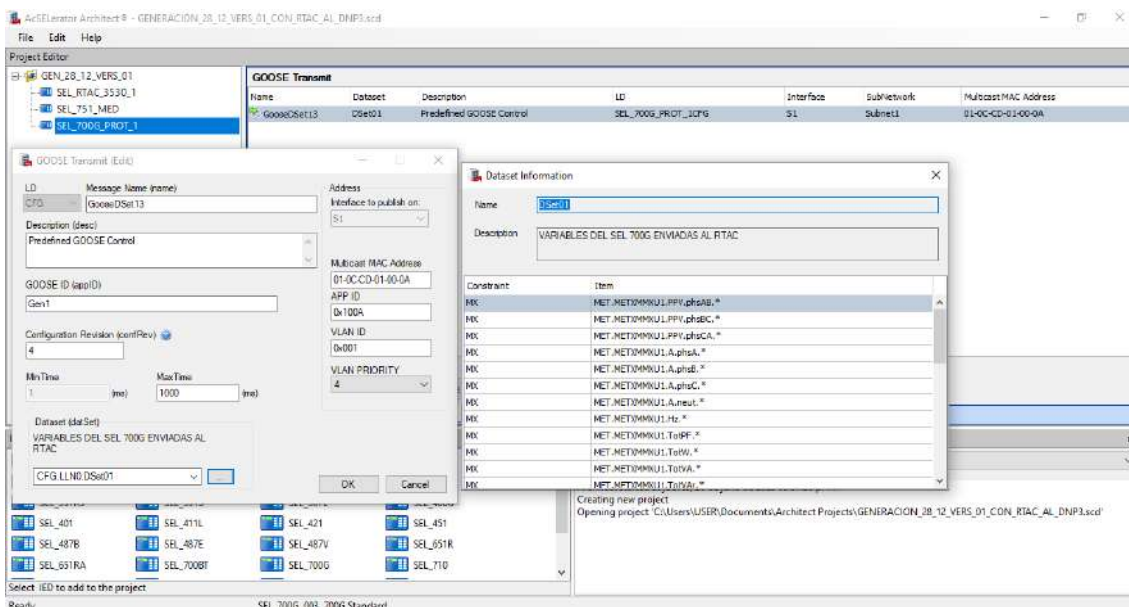


Figura 63: Envío de datos “GOOSE Transmit” del IED SEL-700G a la RTU. [Autor]

- En “Reports” se debe configurar la variable tipo “Unbuffered”, la cual actúa como una zona de almacenamiento temporal que nos permite usar los datos, antes posibles problemas de sincronización o de sobrecarga de datos.

En la Figura 64 se muestra las ventanas que se usan para la configuración del reporte “MMS” del relé SEL-751.

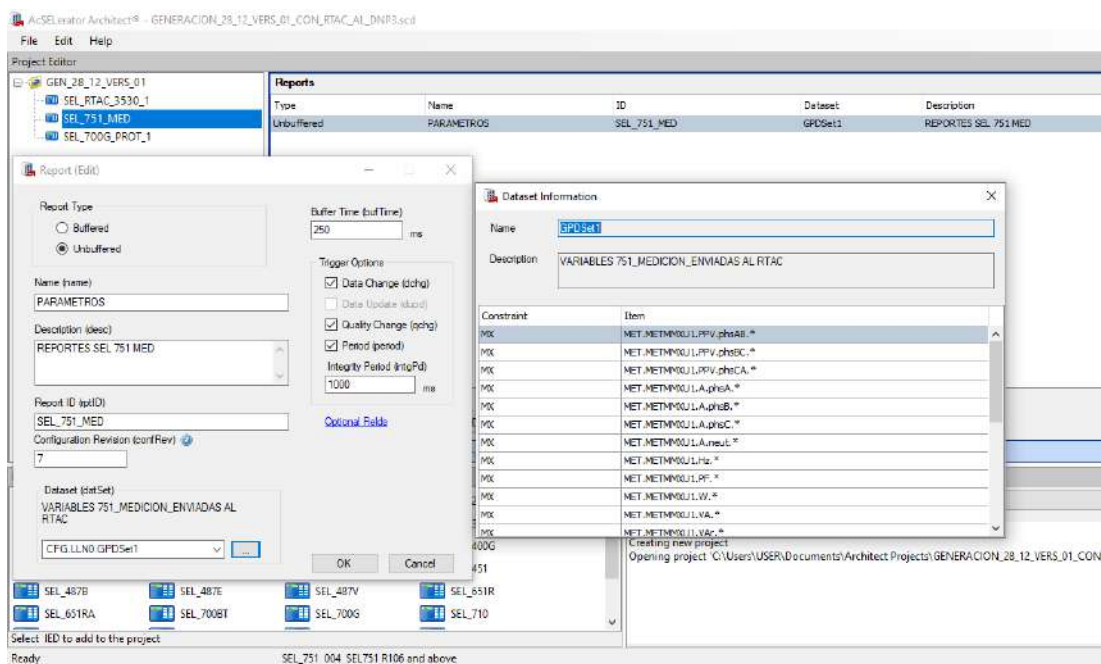


Figura 64: Configuración de variable “Unbuffered” del SEL-751. [Autor]

En la Figura 65 se muestra las ventanas que se usan para la configuración del reporte ‘‘MMS’’ del relé SEL-700G.

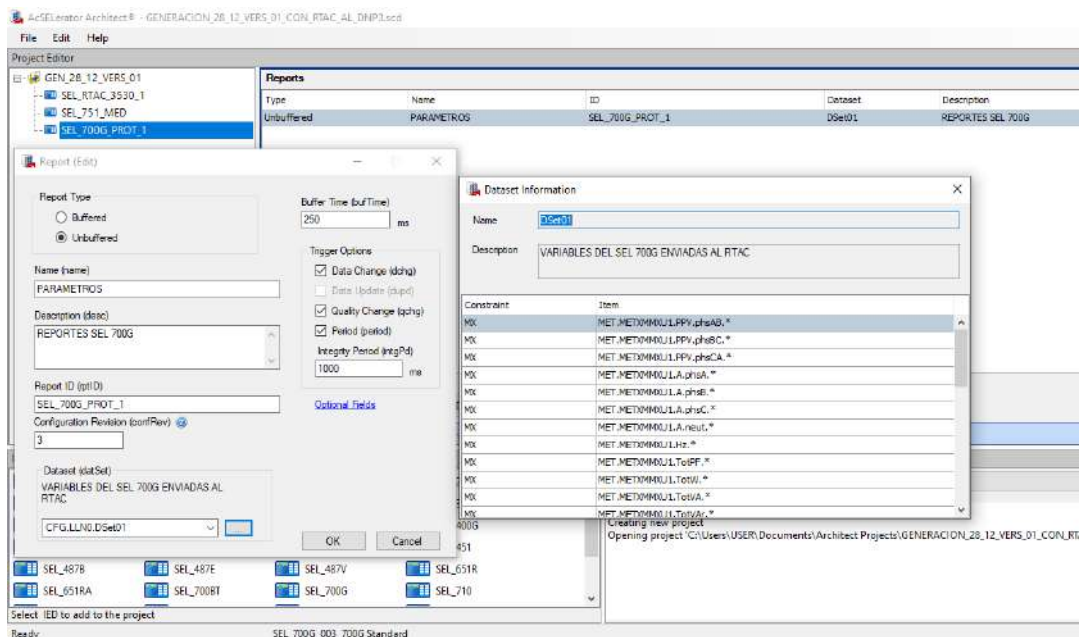


Figura 65: Configuración de variable ‘‘Unbuffered’’ del SEL-700G. [Autor]

- En el apartado de ‘‘Datasets’’, se debe escoger los nodos lógicos, el tipo de dato que se va a implementar en el proyecto.

En la Figura 66 se muestra la creación del ‘‘Datasets’’ que se direccionaron del relé SEL-751 al entorno de la RTU.

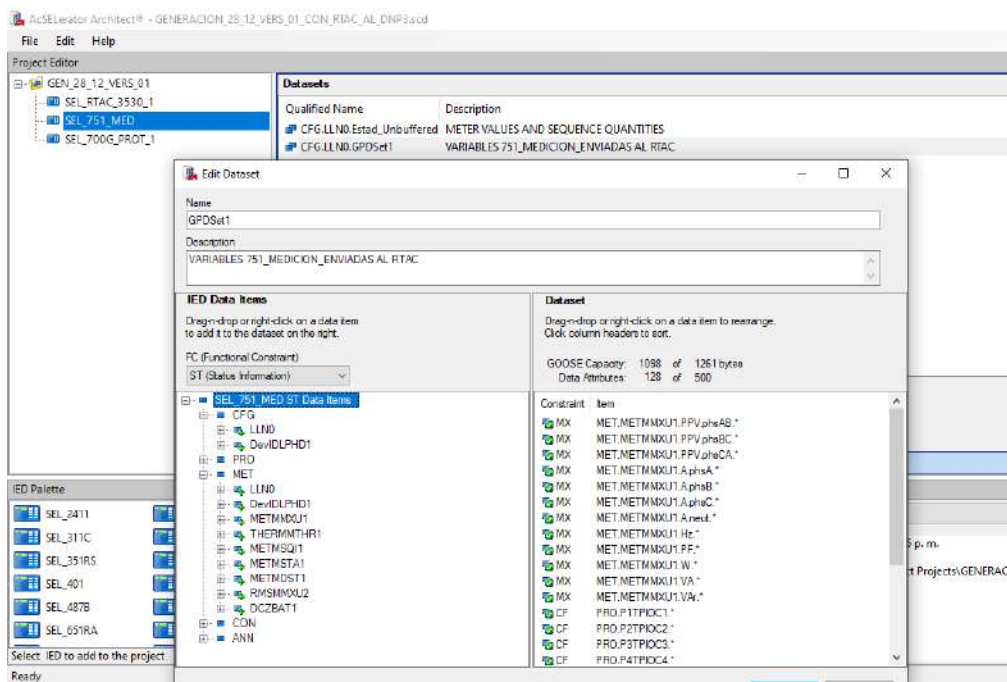


Figura 66: Selección de atributos del IED SEL-751. [Autor]

En la Figura 67 se muestra la creación del "Datasets" que se direccionaron del relé SEL-700G al entorno de la RTU.

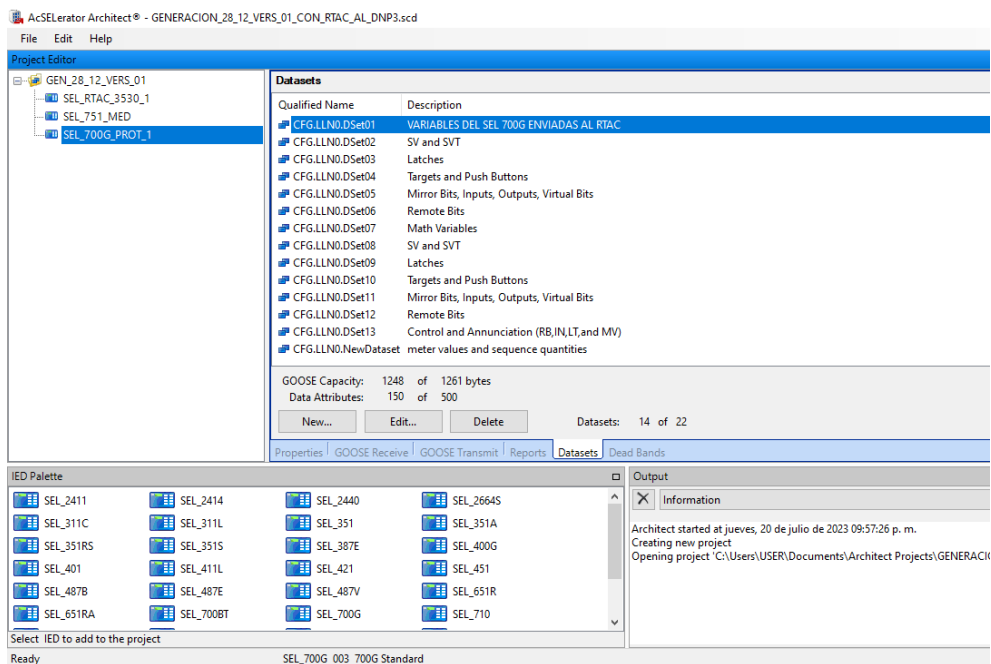


Figura 67: Selección de atributos del IED SEL-751. [Autor]

- En el apartado de "Dead Bands", está la lectura de todos los nodos lógicos que fueron configurados, ver Figura 68 para los nodos del IED SEL-751 y en la Figura 69 se muestra los del IED SEL-700G.

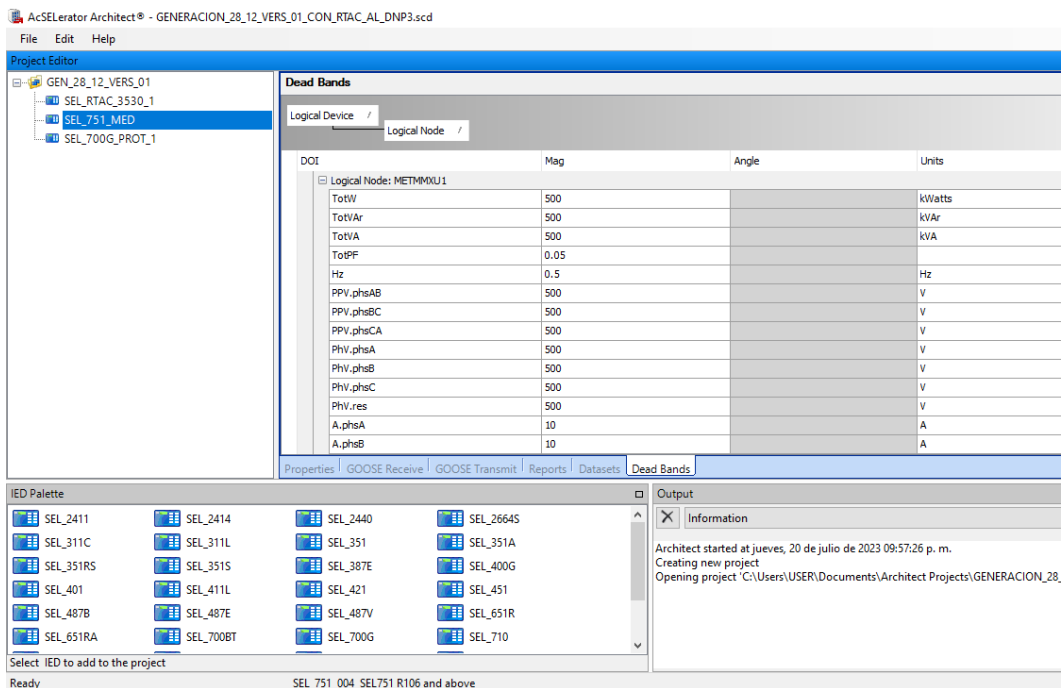


Figura 68: Lectura de los nodos lógicos del SEL-751. [Autor]

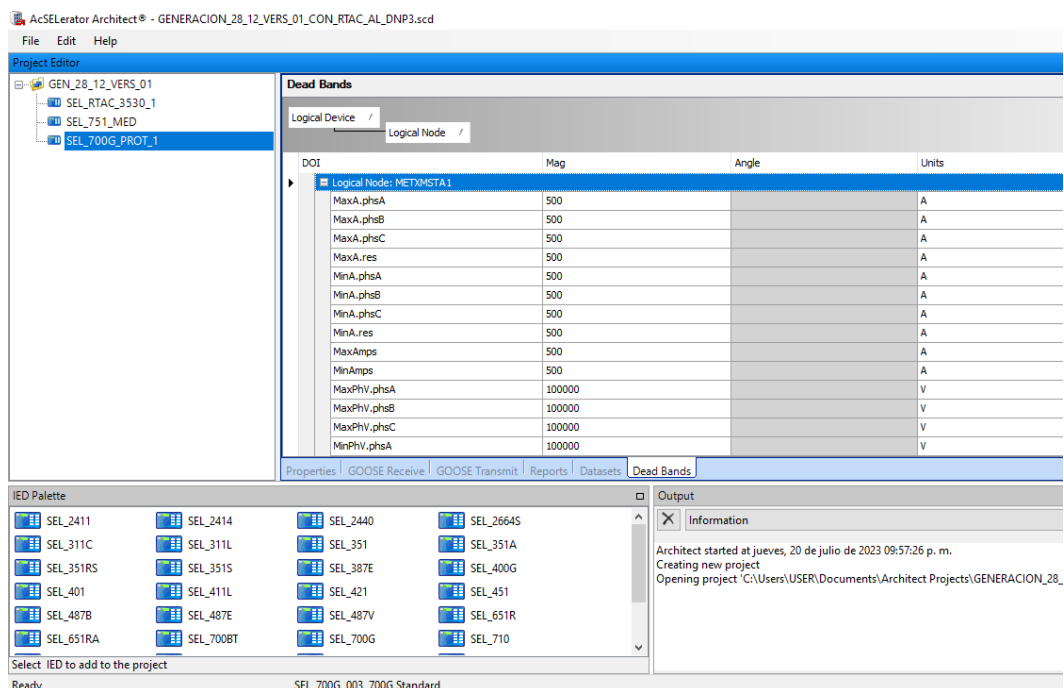


Figura 69: Lectura de los nodos lógicos del SEL-700G. [Autor]

10. Una vez realizado las configuraciones de los reportes mediante la mensajería MMS, se debe de enviar todos los ajustes hechos en los pasos anteriores a los clientes IEC 61850. Para enviar la información se debe elegir las configuraciones del "SEL_751_MED", ver Figura 70, y seleccionar la opción de "Send CID".

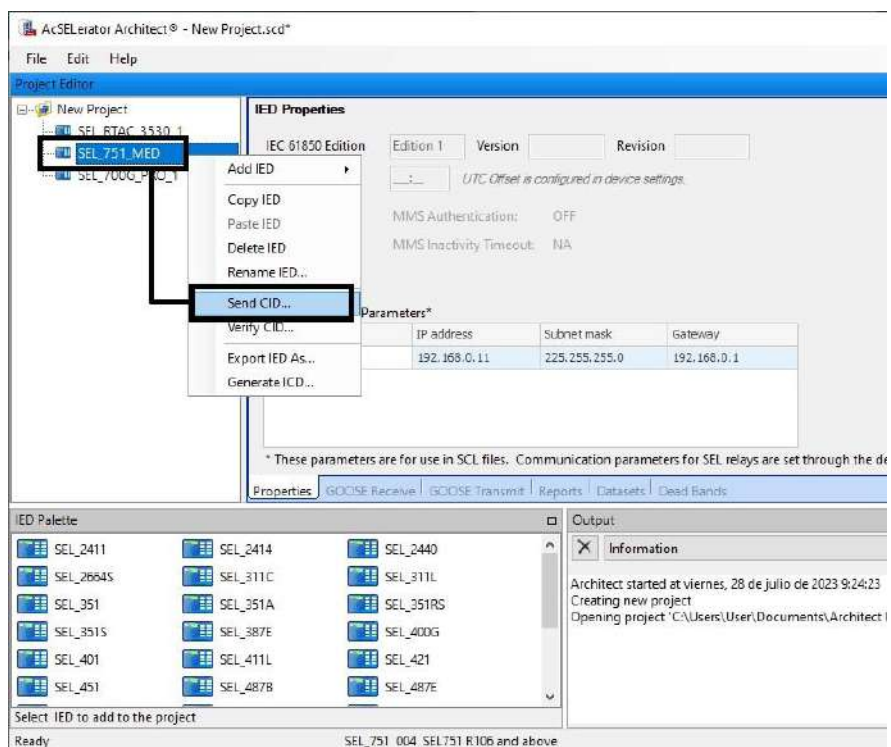


Figura 70: Envío de configuración hacia el SEL-751. [Autor]

Para enviar la información se debe elegir las configuraciones del "SEL_700G_PRO_1", ver Figura 71, y seleccionar la opción de "Send CID".

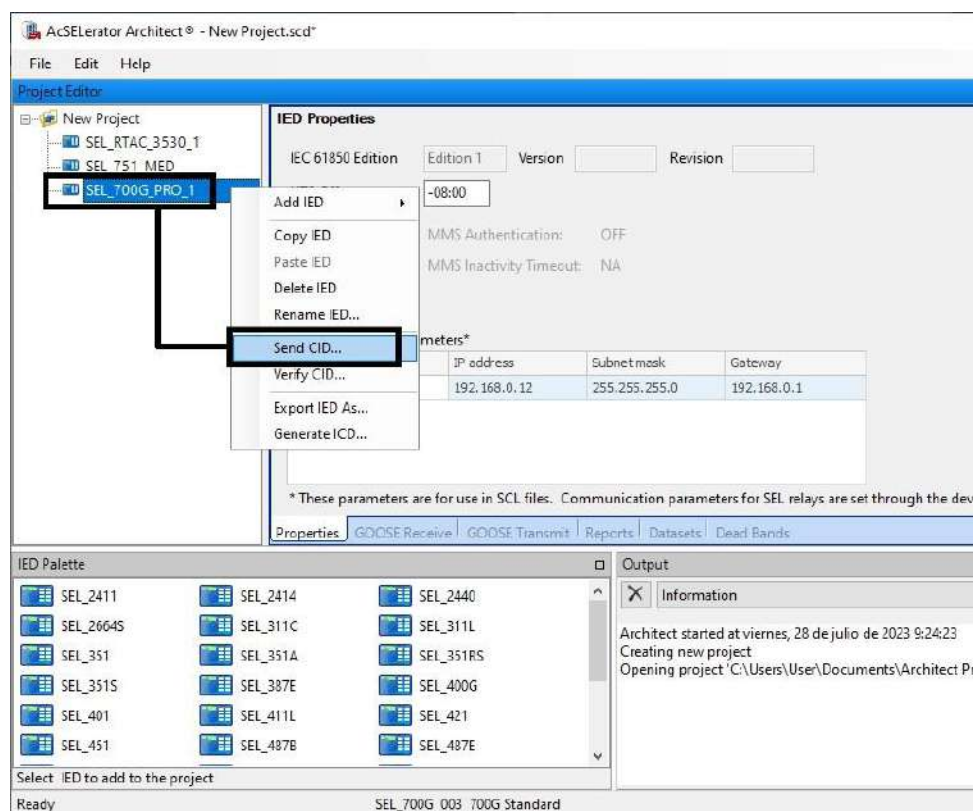


Figura 71: Envío de configuración hacia el SEL-700G. [Autor]

11. Una vez hecho el envío de los datos automáticamente el programa mostrará una pantalla donde se deberá ingresar la dirección IP del equipo, un usuario y contraseña definido por el fabricante.
 - ✓ **FTP Address:** Se debe colocar la dirección IP establecida de cada relé al que se desea enviar la información.
 - ✓ **User Name:** Son dos usuarios que se puede usar "FTPUSE" o "2AC".
 - ✓ **Password:** Contraseña de nivel 2 dada por el fabricante que es "TAIL".

Datos de ingreso de parámetros para el IED SEL-751, ver Figura 72.

AcSElerator Architect

SEL_751_MED
Confirm Network Settings

SEL

FTP Address: 192.168.0.11
Optional port number, append ':' and integer from 1 - 65535

User Name: FTPUSER

Password: ●●●●

Include Device Settings

Cancel < Back Next > Finish

Figura 72: Parámetros de envío de información al relé SEL-751. [Autor]

Datos de ingreso de parámetros para el IED SEL-700G, ver Figura 73.

AcSElerator Architect

SEL_700G_PRO_1
Confirm Network Settings

SEL

FTP Address: 192.168.0.12
Optional port number, append ':' and integer from 1 - 65535

User Name: FTPUSER

Password: ●●●●

Include Device Settings

Cancel < Back Next > Finish

Figura 73: Parámetros de envío de información al relé SEL-700G. [Autor]

Al finalizar el procedimiento se mostrará, que la confirmación de carga de datos fue exitosa.

- **AcSELerator RTAC SEL – 5033:** AcSELerator RTAC es una plataforma de software que se instala en el dispositivo RTAC SEL-5033, que es un relé de protección y control con capacidades de un controlador lógico programable (PLC). El software se utiliza para configurar y gestionar el RTAC, permitiendo a los ingenieros personalizar las funciones de protección eléctrica y lógica de control según los requisitos específicos del sistema eléctrico.

✓ **Entorno de programación AcSELerator RTAC**

En los siguientes pasos mostraremos las partes del software que son:

- Creación de proyecto
- Ajustes de tags
- Lectura de parámetros

Pasos para la configuración del software RTAC:

1. Al momento de abrir el programa automáticamente se mostrará una ventana donde le pedirá que inicie sesión y la base de datos para que se pueda acceder al AcSELerator RTAC, ver Tabla 8.

Tabla 8: Parámetros de inicio de sesión AcSELerator RTAC.

PARÁMETROS	
Connection Name	RTAC Default Connection
Server	localhost
Port	5433
Database	RTAC
User Name	Usuario establecido por el fabricante ``admin``.
Password:	Contraseña establecida por el fabricante ``TAIL``.

Es importante saber que existen diferentes usuarios y contraseñas. -

- ✓ **Usuario:** admin
- ✓ **Contraseña:** TAIL

Este usuario y contraseña posee total acceso a todas las capacidades del software, lo que abarca la posibilidad de agregar, suprimir y desbloquear proyectos.

- ✓ **Usuario:** engineer
- ✓ **Contraseña:** OTTER

Este usuario y contraseña puede cambiar su contraseña, pero no permite el desbloqueo de proyectos.

En la Figura 74 se muestra la pantalla donde se deberá ingresar los parámetros mostrados en la Tabla 8.

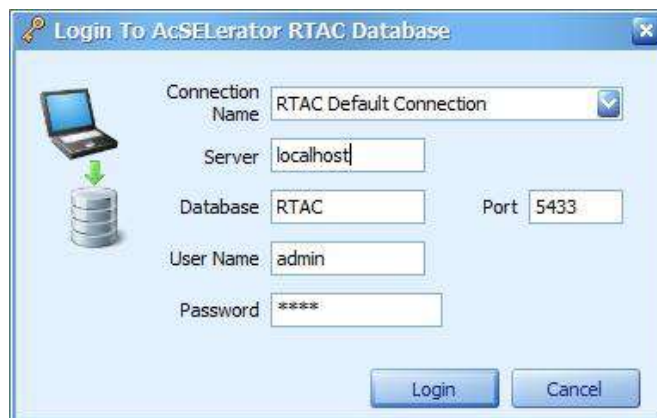


Figura 74: Pantalla de inicio de sesión del AcSElerator RTAC. [Autor]

- Una vez iniciada sesión se deberá crear un nuevo proyecto.

Ir a la opción "New Project", se abrirá una ventana donde se deberá ingresar unos parámetros que son el "RTAC Type", "RTAC Firmware Version" y "Project Type", ver Figura 75, una vez puestos los parámetros correctos se debe dar clic en "Create" y automáticamente se cargará el proyecto.

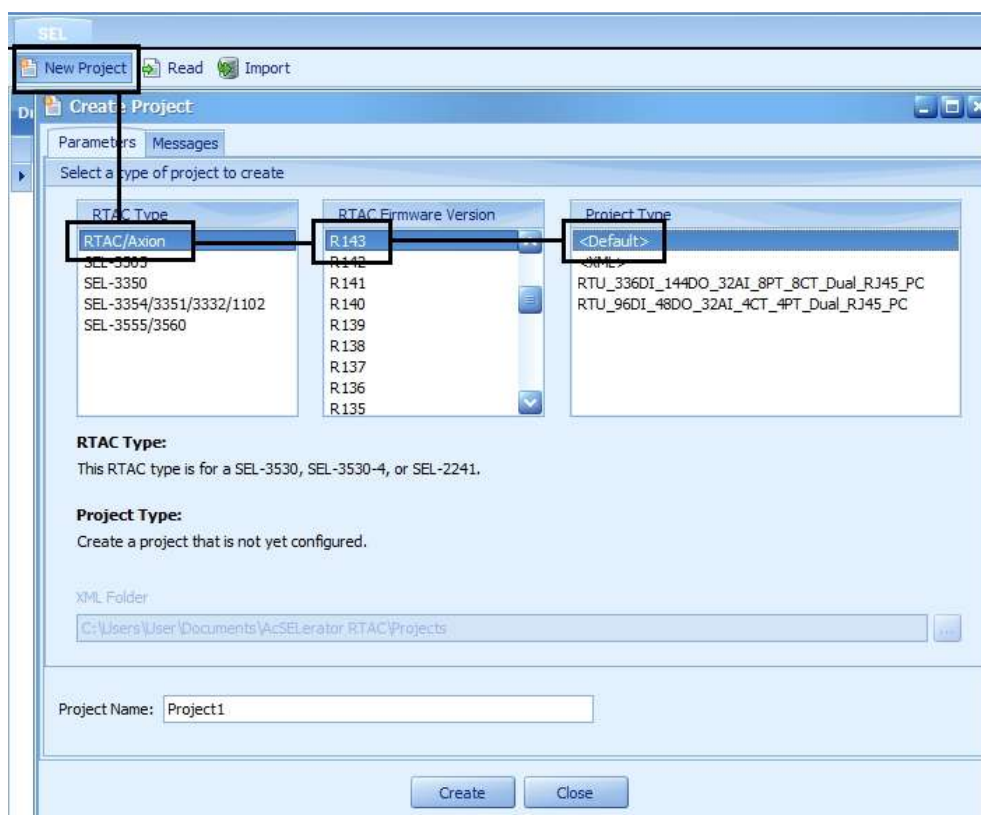


Figura 75: Creación de proyecto en el RTAC. [Autor]

- Una vez el proyecto este cargado, se deberá ingresar el archivo (.SCD) configurado con el software AcSELErator Architect el cual está hecha la configuración del protocolo IEC 61850.

Para ingresar el proyecto se deberá ir al menú "Insert", el cual mostrará unas series de parámetros donde se elegirá la opción de "IEC 61850" después se debe dar clic en "Set IEC 61850 Configuration", ver Figura 76.



Figura 76: Ingreso de parámetros IEC 61850. [Autor]

Al momento de ingresar a "Set IEC 61850 Configuration", aparecerá una ventana del explorador de Windows donde se deberá buscar la ubicación del archivo architect, ver Figura 77.

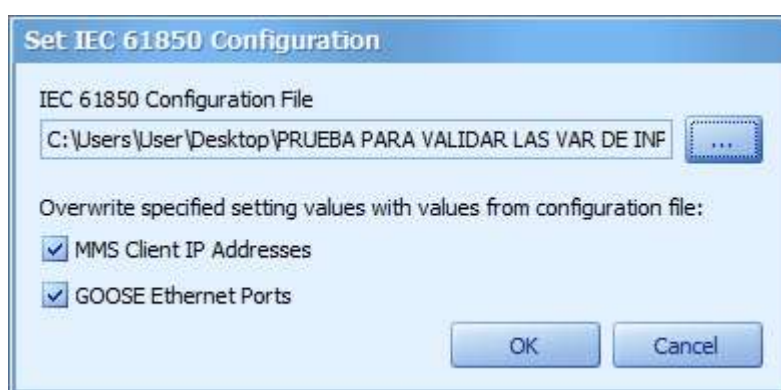


Figura 77: Archivo de configuración IEC 61850. [Autor]

- Una vez que se subió el archivo, en la pantalla del RTAC se visualizara los equipos que se configuraron, en la Figura 78 se ven los dos equipos que se usaran para este proyecto.

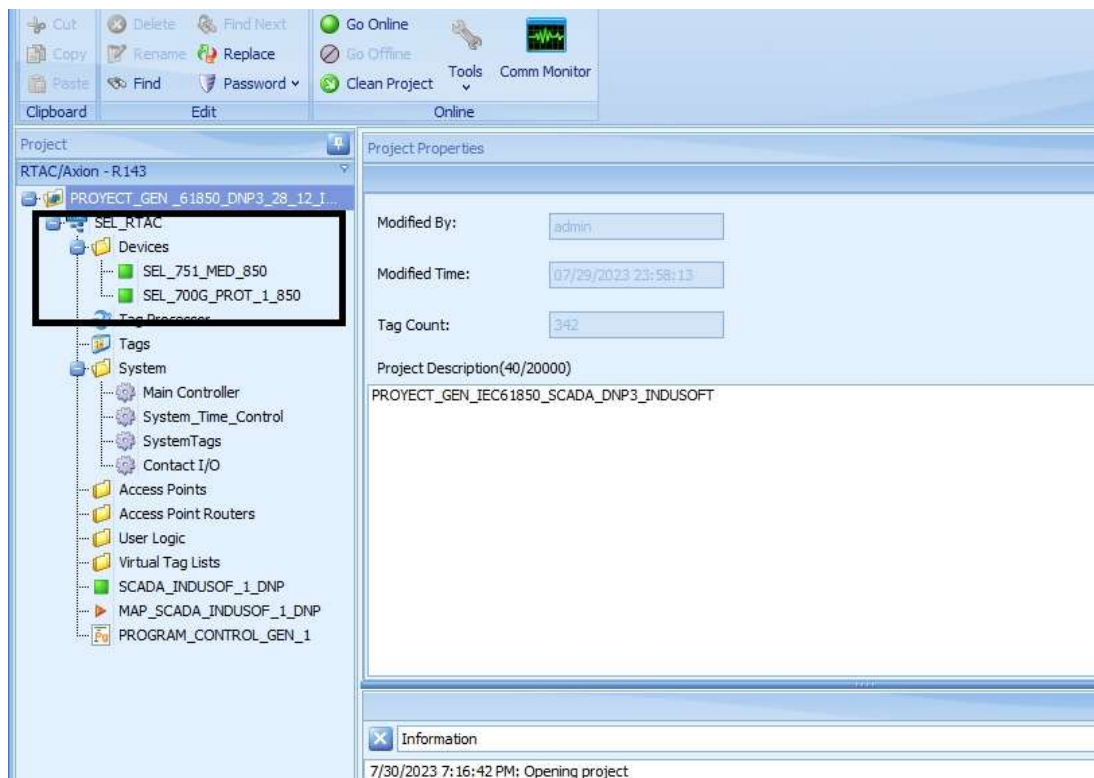


Figura 78: Visualización de equipos SEL-751 y SEL-700G. [Autor]

5. Para crear el servidor con protocolo DNP, se debe dar clic en "SEL_RTAC", después se debe ir al menú de "Add Other Device" luego a "DNP Protocol", ver Figura 79.

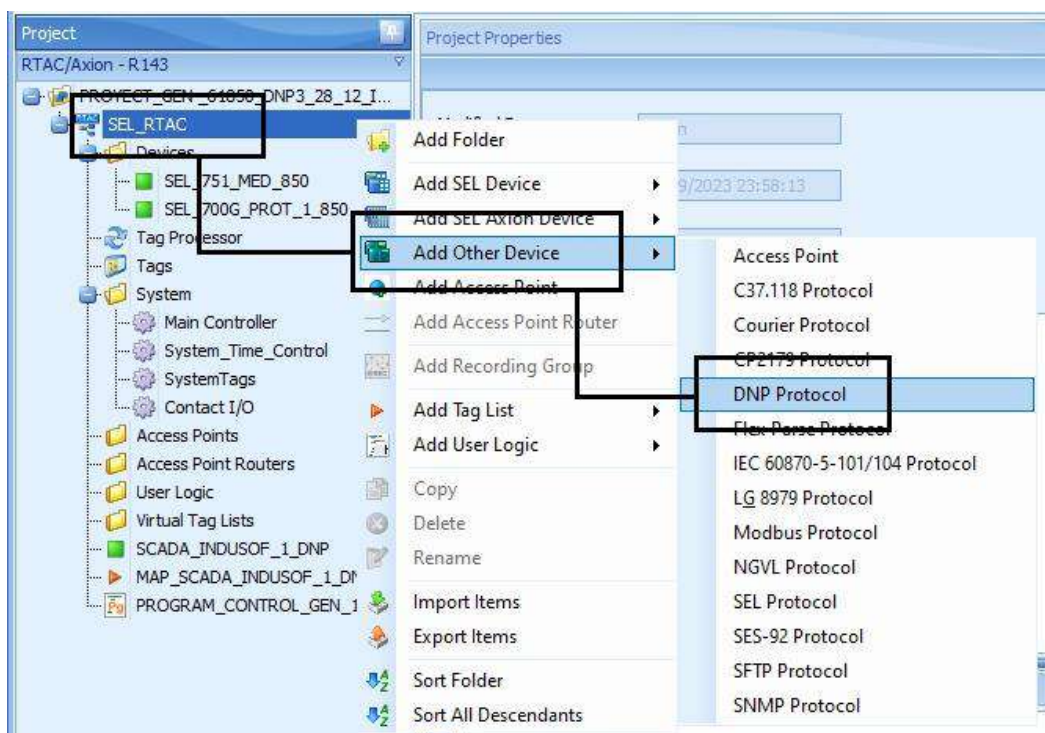


Figura 79: Creación del servidor DNP Protocol. [Autor]

Al elegir DNP Protocol se mostrará una ventana donde se de elegir el tipo de conexión que se quiere establecer, ver Figura 80.

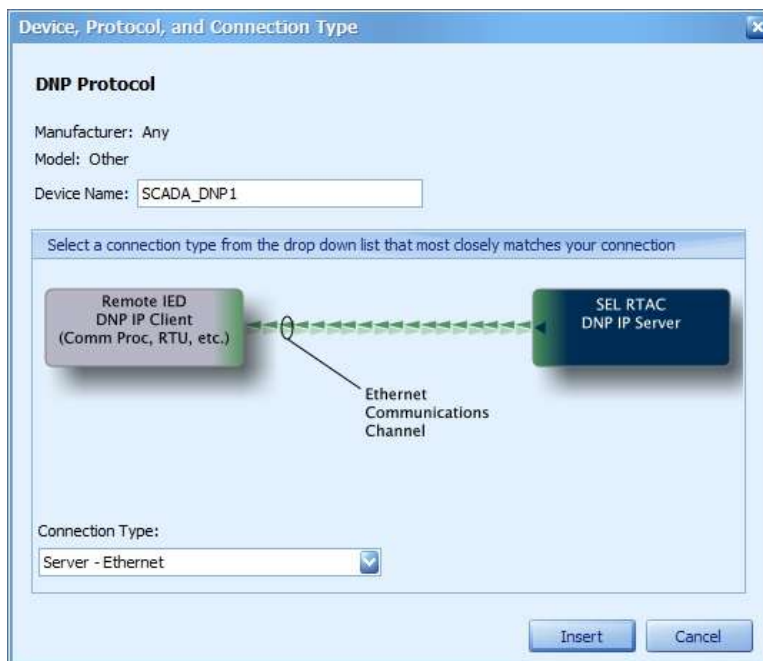


Figura 80: Configuración del tipo de conexión. [Autor]

Configuración de parámetros en RTAC para visualizar los tags del proyecto, visualización de datos y los ajustes de la IP establecidas:

1. Para cada configuración de los IED se debe colocar su propia IP.

Se debe dar clic en "SEL_751_MED_850" luego ir a "Settings" e ir al submenú de "IP Address" y colocar la IP, ver Figura 81 para la configuración del SEL-751

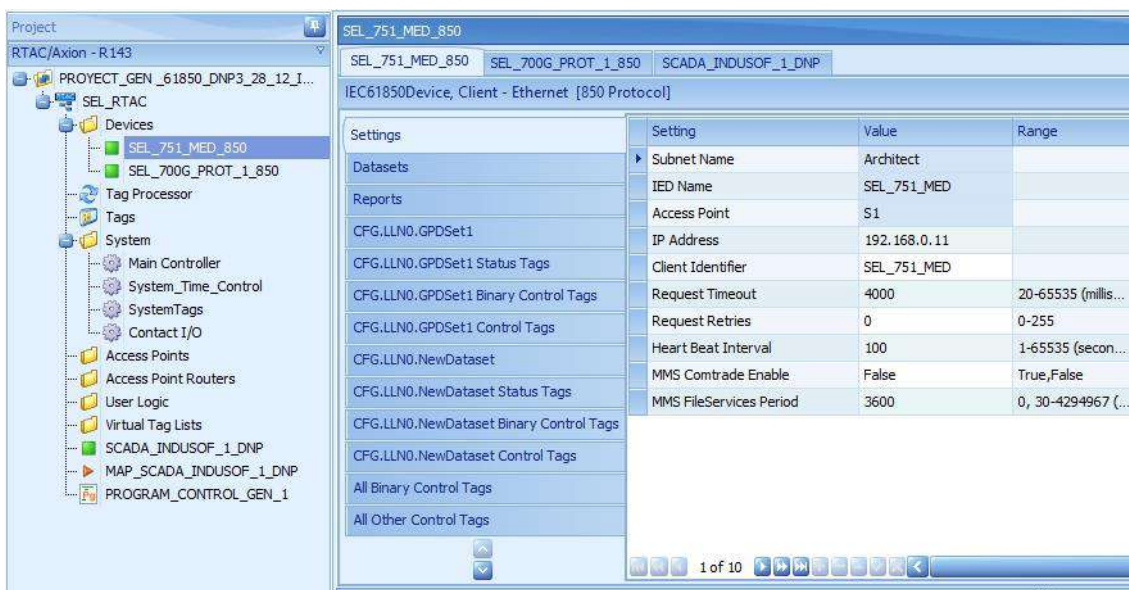


Figura 81: Configuración de la IP SEL-751. [Autor]

En la Figura 82 se muestra la configuración IP del SEL-700G.

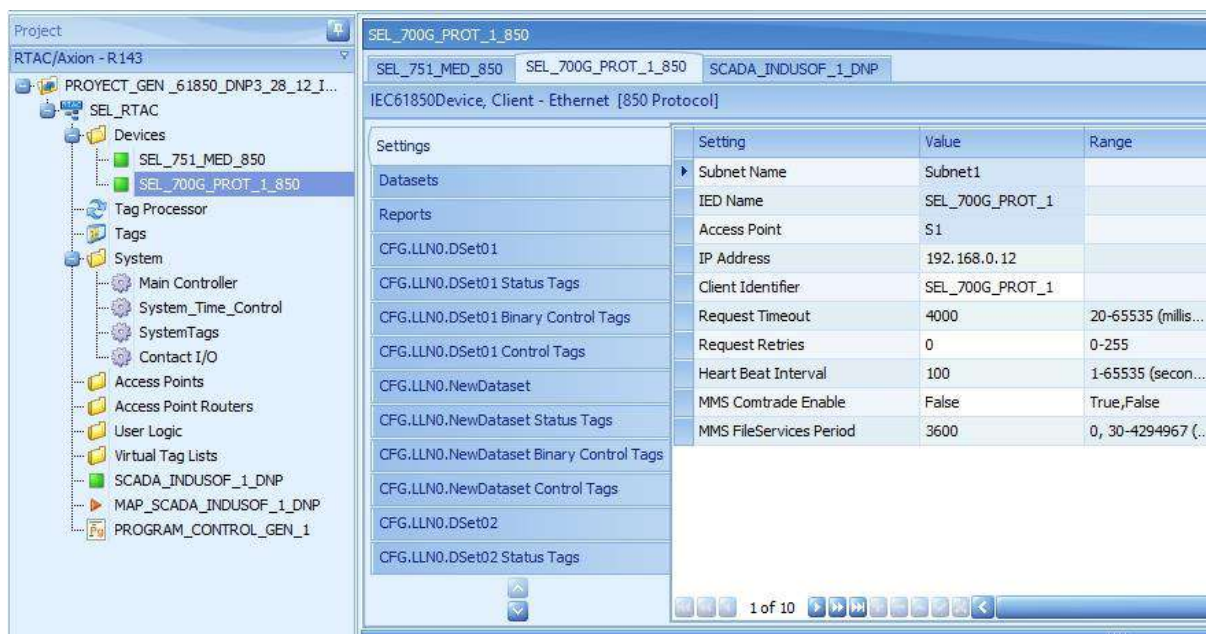


Figura 82: Configuración de la IP SEL-700G. [Autor]

Para el SCADA se cambió la IP en la Figura 83.

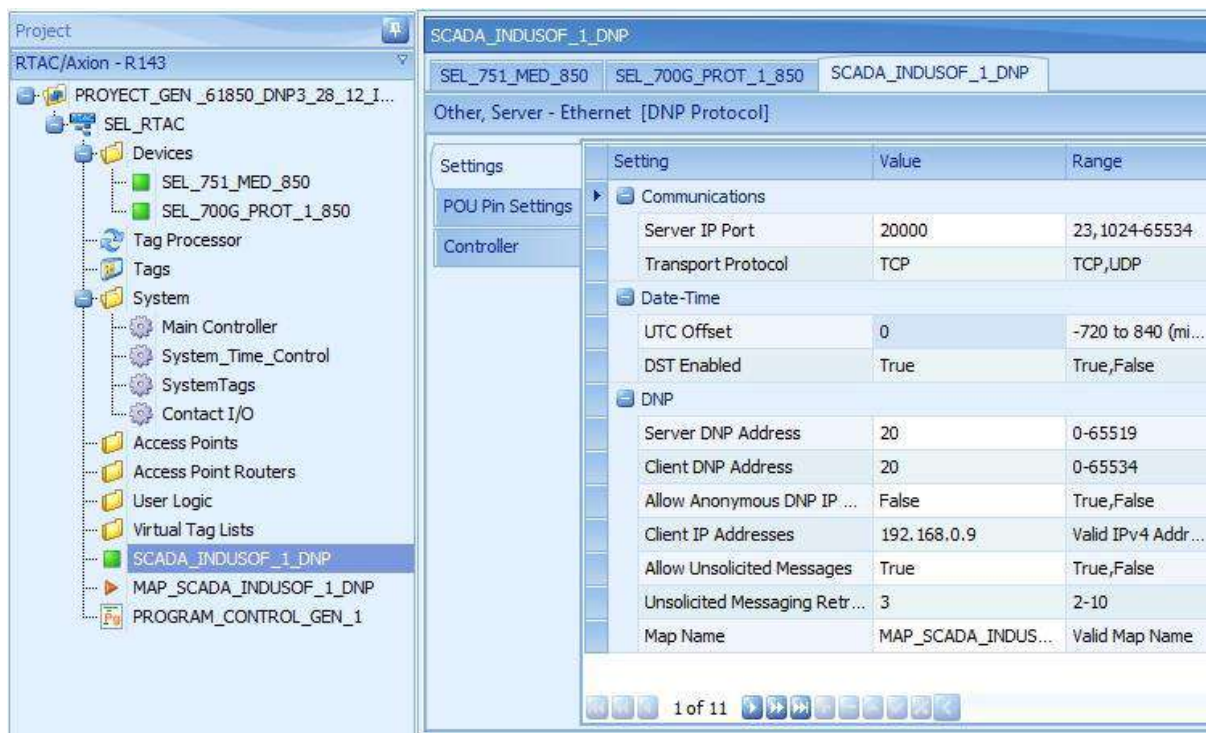


Figura 83: Configuración para el SCADA. [Autor]

2. En este menú de "Datasets" es la configuración que se cargó del archivo .SCD del architect, ver Figura 84 para el SEL-751 y en la Figura 85 se muestra el del SEL-700G.

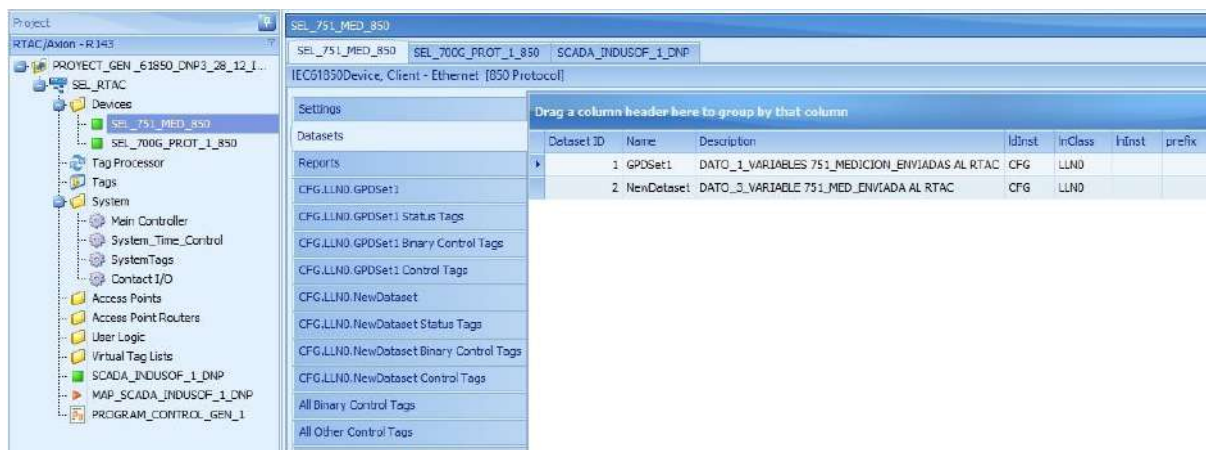


Figura 84: Datasets del SEL-751. [Autor]

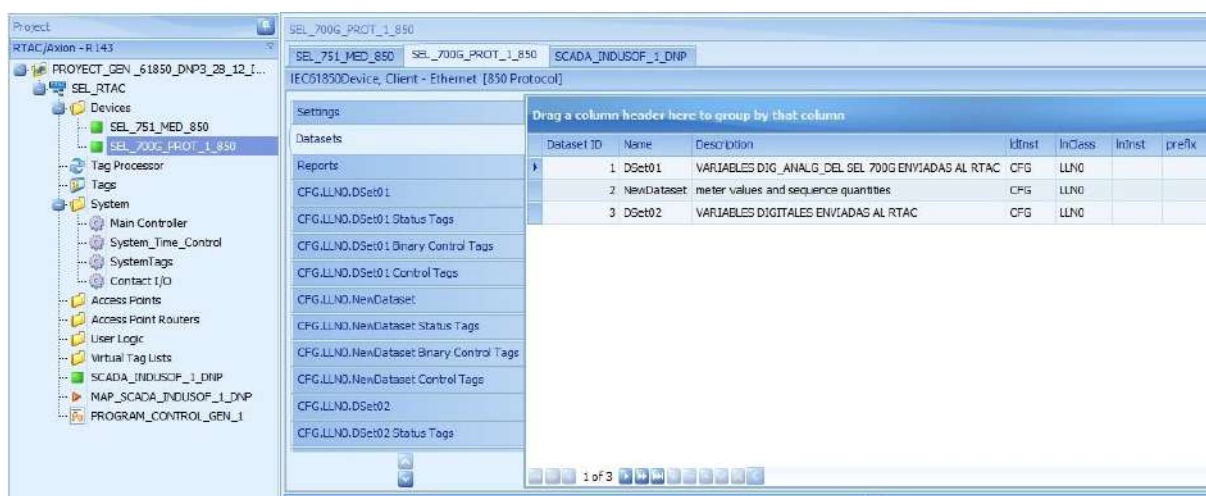


Figura 85: Datasets del SEL-700G. [Autor]

- En el submenú de “CFG.LLN0.DSet01 Status Tags”, se muestran los tags configurados del set 1 para la lectura de las variables que se cargaron por medio del archivo del architect al relé SEL-751, ver Figura 86, y del SEL-700G, ver Figura 87.

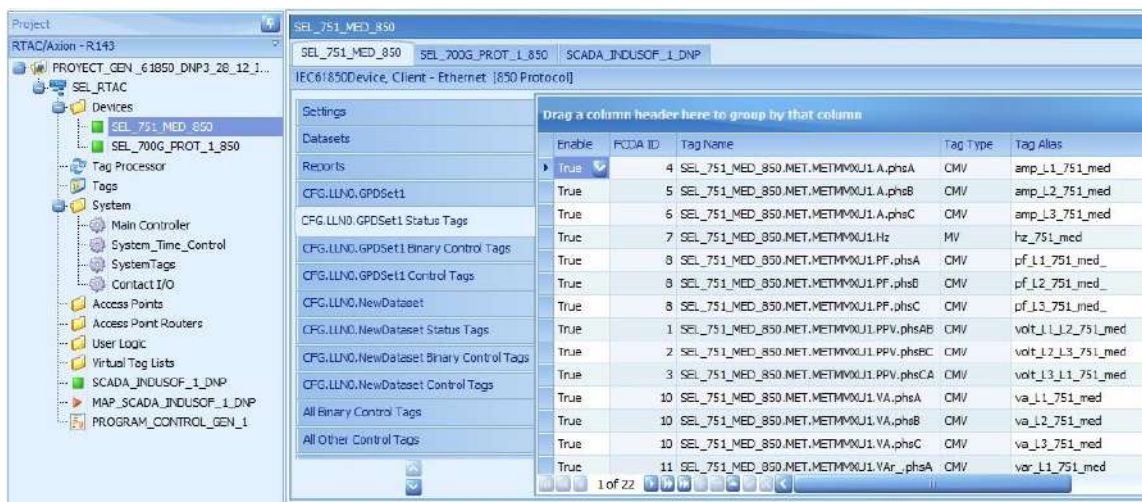


Figura 86: Status Tags relé SEL-751. [Autor]



Figura 87: Status Tags relé SEL-700G.

Es importante tener en cuenta que dependiendo de cuantos Datasets se configure va haber más tags con lo que se podrá trabajar en la integración de datos.

4. En el siguiente submenú de "Controller", se usa para verificar si esta activa la conexión al momento de poner en línea el RTAC, ver Figura 88 para el controlador del SEL-751, el SEL-700G en la Figura 89 y el del mapa DNP en la Figura 90.

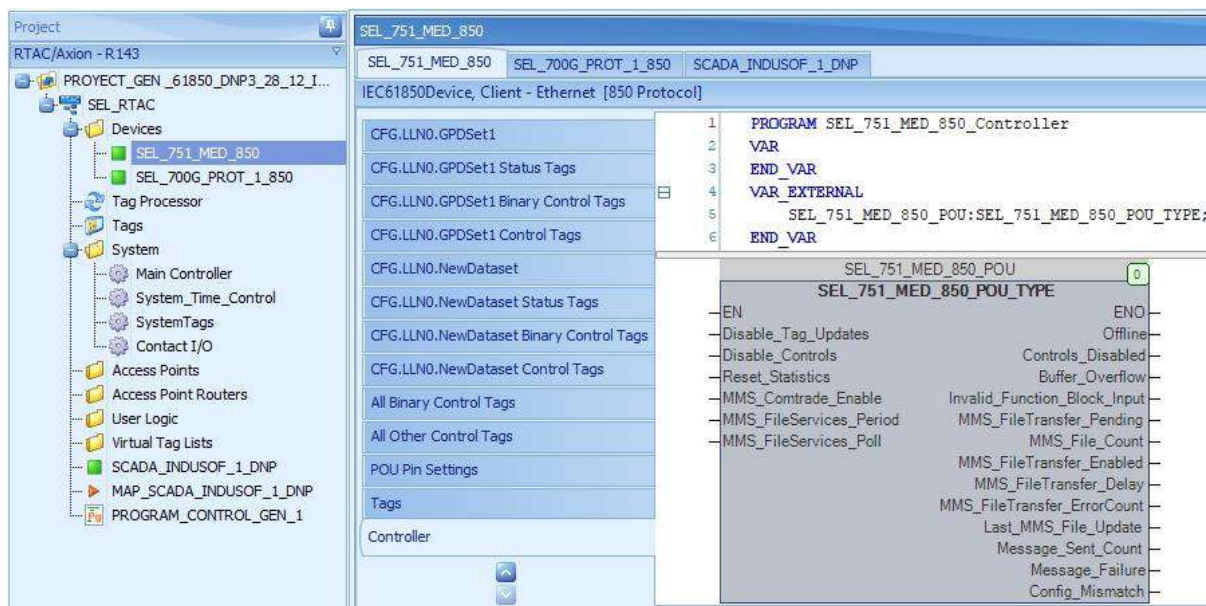


Figura 88: Controlador para el relé SEL-751.

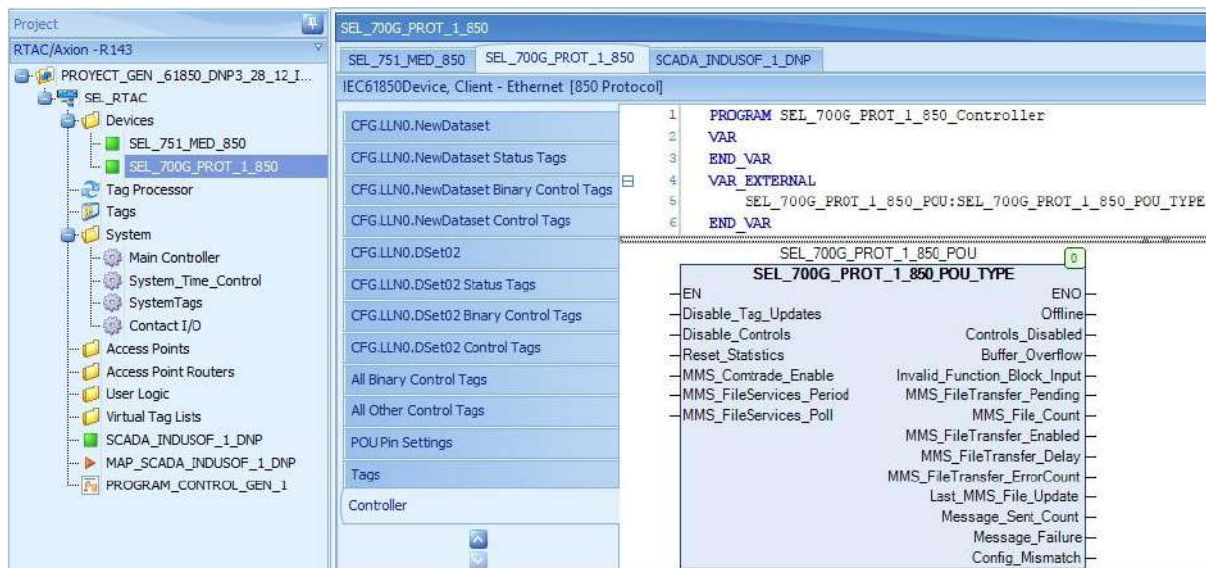


Figura 89: Controlador para el relé SEL-700G.

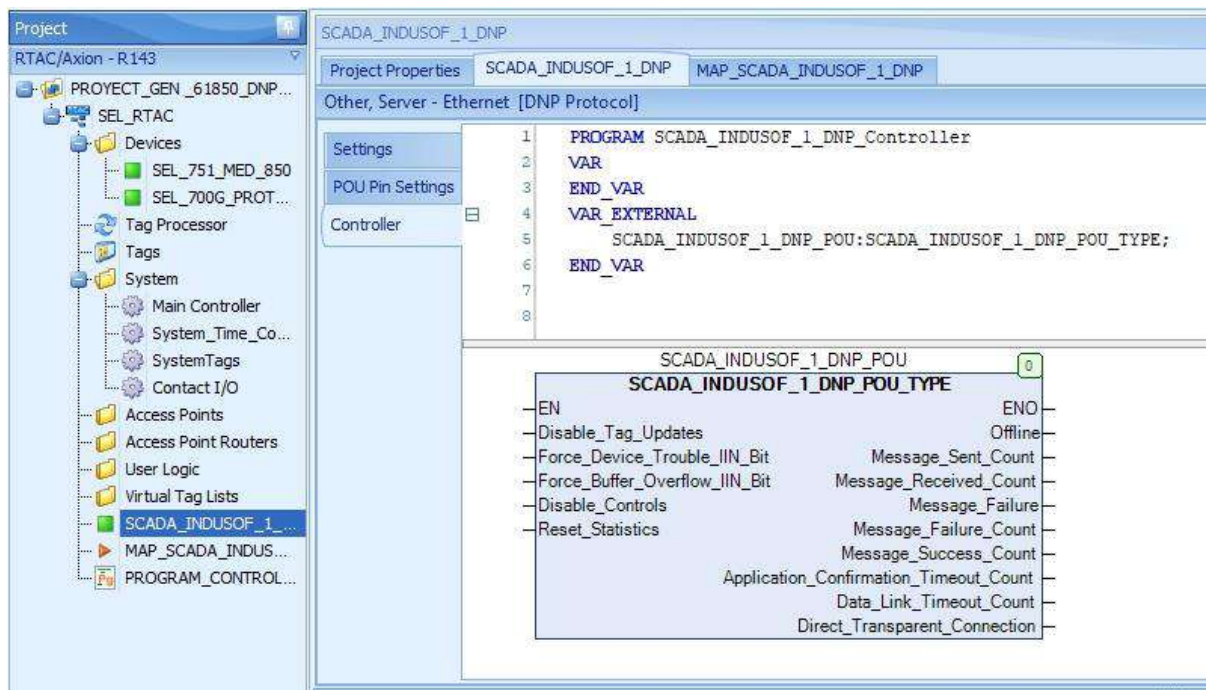


Figura 90: Controlador para el SCADA DNP.

En la configuración del servidor mapa DNP al SCADA, se mostrará las configuraciones hechas al mapa de las variables definidas para la lectura en el software Indusoft Web Studio:

1. En este submenú de "Binary Inputs" esta la configuración de las variables tipos binarias, ver Figura 91.

The screenshot shows the 'DNP Server Shared Map' configuration window. The left sidebar displays a project tree with 'MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP' selected. The main window shows a table of binary inputs.

Category	Enable	Tag Name	Point Number	Tag Type	Tag Alias	Status Value
Binary Outputs	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.BI_00000	0	SPS	breaker_close_751_med_scada	False
Counters	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.BI_00001	1	SPS	breaker_open_751_med_scada	False
Analog Inputs	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.BI_00002	2	SPS	breaker_posicion_751_med_scad	False
Analog Outputs	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.BI_00003	3	SPS	BREAKER_CLOSE_1_700G_PROT_SCADA	False
Datasets	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.BI_00004	4	SPS	BREAKER_OPEN_1_700G_PROT_SCADA	False
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.BI_00005	5	SPS	BREAKER_CLOSE_2_700G_PROT_SCADA	False
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.BI_00006	6	SPS	BREAKER_OPEN_2_700G_PROT_SCADA	False

Figura 91: Entradas binarias del mapa DNP.

- En el submenú de "Analog Inputs" esta la configuración de las variables de entrada tipos análogos, ver Figura 92.

The screenshot shows the 'DNP Server Shared Map' configuration window with the 'Analog Inputs' tab selected. The table displays the configuration for 15 analog input points.

Category	Enable	Tag Name	Point Number	Tag Type	Tag Alias
Binary Outputs	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00000	0	MV	amp_NEUT_751_med_scada
Counters	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00001	1	MV	amp_L1_751_med_scada
Analog Inputs	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00002	2	MV	amp_L2_751_med_scada
Analog Outputs	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00003	3	MV	amp_L3_751_med_scada
Datasets	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00004	4	MV	hz_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00005	5	MV	pf_L1_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00006	6	MV	pf_L2_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00007	7	MV	pf_L3_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00008	8	MV	volt_L1_L2_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00009	9	MV	volt_L2_L3_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00010	10	MV	volt_L3_L1_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00011	11	MV	va_L1_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00012	12	MV	va_L2_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00013	13	MV	va_L3_751_med_scada
Tags	True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00014	14	MV	var_L1_751_med_scada

Figura 92: Entradas análogas del mapa DNP.

- En el submenú de "Tags", ver Figura 93, es donde se direccionan todos los tags del mapa DNP configurados en la RTU RTAC SEL-3530 de cada relé.

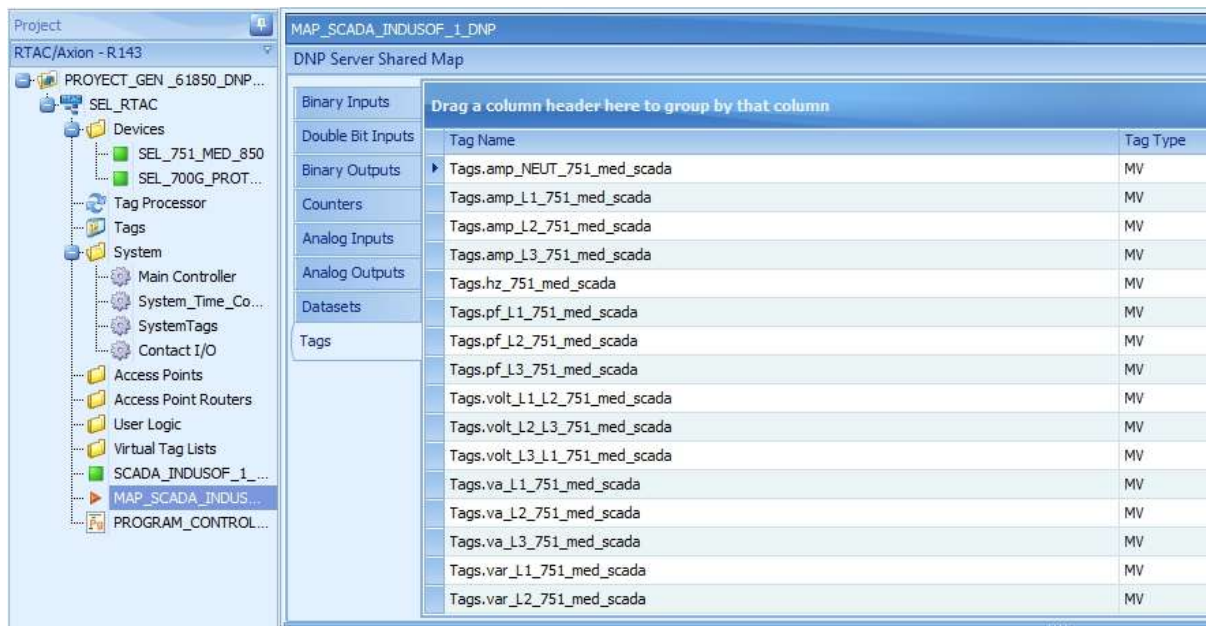


Figura 93: Tags del mapa DNP.

En el menú de ‘‘Tag Processor’’, ver Figura 94, está la herramienta de mapeo de todas las etiquetas que se van a utilizar para el mapeo de los datos de los relés.

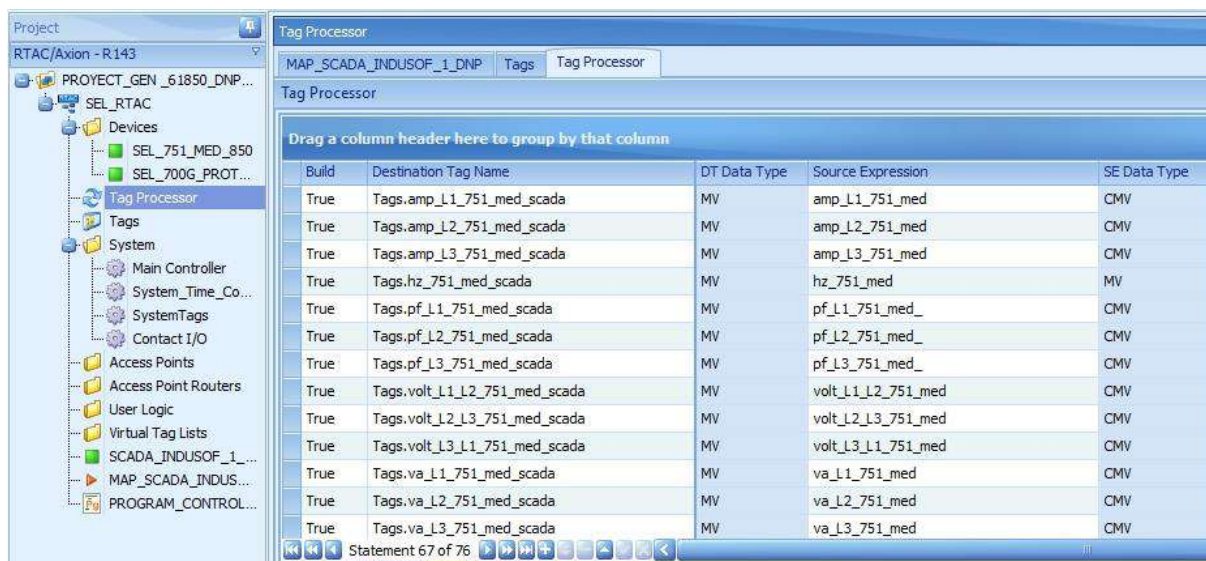


Figura 94: Tag Processor de todas las variables del proyecto.

En el menú de ‘‘Tags’’, ver Figura 95, está la vista de todas las etiquetas configuradas del proyecto.

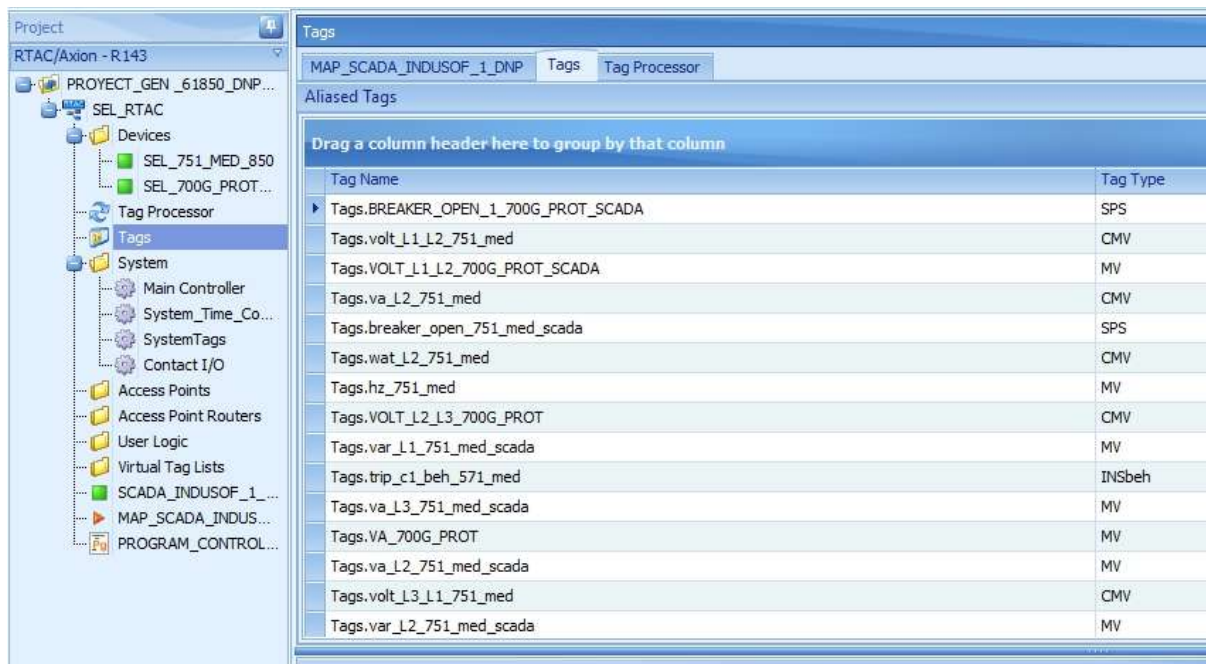


Figura 95: Tags de todo el proyecto.

En este menú de "PROGRAM_STARTUP" se configuro el temporizador de arranque al momento de poner en línea el RTAC SEL-3530, ver Figura 96.

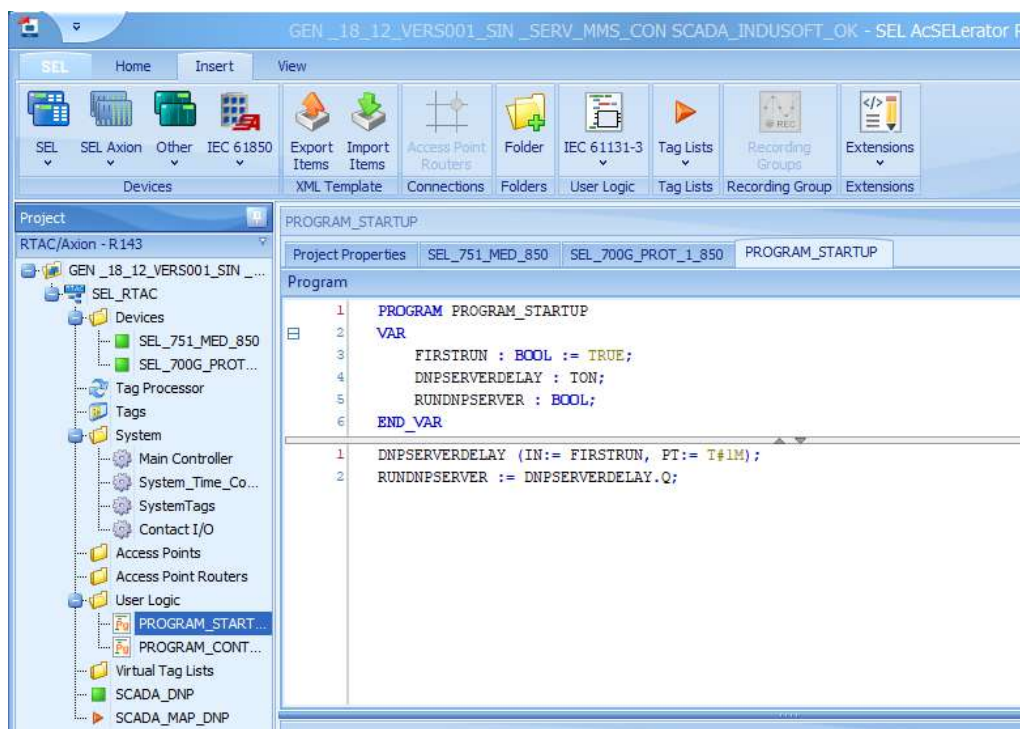


Figura 96: Temporizador de arranque del RTAC.

Pasos para poner en línea y él envío del proyecto el RTAC SEL-3530:

1. Para poner en línea se debe ir a opción de "Home" luego a "Go Online", ver Figura 97, automáticamente se abre una ventana donde se debe poner unos parámetros como la dirección IP configurada del RTAC, usuario y contraseña.

Para este proyecto se configuro una contraseña directo en la interfaz web del RTAC.

RTAC Address: 192.168.0.10

Usuario: Generacion

Contraseña: Ups_1986



Figura 97: Parámetros para poner en línea.

2. Al poner en Login debe aparecer un mensaje de que está conectando, cuando se conecte se debe dar en "Go" y automáticamente se envía el proyecto nuevo hacia el RTAC, ver Figura 98.



Figura 98: Mensaje de conexión del RTAC.

- **Indusoft Web Studio:** Este software permite la creación de pantallas gráficas, cuadros de mando y sistemas de control en tiempo real que brindan una visión completa y detallada del proceso de producción industrial.

Pasos para la configuración de pantallas del software indusoft:

1. Para ingresar una nueva pantalla para la edición del entorno gráfico, se debe ir al menú de "Gráficos" luego "Pantalla" después dar clic derecho donde aparecerá un cuadro llamado "Insertar", al dar clic derecho se abrirá una ventana donde se tendrá que poner los parámetros que piden, una vez puesto lo parámetros se creara una pantalla en blanco, ver Figura 99.

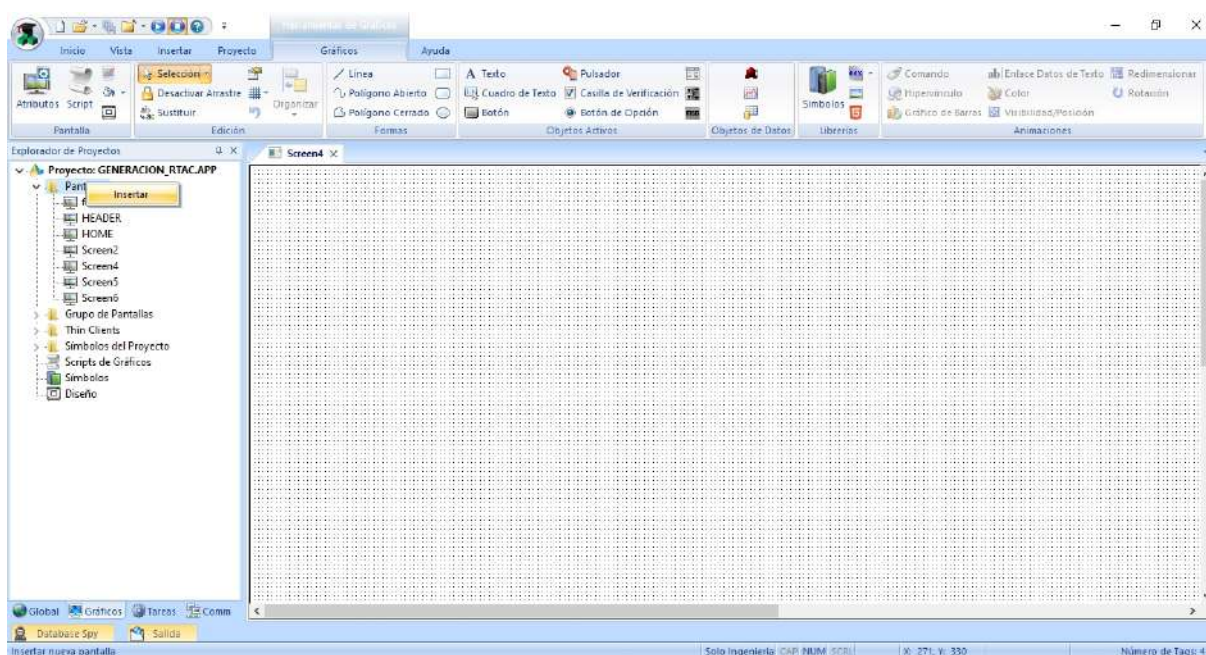


Figura 99: Entorno de edición de pantalla. [Autor]

2. En la pantalla de "HEADER" se programó la barra del menú principal de navegación del SCADA, ver Figura 100.

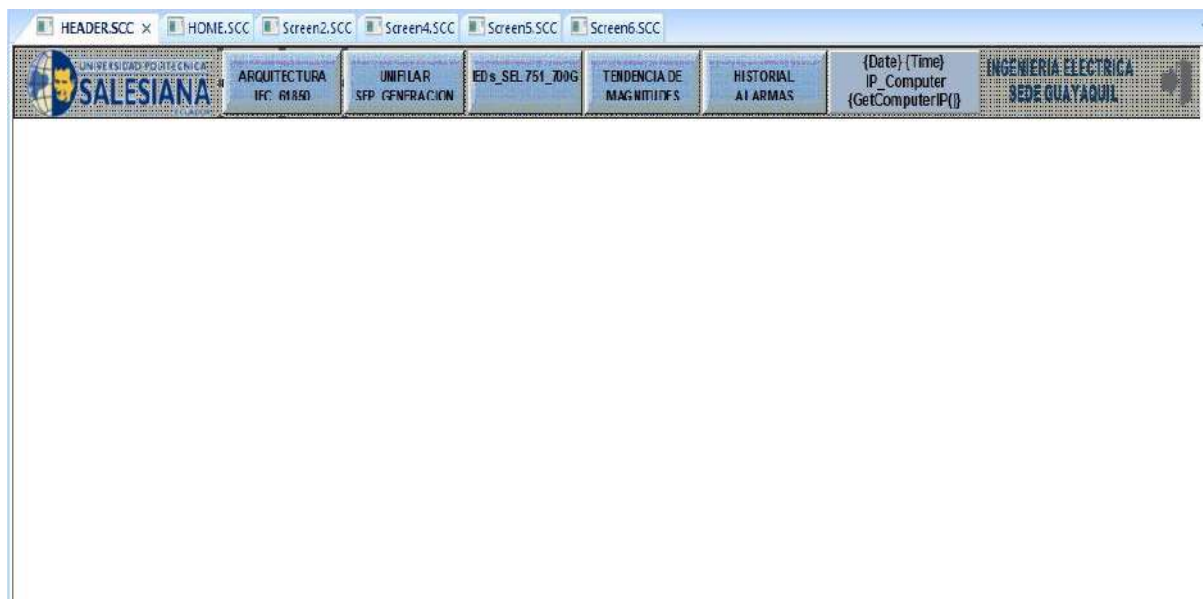


Figura 100: Pantalla de menú principal de navegación. [Autor]

3. En la pantalla de "HOME" se programó la arquitectura IEC 61850 donde se podrá observar las comunicaciones de los diferentes equipos usados, ver Figura 101.

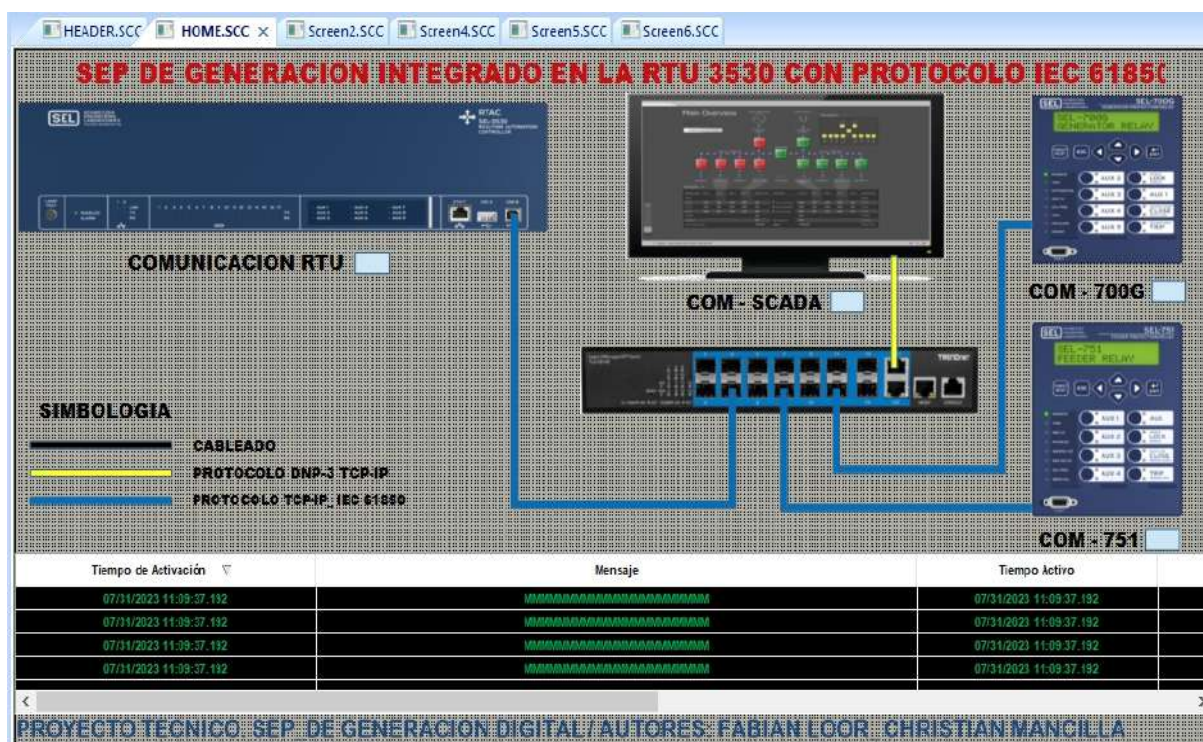


Figura 101: Pantalla de visualización de comunicación del sistema. [Autor]

4. En la pantalla de "Screen2" se programó el diagrama unifilar donde se podrá observar las protecciones que vamos a implementar en el proyecto, ver Figura 102.

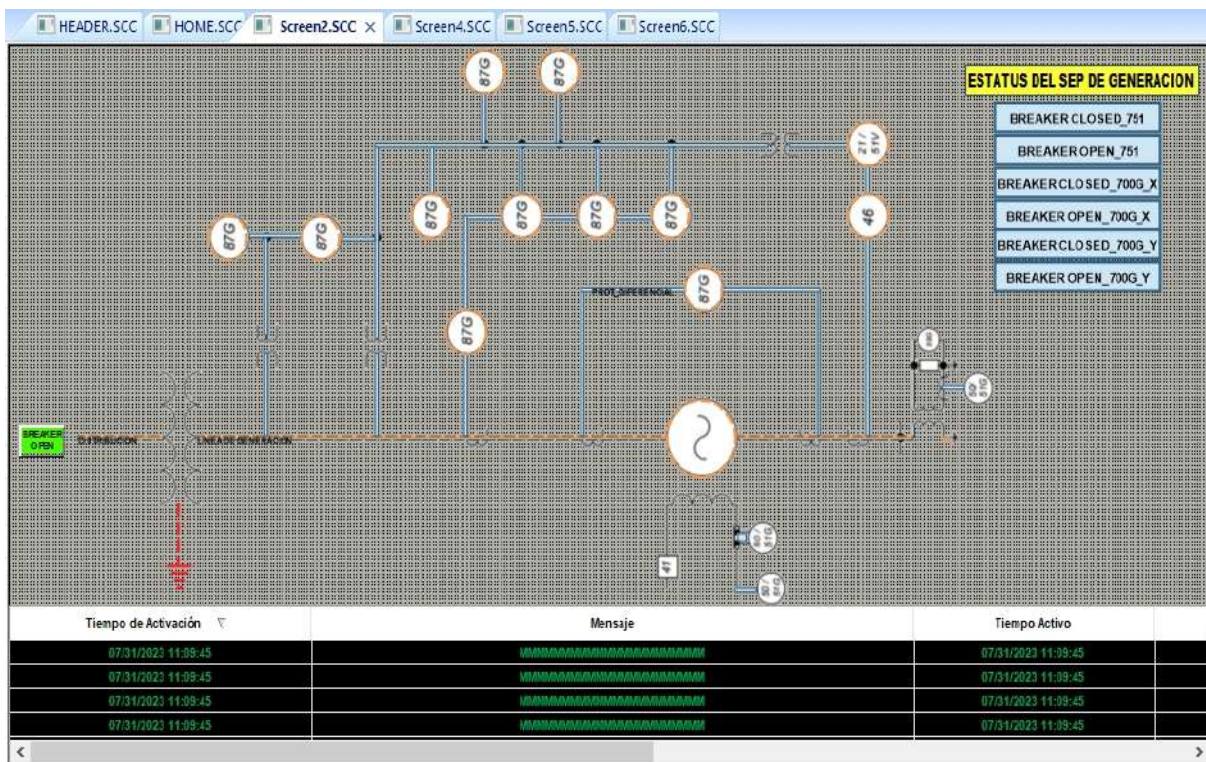


Figura 102: Diagrama unifilar de protecciones. [Autor]

- En la pantalla de "Screen4" se programó la tendencia de las magnitudes al momento de leer la información, ver Figura 103.

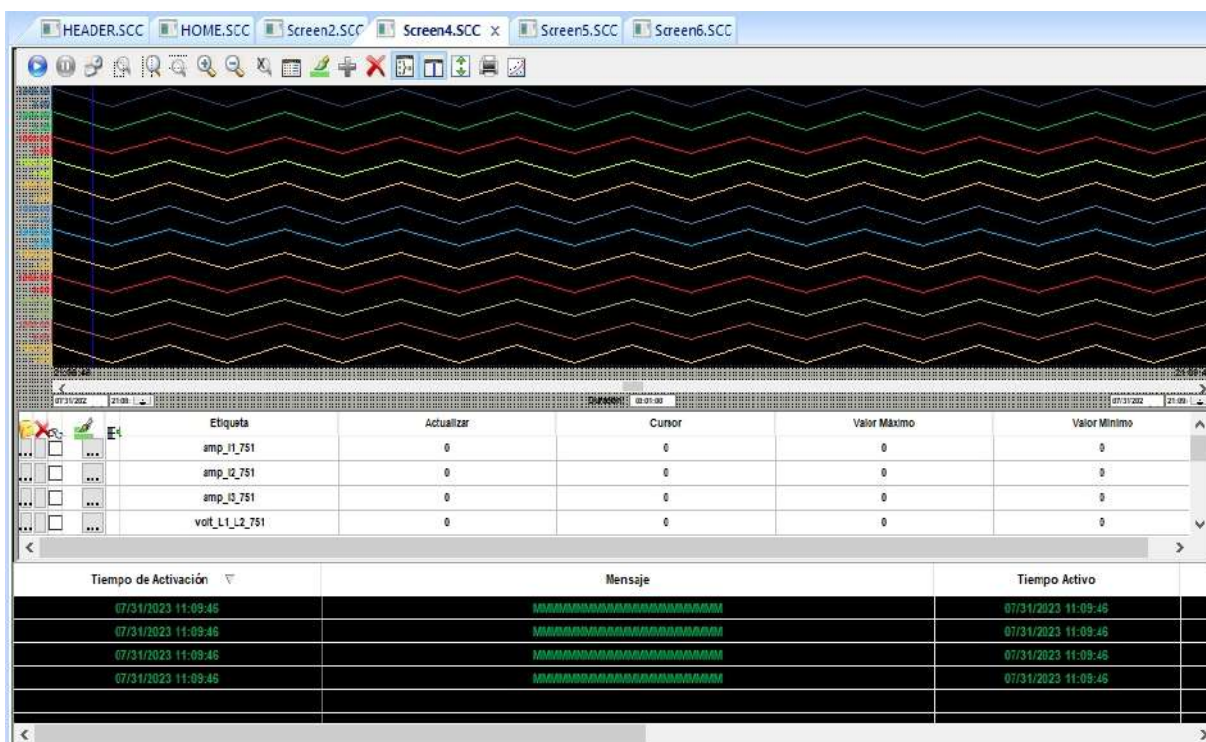


Figura 103: Tendencia de las magnitudes. [Autor]

- En la pantalla de "Screen5" se programó el historial de alarma donde se guardarán con fecha y hora cuando fue el momento donde ocurrió una falla en el sistema, ver Figura 104.

Tiempo de Activación	Mensaje	Tiempo Activo
07/31/2023 11:09:48	MMMMMMMMMMMMMMMMMMMM	07/31/2023 11:09:48
07/31/2023 11:09:48	MMMMMMMMMMMMMMMMMMMM	07/31/2023 11:09:48
07/31/2023 11:09:48	MMMMMMMMMMMMMMMMMMMM	07/31/2023 11:09:48
07/31/2023 11:09:48	MMMMMMMMMMMMMMMMMMMM	07/31/2023 11:09:48

Figura 104: Historial de alarmas. [Autor]

- En la pantalla de "Screen5" se programó los parámetros que se van a leer en el SCADA al momento de hacer la inyección con el equipo OMICRON, ver Figura 105.

Tiempo de Activación	Mensaje	Tiempo Activo
07/31/2023 11:09:48	MMMMMMMMMMMMMMMMMMMM	07/31/2023 11:09:48
07/31/2023 11:09:48	MMMMMMMMMMMMMMMMMMMM	07/31/2023 11:09:48
07/31/2023 11:09:48	MMMMMMMMMMMMMMMMMMMM	07/31/2023 11:09:48
07/31/2023 11:09:48	MMMMMMMMMMMMMMMMMMMM	07/31/2023 11:09:48

Figura 105: Parámetros de medición de los IED. [Autor]

En el menú de "Global" se podrá observar todos los tags que se crearon en el SCADA para la lectura de datos, se podrá leer tanto en "Vista Hoja de datos" o en "Lista de Tags", ver Figura 106.

Nombre	Matriz	Tipo	Descripción	Ambito	Responsabilidad externa U
29	TRIGGER_DNP3	0	Booleano	Servidor	Leer/Escribir
30	SCADA_MAP_DNP	0	Booleano	Servidor	Leer/Escribir
31	amp_L1_751_me...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
32	amp_L2_751_me...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
33	amp_L3_751_me...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
34	hz_751_med_sca...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
35	pf_L1_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
36	pf_L2_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
37	pf_L3_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
38	volt_L1_L2_751...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
39	volt_L2_L3_751...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
40	volt_L3_L1_751...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
41	va_L1_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
42	va_L2_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
43	va_L3_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
44	var_L1_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
45	var_L2_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
46	var_L3_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
47	wat_L1_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
48	wat_L2_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
49	wat_L3_751_med...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir
50	AMP_L1_X_700G...	0	Real	Servidor	Leer/Escribir

Figura 106: Tags del proyecto.

En el menú de "Tareas" se podrá observar las alarmas que se configuraron en el SCADA para cuando se produzca una falla en el sistema, ver Figura 107.

Nombre de Tag	Tipo	Límite	Mensaje	Prioridad
1 TRIGGER_DNP3	Lo	0.000000	PERDIDA DE COMUNICA...	0
2 TRIP_1_700G_SCADA	Hi	0.000000	TRIP DE IED 700G	0
*	HiHi			
*	HiHi			
*	HiHi			
*	HiHi			
*	HiHi			

Figura 107: Alarmas del proyecto.

En el menú de "Comm" se usa para configurar las variables de los tags, en el submenú "DNP" luego en "1: LECTURA DE VARIABLES ANALOGAS (INPUT)" se asoció los tags de las variables análogas del mapa DNP del RTAC con el software indusoft, ver Figura 108.

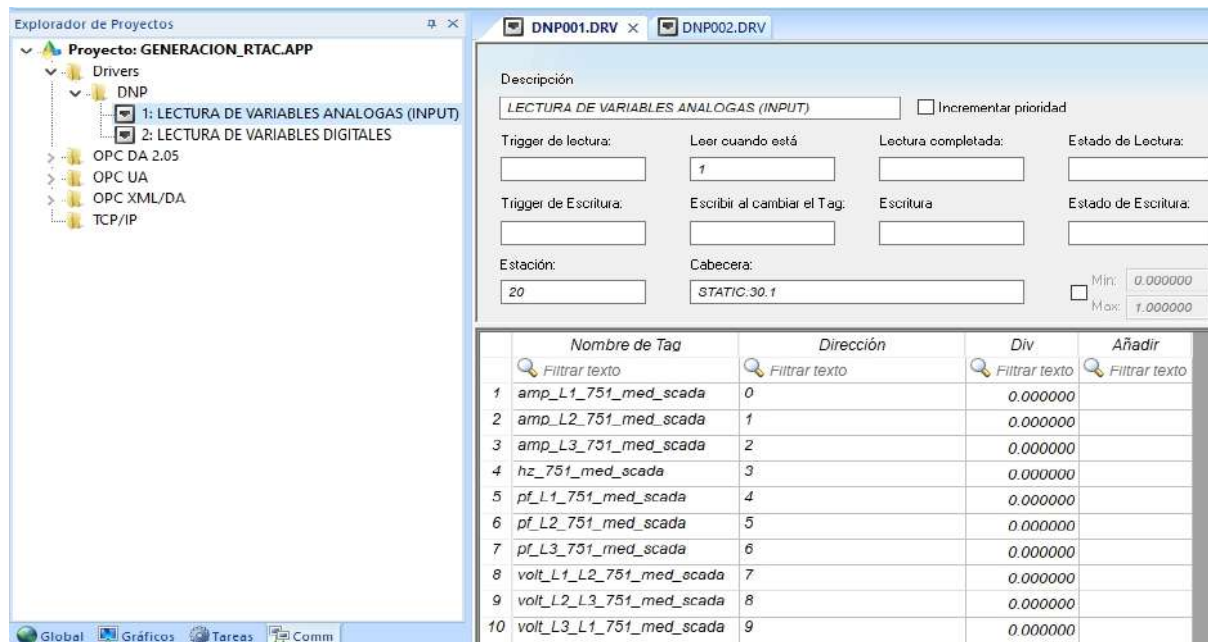


Figura 108: Variables análogas asociadas desde el RTAC.

En el mismo menú de "Comm", en el submenú "DNP" luego en "2: LECTURA DE VARIABLES DIGITALES" se asoció los tags de las variables digitales del mapa DNP del RTAC con el software indusoft, ver Figura 109.

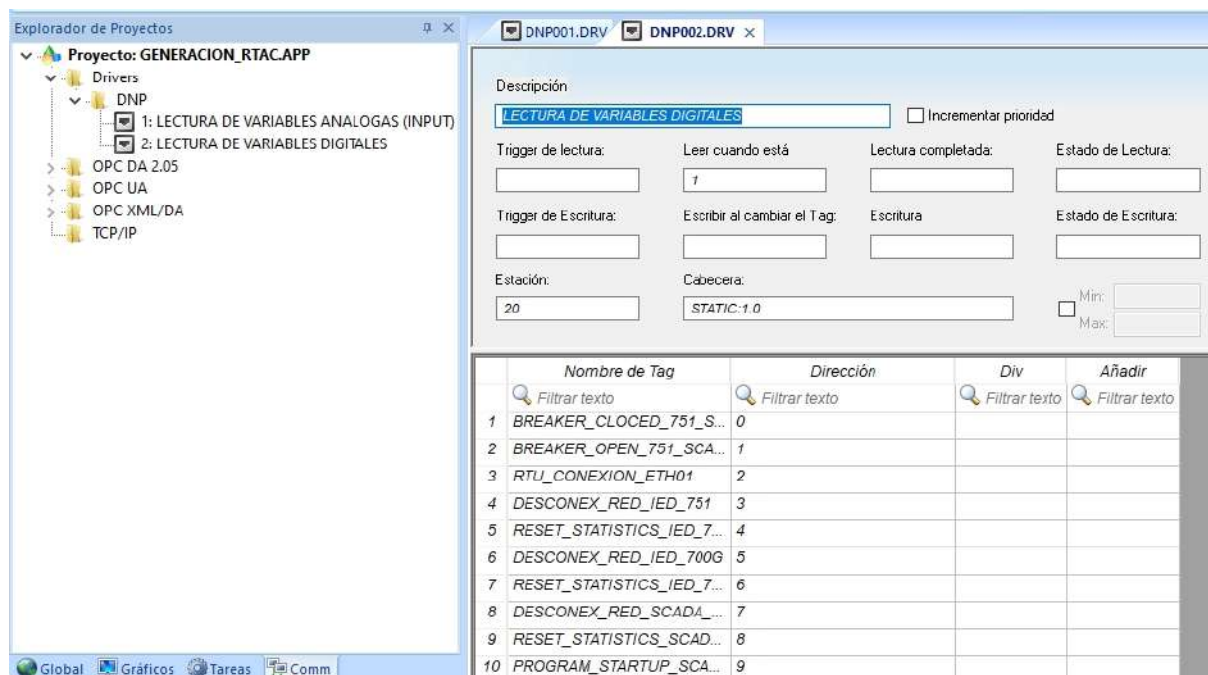


Figura 109: Variables análogas asociadas desde el RTAC.

Es importante tener en cuenta que la dirección de los tags de las variables análogas y digitales del indusoft tienen que estar direccionada con el mismo número que las entradas análogas del software RTAC, ver Figura 110.

The image shows two screenshots from the Indusoft software interface. The top screenshot displays the 'DNP Server Shared Map' configuration window. It features a tree view on the left with categories like 'Devices', 'Tags', 'System', 'Access Points', etc. The main area shows a table of tags with columns for 'Enable', 'Tag Name', 'Point Number', 'Tag Type', and 'Tag Alias'. A black box highlights the 'Point Number' column, which contains values from 0 to 13. The bottom screenshot shows the 'Explorador de Proyectos' (Project Explorer) window for 'Generacion_RTAC.APP'. It lists drivers under 'DNP', including '1: LECTURA DE VARIABLES ANALOGAS (INPUT)' and '2: LECTURA DE VARIABLES DIGITALES'. A table below shows the mapping of tag names to directions, with a black box highlighting the 'Dirección' column containing values from 0 to 17.

Enable	Tag Name	Point Number	Tag Type	Tag Alias
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00000	0	MV	amp_NEUT_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00001	1	MV	amp_L1_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00002	2	MV	amp_L2_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00003	3	MV	amp_L3_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00004	4	MV	hz_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00005	5	MV	pf_L1_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00006	6	MV	pf_L2_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00007	7	MV	pf_L3_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00008	8	MV	volt_L1_L2_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00009	9	MV	volt_L2_L3_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00010	10	MV	volt_L3_L1_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00011	11	MV	va_L1_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00012	12	MV	va_L2_751_med_scada
True	MAP_SCADA_INDUSOF_1_DNP.AI_00013	13	MV	va_L3_751_med_scada

Nombre de Tag	Dirección
1 amp_NEUT_751_med_scada	0
2 amp_L1_751_med_scada	1
3 amp_L2_751_med_scada	2
4 amp_L3_751_med_scada	3
5 hz_751_med_scada	4
6 pf_L1_751_med_scada	5
7 pf_L2_751_med_scada	6
8 pf_L3_751_med_scada	7
9 volt_L1_L2_751_med_scada	8
10 volt_L2_L3_751_med_scada	9
11 volt_L3_L1_751_med_scada	10
12 va_L1_751_med_scada	11
13 va_L2_751_med_scada	12
14 va_L3_751_med_scada	13
15 var_L1_751_med_scada	14
16 var_L2_751_med_scada	15
17 var_L3_751_med_scada	16
18 wat_L1_751_med_scada	17

Figura 110: Dirección de los tags de Indusoft con el RTAC.

3.3 Caso de estudio del proyecto

Un caso de estudio del proyecto es una descripción detallada y analítica de un proyecto específico que se ha llevado a cabo en el pasado o que está en curso. Este estudio tiene como objetivo examinar y comprender en profundidad los aspectos y resultados del proyecto, generalmente con fines educativos, de investigación o de aprendizaje.

Para este proyecto se citó un caso de estudio de la normativa "C37.102-2006 IEEE Guide for AC Generator Protection" [28], donde se muestra un esquema sobre la configuración de las protecciones de unidad generador-transformador, ver Anexo 1, y también el cálculo de cada protección.

Para simular las fallas propuestas en este diagrama solo se va a utilizar la parte del generador, ver Figura 111, que corresponde a nuestro tema de proyecto sobre protección para generación.

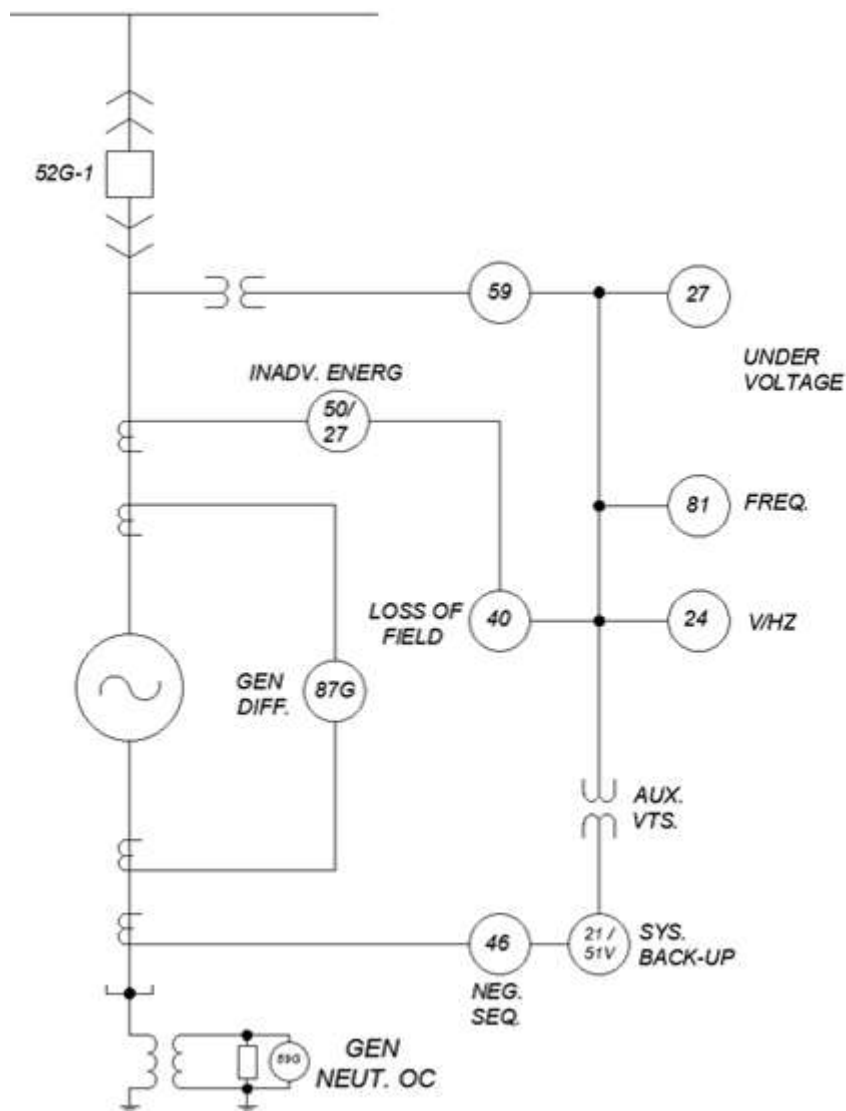


Figura 111: Caso de estudio Generador. [Autor]

CAPÍTULO IV

4. PRÁCTICAS PROPUESTAS

4.1 Datos del sistema de generación

En la Figura 112, se muestra el diagrama del generador con los datos del mismo.

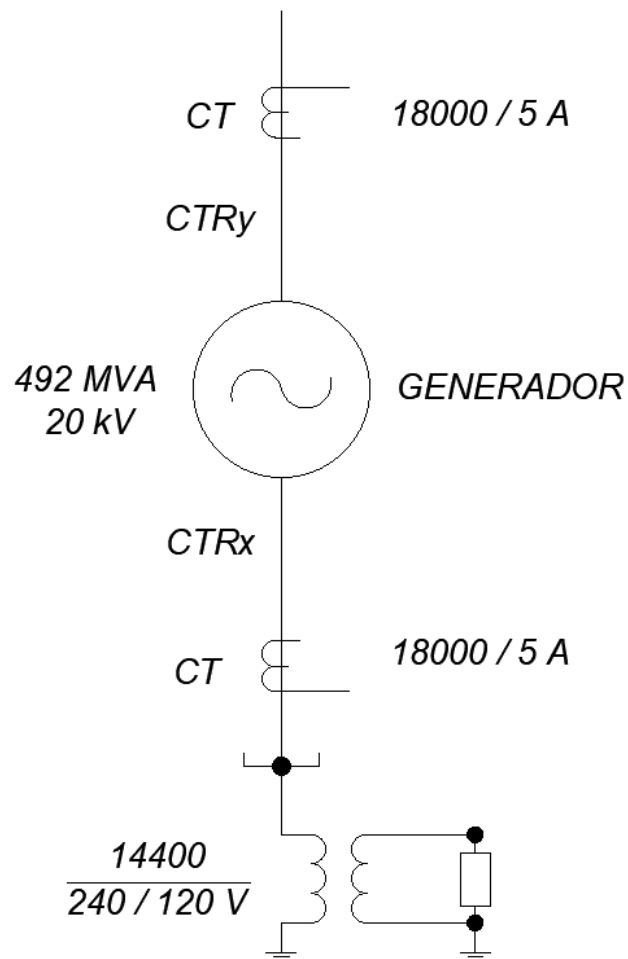


Figura 112: Diagrama del generador. [Autor]

- **Datos generales:**

- ✓ **Potencia** = 492 MVA
- ✓ **Voltaje** = 20 kV = 20000 V
- ✓ **Corriente** = 14202 A
- ✓ **Factor de Potencia** = 0.77
- ✓ **Frecuencia** = 60 Hz
- ✓ **Revolución por minuto** = 3600 RPM
- ✓ **Reactancia síncrona de eje directo** = $X_d = 1,1888$ pu

- ✓ **Reactancia transitoria de eje directo saturado** = $X'd = 0.20577$ pu
- ✓ **Reactancia subtransitoria de eje directo saturado** = $X''d = 0.17847$ pu
- ✓ **Reactancia de secuencia-negativa** = $X2 = 0.17676$ pu
- ✓ **XTG** = **0.11607** pu

$$✓ \quad PTratio = \frac{20000}{120} = 166.67$$

$$✓ \quad CTratio = \frac{18000}{5} = 3600$$

$$✓ \quad Z_{B_relay} = \frac{V_{LN_B_relay}}{I_{B_relay}} = \frac{69.28 V}{3.95} = 17.56 \Omega$$

$$V_{LL_B_relay} = \frac{V_{primario}}{PTratio} = \frac{20000 V}{166.67} = 120 V$$

$$V_{LN_B_relay} = \frac{V_{LN}}{PTratio} = \frac{11547 V}{166.67} = 69.28 V$$

$$V_{LN} = \frac{V_{primario}}{\sqrt{3}} = \frac{20000}{\sqrt{3}} = 11547 V$$

$$I_{B_relay} = \frac{I_{primaria}}{CTratio} = \frac{14202 A}{3600} = 3.945 A$$

4.2 Ajustes generales relé SEL-700G y SEL-751

En el IED SEL-700G se ajusta los parámetros según el orden de ajustes del "Grupo 1" → "Ajustar 1" → "Configuración", se ajustan los siguientes datos: CTRN, PTRS, PTRN, CTRX, PTRX, CTRY, VNOM_X, EBUP, ver Figura 113 y 114.

- **CTRN → CTRX → CTRY:** Este dato es el valor calculado con el CTratio.
- **PTRS → PTRX:** Este dato es el resultado del PTratio.

Como no hay voltaje de sincronización el PTRS se le pone el mismo valor que el PT.

- **PTRN:** Este dato se lo calculo con la siguiente formula.

$$PTRN = \frac{14400}{240} = 60$$

- **EBUP:** Este ajuste se lo activa para habilitar la función 21.

Configuración

Etiquetas identificadoras del relé

RID Identificador del relé (16 caracteres)

TID Identificador de terminal (16 caracteres)

Índices de los transformadores

CTRN Relación TC de neutro
 Rango = 1 a 10000

PTRS Relación TP de voltaje de sincronización
 Rango = 1,00 a 10000,00

PTRN Relación TP de neutro
 Rango = 1,00 a 10000,00

CTRX Relación de TC de fase, lado X
 Rango = 1 a 10000

PTRX Relación TP, lado X
 Rango = 1,00 a 10000,00

CTRY Relación TC de fase, lado Y
 Rango = 1 a 10000

PTRY Relación TP, lado Y
 Rango = 1,00 a 10000,00

Voltaje y corriente nominal de la máquina

INOM Corriente nominal del generador (amps)
 Rango = 1,0 a 10,0

VNOM_Y Voltaje nominal L-L, lado Y (kV)
 Rango = 0,20 a 1000,00

Figura 113: Ajustes generales 1 relé SEL-700G.

Mapa del usuario Modbus
 Mapas DNP

VNOM_X Voltaje nominal L-L, lado X (kV)
 Rango = 0,20 a 1000,00

MISC

PHROT Rotación de fase
 Seleccione: ABC, ACB

X_CUR_IN Ubicación del TC de fase, lado X
 Seleccione: NEUT, TERM

DELTAY_X Conexión TP, lado X
 Seleccione: DELTA, WYE

CTCONY Conexión TC de fase, lado Y
 Seleccione: DELTA, WYE

DELTAY_Y Conexión TP, lado Y
 Seleccione: DELTA, WYE

EBUP Habilitar la protección de respaldo
 Seleccione: N, V, C, DC

EXT3V0_X Entrada de voltaje de secuencia cero (externo)
 Seleccione: NONE, VN, VS

Núm de parte: 0700G12C0X0X76850210 Grupo 1: Configuración

Figura 114: Ajustes generales 2 relé SEL-700G.

En el IED SEL-751 se ajusta los parámetros según el orden de ajustes del "Grupo 1" → "Ajustar 1" → "Principal", se ajustan los siguientes datos: CTR, CTRN, PTR, PTRS, ver Figura 115.

Los datos de este relé son los mismos que del 700G, ya que este relé solo se lo utilizara como dispositivo de medición.

The screenshot displays the configuration interface for the SEL-751 relay. On the left, a tree view shows the hierarchy: Global > Grupo 1 > Ajustar 1 > Principal. The 'Principal' settings are detailed on the right:

- RID** Identificador del relé (16 caracteres): SEL-751
- TID** Identificador del terminal (16 caracteres): LOOR_MANCILLA
- Ajustes de configuración**
 - CTR** Relación TC de fase (IA, IB, IC): 3600 (Rango = 1 a 5000)
 - CTRN** Relación TC de neutro (IN): 3600 (Rango = 1 a 5000)
 - PTR** Relación TP: 166,67 (Rango = 1,00 a 10000,00)
 - PTRS** Relación TP del voltaje de sinc. (VS): 180,00 (Rango = 1,00 a 10000,00)
 - DELTA_Y** Conexión del transformador: WYE (Seleccione: WYE, DELTA)
 - SINGLEV** Entrada de voltaje única: N (Seleccione: Y, N)
 - VNOM** Voltaje de línea, línea a línea nominal (volts): OFF (Rango = 20,00 a 440,00, OFF)

At the bottom, the part number is listed as 'Núm de parte: 751401CBA0X0X850310' and the selected group is 'Grupo 1 : Principal'.

Figura 115: Ajustes generales relé SEL-751.

4.3 PRÁCTICA # 1

- **Función de pérdida de campo (40)**

Para esta función existen dos métodos básicos que se utilizan para detectar la pérdida de campo:

- ✓ Método # 1, compensación negativa mho
- ✓ Método # 2, compensación positiva mho.

En esta función usaremos el método # 1, para este método las impedancias se deben calcular con los valores secundarios del CT y PT (o cantidades base del relé).

Zona 1

Diámetro del círculo: Se establece en 17,56 Ω

Compensación del círculo: Se establece en -1.81 Ω

Retardo del tiempo: 0.1 s, se utiliza un retardo corto para evitar un mal funcionamiento durante los transitorios de conmutación.

Zona 2

Diámetro del círculo: Se establece en 20.88 Ω

Compensación del círculo: Se establece en -1.81 Ω

Retardo del tiempo: 0.5 s, se utiliza un retardo corto para evitar que los equipos fallen durante los cambios repentinos en la tensión de la red.

En el software se ajustó los parámetros: E40, 40Z1P, 40XD1, 40Z1D, 40Z2P, 40XD2, 40Z2D, ver Figura 116.

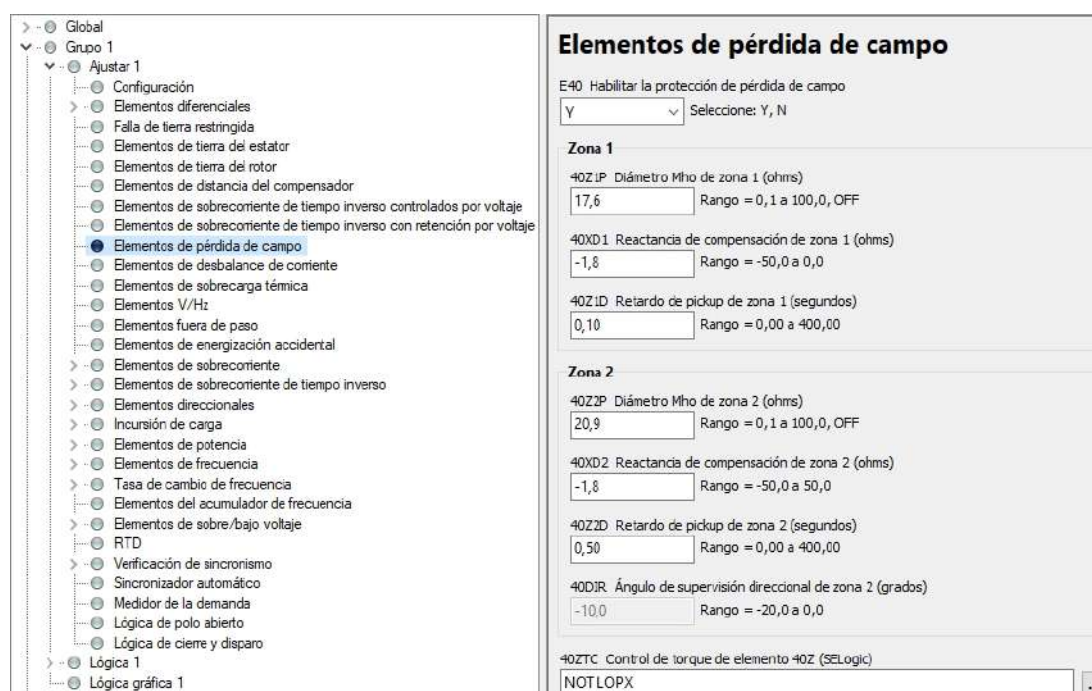


Figura 116: Ajuste función 40.

4.4 PRÁCTICA # 2

- **Función de pérdida de sincronismo [Fuera de paso (78)]**

Para calcular la función 78 se usan algunos métodos como:

- ✓ **Método # 1**, Anteojera simple (Single-blinder).
- ✓ **Método # 2**, Anteojera doble (Double-blinder).
- ✓ **Método # 3**, Esquema de doble lente (Double-lens schemes).

Para esta función usaremos el método # 1, en la Figura 117 se muestra un esquema de anteojera simple.

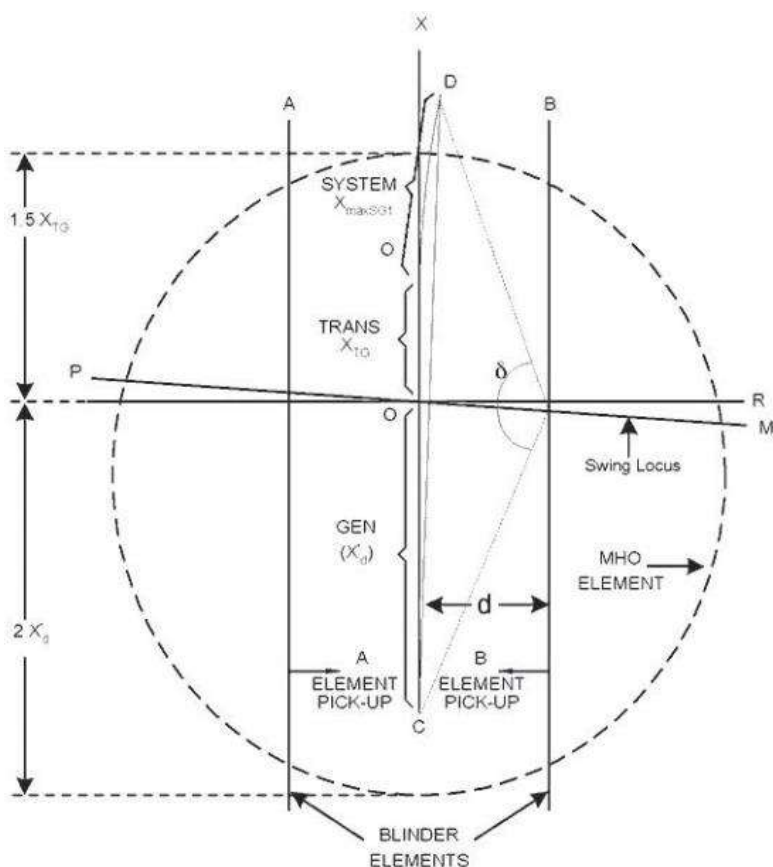


Figura 117: Método Single-blinder. [28]

En la Figura 117 está la separación angular δ entre el generador y el relé (cuya finalidad es determinar la inestabilidad). Cuando no se tiene el estudio de estabilidad el ángulo que se define es de 120° .

✓ **$d = 1.64 \Omega$**

El elemento mho se usa para que el alcance de la dirección del sistema se pueda limitar a 1.5 veces la impedancia GSU. Para el generador generalmente se establece el alcance al doble de la reactancia transitoria del generador.

✓ **Diámetro del elemento mho:**

$$(2 * X'd + 1.5 * X_{TG}) = 7.22 + 3.064 = 10.29$$

$$(2 * X'd) = 2 * 3.613 = 7.22$$

$$(1.5 * X_{TG}) = 10.29 - (2 * X'd) = 10.29 - (2 * 3.613) = 3.064$$

✓ **Tiempo mínimo entre el mho y la característica blinder: 40 ms \rightarrow 0.04**

En el software se ajustó los parámetros: E78, 78FWD, 78REV, 78R1, 78R2, 78TDURD, ver Figura 118.

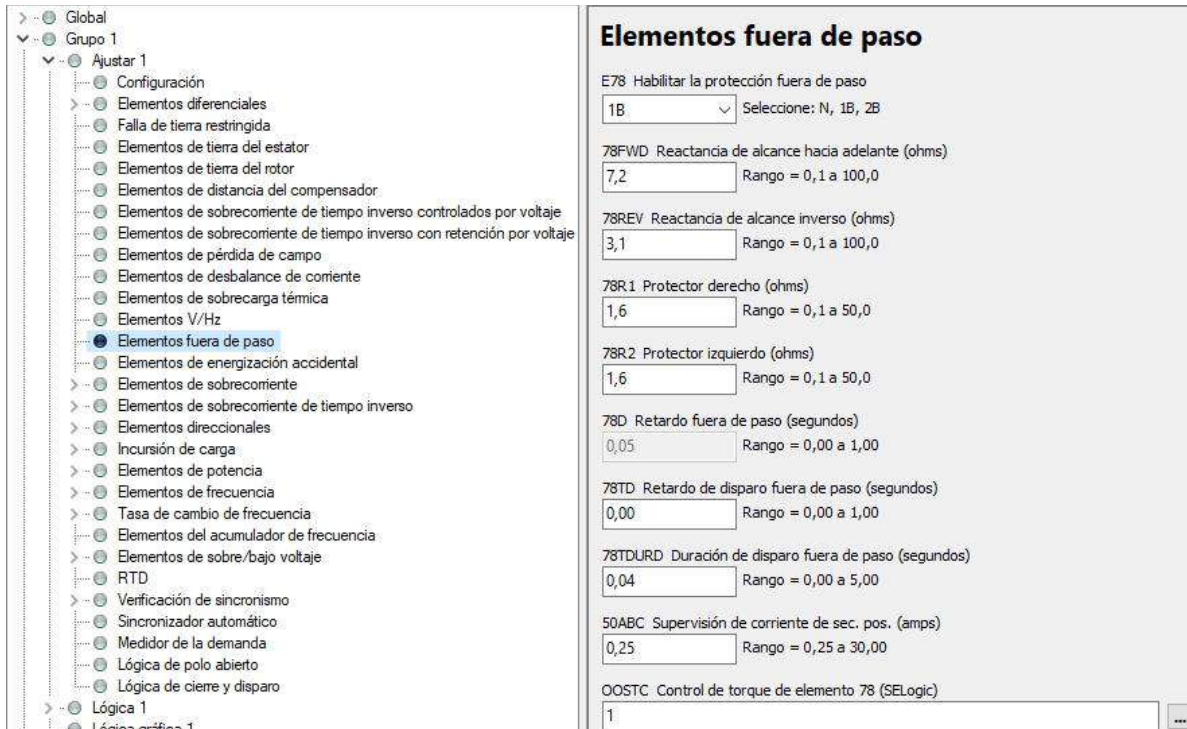


Figura 118: Ajuste función 78.

4.5 PRÁCTICA # 3

- **Función distancia de fase [Elementos de distancia del compensador (21)]**

La función 27 tiene como objetivo proteger al generador de suministrar corriente de falla prolongada a una falla en el SEP donde está el generador. La característica mho es usada para respaldar falla de fase, hay casos donde se debe aplicar dos zonas con la característica mho.

Zona 1

Se establece con el criterio del 120 %

$$1.2 * X_{TG} * Z_{B_{relay}} = 1.2 * 0.11607 \text{ pu} * 17.56 \Omega = 2.45 \Omega$$

- ✓ **Alcance:** Se establece en 2.45 Ω
- ✓ **Ángulo de par máximo:** 90°
- ✓ **Retardo del tiempo:** 0.5 s, con este tiempo la protección primaria tiene suficiente tiempo para la operación.

Zona 2

Se establece con el criterio del 50 % a 66.7 % de impedancia de la carga (200 % a 150 % del GCC) en el RPFA.

$$Z2 = 0.67 * \frac{Z_{max_load}}{\cos(MTA_2 - RPFA)} = 16.6 \Omega \angle 85^\circ$$

- ✓ **Alcance:** Se establece en 16.6 Ω
- ✓ **Ángulo de par máximo:** 85°
- ✓ **Retardo del tiempo:** 1 s, este tiempo debe ser más largo que el tiempo de la invasión de impedancia aparente durante la oscilación de potencia estable.

En el software se ajustó los parámetros: Z1C, Z1CD, Z1ANG, Z2C, Z2CD, Z2ANG, ver Figura 119.

Figura 119: Ajuste función 21.

4.6 PRÁCTICA # 4

• Función de energización inadvertida (50/27)

Existen diferentes métodos contra la energización inadvertida, para el cálculo de los ajustes estándar del relé se utiliza un esquema de sobrecorriente que es supervisado por voltaje.

✓ Función Sobrecorriente (50)

Un arranque de sobrecorriente se establece a $\geq 50\%$ para el peor de los casos, para un punto medio del 50 % sería 5.44 A.

Pickup: 5.44 A

En el software se ajustó los parámetros: 50LXP, ver Figura 120.

The image shows a software configuration window for 'Lógica de polo abierto'. On the left, a tree view shows the following structure:

- Global
 - Grupo 1
 - Ajustar 1
 - Configuración
 - Elementos diferenciales
 - Falla de tierra restringida
 - Elementos de tierra del estator
 - Elementos de tierra del rotor
 - Elementos de distancia del compensador
 - Elementos de sobrecorriente de tiempo inverso controlados por voltaje
 - Elementos de sobrecorriente de tiempo inverso con retención por voltaje
 - Elementos de pérdida de campo
 - Elementos de desbalance de corriente
 - Elementos de sobrecarga térmica
 - Elementos V/Hz
 - Elementos fuera de paso
 - Elementos de energización accidental
 - Elementos de sobrecorriente
 - Elementos de sobrecorriente de tiempo inverso
 - Elementos direccionales
 - Incurción de carga
 - Elementos de potencia
 - Elementos de frecuencia
 - Tasa de cambio de frecuencia
 - Elementos del acumulador de frecuencia
 - Elementos de sobre/bajo voltaje
 - RTD
 - Verificación de sincronismo
 - Sincronizador automático
 - Medidor de la demanda
 - Lógica de polo abierto**

The right pane, titled 'Lógica de polo abierto', contains the following settings:

Lado X

- 50LXP Pickup de fase de detección de carga (amps): Rango = 0,25 a 96,00, OFF
- 3POXD Retardo de apertura de tres polos (segundos): Rango = 0,00 a 1,00

Lado Y

- 50LYP Pickup de fase de detección de carga (amps): Rango = 0,25 a 96,00, OFF
- 3POYD Retardo de apertura de tres polos (segundos): Rango = 0,00 a 1,00

Figura 120: Ajuste función 50.

✓ Función bajo voltaje (27)

Para esta función se debe poner al 50 % de la tensión nominal (si es que tiene una entrada de PT línea a línea).

$$L - L = 0.5 * V_{LL_B_relay} = 0.5 * 120 = 60 V$$

El tiempo de activación para la función 27 debe ser mayor que el tiempo necesario para eliminar las fallas del sistema. El esquema de energización accidental está diseñado para que se active de manera instantánea después de que el voltaje haya caído por debajo de su valor inicial durante un cierto período de tiempo, indicando que la unidad está fuera de línea. Normalmente, este tiempo de demora para activarse se establece en 1,5 segundos, lo que es más largo que el tiempo necesario para eliminar las fallas del sistema.

El esquema de energización accidental se desactiva automáticamente si el voltaje sube por encima del umbral de activación de la función 27 durante un corto período de tiempo. Este tiempo se establece típicamente en 15 ciclos.

$$\text{Retardo de disparo: } \frac{15}{60} = 0.25 \text{ seg}$$

En el software se ajustó los parámetros: E27V1, 27V1X1P, 27V1X1D, ver Figura 121.

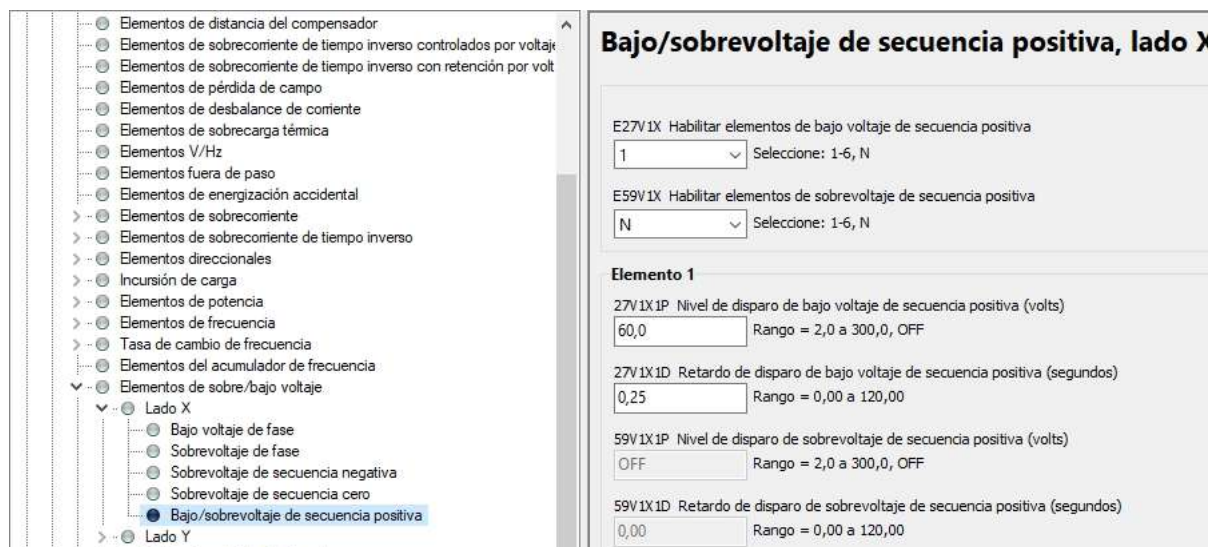


Figura 121: Ajuste función 27.

4.7 PRÁCTICA # 5

• Función de diferencial de fase (87)

Los relés diferenciales deben configurarse con la mayor sensibilidad posible para detectar fallas internas en el devanado sin operar incorrectamente por fallas externas.

Un ajuste típico de 0,3 A y una pendiente del 10 % proporciona una protección sensible y evita el mal funcionamiento durante fallas externas debido a errores de relación de transformador de corriente (CT).

Es posible que el ajuste de la pendiente deba ser más alto (20 %), si el relé no aumenta automáticamente la pendiente a corrientes más altas para evitar el mal funcionamiento debido a la saturación del transformador de corriente (CT).

Slope: 10 %

El valor de disparo se establece típicamente en un valor bajo para detectar fallas internas y un valor más alto para evitar el mal funcionamiento durante fallas externas. Los relés diferenciales también pueden tener una función de retardo de tiempo que retrasa el disparo durante un corto período de tiempo para evitar el mal funcionamiento causado por transitorios.

Pickup: 0.10 pu

En el software se ajustó los parámetros: E87, O87P, SLP1, ver Figura 122.

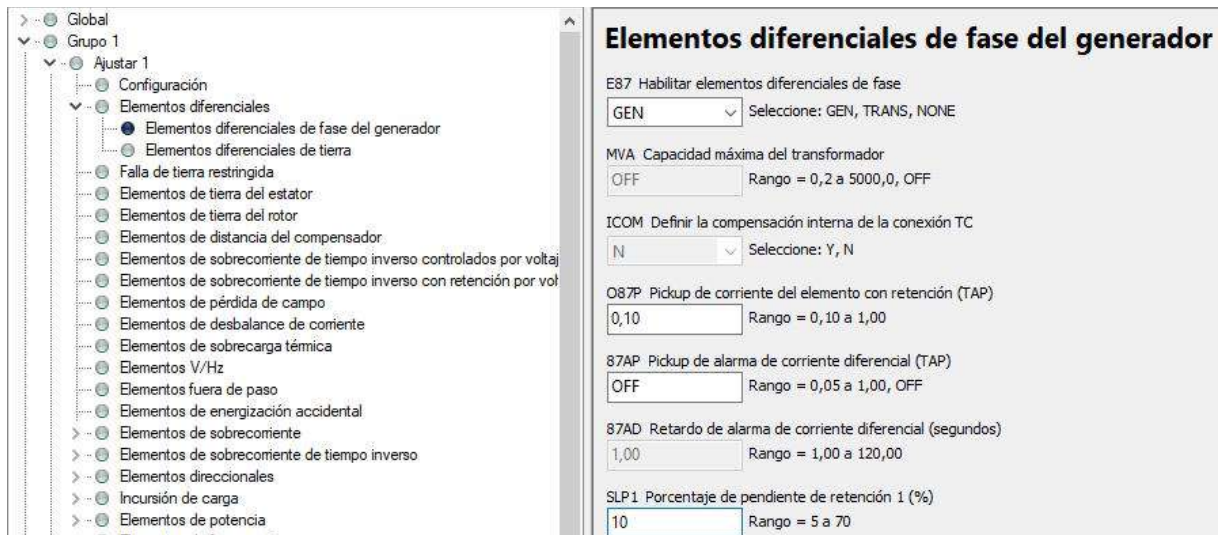


Figura 122: Ajuste función 87.

4.8 PRÁCTICA # 6

- **Función de falla a tierra del estator [Sobrevoltaje de secuencia cero (59G)]**

El relé de sobrevoltaje neutro (59G) utiliza la diferencia de voltaje entre el neutro del generador y tierra para detectar fallas a tierra en el estator. El relé está configurado para disparar cuando la diferencia de voltaje excede un cierto valor. Este valor se establece típicamente para detectar fallas a tierra dentro del 95 % del devanado del estator.

Ajustes:

Pickup: 5 V

Time delay: 5 seg

En el software se ajustó los parámetros: 59GX1P, 59GX1D, ver Figura 123.

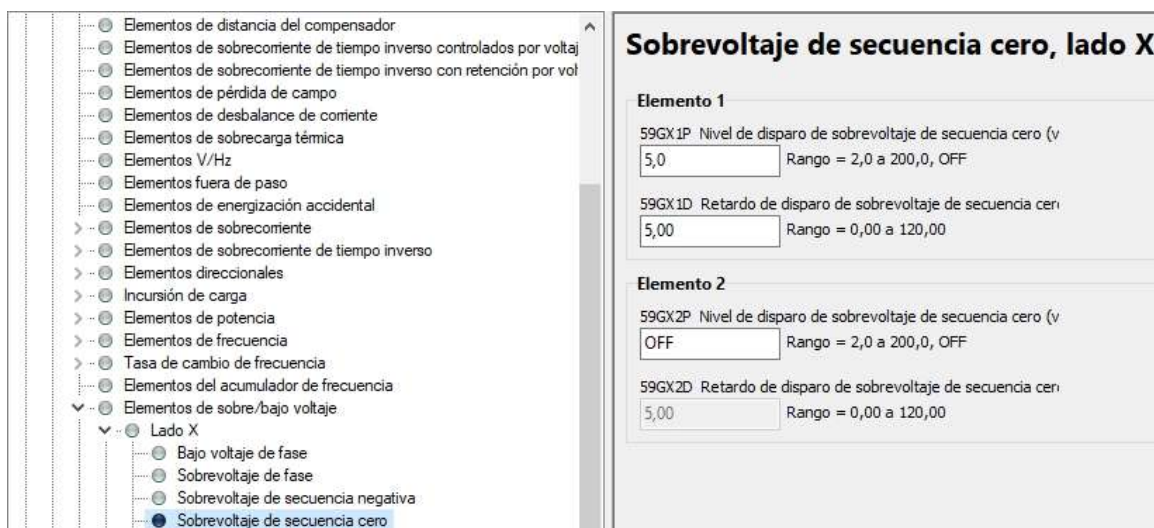


Figura 123: Ajustes función 59G.

4.9 PRÁCTICA # 7

- **Función de sobrecorriente de secuencia negativa [desbalance de corriente (46)]**

Un relé de sobrecorriente de secuencia negativa es un dispositivo que detecta corrientes desequilibradas en un sistema trifásico. Cuando el relé detecta una corriente desequilibrada, se dispara y abre el circuito para proteger el generador.

La capacidad de un generador para acomodar corrientes desequilibradas se especifica en términos de la corriente de falla de secuencia contraria que el generador puede soportar sin dañarse. El valor de la corriente de falla de secuencia negativa se basa en las características del generador y las condiciones del sistema.

Ajustes:

Pickup: 5 %

Time delay: 30 seg

En el software se ajustó los parámetros: E46, 46Q1P, 46Q1D, ver Figura 124.

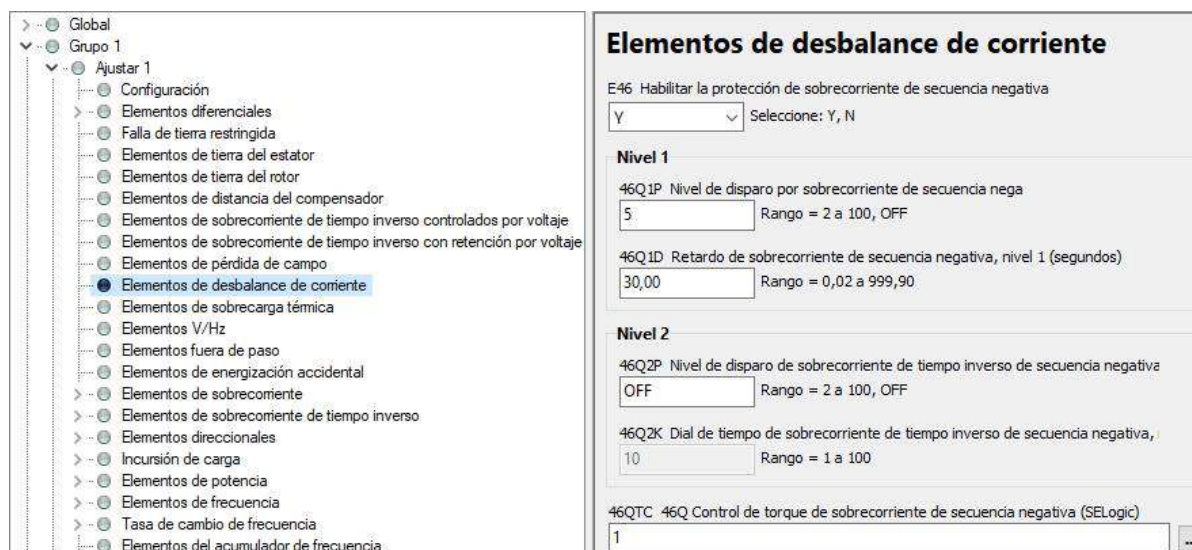


Figura 124: Ajuste función 46.

4.10 PRÁCTICA # 8

- **Función de sobreexcitación [V/Hz (24)]**

Un generador se sobreexcita cuando la relación entre el voltaje y la frecuencia aplicada a los terminales del generador supera el 1.05 pu (potencia base del generador). Esto significa que el voltaje del generador es mayor de lo que debería ser para la frecuencia dada. La sobreexcitación puede causar una serie de problemas, como sobrecalentamiento del estator, cavitación del rotor y pérdida de sincronización.

Ajustes:**Pickup:** 118 %**Time delay:** 0.05 min → 3 seg

En el software se ajustó los parámetros: E24, 24D1P, 24D1D, ver Figura 125.

Elementos V/Hz

E24 Habilitar la protección V/Hz
 Seleccione: Y, N

24TC Control de torque de elemento 24 (SELogic)

Nivel 1

24D1P V/Hz, nivel 1, pickup (%)
 Rango = 100 a 200

24D1D Retardo, nivel 1 (segundos)
 Rango = 0,04 a 400,00

Nivel 2

24CCS Forma de curva compuesta, nivel 2
 Seleccione: OFF, DD, ID, I, U

24IP Pickup de tiempo inverso, nivel 2 (%)
 Rango = 100 a 200

24IC Curva de tiempo inverso, nivel 2
 Seleccione: 0.5, 1, 1.0, 2, 2.0

24ITD Factor de tiempo inverso, nivel 2 (segundos)
 Rango = 0,1 a 10,0

24D2P1 Pickup 1, nivel 2 (%)
 Rango = 100 a 200

24D2D1 Retardo 1, nivel 2 (segundos)
 Rango = 0,04 a 400,00

24D2P2 Pickup 2, nivel 2 (%)
 Rango = 101 a 200

24D2D2 Retardo 2, nivel 2 (segundos)
 Rango = 0,04 a 400,00

24CR Tiempo de reset, nivel 2 (segundos)
 Rango = 0,00 a 400,00

Figura 125: Ajuste función 24.**4.11 PRÁCTICA # 9**

- **Función de sobrevoltaje [Sobrevoltaje de fase (59)]**

El rechazo repentino de la carga ocurre cuando una carga se desconecta repentinamente del generador. Esto hace que el voltaje del generador aumente porque ya no hay una carga para absorber la energía que genera el generador. La falla del regulador de voltaje también puede causar sobrevoltaje del generador. El regulador de voltaje es responsable de mantener el voltaje del generador dentro de un rango específico. Si el regulador de voltaje falla, el voltaje del generador puede aumentar a niveles peligrosos.

A continuación, se hablará sobre un dispositivo de sobrevoltaje para la protección del generador:

- ✓ Relé de sobretensión con etapas de captación de tensión y ajustes de retardo de tiempo, estos tipos de relé los ajustes generalmente se basan en lo que recomienda el fabricante.
 - **Primera etapa:** Arranque al 110 % $\rightarrow 1.1 * 120 = 132 V$
Tiempo de retraso: 10 seg
 - **Segunda etapa:** Arranque al 150 % $\rightarrow 1.5 * 120 = 180 V$
Tiempo de retraso: 2 ciclos $\rightarrow \frac{2}{60} = 0.033 \text{ seg}$

En el software se ajustó los parámetros: 59PX1P, 59PX1D, 59PX2P, 59PX2D, ver Figura 126.

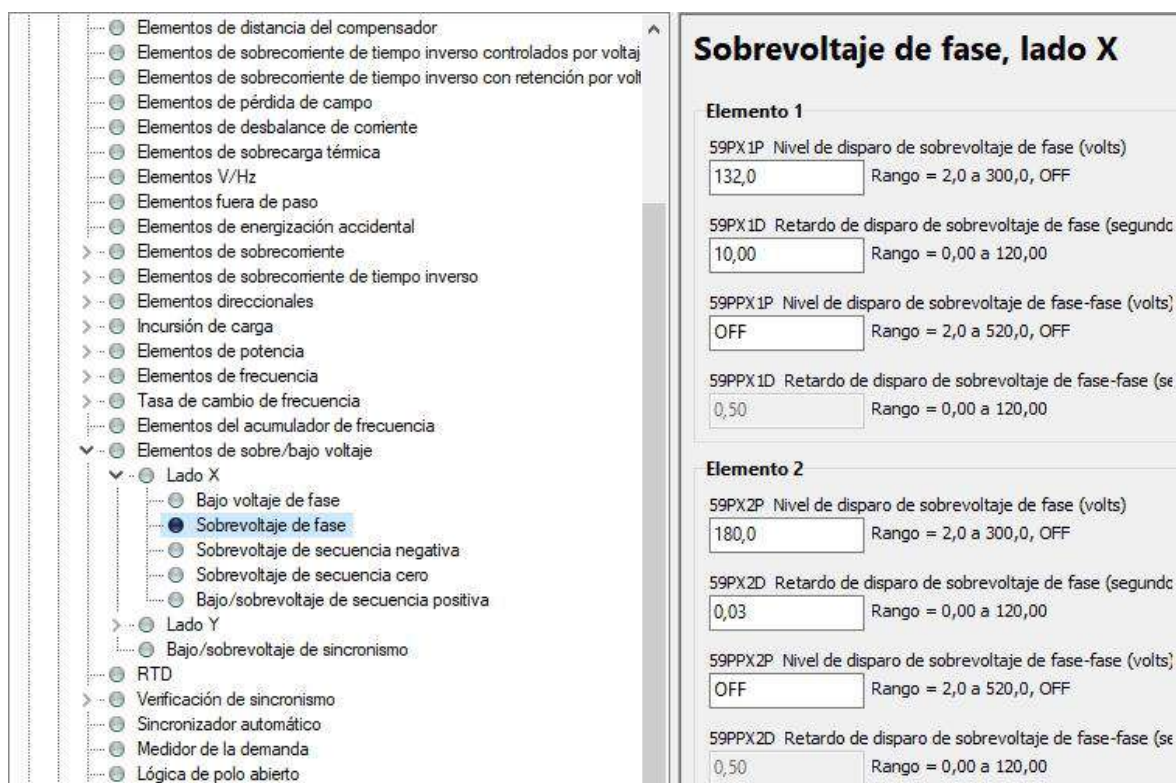


Figura 126: Ajuste función 59.

4.12 PRÁCTICA # 10

• Función bajo voltaje [Bajo voltaje de fase (27)]

Los generadores están diseñados para funcionar continuamente a un voltaje mínimo del 95% de su voltaje nominal. Si el voltaje del generador es inferior al 95% de su voltaje nominal, puede causar una serie de problemas, incluyendo:

Una reducción del límite de estabilidad del generador, la importación de energía reactiva excesiva de la red a la que está conectado, el mal funcionamiento de los dispositivos y equipos sensibles al voltaje.

- ✓ Relé de mínimo voltaje con características instantáneas y de tiempo inverso.
 - **Primer elemento:**

Arranque al 90 % $\rightarrow 0.9 * 120 = 108 V$

Tiempo de retraso: 9 seg
- ✓ Relé de bajo voltaje con dos etapas de captación de voltaje y ajustes de retardo de tiempo definido.
 - **Segundo elemento:**

Arranque al 80 % $\rightarrow 0.8 * 120 = 96 V$

Tiempo de retraso: 2 seg

En el software se ajustó los parámetros: 27PX1P, 27PX1D, 27PPX1P, 27PPX1D, 27PX2P, 27PX2D, 27PPX2P, 27PPX2D, ver Figura 127.

Bajo voltaje de fase, lado X

Elemento 1

27PX1P Nivel de disparo de bajo voltaje de fase (volts)
 Rango = 2,0 a 300,0, OFF

27PX1D Retardo de disparo de bajo voltaje de fase (segundo):
 Rango = 0,00 a 120,00

27PPX1P Nivel de disparo de bajo voltaje de fase-fase (volts)
 Rango = 2,0 a 520,0, OFF

27PPX1D Retardo de disparo de bajo voltaje de fase-fase (se)
 Rango = 0,00 a 120,00

Elemento 2

27PX2P Nivel de disparo de bajo voltaje de fase (volts)
 Rango = 2,0 a 300,0, OFF

27PX2D Retardo de disparo de bajo voltaje de fase (segundo):
 Rango = 0,00 a 120,00

27PPX2P Nivel de disparo de bajo voltaje de fase-fase (volts)
 Rango = 2,0 a 520,0, OFF

27PPX2D Retardo de disparo de bajo voltaje de fase-fase (se)
 Rango = 0,00 a 120,00

Figura 127: Ajuste función 27.

4.13 PRÁCTICA # 11

- **Función sobre/baja frecuencia [Elementos de frecuencia (81)]**

- ✓ **Subfrecuencia (81U)**

Una condición de bajo voltaje en el sistema puede ocurrir debido a una reducción repentina en la potencia de entrada. Esto puede ser causado por la pérdida de uno o más generadores o por la pérdida de potencia importada de una interconexión clave.

Ajustes:

- **Elemento # 1**

Pickup: 59.2 Hz

Time delay: 4 min → 240 seg

- **Elemento # 2**

Pickup: 58.4 Hz

Time delay: 1.5 min → 90 seg

- **Elemento # 3**

Pickup: 57.7 Hz

Time delay: 30 seg

- **Elemento # 4**

Pickup: 57.1 Hz

Time delay: 0.167 seg

- ✓ **Sobrefrecuencia (81O)**

La frecuencia de la red eléctrica puede aumentar repentinamente si hay una pérdida repentina de carga o si se pierden líneas de transmisión clave. Esto generalmente se evita mediante el sistema de control del gobernador.

Ajustes:

- **Elemento # 5**

Pickup: 60.6 Hz

Time delay: 5 seg

En el software se ajustó los parámetros: E81, 81X1TP, 81X1TD, 81X2TP, 81X2TD, 81X3TP, 81X3TD, 81X4TP, 81X4TD, 81X5TP, 81X5TD, ver Figura 128.

Elementos de frecuencia, lado X

E81X Habilitar elementos de frecuencia
 Seleccione: 1-6, N

81X1TC Control de torque de elemento 81 (SELogic)
 ...

81X1TP Pickup de frecuencia, nivel 1 (Hz)
 Rango = 15,00 a 70,00, OFF

81X1TD Elemento de frecuencia 1, retardo de disparo (segun
 Rango = 0,00 a 240,00

81X2TP Pickup de frecuencia, nivel 2 (Hz)
 Rango = 15,00 a 70,00, OFF

81X2TD Elemento de frecuencia 2, retardo de disparo (segun
 Rango = 0,00 a 240,00

81X3TP Pickup de frecuencia, nivel 3 (Hz)
 Rango = 15,00 a 70,00, OFF

81X3TD Elemento de frecuencia 3, retardo de disparo (segun
 Rango = 0,00 a 240,00

81X4TP Pickup de frecuencia, nivel 4 (Hz)
 Rango = 15,00 a 70,00, OFF

81X4TD Elemento de frecuencia 4, retardo de disparo (segun
 Rango = 0,00 a 240,00

81X5TP Pickup de frecuencia, nivel 5 (Hz)
 Rango = 15,00 a 70,00, OFF

81X5TD Elemento de frecuencia 5, retardo de disparo (segun
 Rango = 0,00 a 240,00

Figura 128: Ajuste función 81.

NOTA: Todos los cálculos de las funciones hechas en las prácticas propuestas están en la normativa donde se citó el caso de estudio.

CAPÍTULO V

5. RESULTADOS DE LAS PRÁCTICAS VISUALIZADOS EN EL SISTEMA SCADA

- Prueba de comunicación activa de los equipos, ver Anexo 2.
- Prueba de pérdida de comunicación de la RTU con el SCADA, ver Anexo 3.
- Prueba de pérdida de comunicación de los IED SEL-751, ver Anexo 4, y SEL-700G, ver Anexo 5.
- Sistema de protección en condiciones estables, ver Anexo 7.
- Prueba de protecciones de las funciones visualizado en el sistema SCADA.
 - ✓ Prueba de protección con la función 59, ver Anexo 10.
 - ✓ Prueba de protección con la función 27, ver Anexo 12.
 - ✓ Prueba de protección con la función 50/27, ver Anexo 14.
 - ✓ Prueba de protección con la función 21/51, ver Anexo 15.
 - ✓ Prueba de protección con la función 24, ver Anexo 16.
 - ✓ Prueba de protección con la función 87G, ver Anexo 17.
 - ✓ Prueba de protección de los cinco elementos de la función 81.
 - Prueba elemento # 1, ver Anexo 19.
 - Prueba elemento # 2, ver Anexo 21.
 - Prueba elemento # 3, ver Anexo 23.
 - Prueba elemento # 4, ver Anexo 25.
 - Prueba elemento # 5, ver Anexo 27.
 - ✓ Prueba de protección con la función 59G, ver Anexo 28.
 - ✓ Prueba de protección de las dos zonas de la función 40
 - Prueba zona # 1, ver Anexo 29.
 - Prueba zona # 2, ver Anexo 30.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- El módulo de prácticas que se implementó en el laboratorio de protecciones, está equipado con un protocolo de comunicación estándar para subestaciones IEC 61850, el mismo que permite integrar un sistema eléctrico de potencia de generación, el módulo será de gran utilidad para los futuros estudiantes de Ingeniería Eléctrica que realicen pruebas de inyección simultáneas con los 2 IEDs de SEL-751 y 700G en tiempo real con la maleta de inyección CMC 356 de OMICRON, los IEDs fueron programados para poder intercambiar datos con la RTU_RTAC 3530, bajo el mismo protocolo de comunicación diseñado para subestaciones.
- Los IEDs fueron integrados a un entorno SCADA, en la RTU_RTAC 3530 se implementó dentro de la arquitectura del software un server de tipo cliente DNP 3 el cual tiene previsto la RTU para levantar OPC internos, esta RTU es muy versátil y modular debido a que puede comunicarse con los diferentes protocolos de comunicación que existen como son MODBUS, SERIAL, ETHERNET, SEL PROTOCOL, etc.
- El server DNP 3 que se integró en la RTU nos permitió la conexión directa con el SCADA del fabricante Schneider llamado INDUSOFT, el mismo que se programó para poder recibir toda la información en cuanto a las diferentes magnitudes analógicas, como son voltajes, corrientes, potencias activas, aparentes y reactivas, así como las diferentes señales de tipo digitales, que fueron direccionadas desde los IEDs y enviados a la RTU para permitir la lectura de las variables así como la animación del entorno grafico SCADA, toda esta integración fue realizada en el módulo de pruebas del laboratorio de protecciones.
- Los IED están configurados para poder despejar las diferentes fallas que se pueden presentar en el SEP de generación, el cual en caso de originarse un evento de fallo guardara registros en el mismo relé, esto nos servirá como análisis para levantar una serigrafía de la falla que se presentó, esta serigrafía se podrá analizar en el software llamado SYNCHROWAVE EVENT, así como también el registro de las diferentes alarmas y eventos que se reflejaran en el entorno SCADA.

- Los ajustes presentados en este documento cumplen con los estándares de acuerdo con la normativa del equipo, en cuanto a desbalance de voltaje, frecuencia, pérdida de campo, criterio de energización inadvertida, sobre corriente diferencial, instantánea y temporizada, logrando cumplir con los objetivos planteados en el proyecto que el SEP de generación se pueda probar de manera simultánea conectados a los IEDs, RTU_RTAC 3530, computador y HMI, así como el funcionamiento de los relés validando los respectivos ajustes realizados para su correcta operación y funcionamiento ante las prácticas realizadas.
- Los programas y los respaldos que fueron usados en la implementación se dejaron en la computadora que tiene el rack de laboratorio de protecciones en archivo ZIP, donde quedará instalado la RTU RTAC 3530 con la integración realizada. De manera que se pueda usar contrastando un sistema real de potencia, con la conexión realizada a los IEDs mediante la maleta de inyección OMICRON, se podrá simular el SEP en condiciones estables y en condiciones de fallo, los IEDs están programados para modular 12 prácticas de un sistema de generación.

6.2 Recomendaciones

- Verificar la interconexión de todos los equipos mediante el uso del comando CMD para validar que estén conectados al switch.
- Validar la información ajustada en los datasheet de cada uno de los IED que este correcta para el buen funcionamiento de la integración de los nodos lógicos asociados a la RTU RTAC SEL-3530, ya que los mismos están programados para intercambiar datos bajo la normativa IEC 61850.
- Adquirir la licencia del software INDUSOFT, este programa es de la empresa Schneider el mismo que se logró implementar en este proyecto, gracias a una licencia como estudiante de Ingeniería y que de hecho sería de gran utilidad para poder integrar todos los módulos de pruebas bajo el mismo protocolo de comunicación IEC 61850 en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana.

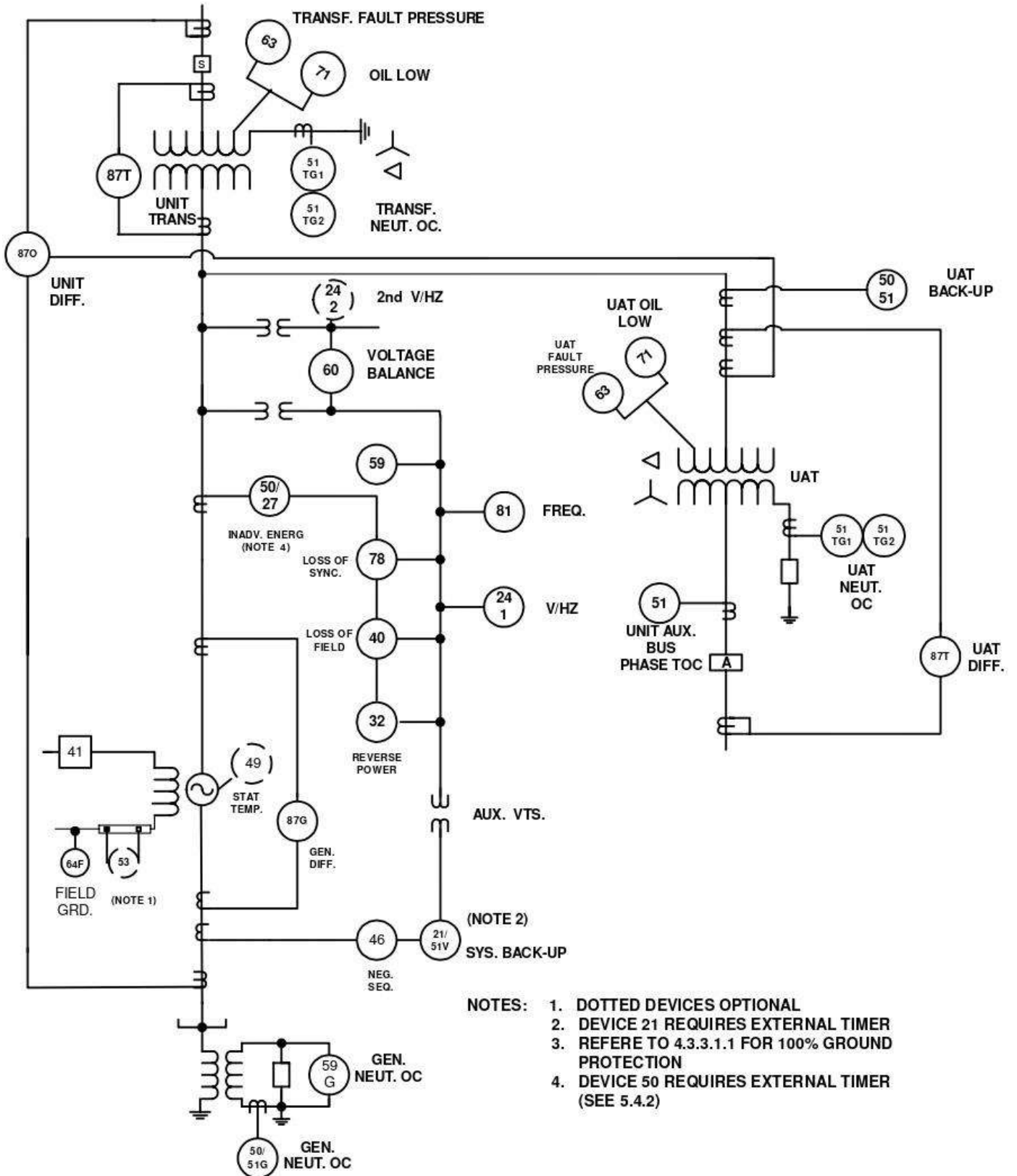
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Homepage | IEC.” <https://iec.ch/homepage> (accessed Feb. 01, 2023).
- [2] “Indusoft SCADA | ICP DAS USA Inc - Data Acquisition.” https://www.icpdas-usa.com/indusoft_scada.html?gclid=CjwKCAiA5sieBhBnEiwAR9oh2se7V-vqb14iUEKIMQJTeH6nen0IpIxCwuAMaTUrJHPYdxMDkf7T0xoCHPEQAvD_BwE (accessed Jan. 25, 2023).
- [3] “Protección de generador | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/es/products/generation/protection/generator-protection/> (accessed Feb. 02, 2023).
- [4] “¿Qué es SCADA? - Wonderware Iberia.” <https://www.wonderware.es/hmi-scada/ques-scada/> (accessed Jun. 09, 2023).
- [5] S. Edición, “Análisis de sistemas eléctricos de potencia, 2da Edición”.
- [6] “(PDF) Análisis de la Criticidad de los Sistemas de Distribución como parte fundamental en la prestación del Servicio Eléctrico. - Criticality analysis of distribution systems as a fundamental part of electric service supply.” https://www.researchgate.net/publication/291280292_Analisis_de_la_Criticidad_de_los_Sistemas_de_Distribucion_como_parte_fundamental_en_la_prestacion_del_Servicio_Electrico_-_Criticality_analysis_of_distribution_systems_as_a_fundamental_part_of_electri (accessed Jun. 10, 2023).
- [7] J. Lewis Blackburn and T. J. Domin, “Protective Relaying Principles and Applications Third Edition.”
- [8] “Aplicación del estander IEC 61850 en los sistemas de protecciones y mediciones eléctricas en subestaciones de Alta tensión”.
- [9] S. Edición, “Análisis de sistemas eléctricos de potencia, 2da Edición”.
- [10] “Instrument Transformer : Types, Differences, Advantages & Disadvantages.” <https://www.elprocus.com/what-is-an-instrument-transformer-types-and-their-differences/> (accessed Jun. 24, 2023).
- [11] “Current Transformer (CT) - Construction and Working Principle.” <https://studyelectrical.com/2018/09/current-transformer-ct-construction-working-operating-principle-advantages-uses.html> (accessed Jun. 24, 2023).
- [12] “¿Qué es un transformador de potencial (PT)?Tipos y funciones de los

- transformadores.” https://industrysurfer.com/blog-industrial/ingenieria/ingenieria-electrica-ingenieria/hogar/que-es-un-transformador-de-potencial-pttipos-y-funciones-de-los-transformadores/#Que_es_un_transformador_de_potencial (accessed Jun. 24, 2023).
- [13] “SEL-751 Relé de protección de alimentador | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/es/products/751/> (accessed Jan. 25, 2023).
- [14] “SEL-700G Relé de protección de generador | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/es/products/700g/> (accessed Jan. 25, 2023).
- [15] S. Guayaquil, X. Andrés, and B. Puente, “UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA PROYECTO DE TITULACIÓN Previa la obtención del Título de: INGENIERO ELÉCTRICO TEMA ‘PRUEBA DE INYECCIÓN DE CORRIENTE SECUNDARIA A LOS RELÉS DE PROTECCIONES DE LOS MÓDULOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO LA OMICRON CMC 356’ AUTORES.”
- [16] Tema :, “UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE GUAYAQUIL INGENIERÍA ELÉCTRICA.”
- [17] “Gigabit Unmanaged Switch Series - JGS524.” <https://www.netgear.com/business/wired/switches/unmanaged/jgs524/> (accessed Feb. 02, 2023).
- [18] “SEL-3530/3530-4 Controlador de automatización en tiempo real (RTAC) | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/es/products/3530/> (accessed Jan. 25, 2023).
- [19] “CMC 356 - Equipo universal de prueba de relés y herramienta de puesta en servicio - OMICRON.” <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cmc-356/> (accessed Jan. 25, 2023).
- [20] “SEL-5030 ACCELERATOR QuickSet Software | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/products/5030/> (accessed Jan. 28, 2023).
- [21] “SEL-5032 ACCELERATOR Architect Software | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/products/5032/> (accessed Jan. 28, 2023).
- [22] “SEL-5033 softwareSoftware ACCELERATOR RTAC | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/es/products/5033/> (accessed Jul. 04, 2023).
- [23] “SEL-5601-2 Software SYNCHROWAVE Event | Schweitzer Engineering

- Laboratories.” <https://selinc.com/es/products/5601-2/> (accessed Aug. 05, 2023).
- [24] “Test Universe - Potente software de PC para pruebas avanzadas en secundario - OMICRON.” <https://www.omicronenergy.com/es/productos/test-universe/> (accessed Jul. 04, 2023).
- [25] “QuickCMC - OMICRON.” <https://www.omicronenergy.com/es/productos/quickcmc/> (accessed Jul. 04, 2023).
- [26] “Introducción a la norma IEC 61850.” <https://www.ensotest.com/es/iec-61850/introduccion-a-la-norma-iec-61850/> (accessed Jul. 15, 2023).
- [27] “Function groups in IEC 61850 Edition 2 | Download Table.” https://www.researchgate.net/figure/Function-groups-in-IEC-61850-Edition-2_tb11_319902962 (accessed Jul. 22, 2023).
- [28] “IEEE Guide for AC Generator Protection,” *IEEE Std C37.102-2006 (Revision of IEEE Std C37.102-1995)*, pp. 1–177, 2006, doi: 10.1109/IEEESTD.2006.320495.

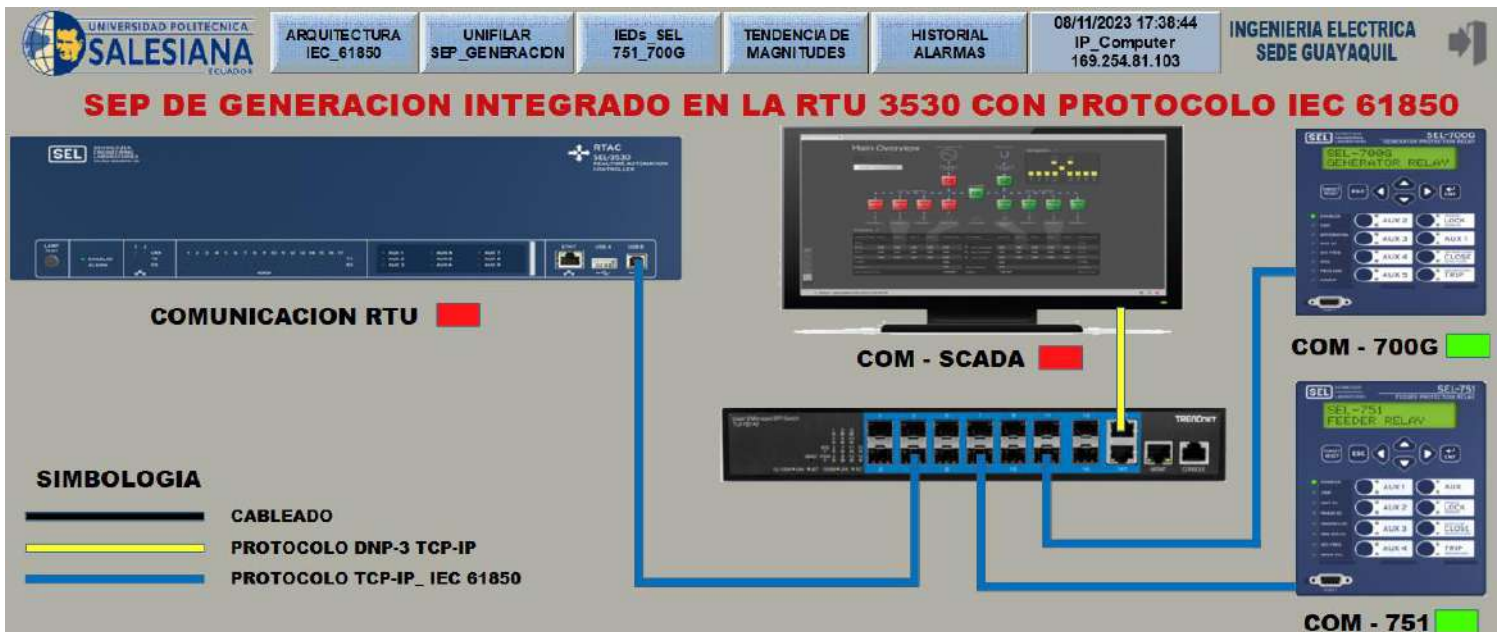
ANEXOS



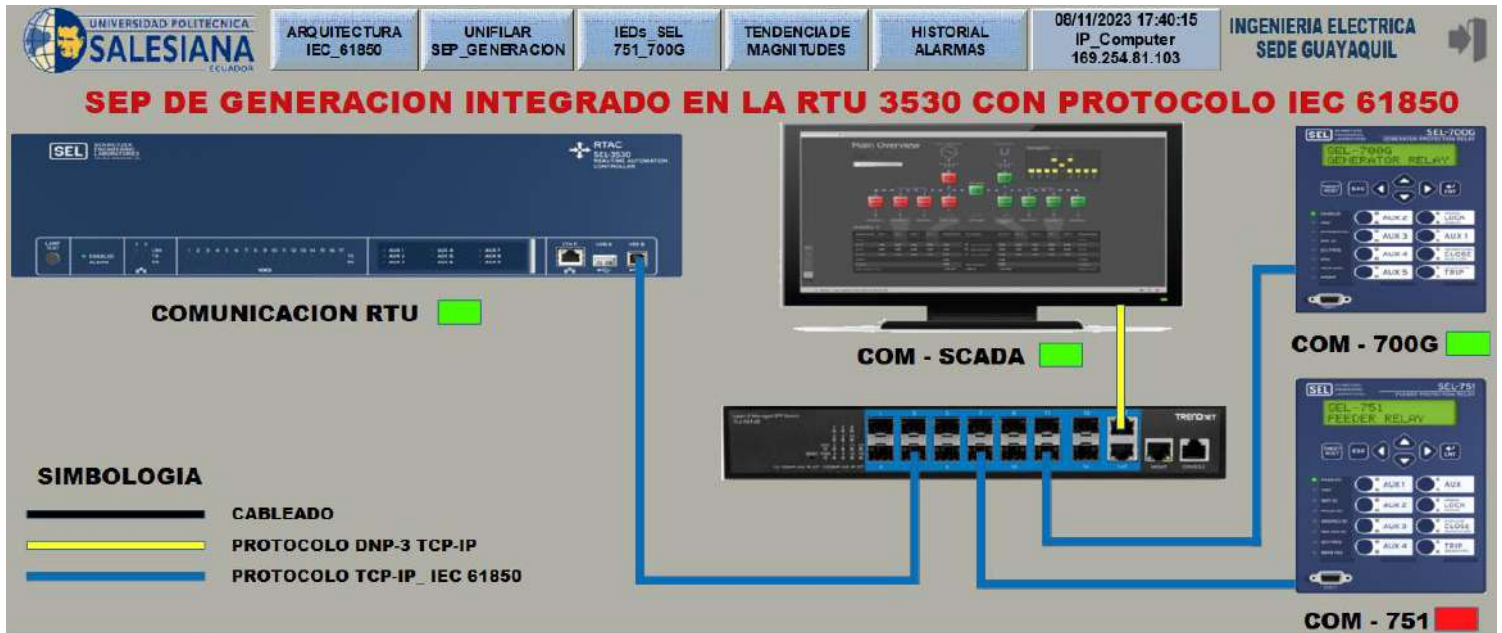
Anexo 1: Configuración de Unidad Transformador-Generador.



Anexo 2: Prueba de comunicación activa de los equipos.



Anexo 3: Prueba de pérdida de comunicación de la RTU con el SCADA.



Anexo 4: Prueba de pérdida de comunicación de los IED SEL-751.



Anexo 5: Prueba de pérdida de comunicación de los IED SEL-700G.

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR

ARQUITECTURA IEC_61850 UNIFILAR SEP_GENERACION IEDs SEL 751_700G TENDENCIA DE MAGNITUDES HISTORIAL ALARMAS 08/16/2023 19:55:25 IP_Computer 169.254.81.103 INGENIERIA ELECTRICA SEDE GUAYAQUIL

ADQUISICION DE DATOS DEL SEP DE GENERACION POR PROTOCOLO DE COMUNICACION IEC 61850

MEDICION_GENERACION

DATOS DEL RELE 751

```

2007 VOLTAJE_L1_L2
19988 VOLTAJE_L2_L3
19999 VOLTAJE_L3_L1
14206 CORRIENTE_L1
14201 CORRIENTE_L2
14190 CORRIENTE_L3
0 CORRIENTE_N
60 FRECUENCIA
0 F_POTENCIA_L1
0 F_POTENCIA_L2
0 F_POTENCIA_L3
16408 V_AMPERIO_L1
16400 V_AMPERIO_L2
16375 V_AMPERIO_L3
618 VOLTAMP_R_L1
424 VOLTAMP_R_L2
757 VOLTAMP_R_L3
16408 WATT_POT_L1
16400 WATT_POT_L2
16375 WATT_POT_L3
                
```

PROTECCION_GENERACION

DATOS DEL RELE 700G

```

19992 VOLTAJE_L1_L2-X
19984 VOLTAJE_L2_L3-X
19993 VOLTAJE_L3_L1-X
14205 CORRIENTE_L1-X
14197 CORRIENTE_L2-X
14216 CORRIENTE_L3-X
0 CORRIENTE_N-X
60 FRECUENCIA-X
0 FACT_POTENCIA-X
49187 V_AMP_TOTAL-X
2996 V_A_R_TOTAL-X
49186 WATT_TOTAL-X
                
```

PROTECCION SEP DE GENERACION

ESTATUS IEDs COMUNICACION IEC_61850 READY

ESTATUS COM_IED 700G OK

ESTATUS COM_IED 751 OK

Anexo 6: Prueba de inyección con los datos del caso de estudio 20 KV y 14200 A, 69.28 Vsec y corriente 3.945 Asec.

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR

ARQUITECTURA IEC_61850 UNIFILAR SEP_GENERACION IEDs SEL 751_700G TENDENCIA DE MAGNITUDES HISTORIAL ALARMAS 08/11/2023 16:17:34 IP_Computer 169.254.81.103 INGENIERIA ELECTRICA SEDE GUAYAQUIL

STATUS_COMUNICACION_IEC_61850

- COMUNICACION IEC 61850 OK
- IED COMUNICACION 751 OK OK
- IED COMUNICACION 700G OK OK
- RTU_ETH1 COMUNICACION OK OK
- SCADA COMUNICACION OK OK

LINEA DISTRIBUCION DE GENERACION 20 KV

DREAKER PRINCIPAL

LINEA DE GENERACION 20 KV

GENERADOR - 492 MVA - 20 KV

PROTECCION SEP DE GENERACION

- PROT_59_PX1PTOV1_OVER_VOLT
- PROT_27PX1T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_27PX2T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_21_CIPDIS1_DIST_D_PHASE
- PROT_24D1T_VOLT_HZ_TIME_OUT
- PROT_87AT_DIF_CURRENT
- PROT_81X1T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X2T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X3T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X4T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X5T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_59G_6X1T_RESIDUAL_OVER_VOLT
- PROT_40Z1T_LOSS_FIELD
- PROT_40Z2T_LOSS_FIELD
- PROT_TRIP_OUT_101_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_102_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_103_IED_700G
- PROT_TRIP_1_IED_700G
- PROT_TRIP_2_IED_700G

Anexo 7: Sistema de protección en condiciones estables.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Ecuador

ARQUITECTURA
IEC_61850

UNIFILAR
SEP_GENERACION

IEDs SEL
751_700G

TENDENCIA DE
MAGNITUDES

HISTORIAL
ALARMAS

08/16/2023 20:10:34
IP_Computer
169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA
SEDE GUAYAQUIL

ADQUISICION DE DATOS DEL SEP DE GENERACION POR PROTOCOLO DE COMUNICACION_IEC 61850

MEDICION_GENERACION



DATOS DEL RELE 751

```

21997 VOLTAJE_L1_L2
21994 VOLTAJE_L2_L3
22003 VOLTAJE_L3_L1
14197 CORRIENTE_L1
14203 CORRIENTE_L2
14202 CORRIENTE_L3
0 CORRIENTE_N
59 FRECUENCIA
0 F_POTENCIA_L1
0 F_POTENCIA_L2
0 F_POTENCIA_L3
18036 V_AMPERIO_L1
18036 V_AMPERIO_L2
18036 V_AMPERIO_L3
645 VOLTAMP_R_L1
559 VOLTAMP_R_L2
877 VOLTAMP_R_L3
18036 WATT_POT_L1
18036 WATT_POT_L2
18036 WATT_POT_L3
                
```

PROTECCION_GENERACION



DATOS DEL RELE 700G

```

21984 VOLTAJE_L1_L2-X
21994 VOLTAJE_L2_L3_X
21989 VOLTAJE_L3_L1-X
14194 CORRIENTE_L1_X
14197 CORRIENTE_L2_X
14221 CORRIENTE_L3_X
0 CORRIENTE_N_X
60 FRECUENCIA_X
0 FACT_POTENCIA_X
54099 V_AMP_TOTAL_X
3137 V_A_R_TOTAL_X
54098 WATT_TOTAL_X
                
```

PROTECCION SEP DE GENERACION

ESTATUS IEDs COMUNICACION IEC_61850 READY

ESTATUS COM_IED 700G OK

ESTATUS COM_IED 751 OK

Anexo 8: Prueba de inyección zona # 1 con 132 V, función 59.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Ecuador

ARQUITECTURA
IEC 61850

UNIFILAR
SEP_GENERACION

IEDs SEL
751_700G

TENDENCIA DE
MAGNITUDES

HISTORIAL
ALARMAS

08/16/2023 20:12:06
IP_Computer
169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA
SEDE GUAYAQUIL

ADQUISICION DE DATOS DEL SEP DE GENERACION POR PROTOCOLO DE COMUNICACION_IEC 61850

MEDICION_GENERACION



DATOS DEL RELE 751

```

30000 VOLTAJE_L1_L2
29993 VOLTAJE_L2_L3
30000 VOLTAJE_L3_L1
14198 CORRIENTE_L1
14197 CORRIENTE_L2
14201 CORRIENTE_L3
0 CORRIENTE_N
59 FRECUENCIA
0 F_POTENCIA_L1
0 F_POTENCIA_L2
0 F_POTENCIA_L3
24594 V_AMPERIO_L1
24583 V_AMPERIO_L2
24598 V_AMPERIO_L3
929 VOLTAMP_R_L1
720 VOLTAMP_R_L2
1077 VOLTAMP_R_L3
24594 WATT_POT_L1
24583 WATT_POT_L2
24598 WATT_POT_L3
                
```

PROTECCION_GENERACION



DATOS DEL RELE 700G

```

29983 VOLTAJE_L1_L2-X
29992 VOLTAJE_L2_L3_X
29979 VOLTAJE_L3_L1-X
14199 CORRIENTE_L1_X
14204 CORRIENTE_L2_X
14219 CORRIENTE_L3_X
0 CORRIENTE_N_X
59 FRECUENCIA_X
0 FACT_POTENCIA_X
73789 V_AMP_TOTAL_X
4345 V_A_R_TOTAL_X
73787 WATT_TOTAL_X
                
```

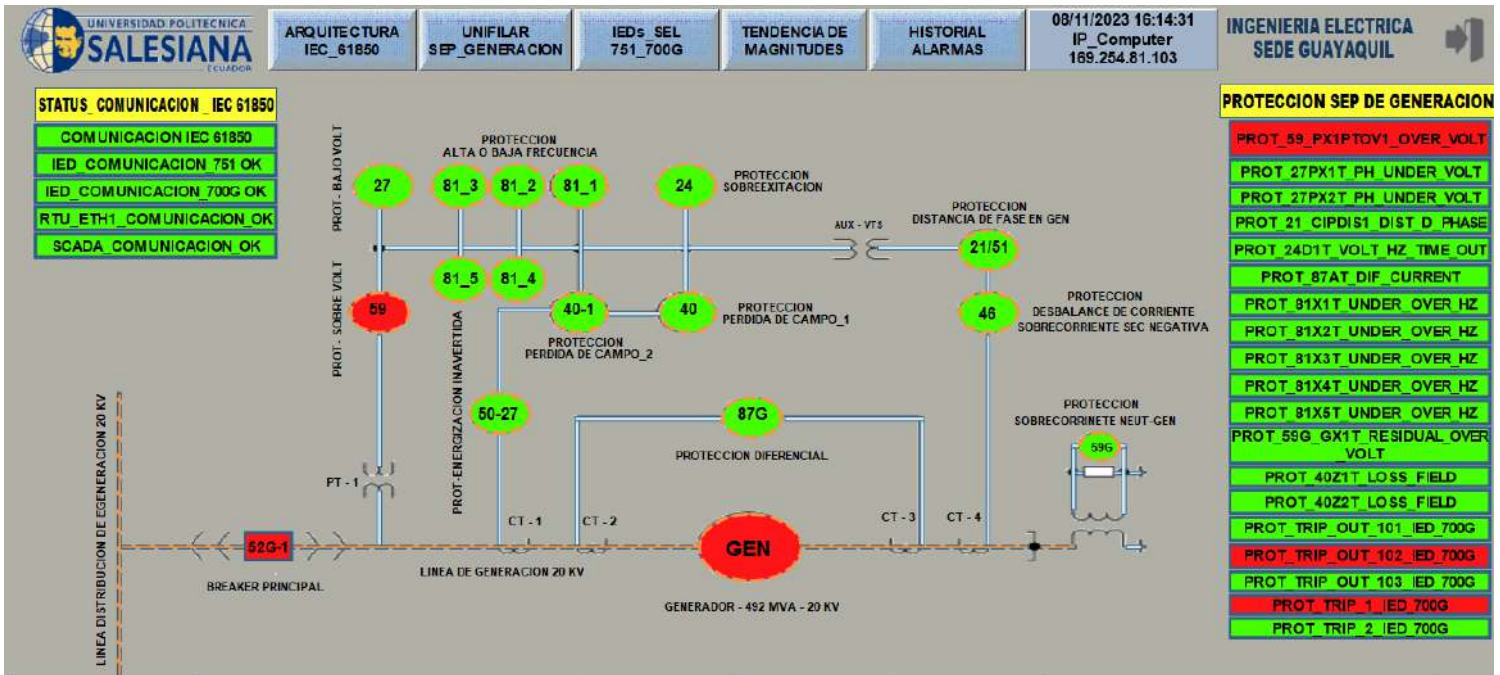
PROTECCION SEP DE GENERACION

ESTATUS IEDs COMUNICACION IEC_61850 READY

ESTATUS COM_IED 700G OK

ESTATUS COM_IED 751 OK

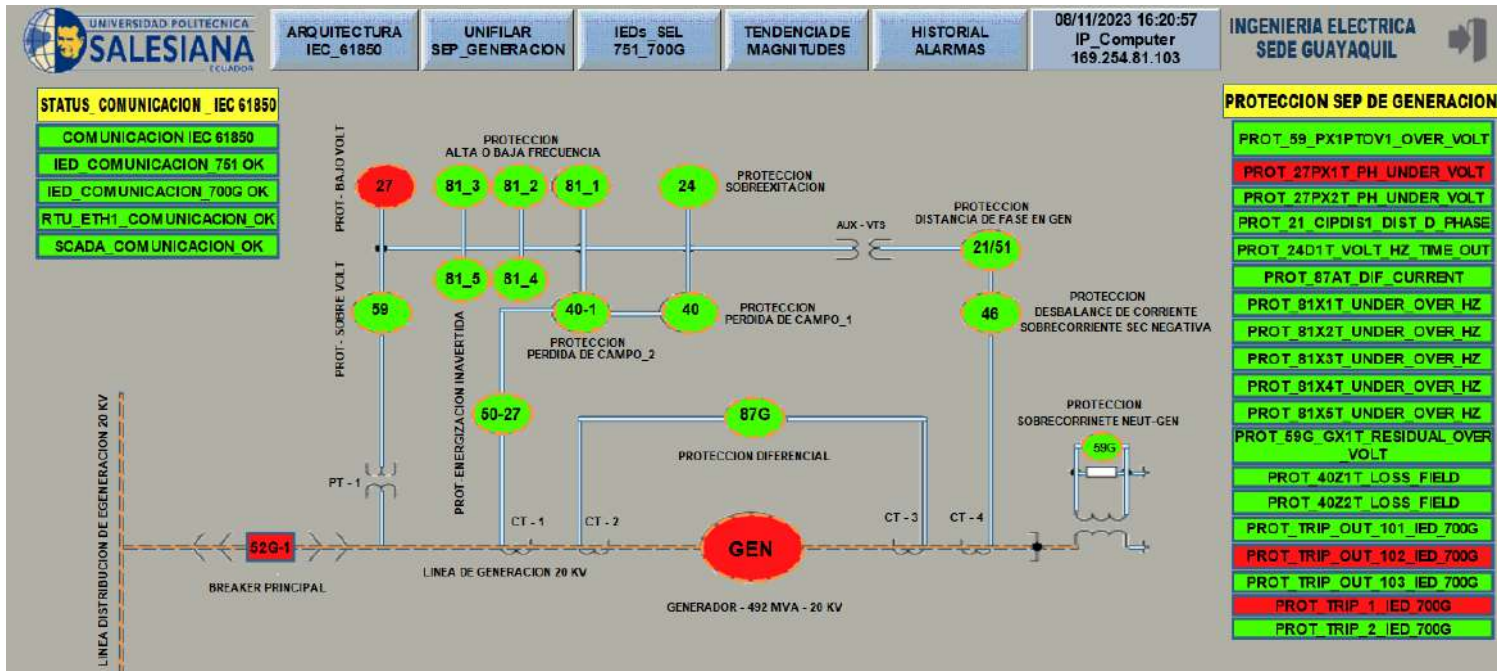
Anexo 9: Prueba de inyección zona # 2 con 180 V, función 59.



Anexo 10: Prueba de protección con la función 59.



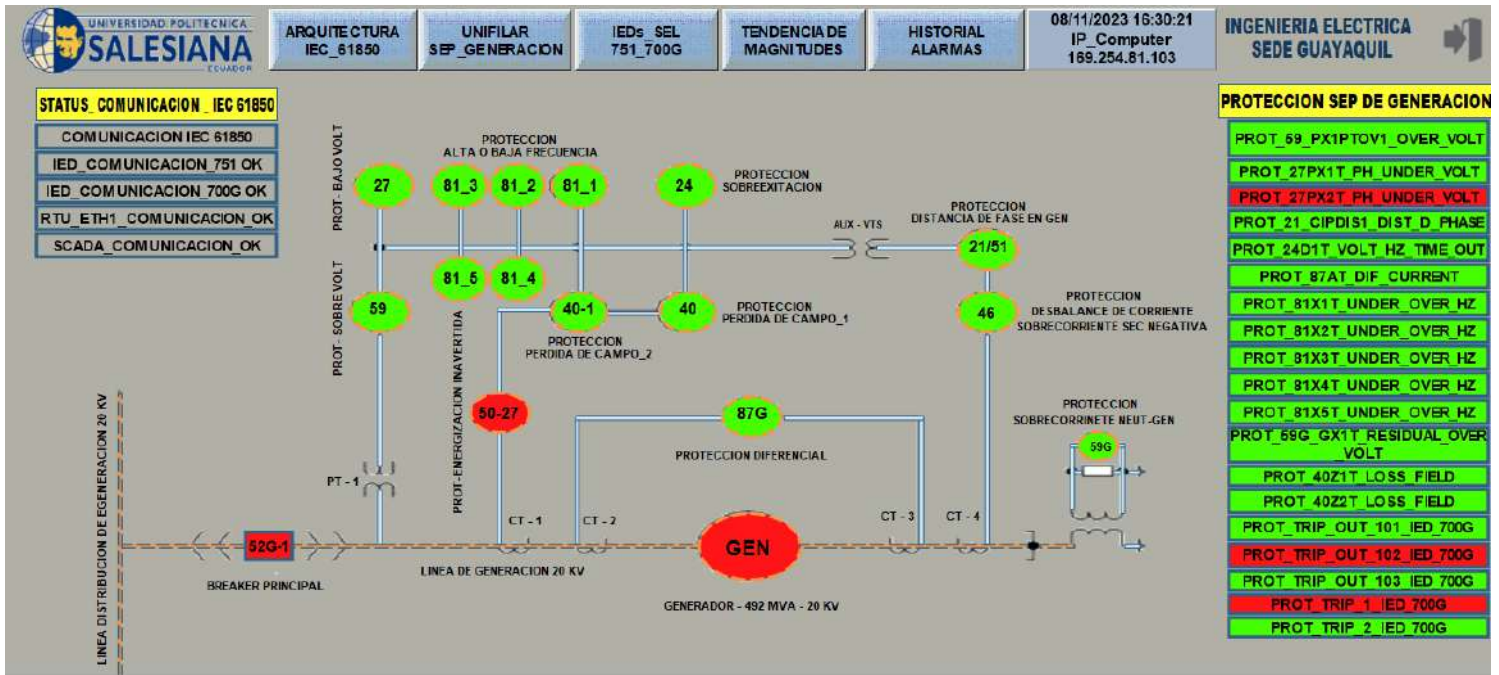
Anexo 11: Prueba de inyección zona # 1 con 108 V, función 27.



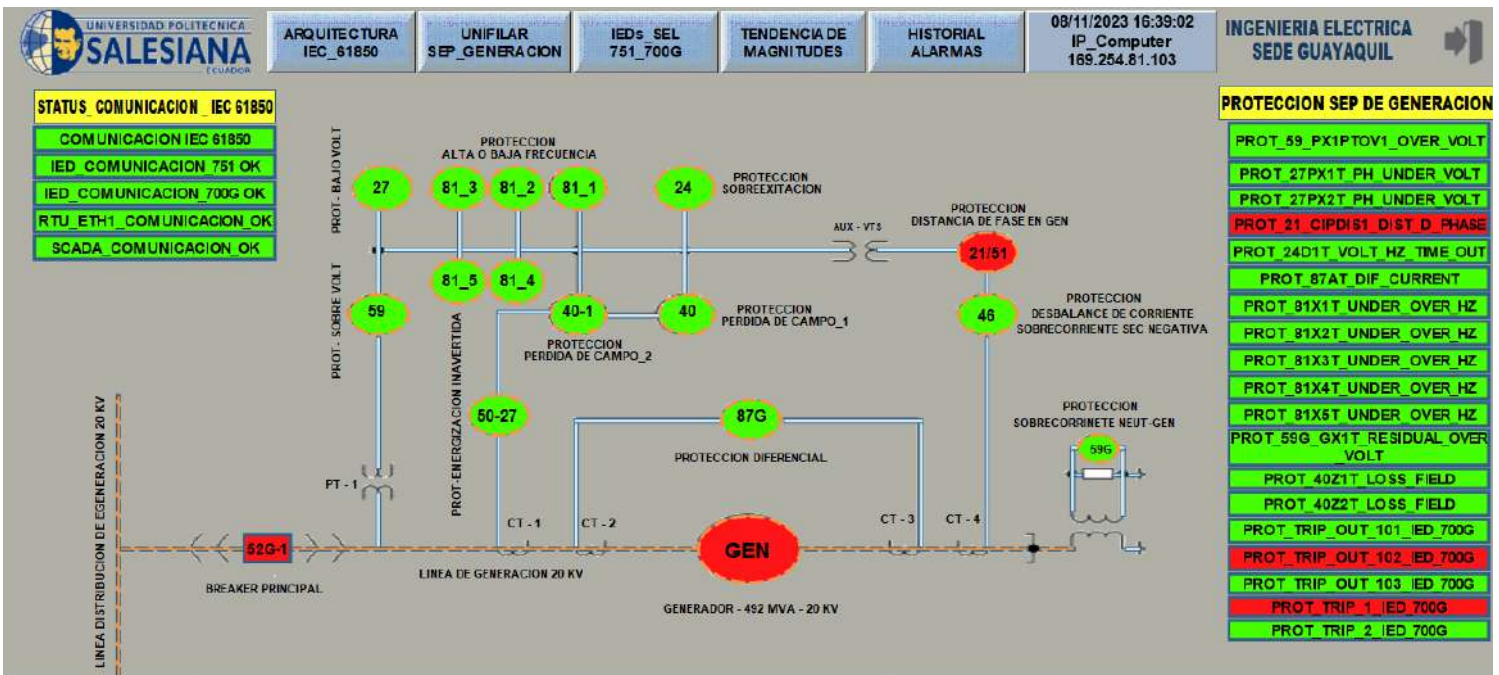
Anexo 12: Prueba de protección con la función 27.



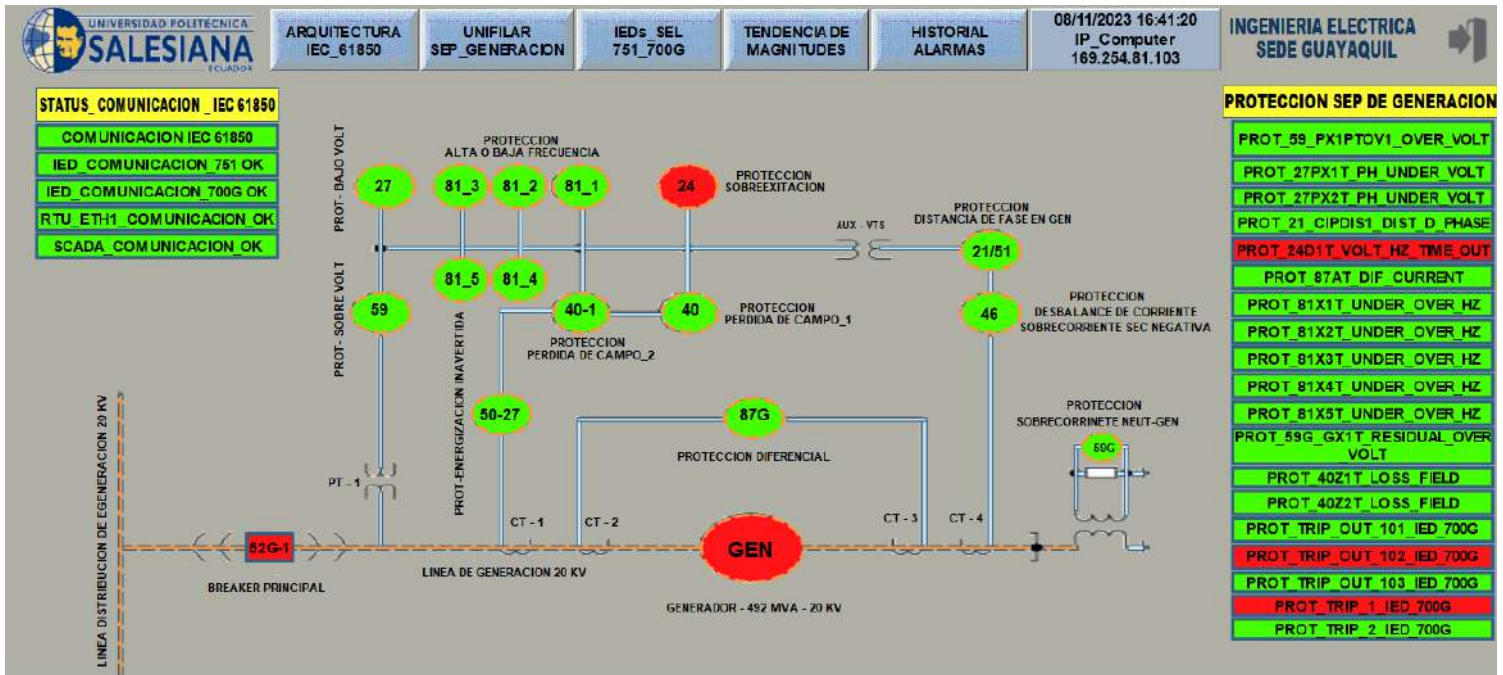
Anexo 13: Prueba de inyección con 108 V, función 50/27.



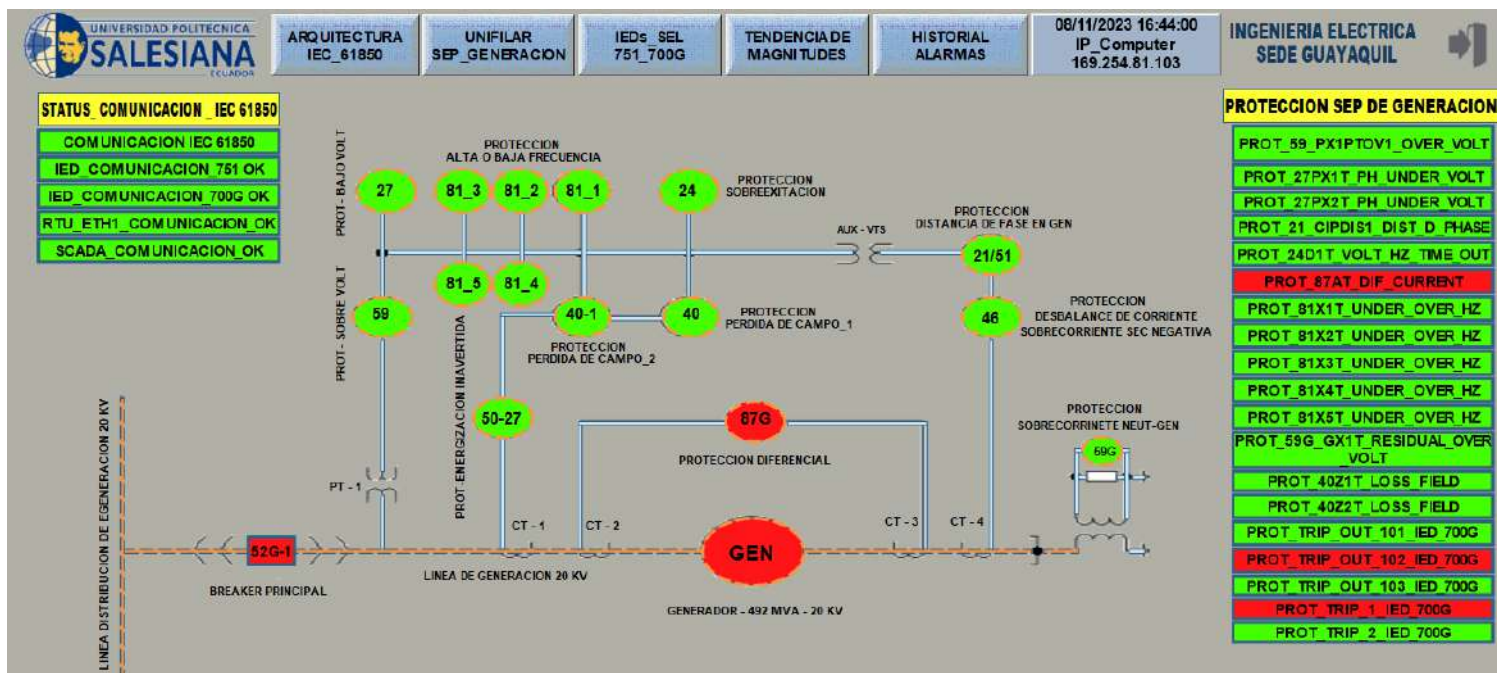
Anexo 14: Prueba de protección con la función 50/27.



Anexo 15: Prueba de protección con la función 21/51.



Anexo 16: Prueba de protección con la función 24.



Anexo 17: Prueba de protección con la función 87G.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR

ARQUITECTURA IEC_61850

UNIFILAR SEP_GENERACION

IEDs SEL 751_700G

TENDENCIA DE MAGNITUDES

HISTORIAL ALARMAS

08/16/2023 19:57:37
IP_Computer 169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA SEDE GUAYAQUIL

ADQUISICION DE DATOS DEL SEP DE GENERACION POR PROTOCOLO DE COMUNICACION IEC 61850

MEDICION_GENERACION



DATOS DEL RELE 751

```

19999 VOLTAJE_L1_L2
19987 VOLTAJE_L2_L3
20006 VOLTAJE_L3_L1
14205 CORRIENTE_L1
14194 CORRIENTE_L2
14201 CORRIENTE_L3
0 CORRIENTE_N
59 FRECUENCIA
0 F_POTENCIA_L1
0 F_POTENCIA_L2
0 F_POTENCIA_L3
16406 V_AMPERIO_L1
16384 V_AMPERIO_L2
16397 V_AMPERIO_L3
529 VOLTAMP_R_L1
388 VOLTAMP_R_L2
661 VOLTAMP_R_L3
16406 WATT_POT_L1
16384 WATT_POT_L2
16397 WATT_POT_L3
                    
```

PROTECCION_GENERACION



DATOS DEL RELE 700G

```

19986 VOLTAJE_L1_L2-X
19993 VOLTAJE_L2_L3_X
19992 VOLTAJE_L3_L1_X
14202 CORRIENTE_L1_X
14203 CORRIENTE_L2_X
14218 CORRIENTE_L3_X
0 CORRIENTE_N_X
59 FRECUENCIA_X
0 FACT_POTENCIA_X
49196 V_AMP_TOTAL_X
2659 V_A_R_TOTAL_X
49196 WATT_TOTAL_X
                    
```


PROTECCION SEP DE GENERACION

ESTATUS IEDs COMUNICACION IEC_61850 READY

ESTATUS COM_IED 700G OK

ESTATUS COM_IED 751 OK

Anexo 18: Prueba de inyección elemento # 1 con 59.20 Hz, función 81.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR

ARQUITECTURA IEC_61850

UNIFILAR SEP_GENERACION

IEDs SEL 751_700G

TENDENCIA DE MAGNITUDES

HISTORIAL ALARMAS

08/11/2023 16:46:39
IP_Computer 169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA SEDE GUAYAQUIL

STATUS COMUNICACION IEC 61850

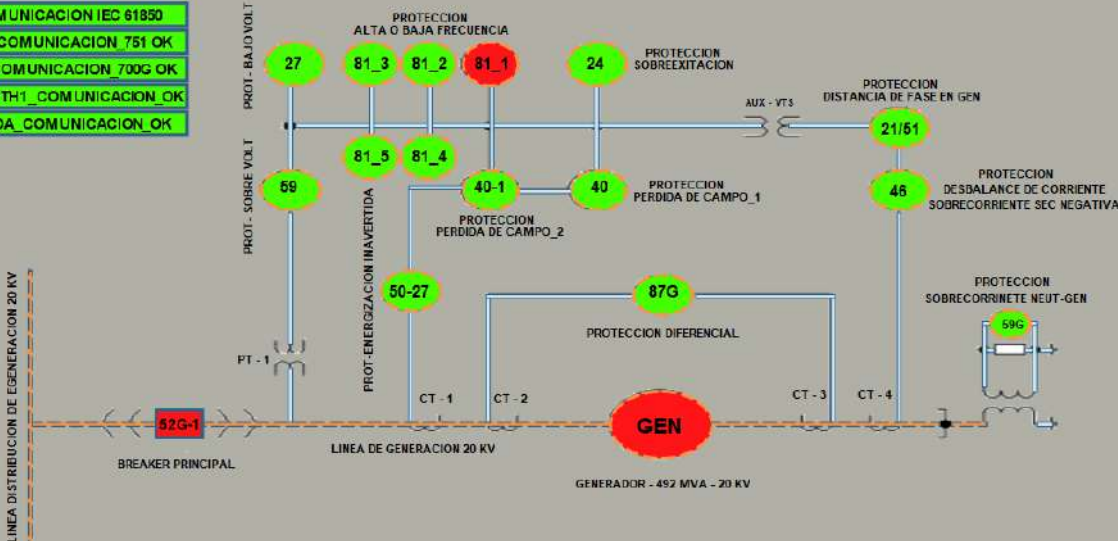
COMUNICACION IEC 61850 OK

IED COMUNICACION 751 OK OK

IED COMUNICACION 700G OK OK

RTU_ETH1_COMUNICACION_OK OK

SCADA_COMUNICACION_OK OK



PROTECCION SEP DE GENERACION

PROT_59_PX1PTOV1_OVER_VOLT OK

PROT_27PX1T_PH_UNDER_VOLT OK

PROT_27PX2T_PH_UNDER_VOLT OK

PROT_21_CIPDIS1_DIST_D_PHASE OK

PROT_24D1T_VOLT_HZ_TIME_OUT OK

PROT_87AT_DIF_CURRENT OK

PROT_81X1T_UNDER_OVER_HZ TRIP

PROT_81X2T_UNDER_OVER_HZ TRIP

PROT_81X3T_UNDER_OVER_HZ OK

PROT_81X4T_UNDER_OVER_HZ OK

PROT_81X5T_UNDER_OVER_HZ OK

PROT_59G_GX1T_RESIDUAL_OVER_VOLT OK

PROT_40Z1T_LOSS_FIELD OK

PROT_40Z2T_LOSS_FIELD OK

PROT_TRIP_OUT_101_IED_700G OK

PROT_TRIP_OUT_102_IED_700G TRIP

PROT_TRIP_OUT_103_IED_700G TRIP

PROT_TRIP_1_IED_700G TRIP

PROT_TRIP_2_IED_700G TRIP

Anexo 19: Prueba elemento # 1, función 81.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Ecuador

ARQUITECTURA
IEC_61850

UNIFILAR
SEP_GENERACION

IEDs SEL
751_700G

TENDENCIA DE
MAGNITUDES

HISTORIAL
ALARMAS

08/16/2023 19:58:25
IP_Computer
169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA
SEDE GUAYAQUIL

ADQUISICION DE DATOS DEL SEP DE GENERACION POR PROTOCOLO DE COMUNICACION IEC 61850

MEDICION_GENERACION



DATOS DEL RELE 751

```

20007 VOLTAJE_L1_L2
19976 VOLTAJE_L2_L3
20034 VOLTAJE_L3_L1
14222 CORRIENTE_L1
14186 CORRIENTE_L2
14206 CORRIENTE_L3
0 CORRIENTE_N
58 FRECUENCIA
0 F_POTENCIA_L1
0 F_POTENCIA_L2
0 F_POTENCIA_L3
16454 V_AMPERIO_L1
16362 V_AMPERIO_L2
16405 V_AMPERIO_L3
590 VOLTAMP_R_L1
392 VOLTAMP_R_L2
609 VOLTAMP_R_L3
16454 WATT_POT_L1
16362 WATT_POT_L2
16405 WATT_POT_L3
                
```

PROTECCION_GENERACION



DATOS DEL RELE 700G

```

19976 VOLTAJE_L1_L2-X
19999 VOLTAJE_L2_L3_X
20023 VOLTAJE_L3_L1_X
14206 CORRIENTE_L1_X
14186 CORRIENTE_L2_X
14239 CORRIENTE_L3_X
0 CORRIENTE_N_X
58 FRECUENCIA_X
0 FACT_POTENCIA_X
49227 V_AMP_TOTAL_X
2513 V_A_R_TOTAL_X
49226 WATT_TOTAL_X
                
```


PROTECCION SEP DE GENERACION

ESTATUS IEDs COMUNICACION IEC_61850 READY

ESTATUS COM_IED 700G OK

ESTATUS COM_IED 751 OK

Anexo 20: Prueba de inyección elemento # 2 con 58.40 Hz, función 81.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
Ecuador

ARQUITECTURA
IEC_61850

UNIFILAR
SEP_GENERACION

IEDs SEL
751_700G

TENDENCIA DE
MAGNITUDES

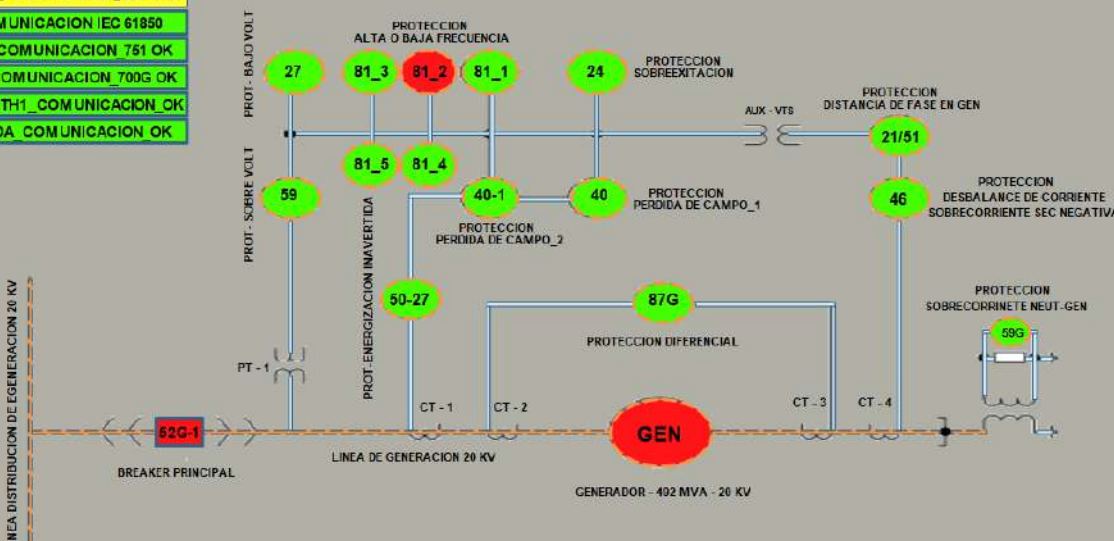
HISTORIAL
ALARMAS

08/11/2023 16:50:18
IP_Computer
169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA
SEDE GUAYAQUIL

STATUS_COMUNICACION_IEC_61850

- COMUNICACION IEC 61850
- IED COMUNICACION 751 OK
- IED COMUNICACION 700G OK
- RTU_ETH1_COMUNICACION_OK
- SCADA_COMUNICACION_OK



PROTECCION SEP DE GENERACION

- PROT_59_PX1PTOV1_OVER_VOLT
- PROT_27PX1T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_27PX2T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_21_CIPDIS1_DIST_D_PHASE
- PROT_24D1T_VOLT_HZ_TIME_OUT
- PROT_87AT_DIF_CURRENT
- PROT_81X1T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X2T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X3T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X4T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X5T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_59G_GX1T_RESIDUAL_OVER_VOLT
- PROT_40Z1T_LOSS_FIELD
- PROT_40Z2T_LOSS_FIELD
- PROT_TRIP_OUT_101_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_102_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_103_IED_700G
- PROT_TRIP_1_IED_700G
- PROT_TRIP_2_IED_700G

Anexo 21: Prueba elemento # 2 función 81.

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR

ARQUITECTURA IEC_61850 UNIFILAR SEP_GENERACION IEDs SEL 751_700G TENDENCIA DE MAGNITUDES HISTORIAL ALARMAS 08/16/2023 19:59:12 IP_Computer 169.254.81.103 INGENIERIA ELECTRICA SEDE GUAYAQUIL

ADQUISICION DE DATOS DEL SEP DE GENERACION POR PROTOCOLO DE COMUNICACION IEC 61850

MEDICION_GENERACION

DATOS DEL RELE 751

```

20012 VOLTAJE L1_L2
19982 VOLTAJE L2_L3
20007 VOLTAJE L3_L1
14210 CORRIENTE_L1
14202 CORRIENTE_L2
14195 CORRIENTE_L3
0 CORRIENTE_N
57 FRECUENCIA
0 F_POTENCIA_L1
0 F_POTENCIA_L2
0 F_POTENCIA_L3
16426 V_AMPERIO_L1
16393 V_AMPERIO_L2
16382 V_AMPERIO_L3
495 VOLTAMP_R_L1
362 VOLTAMP_R_L2
594 VOLTAMP_R_L3
16426 WATT_POT_L1
16393 WATT_POT_L2
16382 WATT_POT_L3
                
```

PROTECCION_GENERACION

DATOS DEL RELE 700G

```

19983 VOLTAJE L1_L2-X
20004 VOLTAJE L2_L3_X
19999 VOLTAJE L3_L1_X
14191 CORRIENTE_L1_X
14199 CORRIENTE_L2_X
14229 CORRIENTE_L3_X
0 CORRIENTE_N_X
57 FRECUENCIA_X
0 FACT_POTENCIA_X
49204 V_AMP_TOTAL_X
2200 V_A_R_TOTAL_X
49204 WATT_TOTAL_X
                
```

PROTECCION SEP DE GENERACION

ESTATUS IEDs COMUNICACION IEC_61850 READY

ESTATUS COM_IED 700G OK

ESTATUS COM_IED 751 OK

Anexo 22: Prueba de inyección elemento # 3 con 57.70 Hz, función 81.

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR

ARQUITECTURA IEC_61850 UNIFILAR SEP_GENERACION IEDs SEL 751_700G TENDENCIA DE MAGNITUDES HISTORIAL ALARMAS 08/11/2023 17:06:05 IP_Computer 169.254.81.103 INGENIERIA ELECTRICA SEDE GUAYAQUIL

STATUS COMUNICACION IEC 61850

- COMUNICACION IEC 61850
- IED COMUNICACION 751 OK
- IED COMUNICACION 700G OK
- RTU_ETH1 COMUNICACION OK
- SCADA COMUNICACION OK

PROTECCION SEP DE GENERACION

- PROT_59_PX1PTOV1_OVER_VOLT
- PROT_27PX1T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_27PX2T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_21_CIPDI61_DIST_D_PHASE
- PROT_24D1T_VOLT_HZ_TIME_OUT
- PROT_87AT_DIF_CURRENT
- PROT_81X1T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X2T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X3T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X4T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X5T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_59G_GX1T_RESIDUAL_OVER_VOLT
- PROT_40Z1T_LOSS_FIELD
- PROT_40Z2T_LOSS_FIELD
- PROT_TRIP_OUT_101_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_102_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_103_IED_700G
- PROT_TRIP_1_IED_700G
- PROT_TRIP_2_IED_700G

Anexo 23: Prueba elemento # 3 función 81.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
SALESIANA
ECUADOR

ARQUITECTURA
IEC_61850

UNIFILAR
SEP_GENERACION

IEDs_SEL
751_700G

TENDENCIA DE
MAGNITUDES

HISTORIAL
ALARMAS

08/16/2023 20:00:07
IP_Computer
169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA
SEDE GUAYAQUIL

ADQUISICION DE DATOS DEL SEP DE GENERACION POR PROTOCOLO DE COMUNICACION_IEC 61850

MEDICION_GENERACION



DATOS DEL RELE 751

```

19991 VOLTAJE_L1_L2
20016 VOLTAJE_L2_L3
20003 VOLTAJE_L3_L1
14194 CORRIENTE_L1
14205 CORRIENTE_L2
14218 CORRIENTE_L3
0 CORRIENTE_N
57 FRECUENCIA
0 F_POTENCIA_L1
0 F_POTENCIA_L2
0 F_POTENCIA_L3
16379 V_AMPERIO_L1
16407 V_AMPERIO_L2
16435 V_AMPERIO_L3
411 VOLTAMP_R_L1
361 VOLTAMP_R_L2
611 VOLTAMP_R_L3
16379 WATT_POT_L1
16407 WATT_POT_L2
16434 WATT_POT_L3
                    
```

PROTECCION_GENERACION



DATOS DEL RELE 700G

```

19985 VOLTAJE_L1_L2-X
19996 VOLTAJE_L2_L3_X
20021 VOLTAJE_L3_L1_X
14206 CORRIENTE_L1_X
14189 CORRIENTE_L2_X
14237 CORRIENTE_L3_X
0 CORRIENTE_N_X
57 FRECUENCIA_X
0 FACT_POTENCIA_X
49232 V_AMP_TOTAL_X
2160 V_A_R_TOTAL_X
49231 WATT_TOTAL_X
                    
```


PROTECCION SEP DE GENERACION

ESTATUS IEDs COMUNICACION IEC_61850 READY

ESTATUS COM_IED 700G OK

ESTATUS COM_IED 751 OK

Anexo 24: Prueba de inyección elemento # 4 con 57.10 Hz, función 81.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
SALESIANA
ECUADOR

ARQUITECTURA
IEC_61850

UNIFILAR
SEP_GENERACION

IEDs_SEL
751_700G

TENDENCIA DE
MAGNITUDES

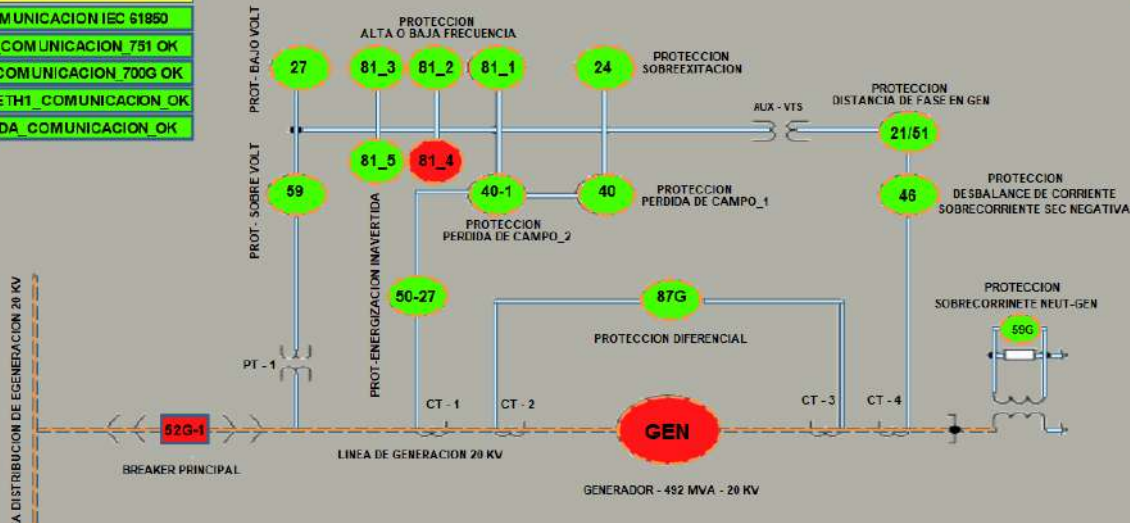
HISTORIAL
ALARMAS

08/11/2023 17:09:19
IP_Computer
169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA
SEDE GUAYAQUIL

STATUS_COMUNICACION_IEC_61850

- COMUNICACION IEC 61850
- IED COMUNICACION 751 OK
- IED COMUNICACION 700G OK
- RTU_ETH1_COMUNICACION OK
- SCADA_COMUNICACION_OK



PROTECCION SEP DE GENERACION

- PROT_59_FX1PTOV1_OVER_VOLT
- PROT_27PX1T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_27PX2T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_21_CIPDIS1_DIST_D_PHASE
- PROT_24D1T_VOLT_HZ_TIME_OUT
- PROT_87AT_DIF_CURRENT
- PROT_81X1T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X2T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X3T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X4T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X5T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_59G_GX1T_RESIDUAL_OVER_VOLT
- PROT_40Z1T_LOSS_FIELD
- PROT_40Z2T_LOSS_FIELD
- PROT_TRIP_OUT_101_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_102_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_103_IED_700G
- PROT_TRIP_1_IED_700G
- PROT_TRIP_2_IED_700G

Anexo 25: Prueba elemento # 4 función 81.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR

ARQUITECTURA IEC_61850

UNIFILAR SEP_GENERACION

IEDs SEL 751_700G

TENDENCIA DE MAGNITUDES

HISTORIAL ALARMAS

08/16/2023 20:04:53
IP_Computer 169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA SEDE GUAYAQUIL

ADQUISICION DE DATOS DEL SEP DE GENERACION POR PROTOCOLO DE COMUNICACION IEC 61850

MEDICION_GENERACION



DATOS DEL RELE 751

```

20000 VOLTAJE_L1_L2
20002 VOLTAJE_L2_L3
19998 VOLTAJE_L3_L1
14201 CORRIENTE_L1
14205 CORRIENTE_L2
14208 CORRIENTE_L3
0 CORRIENTE_N
60 FRECUENCIA
0 F_POTENCIA_L1
0 F_POTENCIA_L2
0 F_POTENCIA_L3
16393 V_AMPERIO_L1
16406 V_AMPERIO_L2
16410 V_AMPERIO_L3
703 VOLTAMP_R_L1
513 VOLTAMP_R_L2
860 VOLTAMP_R_L3
16392 WATT_POT_L1
16406 WATT_POT_L2
16410 WATT_POT_L3
                
```

PROTECCION_GENERACION



DATOS DEL RELE 700G

```

19988 VOLTAJE_L1_L2-X
20000 VOLTAJE_L2_L3_X
19984 VOLTAJE_L3_L1_X
14189 CORRIENTE_L1_X
14206 CORRIENTE_L2_X
14222 CORRIENTE_L3_X
0 CORRIENTE_N_X
60 FRECUENCIA_X
0 FACT_POTENCIA_X
49190 V_AMP_TOTAL_X
3089 V_A_R_TOTAL_X
49189 WATT_TOTAL_X
                
```


PROTECCION SEP DE GENERACION

ESTATUS IEDs COMUNICACION IEC_61850 READY

ESTATUS COM IED 700G OK

ESTATUS COM_IED 751 OK

Anexo 26: Prueba de inyección elemento # 5 con 60.60 Hz, función 81.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA ECUADOR

ARQUITECTURA IEC_61850

UNIFILAR SEP_GENERACION

IEDs SEL 751_700G

TENDENCIA DE MAGNITUDES

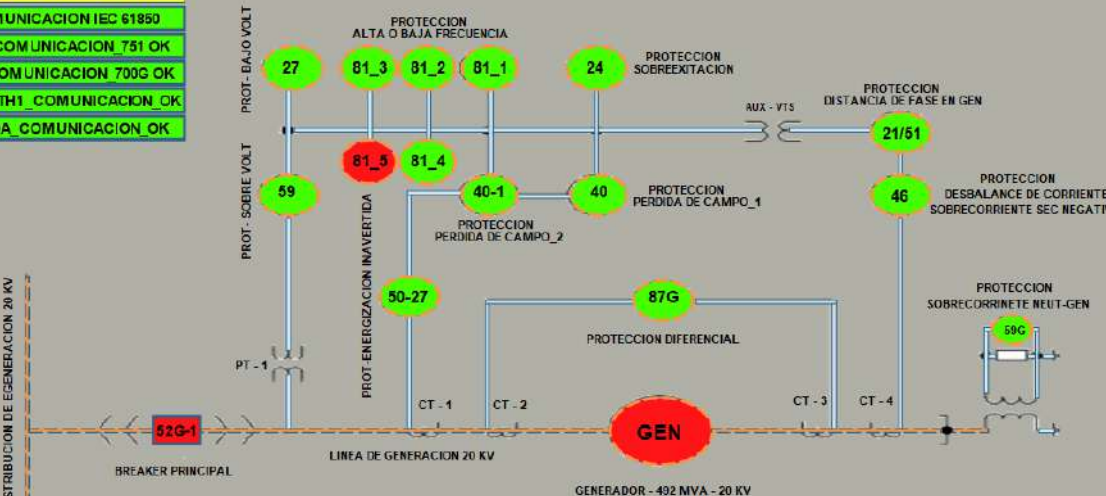
HISTORIAL ALARMAS

08/11/2023 17:11:13
IP_Computer 169.254.81.103

INGENIERIA ELECTRICA SEDE GUAYAQUIL

STATUS_COMUNICACION_IEC_61850

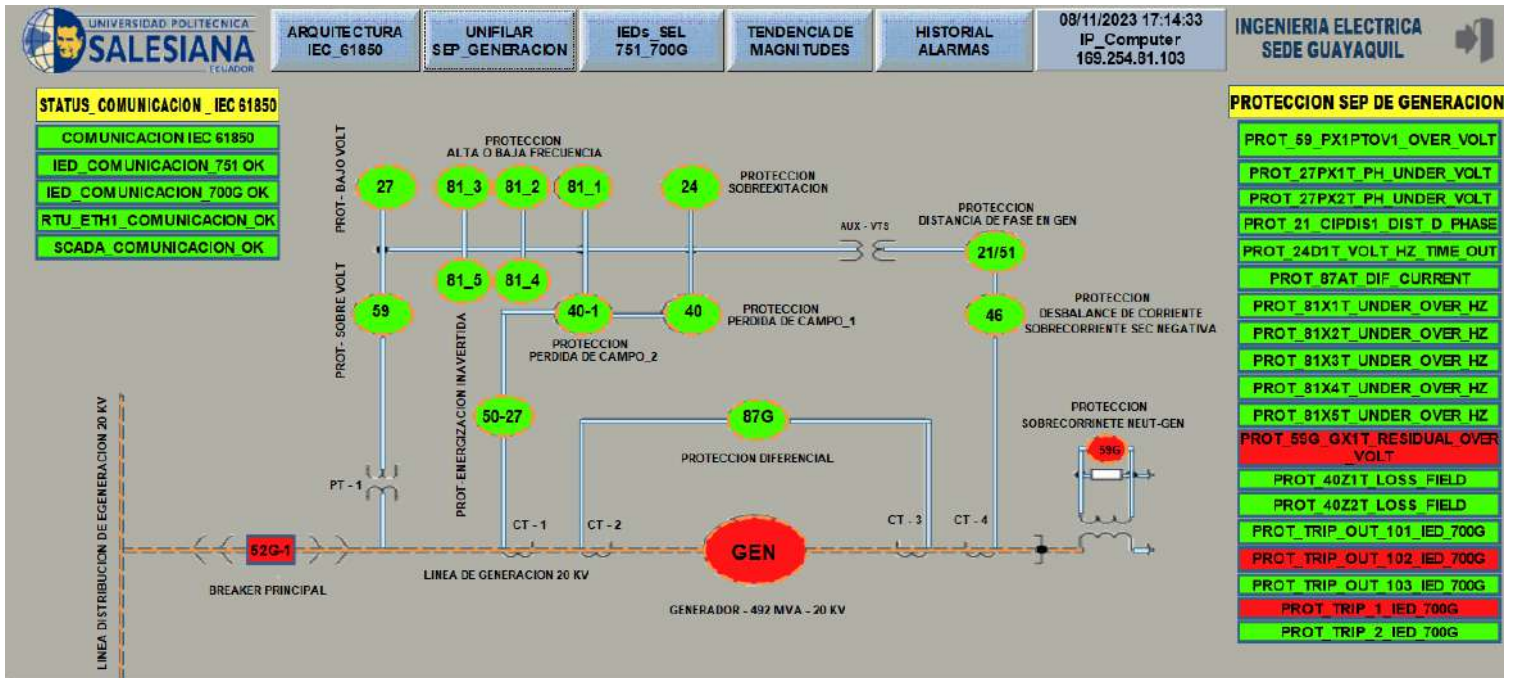
- COMUNICACION IEC 61850
- IED COMUNICACION 751 OK
- IED COMUNICACION 700G OK
- RTU_ETH1_COMUNICACION_OK
- SCADA_COMUNICACION_OK



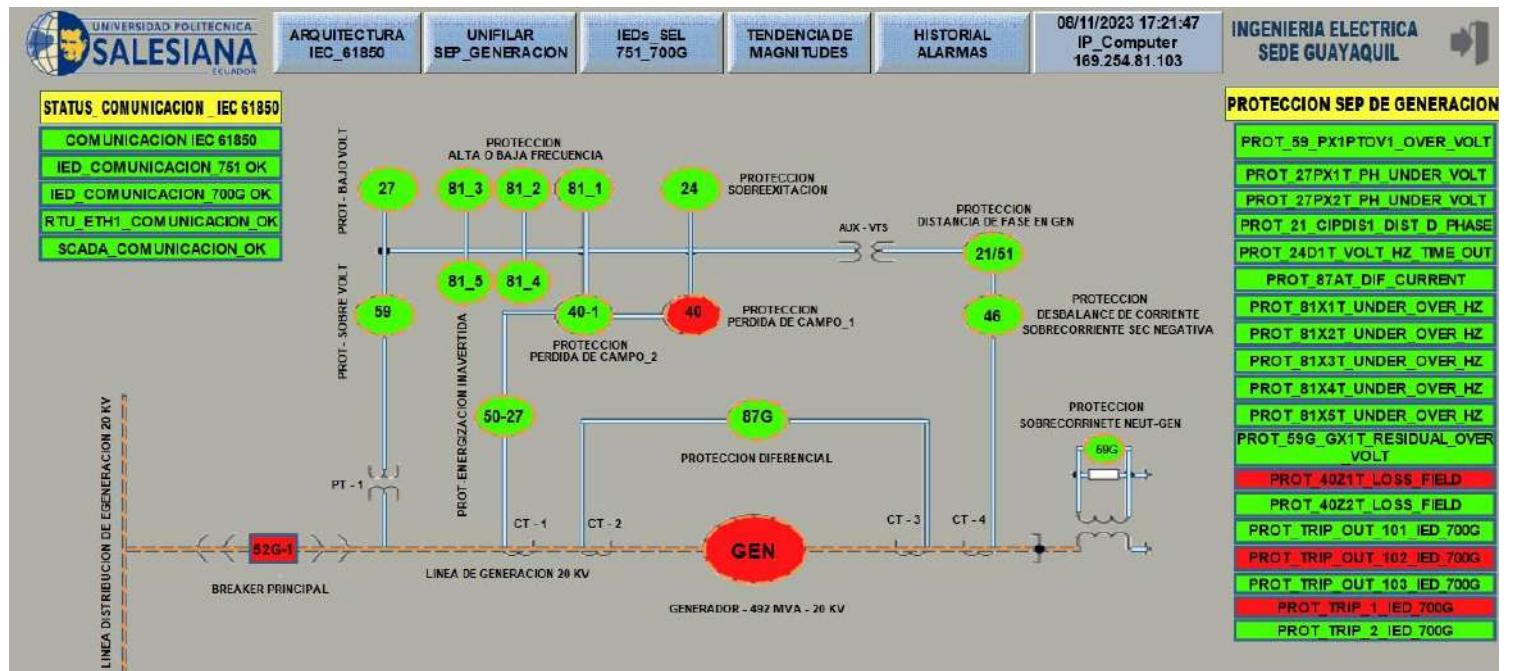
PROTECCION SEP DE GENERACION

- PROT_59_FX1PTOV1_OVER_VOLT
- PROT_27PX1T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_27PX2T_PH_UNDER_VOLT
- PROT_21_CIPDIS1_DIST_D_PHASE
- PROT_24D1T_VOLT_HZ_TIME_OUT
- PROT_87AT_DIF_CURRENT
- PROT_81X1T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X2T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X3T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X4T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_81X5T_UNDER_OVER_HZ
- PROT_59G_GX1T_RESIDUAL_OVER_VOLT
- PROT_40Z1T_LOSS_FIELD
- PROT_40Z2T_LOSS_FIELD
- PROT_TRIP_OUT_101_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_102_IED_700G
- PROT_TRIP_OUT_103_IED_700G
- PROT_TRIP_1_IED_700G
- PROT_TRIP_2_IED_700G

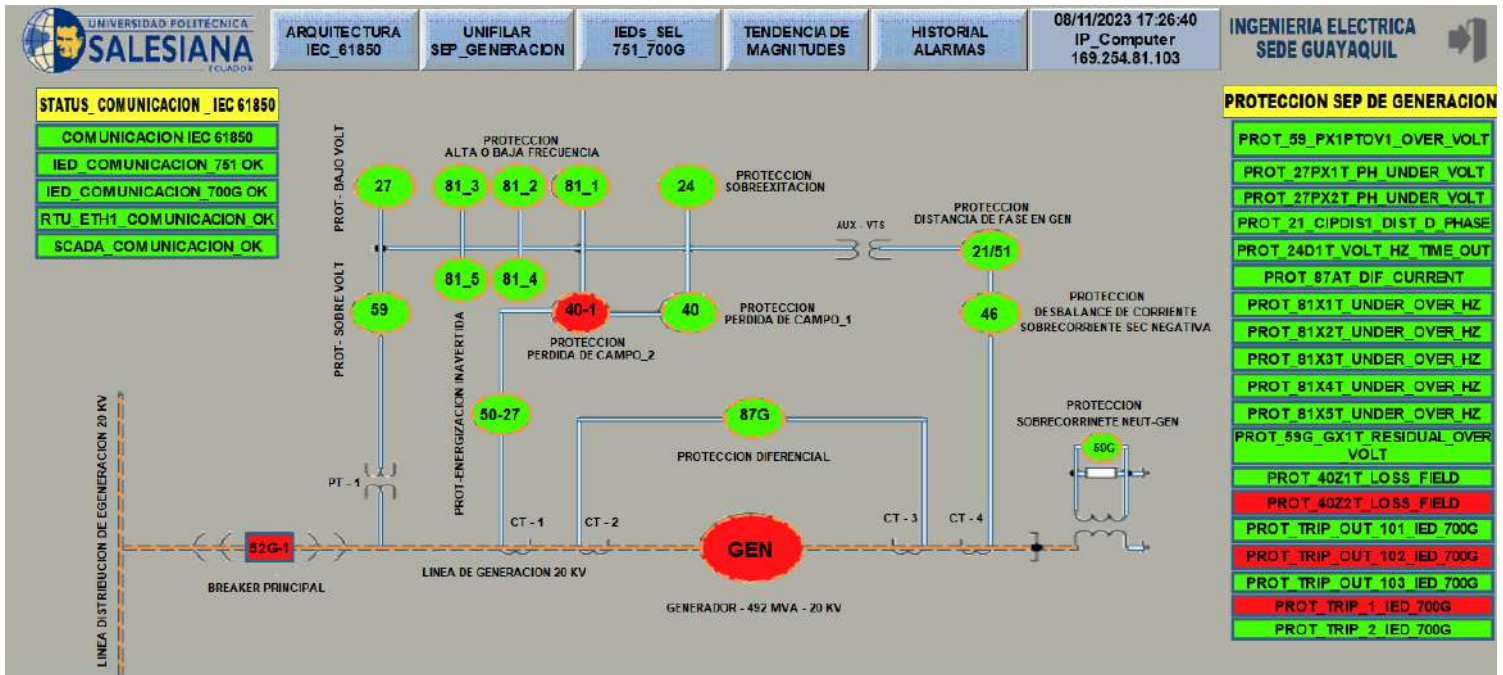
Anexo 27: Prueba elemento # 5 función 81.



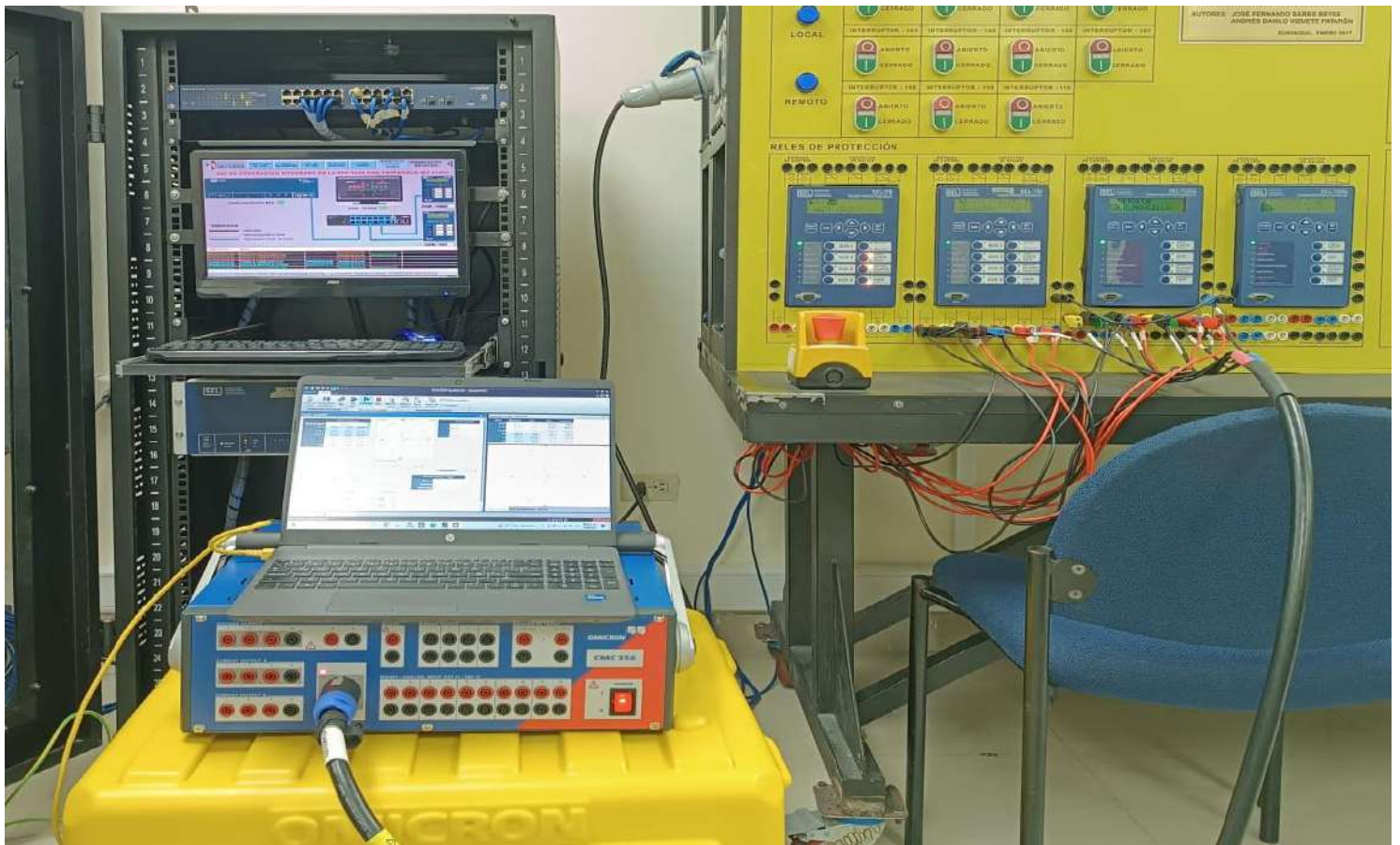
Anexo 28: Prueba de protección con la función 59G.



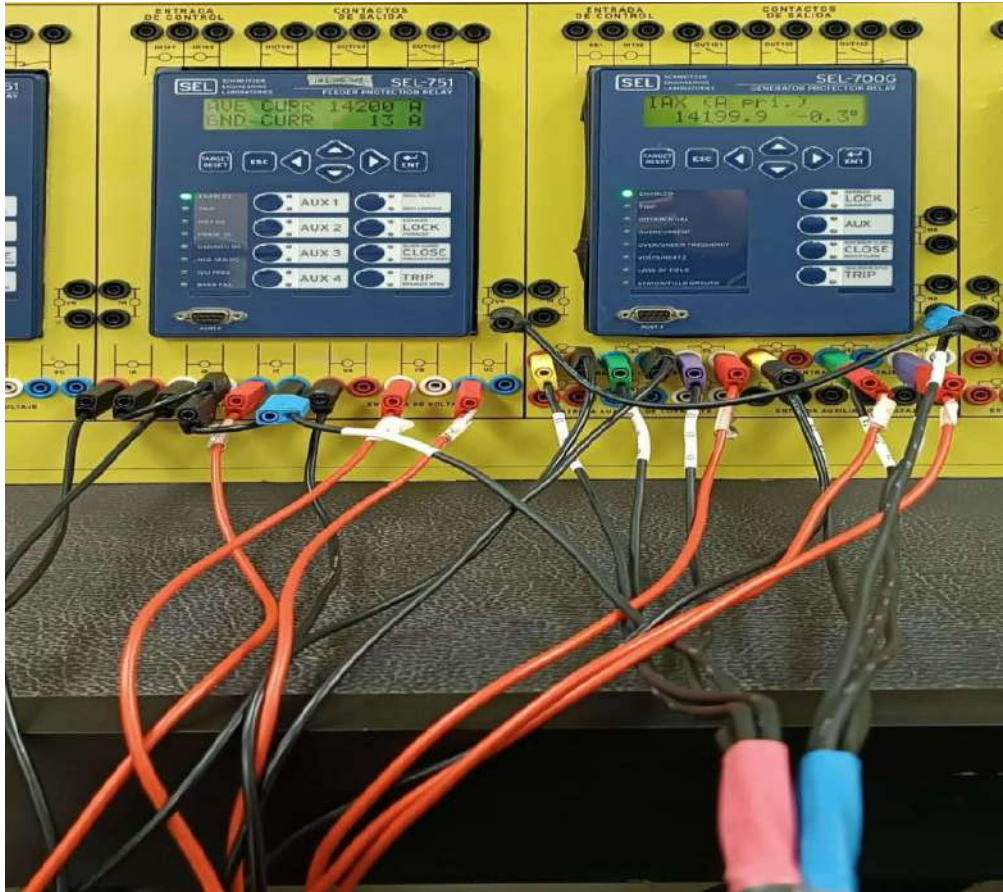
Anexo 29: Prueba zona # 1 función 40.



Anexo 30: Prueba zona # 2 función 40.



Anexo 31: Conexión de los equipos.



Anexo 32: Datos de inyección visualizados en los IEDs.

ANEXO A: Reporte de la configuración del relé SEL-700G, datos generales.

SEL-700G Settings Report	
Overview Information	
File Name	DATOS RELE 751 LAB 1_ajuste 01_03_08_2023
RDB	RESP DE AJUSTE 04_08_2024.rdb
Device	SEL-700G
Setting Version Number	003
Part Number	0700G12C0X0X76850210
Firmware ID	SEL-700G-R107-V0-Z003002-D20140806
SELBoot Firmware ID	BOOTLDR-R501-V0-Z000000-D20140224
Settings	
Port F Port 1 Global Group 1	
Settings Legend	
Visible Setting	
Hidden Setting	
Invalid Setting	

ANEXO B: Reporte de la configuración del relé SEL-700G, datos del puerto F.

Port F Top			
Setting	Description	Range	Value
PROTO	Protocol	Seleccione: SEL, MOD, EVMSG, PMU	SEL
SPEED	Data Speed (bps)	Seleccione: 300, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400	9600
BITS	Data Bits (bits)	Seleccione: 7, 8	8
PARITY	Parity	Seleccione: O, E, N	N
STOP	Stop Bits (bits)	Seleccione: 1, 2	1
RTSCTS	Hardware Handshaking	Seleccione: Y, N	N
T_OUT	Port Time-Out (minutes)	Rango = 0 a 30	5
AUTO	Send Auto Messages to Port	Seleccione: Y, N	N
Port F Top			

ANEXO C: Reporte de la configuración del relé SEL-700G, datos del puerto 1.

Port 1 Top			
Setting	Description	Range	Value
IPADDR	Device IP Address [zzz.yyy.xxx.www] (15 characters)	Rango = Cadena ASCII con una longitud máxima de 15.	192.168.0.12
SUBNETM	Subnet Mask (15 characters)	Rango = Cadena ASCII con una longitud máxima de 15.	255.255.255.0
DEFRTR	Default Router Gateway (15 characters)	Rango = Cadena ASCII con una longitud máxima de 15.	192.168.0.1
ETCPKA	Enable TCP Keep-Alive	Seleccione: Y, N	Y
KAIDLE	TCP Keep-Alive Idle Range (seconds)	Rango = 1 a 20	10
KAINTV	TCP Keep-Alive Interval Range (seconds)	Rango = 1 a 20	1
KACNT	TCP Keep-Alive Count Range	Rango = 1 a 20	6
FASTOP	Fast Operate	Seleccione: Y, N	N
NETASPD	Network Port A Speed (Mbps)	Seleccione: AUTO, 10, 100	AUTO
TPORT	Telnet Port	Rango = 1025 a 65534, 23	23
TIDLE	Telnet Port Time-Out (minutes)	Rango = 1 a 30	15
FTPUSER	File Transfer User Name (20 characters)	Rango = Cadena ASCII con una longitud máxima de 20.	FTPUSER
E61850	Enable IEC 61850 Protocol	Seleccione: Y, N	Y
EGSE	Enable IEC 61850 GOOSE	Seleccione: Y, N	Y
EMOD	Enable Modbus Sessions	Seleccione: 0-2	0
ESNTP	Enable SNTP Client	Seleccione: OFF, UNICAST, MANYCAST, BROADCAST	OFF
Port 1 Top			

ANEXO D: Reporte de la configuración del relé SEL-700G, datos globales.

Global			
Setting	Description	Range	Value
FNOM	Rated Frequency (Hz)	Seleccione: 50, 60	60
DATE_F	Date Format	Seleccione: MDY, YMD, DMY	DMY
FAULT	Fault Condition (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	51V OR 51C OR 50PX1P OR 46Q2 OR 21C1P OR 21C2P OR 50PY1P OR 50QY1P OR 50GY1P OR 50N1P OR 51PYP OR 51QYP OR 51GYP OR TRIP
EMP	Messenger Points Enable	Rango = 1 a 32, N	N
TGR	Group Change Delay (seconds)	Rango = 0 a 400	3
SS1	Select Settings Group1 (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	1
SS2	Select Settings Group2 (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
SS3	Select Settings Group3 (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
EPMU	Enable Synchronized Phasor Measurement	Seleccione: Y, N	N
IRIGC	IRIG-B Control Bits Definition	Seleccione: NONE, C37.118	NONE
UTC_OFF	Offset From UTC (hours, in 0.25 hour increments)	Rango = -24,00 a 24,00	0,00
DST_BEGM	Month To Begin DST	Rango = 1 a 12, OFF	OFF
52ABF	52A Interlock in BF Logic	Seleccione: Y, N	N
BFDX	Breaker X Failure Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 2,00	0,50
BFIX	Breaker X Failure Initiate (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	R_TRIG TRIPX
IN101D	IN101 Debounce (milliseconds)	Rango = 0 a 65000, AC	10
IN102D	IN102 Debounce (milliseconds)	Rango = 0 a 65000, AC	10
EBMONX	Enable Breaker X Monitor	Seleccione: Y, N	Y
BKMONX	Control Breaker Monitor (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	TRIPX
COSP1X	Close/Open Operations Set Point 1-max	Rango = 0 a 65000	10000
COSP2X	Close/Open Operations Set Point 2-mid	Rango = 0 a 65000	150
COSP3X	Close/Open Operations Set Point 3-min	Rango = 0 a 65000	12
KASP1X	kA(pri) Interrupted Set Point 1-min	Rango = 0,00 a 999,00	1,20
KASP2X	kA(pri) Interrupted Set Point 2-mid	Rango = 0,00 a 999,00	8,00
KASP3X	kA(pri) Interrupted Set Point 3-max	Rango = 0,00 a 999,00	20,00
RSTRGT	Reset Targets (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
RSTENRGY	Reset Energy (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
RSTMXMN	Reset Max/Min (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
RSTDDEM	Reset Demand (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
RSTPKDEM	Reset Peak Demand (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
DSABLSET	Disable Settings (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
TIME_SRC	IRIG Time Source	Seleccione: IRIG1, IRIG2	IRIG1
Global			

ANEXO E: Reporte de la configuración del relé SEL-700G, datos del grupo 1.

Group 1			
			Top
Setting	Description	Range	Value
RID	Relay Identifier (16 characters)	Rango = Cadena ASCII con una longitud máxima de 16.	GENERADOR
TID	Terminal Identifier (16 characters)	Rango = Cadena ASCII con una longitud máxima de 16.	LOOR_MANCILLA
CTRN	Neutral CT Ratio	Rango = 1 a 10000	3600
PTRS	Synchronizing Voltage PT Ratio	Rango = 1,00 a 10000,00	167,00
PTRN	Neutral PT Ratio	Rango = 1,00 a 10000,00	60,00
CTRX	X Side Phase CT Ratio	Rango = 1 a 10000	3600
PTRX	X Side PT Ratio	Rango = 1,00 a 10000,00	166,67
CTRY	Y Side Phase CT Ratio	Rango = 1 a 10000	3600
INOM	Nominal Generator Current (amps)	Rango = 1,0 a 10,0	5,0
VNOM_X	X Side Nominal L-L Voltage (kV)	Rango = 0,20 a 1000,00	20,00
PHROT	Phase Rotation	Seleccione: ABC, ACB	ABC
X_CUR_IN	X Side Phase CT Location	Seleccione: NEUT, TERM	NEUT
DELTAY_X	X Side PT Connection	Seleccione: DELTA, WYE	WYE
CTCONY	Y Side Phase CT Connection	Seleccione: DELTA, WYE	WYE
EBUP	Backup Protection Enable	Seleccione: N, V, C, DC	DC
E87	Enable Phase Differential Elements	Seleccione: GEN, TRANS, NONE	GEN
O87P	Restrained Element Operating Current PU (TAP)	Rango = 0,10 a 1,00	0,10
87AP	Differential Current Alarm PU (TAP)	Rango = 0,05 a 1,00, OFF	OFF
SLP1	Restraint Slope 1 Percentage (%)	Rango = 5 a 70	10
U87P	Unrestrained Element Current PU (TAP)	Rango = 1,0 a 20,0	5,0
E87N	Enable Ground Differential Elements	Seleccione: Y, N	N
EREF	Enable Restricted Earth Fault Elements	Seleccione: Y, N	N
E64G	Enable 100% Stator Ground Protection	Seleccione: Y, N	N
E64F	Enable Field Ground Protection Elements	Seleccione: Y, N	N
Z1C	Zone 1 Compensator Reach (ohms)	Rango = 0,1 a 100,0, OFF	2,5
Z1CO	Zone 1 Compensator Offset (ohms)	Rango = 0,0 a 10,0	0,0
Z1CD	Zone 1 Compensator Time Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 400,00	0,50
50PP1	Zone 1 Phase-Phase Current FD (amps)	Rango = 0,50 a 170,00	0,50
Z1ANG	Zone 1 Pos-Seq Impedance Angle (degrees)	Rango = 45 a 90	90
Z2C	Zone 2 Compensator Reach (ohms)	Rango = 0,1 a 100,0, OFF	16,6
Z2CO	Zone 2 Compensator Offset (ohms)	Rango = 0,0 a 10,0	0,0
Z2CD	Zone 2 Compensator Time Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 400,00	1,00
50PP2	Zone 2 Phase-Phase Current FD (amps)	Rango = 0,50 a 170,00	0,50
Z2ANG	Zone 2 Pos-Seq Impedance Angle (degrees)	Rango = 45 a 90	85
		Valid range = The legal	

21CTC	Compensation Distance Element Torque Control (SELogic)	operators: AND OR NOT R TRIG F TRIG	NOT 3POX
E40	Enable Loss-of-Field Protection	Seleccione: Y, N	Y
40Z1P	Zone 1 Mho Diameter (ohms)	Rango = 0,1 a 100,0, OFF	17,6
40XD1	Zone 1 Offset Reactance (ohms)	Rango = -50,0 a 0,0	-1,8
40Z1D	Zone 1 Pickup Time Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 400,00	0,10
40Z2P	Zone 2 Mho Diameter (ohms)	Rango = 0,1 a 100,0, OFF	20,9
40XD2	Zone 2 Offset Reactance (ohms)	Rango = -50,0 a 50,0	-1,8
40Z2D	Zone 2 Pickup Time Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 400,00	0,50
40ZTC	40Z Element Torque Control (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R TRIG F TRIG	NOT LOPX
E46	Enable Negative Sequence Overcurrent Protection	Seleccione: Y, N	Y
46Q1P	Level 1 Negative Seq. Overcurrent Trip Level (%)	Rango = 2 a 100, OFF	5
46Q1D	Level 1 Negative Seq. Overcurrent Time Delay (seconds)	Rango = 0,02 a 999,90	30,00
46Q2P	Level 2 Negative Seq. Time Overcurrent Trip Level (%)	Rango = 2 a 100, OFF	OFF
46QTC	46Q Negative Seq. Overcurrent Torque Control (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R TRIG F TRIG	1
E49T	Enable Thermal Overload Protection	Seleccione: Y, N	N
E24	Enable V/Hz Protection	Seleccione: Y, N	Y
24TC	24 Element Torque-Control (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R TRIG F TRIG	1
24D1P	Level 1 V/Hz Pickup (%)	Rango = 100 a 200	118
24D1D	Level 1 Time Delay (seconds)	Rango = 0,04 a 400,00	3,00
24CCS	Level 2 Composite Curve Shape	Seleccione: OFF, DD, ID, I, U	ID
24IP	Level 2 Inverse Time Pickup (%)	Rango = 100 a 200	106
24IC	Level 2 Inverse Time Curve	Seleccione: 0.5, 1, 1.0, 2, 2.0	2
24ITD	Level 2 Inverse Time Factor (seconds)	Rango = 0,1 a 10,0	4,0
24D2P2	Level 2 Pickup 2 (%)	Rango = 101 a 200	176
24D2D2	Level 2 Time Delay 2 (seconds)	Rango = 0,04 a 400,00	3,00
24CR	Level 2 Reset Time (seconds)	Rango = 0,00 a 400,00	240,00
E78	Enable Out-of-Step Protection	Seleccione: N, 1B, 2B	1B
78FWD	Forward Reach Reactance (ohms)	Rango = 0,1 a 100,0	7,2
78REV	Reverse Reach Reactance (ohms)	Rango = 0,1 a 100,0	3,1
78R1	Right Hand Blinder (ohms)	Rango = 0,1 a 50,0	1,6
78R2	Left Hand Blinder (ohms)	Rango = 0,1 a 50,0	1,6
78TD	Out-of-Step Trip Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 1,00	0,00
78TDURD	Out-of-Step Trip Duration (seconds)	Rango = 0,00 a 5,00	0,04
50ABC	Pos. Seq. Current Supervision (amps)	Rango = 0,25 a 30,00	0,25
OOSTC	78 Element Torque Control (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT	1

		R_TRIG F_TRIG	
EINAD	Enable Inadvertent Energization Protection	Seleccione: Y, N	Y
GENDEPU	Generator De-Energization Pick-up Timer (seconds)	Rango = 0,00 a 100,00	2,00
GENDEDO	Generator De-Energization Drop-out Timer (seconds)	Rango = 0,00 a 100,00	1,00
INADPU	Inadvertent Energization Pick-up Timer (seconds)	Rango = 0,00 a 10,00	0,25
INADDO	Inadvertent Energization Drop-out Timer (seconds)	Rango = 0,00 a 10,00	0,13
INADTC	Inadvertent Energization Logic Input (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	3POX
50PX1P	X Side Phase Inst Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50PX2P	X Side Phase Inst Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50PX3P	X Side Phase Inst Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50GX1P	X Side Residual Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50GX2P	X Side Residual Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50QX1P	X Side Negative Sequence Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50QX2P	X Side Negative Sequence Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50PY1P	Y Side Phase Inst Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50PY2P	Y Side Phase Inst Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50PY3P	Y Side Phase Inst Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50GY1P	Y Side Residual Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50GY2P	Y Side Residual Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50QY1P	Y Side Negative Sequence Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50QY2P	Y Side Negative Sequence Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50N1P	Neutral Inst Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
50N2P	Neutral Inst Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 96,00, OFF	OFF
51GXP	X Side Residual Time Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 16,00, OFF	OFF
51NP	Neutral Time Overcurrent Trip Level (amps)	Rango = 0,50 a 16,00, OFF	OFF
EDIRX	Enable Directional Control	Seleccione: Y, N, AUTO	N
ZLFX	Forward Load Impedance (ohms)	Rango = 0,10 a 128,00, OFF	OFF
EPWRX	Enable Three Phase Power Elements	Seleccione: 1-4, N	N
E81X	Enable Frequency Elements	Seleccione: 1-6, N	5
81XTC	81 Element Torque Control (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	1
81X1TP	Frequency Pickup Level 1 (Hz)	Rango = 15,00 a 70,00, OFF	59,20
81X1TD	Frequency Delay 1 (seconds)	Rango = 0,00 a 240,00	240,00
81X2TP	Frequency Pickup Level 2 (Hz)	Rango = 15,00 a 70,00, OFF	58,40
81X2TD	Frequency Delay 2 (seconds)	Rango = 0,00 a 240,00	90,00
81X3TP	Frequency Pickup Level 3 (Hz)	Rango = 15,00 a 70,00, OFF	57,70

81X3TD	Frequency Delay 3 (seconds)	Rango = 0,00 a 240,00	30,00
81X4TP	Frequency Pickup Level 4 (Hz)	Rango = 15,00 a 70,00, OFF	57,10
81X4TD	Frequency Delay 4 (seconds)	Rango = 0,00 a 240,00	0,17
81X5TP	Frequency Pickup Level 5 (Hz)	Rango = 15,00 a 70,00, OFF	60,60
81X5TD	Frequency Delay 5 (seconds)	Rango = 0,00 a 240,00	5,00
E81RX	Enable Rate-of-Change of Frequency Elements	Seleccione: 1-4, N	N
E81ACC	Number of Frequency Accumulator Bands	Seleccione: 1-6, N	N
27PX1P	Phase Undervoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 300,0, OFF	108,0
27PX1D	Phase Undervoltage Trip Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 120,00	9,00
27PPX1P	Phase-Phase Undervoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 520,0, OFF	OFF
27PX2P	Phase Undervoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 300,0, OFF	96,0
27PX2D	Phase Undervoltage Trip Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 120,00	2,00
27PPX2P	Phase-Phase Undervoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 520,0, OFF	OFF
59PX1P	Phase Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 300,0, OFF	132,0
59PX1D	Phase Overvoltage Trip Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 120,00	10,00
59PPX1P	Phase-Phase Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 520,0, OFF	OFF
59PX2P	Phase Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 300,0, OFF	180,0
59PX2D	Phase Overvoltage Trip Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 120,00	0,03
59PPX2P	Phase-Phase Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 520,0, OFF	OFF
59QX1P	Negative Sequence Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 200,0, OFF	OFF
59QX2P	Negative Sequence Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 200,0, OFF	OFF
59GX1P	Zero Sequence Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 200,0, OFF	5,0
59GX1D	Zero Sequence Overvoltage Trip Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 120,00	5,00
59GX2P	Zero Sequence Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 200,0, OFF	OFF
E27V1X	Enable Positive Sequence Undervoltage Elements	Seleccione: 1-6, N	1
E59V1X	Enable Positive Sequence Overvoltage Elements	Seleccione: 1-6, N	N
27V1X1P	Positive Sequence Undervoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 300,0, OFF	60,0
27V1X1D	Positive Sequence Undervoltage Trip Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 120,00	0,25
27S1P	Synchronism Undervoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 300,0, OFF	OFF
59S1P	Synchronism Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 300,0, OFF	OFF
27S2P	Synchronism Undervoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 300,0, OFF	OFF
59S2P	Synchronism Overvoltage Trip Level (volts)	Rango = 2,0 a 300,0, OFF	OFF
E49RTD	RTD Enable	Seleccione: EXT, NONE	NONE
E25X	Synchronism Check Enable	Seleccione: Y, N	N
EDEM	Enable Demand Metering	Seleccione: THM, ROL	ROL
DMTC	Demand Meter Time Constant (minutes)	Seleccione: 5, 10, 15, 30, 60	15
PHDEMPX	Phase Current Demand Level (amps)	Rango = 0,50 a 16,00, OFF	OFF
GNDEMPX	Residual Current Demand Level (amps)	Rango = 0,50 a 16,00, OFF	OFF
3I2DEMPX	Negative Sequence Current Demand Level (amps)	Rango = 0,50 a 16,00, OFF	OFF
50LXP	Load Detection Phase Pickup (amps)	Rango = 0,25 a 96,00, OFF	5,44
3POXD	Three-Pole Open Time Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 1,00	0,00

TDURD	Minimum Trip Time (seconds)	Rango = 0,00 a 400,00	0,50
TR1	Trip 1 (Generator Field Breaker Trip) Equation (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	VB001 OR VB002 OR VB003
TR2	Trip 2 (Prime Mover Trip) Equation (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	59GX1T OR 59PX2T OR 27PX1T OR 27PX2T OR INADT OR 87AT
TR3	Trip 3 (Generator Lockout Relay) Equation (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
REMTRIP	Remote Trip (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
ULTR1	Unlatch Trip 1 (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	NOT TR1
ULTR2	Unlatch Trip 2 (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	NOT TR2
ULTR3	Unlatch Trip 3 (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	NOT TR3
CFDX	Close X Failure Time Delay (seconds)	Rango = 0,00 a 400,00	0,50
TRX	X-Side (Generator Main Circuit Breaker) Trip Equation (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	46Q2T OR 81X1T OR 81X2T OR 81X3T OR 81X4T OR 81X5T OR OOST OR SV04T OR OCX OR OOST OR 40Z1T OR 40Z2T OR 46Q1T OR 59GX1T OR 24D1T
ULTRX	Unlatch Trip X (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	3POX
52AX	Breaker X Status (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	0
CLX	Close X Equation (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	SV03T OR CCX OR SV11T AND 25C
ULCLX	Unlatch Close X (SELogic)	Valid range = The legal operators: AND OR NOT R_TRIG F_TRIG	TRIPX
Group 1			

[Top](#)