



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE GUAYAQUIL
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

TEMA:

“SIMULACIÓN Y MONITOREO DE LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN DE UNA CELDA DE MEDIA TENSIÓN HACIENDO USO DEL RTU RTAC SEL 3530 Y RELÉ SEL-751”

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

AUTOR: GUILLERMO DAMIAN PACHO LOOR

AUTOR: JOEL ALEXANDER OJEDA FUENTES

TUTOR: ING. ROY FREDDY SANTANA JARA, MSC

Guayaquil – Ecuador
2024

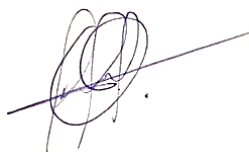
**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORIA DEL TRABAJO DE
TITULACION**

Nosotros, PACHO LOOR GUILLERMO DAMIAN con documento de identificación N° 1727210419. y OJEDA FUENTES JOEL ALEXANDER con documento de identificación N° 0931624464. 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, 28 de febrero del 2024

Atentamente;



.....
Guillermo Damián Pacho Loor

CI: 1727210419



.....
Joel Alexander Ojeda Fuentes

CI: 0931624464

**“CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACION A LA UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA”**

Nosotros, PACHO LOOR GUILLERMO DAMIAN con documento de identificación N° 1727210419. y OJEDA FUENTES JOEL ALEXANDER con documento de identificación N° 0931624464. 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 titulado: “SIMULACIÓN Y MONITOREO DE LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN DE UNA CELDA DE MEDIA TENSIÓN HACIENDO USO DEL RTU RTAC SEL 3530 Y RELÉ SEL-751”, 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, 28 de febrero del 2024

Atentamente;



.....
Guillermo Damián Pacho Loor

CI: 1727210419



.....
Joel Alexander Ojeda Fuentes

CI: 0931624464

“CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN”

Yo, ROY FREDDY SANTANA JARA, con documento de identificación N° 0910972637, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “SIMULACIÓN Y MONITOREO DE LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN DE UNA CELDA DE MEDIA TENSIÓN HACIENDO USO DEL RTU RTAC SEL 3530 Y RELÉ SEL-751”, realizado por Guillermo Damián Pacho Loor, con documento de identificación N° 1727210419 y Joel Alexander Ojeda Fuentes, con documento de identificación N° 0931624464, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción de Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 28 de febrero del 2024

Atentamente;



.....
ROY FREDDY SANTANA JARA

CI: 0910972637

DEDICATORIA

Dedico plenamente mi tesis a mi Padre con todo el afecto de mi corazón, ya que es la persona responsable y motivadora que marcó el comienzo de mis estudios profesionales. Con su ahincó diario para proveer de lo necesario a mis hermanos y a mí, me dio la guía necesaria para saber el esfuerzo que conlleva llegar al éxito, es gracias a sus valores y enseñanzas que he sido encaminado por el sendero del bien. Por esta razón, le otorgo este título como una ofrenda en agradecimiento a su paciencia y amor sincero e incondicional.

Expreso mi infinita gratitud a mi esposa Nathaly Rubio Rojas por confiar en mis capacidades. A pesar de los momentos difíciles que hemos enfrentado, tanto a nivel familiar como a nivel económico, siempre ha demostrado comprensión, amor y apoyo total.

Agradezco a mis hijos por ser mi principal fuente de motivación e inspiración, impulsándome a ser mejor y superarme cada día más. Esto me impulsa a esforzarme por construir un futuro mejor para todos nosotros.

A mis amigos y compañeros de trabajo, les dedico un agradecimiento especial. Ya que, gracias a sus palabras alentadoras, siempre me han apoyado para que no decaiga en la búsqueda de mis ideales. Espero que este logro sirva para motivarlos también a ellos, inspirándolos a alcanzar sus propios sueños.

Y, por último, pero no menos importante dedico este logro a todas aquellas personas que me la pusieron difícil en la vida y en el trabajo ya que gracias a ellos mi motivación para llegar al éxito crece cada día más y mis sueños se siguen haciendo más grandes que el cielo.

Guillermo Damián Pacho Loor

DEDICATORIA

A mis seres queridos,

A mi familia, fuente inagotable de amor y apoyo, que ha sido mi sostén en cada paso de este arduo pero gratificante camino. A mis amigos, por compartir risas, desafíos y motivarme a seguir adelante. Agradezco a mis profesores, cuya sabiduría ha iluminado mi sendero académico.

A Dios, por la fuerza que me ha dado en momentos de duda y por la guía constante en esta travesía. Esta tesis, fruto de esfuerzo y dedicación, está dedicada a cada uno de ustedes, quienes han dejado una huella imborrable en mi vida. Gracias por ser mi inspiración.

Este logro es el resultado de la suma de esfuerzos, y cada persona que ha sido parte de mi vida durante estos años ha contribuido de manera significativa.

Dedico esta tesis a todos aquellos que creyeron en mí, inspirándome a alcanzar nuevas alturas.

Gracias a mí mismo, Joel Ojeda Fuentes, por la perseverancia y determinación constante. Este trabajo es el reflejo de un viaje lleno de aprendizaje y crecimiento. Mis abuelos fueron una fuente inspiradora desde que soy muy pequeño la cual me enseñaron muchos valores para comprender lo que es la vida, a mi madre que está en el cielo le dedico este logro gracias a ella y su amor por mi estoy donde estoy las horas y el tiempo invertido sacrificarse todos los días para poder ser alguien en la vida todo ese sacrificio valió la pena gracias a Dios.

Gracias a mi familia a pesar de nuestra distancia física, siento que estás conmigo siempre y aunque nos faltaron muchas cosas por vivir juntos, sé que este momento hubiera sido tan especial para ti como lo es para mí.

Joel Alexander Ojeda Fuentes

AGRADECIMIENTOS

Agradezco, profundamente a Dios por permitirme la vida y las condiciones para alcanzar cada una de las metas que me he planteado en la vida y por darme la fuerza día a día para seguir creciendo en mi camino.

A mi Esposa Nathaly Rubio Rojas y mis hijos por ser el motor motivador en mi vida para logra el éxito en cada uno de mis objetivos.

A mi tío Franklin Tacurí por sus palabras, ya que me alentaban siempre de seguir adelante y no rendirme jamás.

A mis amigos y compañeros de trabajo; José Peralta, Alex Tigreiro, Hipólito Sánchez, Jorge Paladines, Carlos Jaramillo, Félix León, Wilson Godoy, Fabian López, por sus enseñanzas y consejos he adquirido experiencia en el ámbito laboral eléctrico, así también al Ing. Iván Carchipulla, dado su extrema rectitud llevo a que me surgieron muchas dificultades y por ende me sentí más motivado a seguir avanzando sin desfallecer hasta lograr todo lo que me he propuesto en mi vida profesional.

A los amigos que hice durante la carrera George Lascano y Fernando Carpio ya que ellos han sido parte fundamental en todo este proceso.

A mi apreciado amigo Jorge Luis Suarez ya que el ha sido una persona clave en la realización de este proyecto.

A los docentes Ing. Ervin Solano, Ing. Pedro Núñez, Ing. Roy Santana y mi compañero Joel Ojeda por ser parte de este proyecto y ayudarme haberlo culminado de la mejor manera.

Guillermo Damián Pacho Loor

AGRADECIMIENTOS

Quisiera expresar mi profunda gratitud a las personas que han hecho posible la realización de este proyecto.

En primer lugar, agradezco a mi padre y a mi mamá que está en el cielo, por su inquebrantable apoyo, paciencia y amor infinito. Su sacrificio y dedicación han sido la fuerza motriz detrás de cada logro en mi vida. Gracias por ser mi ejemplo de perseverancia.

A mis amigos, quienes han estado a mi lado durante esta travesía académica. Sus palabras de aliento, risas compartidas y momentos de distracción han sido valiosas para mantener el equilibrio en este proceso.

Este logro no solo es mío, sino también de aquellos que me rodean. A cada uno de ustedes, les agradezco de corazón por su apoyo constante y por ser parte integral de este viaje.

Con mucho empeño alcance esta meta me da mucha alegría saber que el camino largo terminó y viene una etapa de muy dura en la cual nos toca a todos y esa etapa sería envejecer, pero esto se queda con un muy bonito recuerdo de mi adolescencia de haber culminado esta etapa difícil, pero se logró estoy muy agradecido con mis profesores por haberme acompañado en este largo camino muchas gracias a todos por permitir este logro.

Le agradezco muy profundamente a mi tutor por su dedicación y paciencia, sin sus palabras y correcciones precisas no hubiese podido lograr llegar a esta instancia tan anhelada. Gracias por su guía y todos sus consejos, los llevaré grabados para siempre en la memoria en mi futuro profesional

Joel Alexander Ojeda Fuentes

RESUMEN

La meta del presente proyecto técnico consiste en emular la red eléctrica a un sistema en el bloque de seguridad de redes de distribución ejecutada en el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana. Para esta simulación procedimos a utilizar todos los elementos típicos presentes en subestaciones eléctricas, a saber; transformadores de instrumento (TP y TC), interruptores, transformadores de potencia, relés de protección y seccionadores.

Se utilizaron dos relés de protección SEL 751 para poder obtener esta simulación. Para medir los datos y el estado de las protecciones se usará el relé principal (IED-1), mientras tanto, el relé (IED-2) despejará los errores simulados (sobrecorriente instantáneo y sobrecorriente temporizado).

Mediante un procedimiento específico de comunicaciones IEC 61850; generalmente usado en las subestaciones eléctricas, los dos IED compartirán información entre ellos. Adicionalmente, contarán con un Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC) que coordinará la información enviada por el relé y permitirá la observación óptima de esta al usuario.

La programación de estos implementos, tanto para adaptar las protecciones eléctricas como para configurar parámetros IEC 61850, se llevan a cabo mediante los programas proporcionados por el fabricante.

ABSTRACT

The goal of this technical project is to emulate an electrical system in the distribution network protection block present in the protection laboratory of the Salesiana Polytechnic University. All elements commonly present in electrical substations will be used, such as instrument transformers (TP and CT), switches, power transformers, protection relays and disconnectors.

Three SEL 751 protection relays are used in the SEP simulation. The main relay (IED-1) will be in charge of measuring data and the status of the protections, while the other relays (IED-2) will be in charge of clearing faults. simulated (instant overcurrent and timed overcurrent).

The three IEDs exchange information using the IEC 61850 communications protocol, which is currently used in electrical substations. In addition, they will have a Real Time Automation Controller (RTAC) that will manage the data sent by the relay and allow the user to view it.

Device configurations, both to adjust electrical protections and to adjust IEC 61850 parameters, are carried out using the programs provided by the manufacturer.

INDICE DE CONTENIDOS

TEMA:	i
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORIA DEL TRABAJO DE TITULACION	ii
“CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACION A LA UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA”	iii
“CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN”	iv
DEDICATORIA	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
RESUMEN	ix
ABSTRACT	x
INDICE DE CONTENIDOS	xi
INDICE DE FIGURAS	xv
INDICE DE TABLAS	xvii
INTRODUCCION	1
1 CAPITULO 1	4
1.1 TEMA	4
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3 Sistematización del Problema	5
1.3.1 Elaboración del problema	5
1.3.2 Sistematización de la problemática	5
1.4 Justificación	5
1.5 Importancia y Alcance	6
1.6 Objetivos del proyecto	7
1.6.1 Objetivo general	7
1.6.2 Objetivos específicos	7
1.7 Delimitación	8
1.8 Marco Metodológico	10
1.8.1 Funcionamiento	10
1.9 Metodología	11
CAPITULO 2	12
2 MARCO TEORICO	12
2.1 SEP (Sistemas eléctricos de potencia)	12

2.2	Subestaciones Eléctricas.....	13
2.3	Tipos de estaciones eléctricas.....	14
2.3.1	Estaciones de transformación.....	14
2.3.2	Estación de procedimiento y maniobra	14
2.3.3	Partes de la estación eléctrica.....	15
2.3.4	Efectos causados por las fallas en el sistema eléctrico.....	16
2.3.5	Efectos causados por las fallas en el sistema eléctrico.....	16
2.4	tipos de fallas	17
2.4.1	Fallas simétricas	17
2.4.2	Fallas asimétricas	19
2.5	Control mediante Celdas de media tensión	20
2.5.1	Celda de media tensión	21
2.5.2	Atributos de las celdas de media tensión	21
2.6	Estructura y características de la celda	23
2.7	Aislamientos en celdas de media tensión	24
2.7.1	Celda con aislamiento tipo gas (SF6).....	24
2.8	Modelos en celdas de media tensión	28
2.8.1	Celdas de Interruptores de Aire (AIS - Air Insulated Switchgear)	28
	28
2.8.2	Celdas de Aislamiento Sólido (SIS - Solid Insulated Switchgear).....	29
2.8.3	Celdas de Metal Encerrado (MCS - Metal Clad Switchgear)	30
2.8.4	Celdas de Anillo Principal (RMS - Ring Main Unit).....	31
2.8.5	Celdas de Distribución Secundaria	32
2.8.6	Parámetros Celdas de Distribución Secundaria.....	33
2.8.7	Celdas de Control y Protección (PCC - Power Control Center)	34
2.8.8	Elementos que conforman el sistema de protección	35
2.9	Relé de protección	35
2.9.1	Parámetros de protecciones de los relés según norma (ANSI/IEEE).....	37
2.9.2	Protocolo de protección (50) contra sobrecorriente instantánea	37
2.9.3	Protocolo de protección (51) contra sobrecorriente instantánea	38
2.10	Relé SEL-751	38
2.10.1	Presentación funcional general	40
2.11	RTU RTAC SEL-3530	42
▪	Especificaciones técnicas del RELE SEL3530.....	43
2.12	Lenguajes de comunicación del SEL 3530.....	44
2.12.1	protocolo DNP3	45
2.12.2	protocolo IEC 61850.....	47

2.12.3	Ventajas del protocolo IEC 61850.....	47
3	CAPITULO 3.....	49
3.1	Marco metodológico.....	49
3.1.1	Escenario	49
3.1.2	Diagrama unifilar	51
	51
3.1.3	Diagrama físico	52
3.1.4	Entradas y salidas digitales a integrar	53
3.1.5	Arquitectura de comunicación del proyecto.....	54
3.1.6	IP de dispositivos	56
3.2	Ajustes de protecciones	57
3.2.1	Ajuste Relé PPAL	57
3.2.2	Protección transformadores CTs y PT celda PPAL	58
3.2.3	protección de sobrecorriente instantánea (51) celda PPAL.....	59
3.2.4	Ajuste de neutro celda PPAL	60
3.2.5	Ajuste de Relé K02	61
3.2.6	Ajustes transformadores CTs y PT celda K02	62
3.2.7	protección de sobrecorriente instantánea (51) celda K02	63
3.2.8	Ajuste de neutro celda k02	64
3.3	Coordinación de las protecciones	65
3.4	Softwares para configurar parámetros a los equipos	67
3.4.1	AcSelerator Quickset	67
3.4.2	Configuración del AcSelerator Quickset.....	68
3.4.3	AcSelerator Architec	70
3.4.4	AcSelerator Architec interfaz.....	70
3.4.5	AcSelerator RTAC	72
3.5	Establecer archivos CID de los equipos	73
3.5.1	Parámetros de los IEDs cargados en la RTU	75
3.6	Datasets, de relé SEL-751- PPAL Y Relé SEL-751- K02.....	76
3.6.1	Parámetros de medición, SEL 751 PPAL Y K02.....	77
3.6.2	Parámetros digitales de protección.....	78
3.7	Ajuste del RTU-RTAC-3530.....	79
3.7.1	Configuración del SEL751 – PPAL	80
3.7.2	Señales digitales SEL 751 – PPAL	81
3.7.3	Señales de medición SEL 751 – PPAL	81
3.7.4	Configuración del SEL751 - K02.....	82
3.7.5	Señales digitales SEL 751 – K02	82

3.7.6	Señales de medición SEL 751 – K02	83
4	CAPITULO 4.....	84
4.1	ANALISIS DE RESULTADOS.....	84
4.1.1	Condiciones normales de operación.....	84
4.2	Falla en celda principal RELE SEL751 (PPAL)	86
4.2.1	relé SEL751- PPAL, prueba de inyección-OMICRON	88
4.2.2	Falla en celda principal RELE SEL751 (K02).....	89
4.2.3	relé SEL751- K02, prueba de inyección-OMICRON	90
4.3	Mantenimiento celda PPAL.....	91
4.4	Mantenimiento celda PPAL.....	93
5	CAPITULO 5.....	94
5.1	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
5.1.1	Conclusiones	94
5.1.2	RECOMENDACIONES	95

INDICE DE FIGURAS

Ilustración 1, Módulo de Protecciones de Redes de Distribución	7
Ilustración 2, Equipo RTAC SEL-3530/3530-4[9].....	9
Ilustración 3, Conexiones hacia nivel superior y nivel inferior, puede observarse una arquitectura como la señalada [10].....	10
Ilustración 4, Sistema Eléctrico de potencia [10].....	12
Ilustración 5, gracia lateral de estación eléctrica [1].....	13
Ilustración 6, Parte de la estación eléctrica [17]	15
Ilustración 7, ejemplos de fallas eléctricas.....	17
Ilustración 8, Falla trifásica (L, L,L) [19].	18
Ilustración 9, Falla trifásica a tierra [19].....	18
Ilustración 10, Fallas asimétricas [2].	19
Ilustración 11, celda de media tensión [21].	23
Ilustración 12, celda de media tensión con gas (SF6) [1].	26
Ilustración 13, tabla de impurezas máximas en el gas (SF6) para equipos de potencia [25].....	27
Ilustración 14, Celdas de Interruptores de Aire (AIS - Air Insulated Switchgear)[26].....	28
Ilustración 15, Celdas de Aislamiento Sólido (SIS - Solid Insulated Switchgear)[27].....	29
Ilustración 16, Celdas de Metal Encerrado (MCS - Metal Clad Switchgear)[28].	30
Ilustración 17, Celdas de Anillo Principal (RMS - Ring Main Unit)[29].	31
Ilustración 18, Celdas de Distribución Secundaria [30].....	32
Ilustración 19, PCC (Centro de control de energía) [27].	34
Ilustración 20, Relé SEL-751 vista frontal [6].....	38
Ilustración 21, Relé SEL-751 vista posterior [6].	39
Ilustración 22, Relé SEL-751 Presentación funcional [6].....	40
Ilustración 23, Relé SEL-3530 vista frontal.....	42
Ilustración 24, Relé SEL-3530 vista posterior	43
Ilustración 25, Relé SEL-3530 Recopilación de datos y SCADA	44
Ilustración 26, Topología DNP	46
Ilustración 27, Diagrama unifilar [1]	49
Ilustración 28, Diagrama unifilar [1]	51
Ilustración 29, Diagrama unifilar [1]	52
Ilustración 30, señales celda K02.....	54
Ilustración 31, señales celda PPAL.....	54
Ilustración 32, conexonado de equipos	55
Ilustración 33, protección de CTs y PT celda PPAL	58
Ilustración 34, protección de sobrecorriente instantánea (51) en celda PPAL.....	59
Ilustración 35, Ajuste de neutro en celda PPAL	60
Ilustración 36, protección de CTs y PT celda K02	62
Ilustración 37, protección de sobrecorriente instantánea (51) en celda K02	63
Ilustración 38, Ajuste de neutro en celda K02	64
Ilustración 39, Coordinación de protección de fase ETAP	65
Ilustración 40, Coordinación de protección de neutro ETAP	66
Ilustración 41, Interfaz inicial del programa	68
Ilustración 42, interfaz comunicaciones.....	69
Ilustración 43, ventana “parámetros”.....	69
Ilustración 44, señal de comunicación	70
Ilustración 45, Interfaz software	71
Ilustración 46, Interfaz software AcSelerator RTAC.....	72
Ilustración 47, Direccionamientos IP interfaz software.....	73
Ilustración 48, Direccionamiento IP SEL-751 PPAL	74

Ilustración 49, Direccionamiento IP SEL-751 K02	74
Ilustración 50, Direccionamiento IP RTU-RTAC-3530	75
Ilustración 51, Parámetros de los IEDs	75
Ilustración 52, Datasets, de relé SEL-751- PPAL Y Relé SEL-751- K02	76
Ilustración 53, Reportes SEL 751 PPAL Y K02	76
Ilustración 54, Datasets parámetros de lectura (medicion) de IEDs	77
Ilustración 55, Parámetros digitales de medición	78
Ilustración 56, interfaz de seguridad AcSELeRator	79
Ilustración 57, ajustes relé SEL-751-PPAL	80
Ilustración 58, ajustes relé SEL-751-PPAL Señales digitales	81
Ilustración 59, ajustes relé SEL-751-PPAL Señales de medición	81
Ilustración 60, ajustes relé SEL-751-K02	82
Ilustración 61, ajustes relé SEL-751-K02 Señales digitales	82
Ilustración 62, ajustes relé SEL-751-PPAL Señales de medición	83
Ilustración 63, Celda PPAL condiciones normales.....	84
Ilustración 64, Celda PPAL condiciones normales.....	85
Ilustración 65, Celda PPAL condiciones de Falla.....	87
Ilustración 66, Celda PPAL OMICRON prueba de inyección	88
Ilustración 67, Celda K02 condiciones de Falla	89
Ilustración 68, Celda K02 OMICRON prueba de inyección	90
Ilustración 69, Celda PPAL mantenimiento	92
Ilustración 70, Celda K02 mantenimiento	93

INDICE DE TABLAS

Tabla 1, Parámetros Celdas de Distribución Secundaria [30].....	33
Tabla 2, Parámetros de protecciones de los relés según norma (ANSI/IEEE)[32].....	37
Tabla 3, Parámetros de protecciones de los relés SEL-751 (ANSI) [34].....	41
Tabla 4, IP de dispositivos	56
Tabla 5, Datos para monitoreo Relé 1 PPAL [1]	57
Tabla 6, Datos para monitoreo Relé 2 K02 [1]	61

INTRODUCCION

Actualmente, un sistema de protección en tiempo real tiene mayor relevancia en la red de energía eléctrica para transportar energía a las sedes industriales, redes de distribución, a locales comerciales y zonas residenciales. La permanencia de este suministro de energía solo es posible con un sistema eficiente y confiable; en caso contrario, cabe la posibilidad de que se detengan sectores industriales y centros de fabricación. Es imprescindible diseñar un sistema de protección confiable que pueda suministrar energía de manera continua, sin contratiempos ni interrupciones, para mantener el sistema en condiciones ideales. En cualquier planta de energía, la seguridad en el ámbito energético debe implementarse de manera que los relés de protección despejen la zona de error del sistema para precautelar daños en los dispositivos y garantizar que una desconexión o interrupción del fluido eléctrico se resuelva a la menor brevedad. En sistemas de distribución, tanto como en sistemas de transmisión, esta clase de protección se podría utilizar como protección principal o secundaria, por lo que una coordinación óptima de protecciones aumenta la fiabilidad del sistema eléctrico.

El transformador es el componente fundamental en un sistema de potencia, el cual suele ser afectado por sobretensiones, provocando una reducción en su vida útil. Por lo tanto, es crucial proteger los transformadores, y los equipos que se pudieran ver afectados por alguna falla; por medio de los IEDs [4]. En este caso, a causa de sobretensiones, subtensiones, altas temperaturas, sobrecorriente o acumulación de gases; el aislamiento del transformador puede deteriorarse [4].

Se instalan equipos de comunicación, en los sistemas de potencia, para establecer una conexión ideal entre los relés. Estos equipos recopilan datos de sucesos que ocurren en el sistema, como el RTU RTAC-3530 [5].

Basándonos en problemas habituales (exceso de corriente) en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y el empleo de dispositivos para el manejo de información (RTAC), se presenta este proyecto técnico titulado: “Simulación y monitoreo de la operación y protección de una celda de media tensión con la RTU RTAC SEL 3530 y RELE SEL-751”. Esto implica la instalación de un sistema de seguridad en el tablero de protecciones para sistemas de distribución, situado en el laboratorio de protección eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil.

Este trabajo técnico posibilitará la visualización de los procedimientos necesarios para enlazar, establecer y calibrar los dispositivos de protección SEL-751, los cuales se comunicarán a través del RTAC SEL-3530 utilizando un protocolo de comunicación IEC61850, asegurando de esta manera la fiabilidad del sistema cuando sea expuesto a interrupciones causadas por fallos eléctricos y facilitarán la prestación ininterrumpida y de excelencia.

El propósito de esta iniciativa surge de la necesidad de contar con una guía que funcione como una herramienta educativa para evidenciar las ventajas del uso de los equipos de protección, como los relés SEL. Dado que la Universidad Politécnica Salesiana siempre se esfuerza por impartir conocimientos actualizados a sus alumnos, ha adquirido los relés SEL-751 y SEL-3530 RTAC, los cuales serán indispensables para la examinación de la protección de los sistemas eléctricos. En el desarrollo de este proyecto se busca reforzar y fomentar la educación técnica y tecnológica en áreas importantes para el crecimiento de nuestro país. [7] [6].

Este proyecto tendrá como fundamento el método de distribución de energía eléctrica, que conforma una de las fases del SEP; se hará énfasis en las protecciones de sobrecorriente y en las particularidades más importantes que tienen cabida en el proceso de distribución de energía eléctrica. Ergo, se concentrará en los componentes que permiten asegurar el sistema eléctrico, entre los que tenemos: los relés SEL-751 y el RTAC-3530, que protegerán el sistema ante perturbaciones

causadas por fallas eléctricas dentro del sistema [6].

Un sistema de energía eléctrica funcional debe contar con un sistema confiable de generación, transmisión y distribución. Con el fin de distribuir energía eléctrica de forma eficiente los sistemas deben tener protecciones que reaccionen ante un evento imprevisto, un sistema de protección es totalmente útil para el despeje y control de cualquier tipo de falla que se suscite en el sistema; los mismos que pueden llegar a ser de tipos simétricos o asimétricos. En la UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA se cuenta con laboratorios altamente dotados de tecnología necesaria para el estudio y monitoreo de las protecciones de un SEP, entre estos destaca el laboratorio de protecciones eléctricas, el cual cuenta con módulos capaces de simular la bahía de una subestación, así como también los equipos a utilizarse en el proceso de todo este proyecto.

1 CAPITULO 1

1.1 TEMA

“SIMULACIÓN Y MONITOREO DE LA OPERACIÓN Y PROTECCIÓN DE UNA CELDA DE MEDIA TENSIÓN HACIENDO USO DEL RTU-RTAC SEL 3530. Y RELE SEL-751”

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los SEP se presentan gran cantidad de equipos interconectados, algunos de estos equipos cuentan con elementos útiles para realizar protecciones y mediciones, estos equipos requieren un manejo adecuado ya que una mala maniobra hará que no actúen de manera correcta y lo que sucederá más bien es, que nos darán lecturas incorrectas y por ende valores equívocos de lo que se encuentre sucediendo en el sistema eléctrico, en ese caso no podrán realizar el trabajo para el que han sido diseñados y por ende esto puede repercutir de maneras catastróficas como pueden ser grandes pérdidas económicas en industrias, accidentes con terceros personas ajenas al conocimiento de la electricidad así como también la muerte de técnicos conocedores de la rama, como ya lo habíamos mencionado antes la institución cuenta con laboratorios altamente dotados de los equipos necesario para realizar las simulaciones y monitoreos del SEP, para esto simularemos las protecciones de una celda de media tensión haciendo uso del relé SEL 751 incluiremos estos dispositivos electrónicos inteligentes con el cual se llevará a cabo la comunicación en base al protocolo IEC 61850 y conjuntamente haremos uso del RTAC SEL 3530 que nos brindará un control automático en tiempo real.

1.3 Sistematización del Problema

1.3.1 Elaboración del problema

¿Se llevará a cabo una evaluación sobre el funcionamiento del sistema de protección en relación con el enfoque del diseño de una celda de media tensión, con miras a su posible implementación en la protección de bancos trifásicos de transformadores?

1.3.2 Sistematización de la problemática

- ¿Qué ventajas se obtienen de la evaluación de un sistema de protección en compartimentos de voltaje medio y su utilidad en términos de protección de conjuntos de transformadores trifásicos?

- ¿Cuál es la manera de establecer la confiabilidad de emplear un dispositivo de protección en las celdas de media tensión mediante la simulación en ETAP?

- ¿Durante la fase de elaboración del diseño de los compartimentos de voltaje medio, ¿cómo se evalúa la interacción de los dispositivos de supervisión mediante el sistema SCADA?

1.4 Justificación

Basados mediante la correcta formación transmitida por la Universidad Politécnica Salesiana durante todos estos años de la carrera de Ingeniería Eléctrica, se llevará a cabo la simulación y el monitoreo de los procesos que ocurren en un equipo de protecciones RTAC SEL 3530 comúnmente usado en subestaciones eléctricas. Dicho equipo debe manejar operaciones de aperturas y cierres de forma manual o automática, y controlar los disparos por causa de algún tipo de falla en el SEP.

La nueva serie de celdas de MT (Media Tensión) está compuesta de un conjunto de unidades modulares para sistemas de distribución, que van desde 630 A y hasta 24 kV; son modulares y están dotadas con mecanismos de protección y seccionamientos; que dependen de la estructura y de los tipos de unidades seleccionadas; existe la posibilidad de tener diferentes formas de uso, como la protección de transformadores de potencia o el comando y protección de líneas de distribución eléctricas [1].

1.5 Importancia y Alcance

Promover la utilización de este Módulo Práctico de Protecciones de Redes de Distribución en Sistemas Eléctricos de Potencia nos representa garantía para los estudiantes en el manejo de tecnologías automatizadas y modernas de un SEP (SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA). Por esta razón, la importancia de presentar proyecto persiste en direccionar y proporcionar prácticas de laboratorio que nos permitan a los estudiantes examinar estudios para protecciones eléctricas basadas en antecedentes reales, generando el desarrollo de estos criterios que garanticen un enfoque extenso dentro de esta rama de la ingeniería.

El avance del proyecto se restringe con la implementación de una prueba de error que se basada en el aumento de corriente con relación a la corriente nominal de un sistema. Para esto, el relé SEL 751 emplea dos etapas de protección: sobre corriente instantáneo y sobre corriente temporizado. Con esto, se provee un modelo práctico para el laboratorio de protecciones eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana utilizando el Módulo Didáctico de Protecciones Eléctricas, este incluye tres relés SEL751 y SEL-3530 RTAC.



Ilustración 1, Módulo de Protecciones de Redes de Distribución

Fuente propia

1.6 Objetivos del proyecto

1.6.1 Objetivo general

Simular y monitorear la operación de una celda de media tensión una vez parametrizados los equipos, con los valores que se ingresen para realizar la prueba de sobrecorriente de una línea de suministro eléctrico, utilizando el equipo RTU SEL-3530 RTAC y relé 751 para la lectura de datos

1.6.2 Objetivos específicos

- Diseñar un SEP y hacer uso de este para hacer las pruebas de sobrecorriente.
- Configurar los indicadores de protección en el disyuntor SEL 751 utilizando el programa informático "Asclerator Quickset" para realizar mejoras en el sistema si se encontrara algún tipo de falla.
- Reajustar los factores de comunicación IEC 61850 en el disyuntor SEL 751 y el RTAC

3530 mediante el programa informático "Ascelerator Architec" para gestionar la información.

- Ajustar las variables en el RTAC 3530 usando este programa informático "Ascelerator RTAC" para la inspección de la información.

- Obligar al sistema eléctrico de potencia a fallar, con esto analizar la reacción del procedimiento de seguridad ante las circunstancias posibles.

- Autenticar la demostración ejecutada a través de la comparativa de la información conseguida por la prueba frente a los resultados que se han obtenido de forma teórica.

1.7 Delimitación

Tema: “Simulación y Monitoreo de la Operación y Protección de una Celda de Media Tensión haciendo uso del RTU-RTAC SEL 3530 y relé SEL-751.”

Temporal: Año 2023.

Espacio: Universidad Politécnica Salesiana, Sede Guayaquil, 2023 Delimitación del Problema:

Esta tesis se limitará a llevar a cabo una evaluación de fallas por sobretensión fundamentada en el desempeño de la seguridad inmediata (50) y temporizada (51) de un relé SEL-751, y el uso del RTU- RTAC SEL 3530 RTAC para la administración de datos y proyección de sucesos. Además de proveer una guía práctica basada en los puntos claves para la configuración de los equipos.

Generar un fallo real será imperativo, porque en este se pondrá en actividad y ejecución el proyecto. En el manual citado se establecerán dos estados:

- Fijo del sistema de distribución.
- Circunstancias de fallas por sobretensión del sistema de distribución.

Para el planteamiento de esta praxis ejecutaremos una simulación que representará un SEP. Un SEP tiene como utilidad principal direccionar la electricidad desde los bancos de generación hasta

los lugares de consumo que, luego de atravesar diferentes etapas; a saber, generación, transmisión, distribución y utilización de la energía; entrega como resultado al usuario energía eléctrica en forma segura y con los más altos estándares de calidad (Ramírez, 2004) [8].

Las nuevas tecnologías que pueden ser integradas con el sistema de distribución están cambiando la forma de planificar, diseñar y construir las redes de distribución debido a que generan mayor complejidad al sistema, principalmente; por los flujos de potencia bidireccionales. La complejidad puede causar problemas en la red, sin embargo, con la evaluación de la confiabilidad se pueden afrontar estos nuevos desafíos mediante una perspectiva basada en la probabilidad de que el sistema pueda fallar [8].

Campo Acción: Protecciones Eléctricas

Área: Ingeniería Eléctrica



Ilustración 2, Equipo RTAC SEL-3530/3530-4[9]

1.8 Marco Metodológico

1.8.1 Funcionamiento

En el proceso de incursión de un proyecto se ejecutan diferentes análisis de comunicación con los dispositivos que se hallan a nivel inferior, así como con los equipos que se localizan a nivel superior; pero, de acuerdo con las circunstancias de la puesta en marcha, los análisis que se refirieron antes pueden suscitarse en diferentes días. Este hecho incita que al momento de realizar las evaluaciones hacia nivel superior sea imposible verificar con las de nivel inferior.

Cuando ocurre un evento parecido al descrito, se deben forzar las variables dentro del equipo SEL-3530 [4].

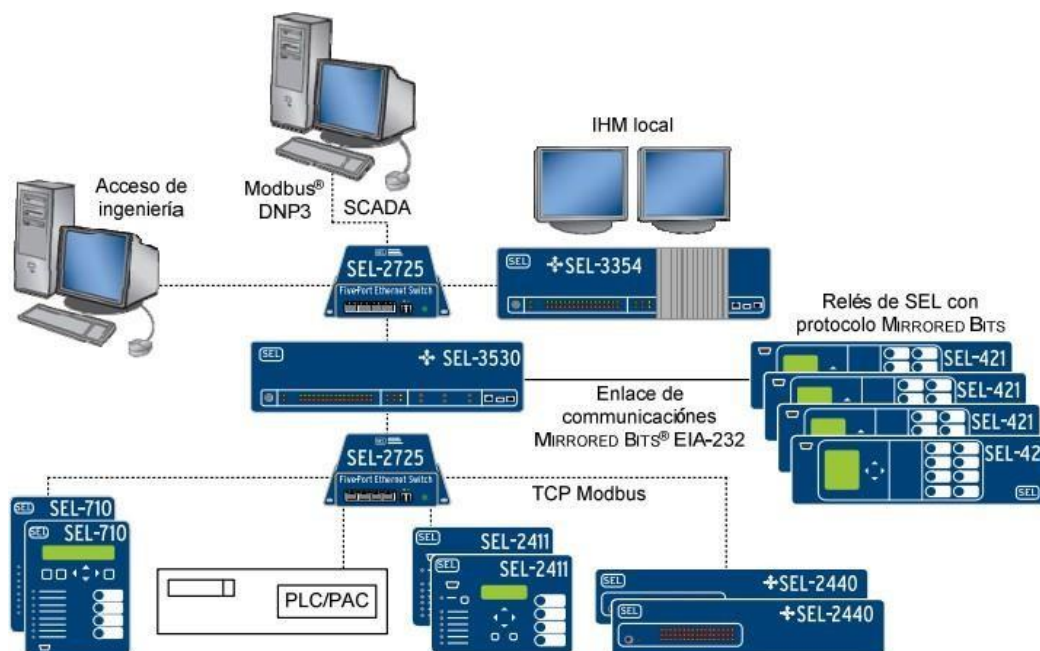


Ilustración 3, Conexiones hacia nivel superior y nivel inferior, puede observarse una arquitectura como la señalada [10].

1.9 Metodología

Supervisión de los factores eléctricos de un transformador mediante el equipo SEL 751 situado en el Módulo didáctico de protecciones. En el transformador, se instalarán dispositivos de valoración, como los transformadores de corriente (TC) y los transformadores de voltaje (TP), sus salidas digitales y análogas serán monitoreadas por el relé SEL751.

Ajuste de valores y configuración en Asclerator Quickset para la interpretación de valores eléctricos y el estado de las protecciones en el equipo SEL 751. Además, se recopilará información de los TP y TC y su relación de transformación, tanto como en el tipo de conexión (estrella o delta), dependiendo del transformador a resguardar.

Realización mediante pruebas de fallos en el sistema incorporado, donde se aumentará el voltaje máximo del sistema mediante la adición de más carga eléctrica a la red, lo que alertará al relé de protecciones.

CAPITULO 2

2 MARCO TEORICO

2.1 SEP (Sistemas eléctricos de potencia)

Se puede definir a un Sistema Eléctrico de Potencia como un conjunto de elementos eléctricos que se usan para proveer, trasladar y consumir electricidad. El abastecimiento eléctrico se obtiene por medio de diversas formas de producción, la transferencia se realiza por medio de una emisión y una red de repartición, y el gasto por medio de aplicaciones cotidianas, como ver la televisión o encender el refrigerador en cada hogar; o por el uso industrial con el encendido de motores y máquinas eléctricas de alto consumo [9]

También se describe como una conexión de elementos eléctricos empleados para proveer, mover y emplear electricidad. El abastecimiento se lleva a cabo mediante alguna fuente de producción (por ejemplo, una instalación eléctrica), la transferencia sucede cuando por medio de una línea de transmisión y un sistema de distribución, y la utilización.[9].

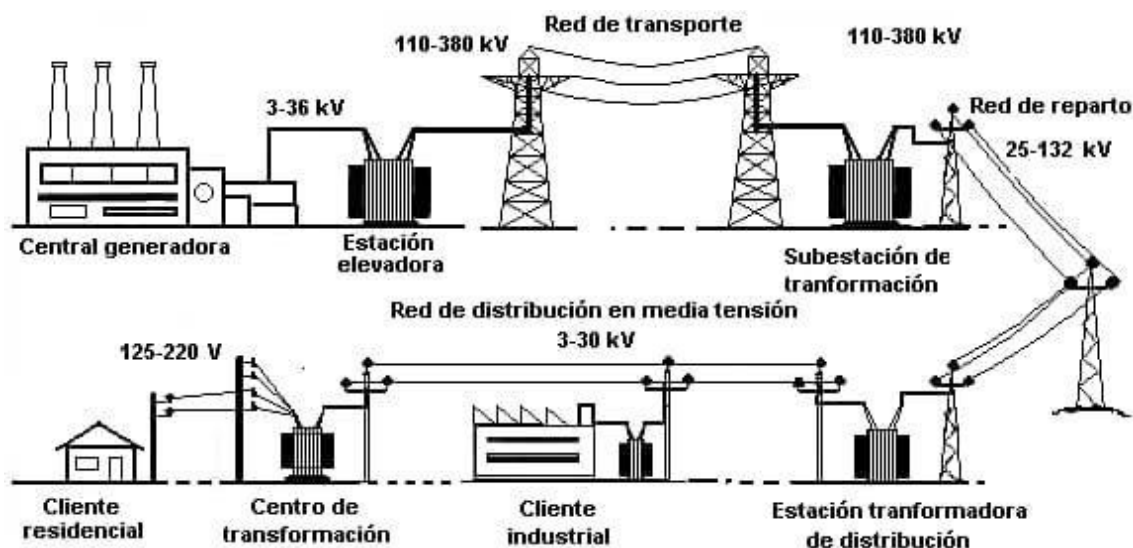


Ilustración 4, Sistema Eléctrico de potencia [10]

2.2 Subestaciones Eléctricas

La meta de la subestación eléctrica es modificar y establecer los niveles de voltaje con el propósito de distribuir y transmitir energía. Para lograr esto, se utilizan diversos dispositivos de control, seguridad y medición, tanto en áreas internas como externas. El objetivo principal de la subestación consiste en cambiar la intensidad eléctrica en el sistema desde la parte de transmisión o subtransmisión hasta la fase de distribución de energía, con el fin de abastecer localmente a ubicaciones accesibles para los usuarios.[10].

También podemos considerarla como "Un grupo de dispositivos mediante los cuales se transfiere electricidad hacia la carga con el propósito de alterar o ajustar sus propiedades". Las estaciones eléctricas de mayores dimensiones podrían incluir transformadores, aparatos de interrupción y conmutación, así como mecanismos de resguardo frente a sobretensiones.

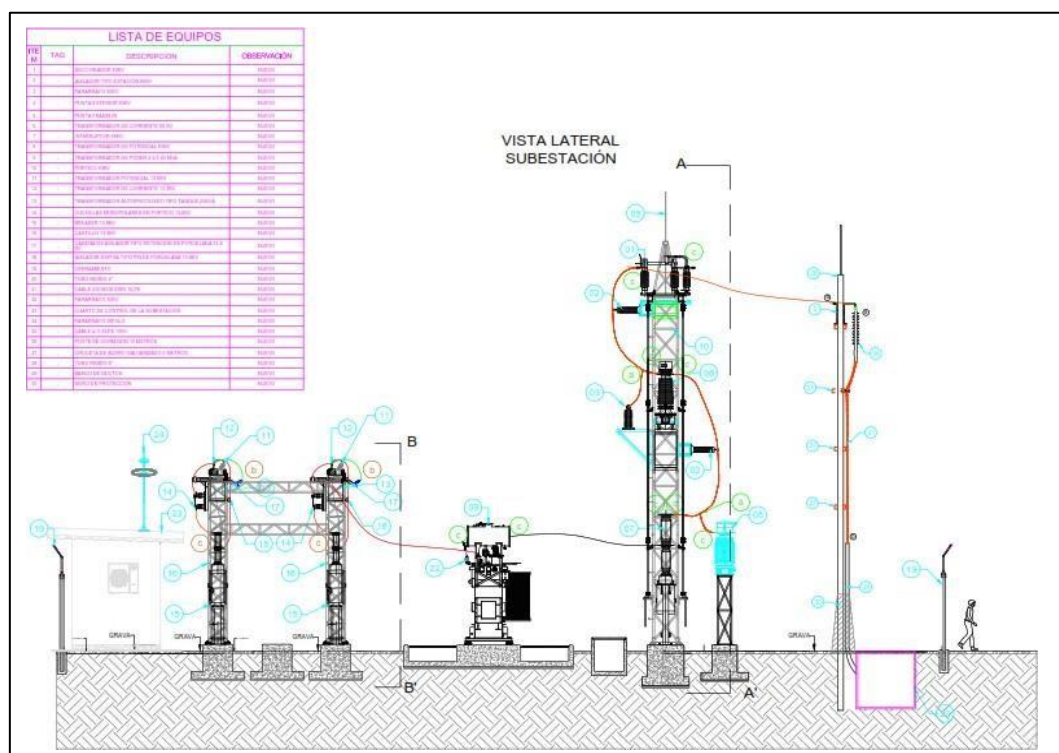


Ilustración 5, gracia lateral de estación eléctrica [1]

2.3 Tipos de estaciones eléctricas

2.3.1 Estaciones de transformación

El proceso de transformación del potencial eléctrico, es decir, la tensión, se lleva a cabo mediante uno o más transformadores. Estos componentes desempeñan la tarea de maximizar o minimizar el voltaje, en base a las necesidades del sistema de potencia en cuestión. La incorporación de transformadores se convierte en una etapa esencial para adecuar la energía eléctrica a los requerimientos de la carga, permitiendo así una gestión más eficiente y versátil del suministro eléctrico en diversos contextos y aplicaciones. Este proceso de transformación, mediante la manipulación controlada de la tensión, facilita la adaptación de la energía eléctrica a diferentes niveles de demanda, contribuyendo de manera crucial a la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico en su conjunto [11].

2.3.2 Estación de procedimiento y maniobra

Se interconectan varias redes eléctricas y llevan a cabo las maniobras operativas necesarias. En este tipo de subestaciones, no se produce ninguna alteración en los niveles de tensión, ya que su función principal radica en la vinculación eficiente de diversas redes eléctricas para facilitar la coordinación y ejecución conjunta de operaciones. Este enlace directo entre las redes permite una gestión coordinada y sin transformaciones de tensión, asegurando una integración fluida de los sistemas eléctricos involucrados y favoreciendo la eficiencia operativa en la ejecución de maniobras y funciones operativas. Este enfoque, que se caracteriza por la ausencia de transformación de tensión, resalta la importancia estratégica de estas subestaciones en la operación interconectada y eficiente de múltiples redes eléctricas [11].

2.3.3 Partes de la estación eléctrica

Cuando nos referimos a infraestructuras de subestación y áreas de distribución desempeñan un papel fundamental al proporcionar el respaldo necesario para los distintos elementos y dispositivos eléctricos ubicados por encima del nivel del suelo. Estos elementos incluyen, entre otros, barras rígidas, barras de cable, conductores de barras de tensión, pararrayos, interruptores, aisladores y diferentes dispositivos esenciales para el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico. La elaboración de estas instalaciones de subestación y área de maniobras abarca una variedad de materiales, como ángulos enrejados para formar cuerdas y armazones, bridas anchas, diversos tubos, tuberías y tubos poligonales. Este enfoque estructural diversificado y adaptado permite la configuración de espacios robustos y versátiles, garantizando la integridad y estabilidad de los componentes eléctricos y, en última instancia, contribuyendo al rendimiento eficiente y seguro de las operaciones en el entorno de la subestación

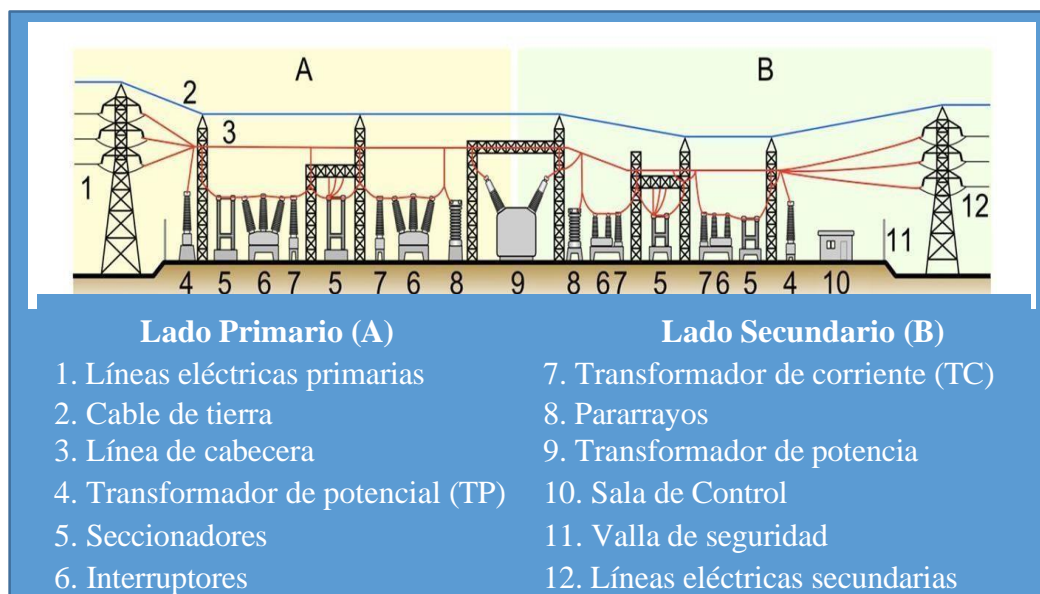


Ilustración 6, Parte de la estación eléctrica [17]

Dispositivos en área de conexiones: Se alude a los aparatos colocados al aire libre en la zona de enlace, como el transformador, interruptor de energía, dispositivos de corte, transformadores de voltaje, transformadores de corriente, pararrayos, barras, y otros componentes análogos.[11]

Dispositivos de gestión: Corresponden a los aparatos que ejecutan funciones de mando, medición y protección, ubicados en una sala de mando. Estos dispositivos incluyen celdas de media tensión, disyuntores de protección, controladores, reguladores de tensión, y demás componentes esenciales para la operación y supervisión eficiente del sistema.[3]

Dispositivos de telecomunicación: Se encargan de monitorear el desempeño de la central eléctrica y los Dispositivos de Entrada/Salida (IEDs) de protección en la sala de control, todo ello de manera remota y accesible para el operador, a través del software SCADA. Entre estos dispositivos se encuentran RTU, RTAC, inversor, Switch, entre otros.[11]

2.3.4 Efectos causados por las fallas en el sistema eléctrico

Las fallas eléctricas se refieren a eventos no deseados que ocurren en un sistema eléctrico, interrumpiendo su funcionamiento normal. Estas anomalías pueden manifestarse de diversas formas, como cortocircuitos, sobrecargas, variaciones de voltaje, o fallos en componentes eléctricos. Las causas pueden abarcar desde problemas en la generación, transmisión o distribución de la energía eléctrica hasta mal funcionamiento de dispositivos conectados.

2.3.5 Efectos causados por las fallas en el sistema eléctrico

Conforme avanza el tiempo, se aplican nuevas tecnologías y conocimientos; como resultado de esto el Sistema Eléctrico de Potencia van mejorando en capacidad y complejidad en las diferentes asignaciones: centros de generación, sistemas de transferencia, distribución y líneas de carga. Cualquier alerta de falla en el sistema eléctrico, producen una gran cantidad de pérdidas económicas y merman la fiabilidad del sistema de potencia.

La falla eléctrica constituye una situación anómala que surge a raíz de problemas en diversos elementos, tales como transformadores, máquinas rotativas, equivocaciones humanas y factores ambientales. Esta condición atípica resulta en la interrupción de los flujos eléctricos, generando consecuencias que abarcan desde perjuicios en los dispositivos eléctricos hasta situaciones más graves, como la pérdida de vidas humanas, aves y animales. La diversidad de causas que pueden desencadenar una falla eléctrica resalta la complejidad y la importancia de abordar este fenómeno para prevenir sus impactos negativos



Ilustración 7, ejemplos de fallas eléctricas

Imagen de internet

2.4 tipos de fallas

2.4.1 Fallas simétricas

Las fallas simétricas en el contexto eléctrico se refieren a eventos anómalos que afectan de manera uniforme y simultánea a las fases del sistema de energía eléctrica. Estas situaciones se caracterizan por la ocurrencia de perturbaciones eléctricas idénticas en todas las líneas, lo que implica una distribución equitativa de la carga y el impacto en cada fase. A diferencia de las fallas asimétricas,

donde las condiciones varían entre las fases, las fallas simétricas generan un desequilibrio homogéneo en el sistema, lo que puede tener consecuencias significativas en términos de estabilidad y funcionamiento adecuado de los equipos eléctricos. La comprensión de las fallas simétricas es esencial para implementar estrategias efectivas de protección y mitigación, preservando así la integridad y la eficiencia del sistema eléctrico [12].

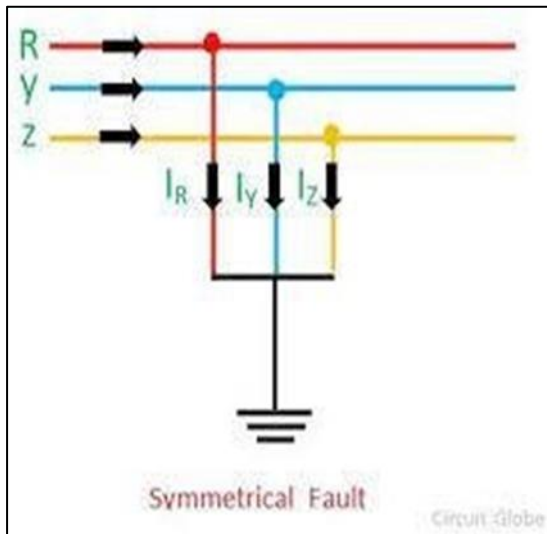


Ilustración 9, Falla trifásica a tierra

[19].

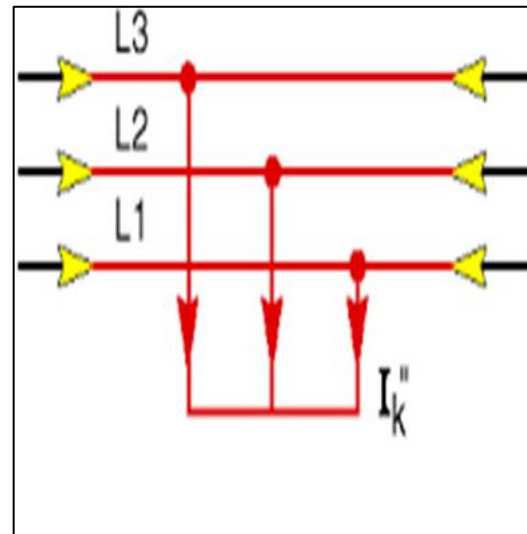


Ilustración 8, Falla trifásica (L, L,L)

[19].

Una incidencia aproximada de inconvenientes simétricos oscila entre el 2% y el 5% de los fallos totales del sistema. No obstante, en el caso de que se manifiesten estas disfunciones, conllevan un perjuicio considerable con los dispositivos, podemos deducir que el sistema permanece en condiciones de equilibrio [13]. Se hace necesario examinar detalladamente estas anomalías para la elección adecuada de la capacidad los interruptores de circuito, nos da a entender la determinación de los relés de fase y otros dispositivos protectores. Estos inconvenientes son evaluados de manera individual por fase mediante la aplicación de la matriz de impedancia en la barra o la aplicación

del teorema de Wevenins [13].

2.4.2 Fallas asimétricas

Las fallas asimétricas en el ámbito eléctrico se refieren a irregularidades o anomalías en el sistema de energía en las que las condiciones eléctricas varían de manera desigual entre las diferentes fases. Estas situaciones pueden surgir debido a diversos factores, como desequilibrios en la carga, cortocircuitos entre fases o fluctuaciones abruptas en la tensión eléctrica. A diferencia de las fallas simétricas, donde las condiciones afectan uniformemente a todas las fases, las fallas asimétricas generan un desequilibrio en la distribución de la carga eléctrica, lo que puede tener consecuencias significativas en términos de estabilidad y eficiencia del sistema. Comprender las características y causas de las fallas asimétricas es crucial para implementar medidas de protección y corrección que preserven la integridad y el rendimiento adecuado de los equipos eléctricos.

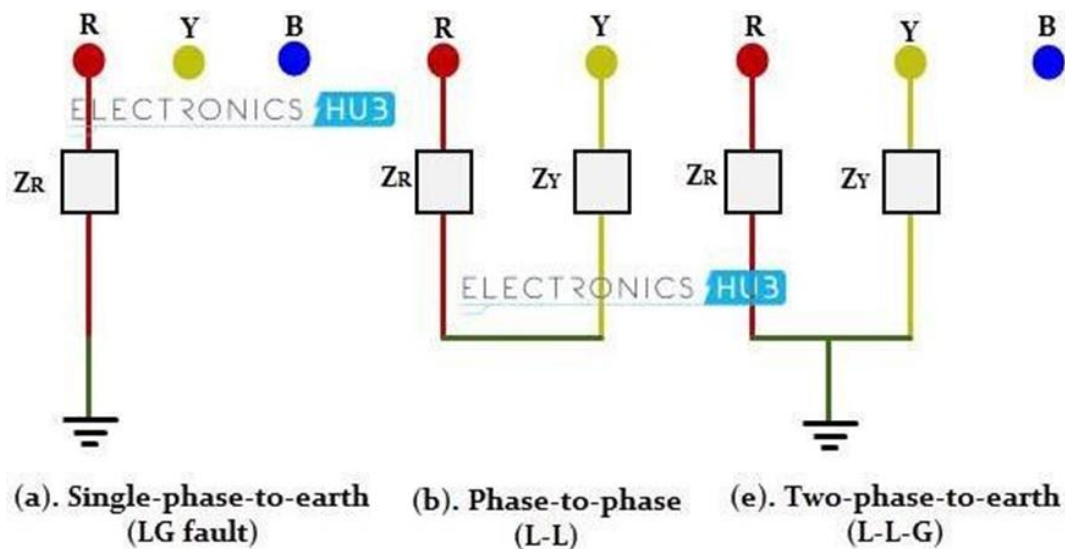


Ilustración 10, Fallas asimétricas [2].

La falla más frecuente en los sistemas eléctricos es la falla de línea a tierra (L-G), representando

aproximadamente el 65-70 por ciento de todas las fallas. Este tipo de falla ocurre cuando un conductor entra en contacto con la Tierra o el suelo. Un porcentaje menor, entre el 15% y el 20%, corresponde a las fallas de doble línea a tierra, donde ambos conductores hacen contacto con el terreno. Por otro lado, las fallas de línea a línea suceden cuando dos conductores chocan entre ellos, sobre todo durante eventos como el movimiento de las líneas causados por los fuertes vientos, y constituyen alrededor del 5% a 10% de los fallos [13].

Estas situaciones también se conocen como fallos no balanceados, ya que su ocurrencia genera desestabilidad en el sistema. Esta desestabilidad implica que los valores de resistencia difieren en cada etapa, dando lugar a corrientes desequilibradas que fluyen a través de las fases. Estas fallas son más complejas de analizar y se abordan de manera similar por fase, en comparación con las fallas balanceadas trifásicas [14][13].

2.5 Control mediante Celdas de media tensión

Hace referencia a la implementación de sistemas o dispositivos destinados a gestionar y prevenir posibles fallos en instalaciones eléctricas que operan a niveles de tensión considerados como media. En el contexto eléctrico, las celdas de media tensión son componentes que ayudan a distribuir y controlar la energía eléctrica en sistemas de suministro eléctrico.

El control de fallas implica la detección temprana de problemas en la red eléctrica, como cortocircuitos, sobrecargas, o cualquier otra condición anormal, y la aplicación de medidas correctivas para evitar daños mayores o interrupciones en el suministro eléctrico. Las celdas de media tensión, al formar parte de este sistema, contribuyen a gestionar y mitigar los impactos de posibles fallas, mejorando así la confiabilidad y la seguridad del suministro eléctrico en instalaciones que operan a niveles de media tensión.

2.5.1 Celda de media tensión

Deducimos que la celda de media tensión constituye un dispositivo empleado para salvaguardar sistemas de potencia, adaptando un grupo de elementos que desempeñan los disparos por fallas y aislamiento de protección contra sobrecorriente.[15]

Estos distintos dispositivos que integran la composición de las subestaciones de transformación están conformados por seccionadores, barras, interruptores, transformadores de medición y potencia; estos componentes se conectan al interior de las celdas organizados según sus tareas en relación con la protección.

Se adaptan con facilidad a la automatización, dado que los parámetros involucran una tecnología que por lo general de estos equipos ya poseen: la capacidad de ser operados a distancia, la facultad de activar y desactivar de manera remota. Sin embargo, con los equipos de control cada vez más adaptables para cumplir con el sistema operativo complejo [15].

2.5.2 Atributos de las celdas de media tensión

Funcionalidad de Protección: Las celdas de voltaje medio se diseñan para proporcionar una protección efectiva contra condiciones anormales, como cortocircuitos y sobrecorriente, con dispositivos de disparo y aislamiento integrados [2].

Configuración Modular: Estas celdas suelen adoptar un enfoque modular, permitiendo una configuración flexible y la posibilidad de expansión según las necesidades específicas de la instalación eléctrica.

Diversidad de Componentes: Incluyen diversos elementos esenciales, como seccionadores, interruptores, barras colectoras y transformadores de medición y potencia, que se integran para formar un sistema completo de distribución y control.

Adaptabilidad Automatizada: Las celdas de media tensión pueden adaptarse fácilmente a

sistemas de automatización, aprovechando la capacidad inherente de muchos de sus componentes para operar de manera remota y ejecutar funciones como el disparo y cierre a distancia [15].

Versatilidad en la Operación: Se diseñan con la capacidad de realizar funciones diversas en el complejo entorno operativo de sistemas eléctricos, demostrando versatilidad en la gestión y control de la distribución de energía.

Fiabilidad y Seguridad: Buscan proporcionar un rendimiento fiable y seguro, minimizando los riesgos asociados con posibles fallas en la red eléctrica y asegurando un suministro eléctrico estable [16].

Normativas y Estándares: Cumplen con normativas y estándares específicos de seguridad y calidad, asegurando que las celdas de media tensión se ajusten a requisitos industriales y regulatorios [2].

Capacidad de Monitoreo: Algunas celdas están equipadas con sistemas de monitoreo que permiten la supervisión en tiempo real de las condiciones eléctricas, facilitando la detección temprana de posibles problemas y mejorando la capacidad de respuesta.

Eficiencia Energética: Se diseñan con el objetivo de optimizar la eficiencia energética en la distribución eléctrica, minimizando pérdidas y maximizando la capacidad de control y gestión de la energía [17].

Mantenimiento Facilitado: La estructura modular y la incorporación de tecnologías modernas simplifican las tareas de mantenimiento, permitiendo intervenciones más eficientes y reduciendo los tiempos de inactividad.



Ilustración 11, celda de media tensión [21].

2.6 Estructura y características de la celda

Las unidades de media tensión, en su mecánica concreta, engloban un grupo de dispositivos de maniobra que, a través de compartimientos, constituyen el circuito principal. En el interior de armazón, alberga una estructura completa destinada a llevar a cabo la distribución de energía hacia varios puntos necesarios [16].

En su sistema, establece una conexión entre la acometida y la línea de alimentación general. Para obtener información relacionada con la energía, la tensión nominal (V), la intensidad nominal (A) y la frecuencia (Hz), estas unidades disponen de indicadores identificados por marca y tipo de fabricante [1]

En lo que respecta a sus características constructivas, las unidades de media tensión deben manifestar resistencia para hacer frente a las tensiones generadas por la instalación, transporte y operación. Su armazón, será fabricado usando planchas de acero galvanizado, tratado y pintado, todos los componentes metálicos del armazón deben tener una conexión segura con la varilla de tierra [18].

2.7 Aislamientos en celdas de media tensión

2.7.1 Celda con aislamiento tipo gas (SF6)

Una celda con aislamiento tipo gas, específicamente utilizando hexafluoruro de azufre (SF₆), es un componente clave en sistemas de alta tensión como subestaciones eléctricas. Esta tecnología se emplea para aislar eléctricamente y extinguir el arco eléctrico en caso de cortocircuitos. El concepto abarca varios aspectos fundamentales [19].

El SF₆ es un gas con excelentes propiedades dieléctricas, lo que significa que es altamente eficaz para resistir la conducción de corriente eléctrica. Esta característica lo convierte en un aislante ideal para equipos eléctricos de alta tensión, En caso de cortocircuito, el SF₆ actúa como un medio de extinción eficiente. Cuando se produce un arco eléctrico, el SF₆ se descompone en productos gaseosos no conductores, interrumpiendo la corriente y evitando daños al equipo [20].

Las celdas con aislamiento tipo gas suelen ser más compactas en comparación con otros sistemas de aislamiento, lo que facilita su integración en subestaciones eléctricas y reduce la huella física, Aunque el SF₆ es efectivo [19], su uso ha generado preocupaciones ambientales debido a su potencial de contribuir al calentamiento global. Es crucial implementar prácticas y tecnologías que minimicen las emisiones de SF₆ y considerar alternativas más sostenibles [20].

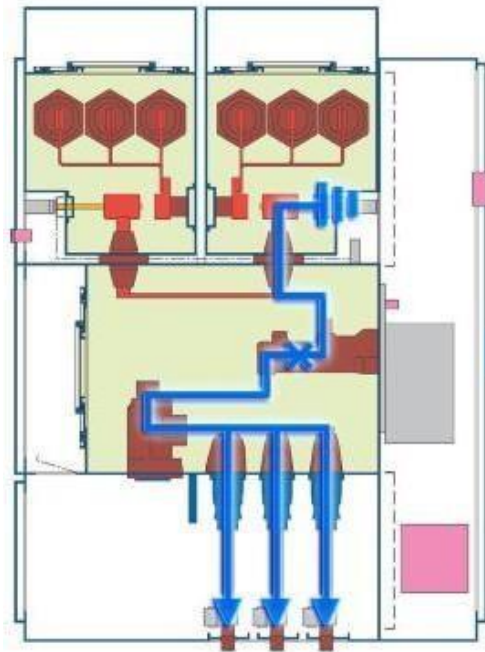
Dada la importancia crítica de estas celdas en la confiabilidad del suministro eléctrico, es esencial implementar sistemas de monitoreo continuo para detectar posibles fugas de SF₆ y garantizar un

mantenimiento preventivo efectivo, En resumen, una celda con aislamiento tipo gas utilizando SF6 representa una solución avanzada para el manejo de altas tensiones en sistemas eléctricos. Su diseño y funcionamiento buscan optimizar la eficiencia eléctrica, garantizar la seguridad operativa y abordar las preocupaciones ambientales asociadas con el SF6 a través de prácticas de manejo y tecnologías más sostenibles [20]. Entre sus características más importantes tenemos;

- **Excelentes Propiedades Dieléctricas:** El SF6 es conocido por sus propiedades dieléctricas superiores, lo que significa que es un aislante eléctrico eficaz. Esto permite la transmisión y distribución eficiente de energía eléctrica sin la preocupación de corrientes de fuga.
- **Alta Capacidad de Interrupción de Corriente:** Cuando se produce un cortocircuito, el SF6 es capaz de extinguir el arco eléctrico de manera rápida y efectiva. Esta capacidad de interrupción de corriente es crucial para proteger el equipo eléctrico y garantizar la seguridad en la red [15].
- **Compactibilidad y Diseño Modular:** Las celdas con aislamiento tipo gas son conocidas por su diseño compacto y modular. Esto permite una fácil integración en subestaciones eléctricas y facilita la expansión o la reconfiguración del sistema según sea necesario [8].
- **Mantenimiento Reducido:** La fiabilidad operativa y la durabilidad del SF6 contribuyen a un menor requerimiento de mantenimiento en comparación con otros tipos de aislamiento. Esto se traduce en una mayor disponibilidad del sistema eléctrico [15].
- **Baja Probabilidad de Inestabilidad Térmica:** El SF6 tiene una baja probabilidad de inestabilidad térmica, lo que significa que es menos propenso a experimentar cambios bruscos de rendimiento bajo condiciones de carga variable o fluctuaciones de temperatura [1].

- **Capacidad de Trabajo en Condiciones Adversas:** Las celdas con aislamiento tipo gas son capaces de operar en condiciones ambientales adversas, como temperaturas extremas o entornos contaminados, sin comprometer su rendimiento [18].

A pesar de estas ventajas, es importante señalar que el SF₆ ha sido objeto de preocupaciones ambientales debido a su potencial de contribuir al calentamiento global. Por lo tanto, es crucial implementar medidas de manejo adecuadas, tecnologías de recuperación y reciclaje, y considerar alternativas más sostenibles en el diseño de sistemas eléctricos [20].



*Ilustración 12, celda de media
tensión con gas (SF₆) [1].*

El uso del SF₆ en dispositivos eléctricos de potencia también presenta la desventaja de sufrir descomposición parcial cuando está expuesto a esfuerzos eléctricos, como chispas, arcos y efecto corona, especialmente en presencia de contaminantes como aire y humedad. Este proceso genera subproductos altamente tóxicos y corrosivos que pueden comprometer la salud del operario

durante las tareas rutinarias de mantenimiento. Además, estos subproductos no exhiben las mismas propiedades dieléctricas y térmicas que el SF₆, lo que resulta en una reducción de la capacidad de aislamiento y extinción de arco. Esta disminución de rendimiento puede desencadenar una falla catastrófica en el interruptor, incluso llevando a una explosión. Este evento podría liberar tanto el gas SF₆ como los subproductos tóxicos al medio ambiente, aumentando así los riesgos asociados al calentamiento global [20].

Contaminante	Nivel máximo permitido por IEC 376	Nivel máximo permitido por ASTM D-2472-00	Método de prueba
CF ₄ [% peso]	0.05	0.05	ASTM D- 2685 IEC 376
Aire expresado como O ₂ + N ₂ [% peso]	0.05	0.05	ASTM D- 2685 IEC 376
Contenido de agua [ppm]	15	8	ASTM D- 2029 IEC 376
Acidez máxima [Expresada como ppm HF]	0.3	0.3	ASTM D- 2284 IEC 376
Pureza mínima [% peso]	-----	99.8	ASTM D- 2685 IEC 376

Ilustración 13, tabla de impurezas máximas en el gas (SF₆) para equipos de potencia [25]

2.8 Modelos en celdas de media tensión

2.8.1 Celdas de Interruptores de Aire (AIS - Air Insulated Switchgear)

- Utilizan el aire como medio aislante entre los conductores y los componentes eléctricos.
- Son apropiadas para entornos donde no hay restricciones de espacio y la contaminación ambiental no es un problema crítico [21].

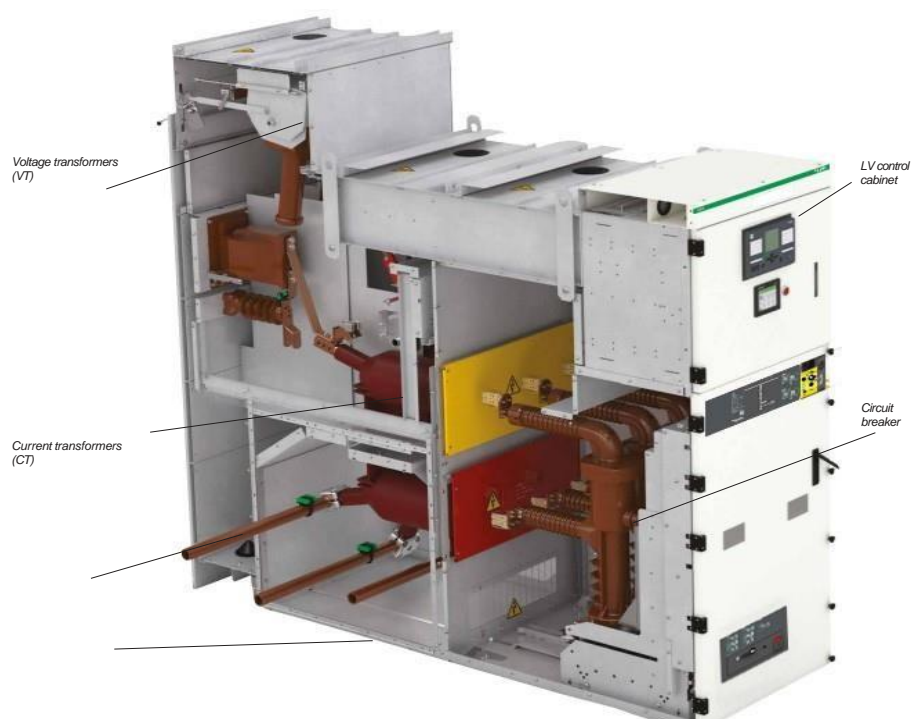


Ilustración 14, Celdas de Interruptores de Aire (AIS - Air Insulated Switchgear)[26].

2.8.2 Celdas de Aislamiento Sólido (SIS - Solid Insulated Switchgear)

- Utilizan materiales aislantes sólidos, como resinas epoxi, en lugar de gases o aire [22].
- Son compactas, no requieren mantenimiento y son resistentes a la contaminación



Ilustración 15, Celdas de Aislamiento Sólido (SIS - Solid Insulated Switchgear)[27].

2.8.3 Celdas de Metal Encerrado (MCS - Metal Clad Switchgear)

- Tienen un diseño modular y están encapsuladas en metal [23].
- Proporcionan un alto nivel de seguridad y protección contra incendios.
- Son comunes en aplicaciones industriales y comerciales [23].



Ilustración 16, Celdas de Metal Encerrado (MCS - Metal Clad Switchgear)[28].

2.8.4 Celdas de Anillo Principal (RMS - Ring Main Unit)

- Se utilizan para la distribución de energía en anillos secundarios en sistemas de distribución de baja tensión [24]
- Son compactas y se instalan en lugares donde el espacio es limitado [24].



Ilustración 17, Celdas de Anillo Principal (RMS - Ring Main Unit)[29].

2.8.5 Celdas de Distribución Secundaria

- Diseñadas para la distribución de energía en sistemas de baja tensión [25].
- Se utilizan comúnmente en redes de distribución urbanas y suburbanas [25].



Ilustración 18, Celdas de Distribución Secundaria [30].

2.8.6 *Parámetros Celdas de Distribución Secundaria*

Tensión nominal	kV	12	17,5	24
Frecuencia	Hz	50-60	50-60	50-60
Corrientes nominales de barras	A	...1250	...1250	...1250
Corriente de cortocircuito simétrico	kA (3s)	...25	...25	...20
Corriente soportada arco interno	kA (1s)	...25	...25	...20

Tabla 1, Parámetros Celdas de Distribución Secundaria [30].

2.8.7 Celdas de Control y Protección (PCC - Power Control Center)

- Integran dispositivos de control y protección en una unidad central.
- Se utilizan para gestionar y proteger múltiples cargas en instalaciones industriales.



Ilustración 19, PCC (Centro de control de energía) [27].

Estos son solo algunos ejemplos de celdas de media tensión, y la elección del tipo dependerá de diversos factores, como el entorno de aplicación, el espacio disponible, los requisitos de seguridad y la confiabilidad del sistema eléctrico.

2.8.8 Elementos que conforman el sistema de protección

Las celdas de media tensión son conjuntos de dispositivos o componentes de seguridad que desempeñan tareas únicas adaptadas a los diversos ajustes y cualidades de construcción. Incluyen todos los elementos necesarios para llevar a cabo una función establecida que contribuye al correcto funcionamiento del sistema.

Dentro de los dispositivos que pueden formar parte de un sistema de protección se encuentran:

- Relés
- Interruptores de potencia
- Dispositivos de desconexión (seccionadores)
- Interruptores termomagnéticos
- fusibles
- Transformadores de corriente (TC)
- Transformadores de voltaje (TV)

2.9 Relé de protección

El relé de protección es un equipo electrónico diseñado para salvaguardar equipos, circuitos y sistemas eléctricos contra condiciones anormales, fallas o eventos que puedan comprometer su integridad o funcionamiento seguro. Su función principal es detectar y responder a situaciones anómalas en la red eléctrica, actuando de manera rápida y precisa para desconectar la parte afectada y evitar daños mayores [11].

Estos dispositivos desempeñan un papel crucial en la prevención de daños y la mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico. Operan en base a la detección de parámetros eléctricos, como corriente, voltaje, frecuencia y otros, y comparan estos valores con umbrales preestablecidos. Cuando se identifica una condición fuera de lo normal, el relé de protección activa un mecanismo de desconexión para aislar la parte afectada de la red, evitando así la propagación de problemas y posibles daños adicionales [26].

Existen diversos tipos de relés de protección, cada uno diseñado para abordar un conjunto específico de condiciones o fallas. Algunos ejemplos incluyen relés de sobrecorriente, relés de distancia, relés de diferencia de fase, relés de frecuencia y relés de sobretensión. Cada tipo tiene sus propias características y aplicaciones particulares, pero todos comparten el objetivo común de salvaguardar la integridad y la operación eficiente de los sistemas eléctricos [11].

Los relés de protección han evolucionado con el tiempo, incorporando tecnologías avanzadas como el micro procesamiento y la comunicación digital para mejorar su rendimiento y capacidad de coordinación en sistemas eléctricos complejos. Además, son una parte esencial de la automatización de la red eléctrica, contribuyendo a la eficiencia operativa y a la respuesta rápida ante eventos inesperados.

En resumen, el relé de protección es un componente crítico en sistemas eléctricos, desempeñando un papel fundamental en la prevención de daños, la seguridad y la confiabilidad del suministro eléctrico. Su capacidad para detectar y responder de manera rápida a condiciones anómalas contribuye significativamente a la operación segura y eficiente de los sistemas eléctricos modernos [26].

2.9.1 Parámetros de protecciones de los relés según norma (ANSI/IEEE)

Los parámetros de protección en relés son configuraciones específicas que determinan cómo y cuándo un relé debe activarse en respuesta a condiciones anormales o eventos de falla en un sistema eléctrico. Cada parámetro tiene un propósito específico y se ajusta de acuerdo con las características del sistema y los requisitos de protección. Aquí hay algunos parámetros de protección comunes [27].

CARACTERISTICA DE PROTECCION	PARAMETRO
Protección diferencial	87
Protección de máxima y mínima Frecuencia	81
Protección contra sobrecorriente direccional	67
Protección de sobrevoltaje	59
Protección contra sobrecorriente temporizada	51
Protección contra sobrecorriente instantánea	50
Protección contra sobrecarga	49
Protección de bajo voltaje	27
Protección de distancia	21

Tabla 2, Parámetros de protecciones de los relés según norma (ANSI/IEEE)[32]

2.9.2 Protocolo de protección (50) contra sobrecorriente instantánea

La misión que se ejecuta en esta investigación de titulación es la salvaguarda frente a corrientes excesivas debido a sus características, esta defensa ante corrientes excesivas tiene como objetivo prevenir perjuicios en los aparatos y circuitos en el sistema de potencia, así como impedir desconexiones en el desempeño del sistema, peligros para el usuario y obstruir la interrupción de la distribución eléctrica, de esta manera se puede conservar un nivel elevado de prestación de

servicios [28]. Para resguardar las subestaciones eléctricas, la salvaguarda frente a corrientes excesivas asiste en evidenciar la sección afectada y activar la alerta de desconexión por cortocircuito con un parámetro de corriente eléctrica elevada.

2.9.3 Protocolo de protección (51) contra sobrecorriente instantánea

Estos dispositivos de protección entran en funcionamiento cuando la corriente supera el umbral inicial y con un tiempo de respuesta que se ajusta de manera inversamente proporcional a la intensidad de la corriente. Esto implica que la reacción es más rápida a medida que la cantidad de la corriente aumenta. No obstante, similar a los equipos de sobrecorriente instantáneos, los relés de sobrecorriente han sido configurados con un tiempo mínimo de reacción.

2.10 Relé SEL-751

El relé SEL-751 de Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) es un dispositivo avanzado de protección, control y monitoreo diseñado para aplicaciones en sistemas eléctricos. Con una amplia gama de funciones, este relé está diseñado para ofrecer seguridad, estabilidad y eficiencia en la operación de sistemas eléctricos complejos [6]



Ilustración 20, Relé SEL-751 vista frontal [6]

La disposición de ajustes por defecto del relé incluye 4 entradas de transformadores de corriente (CT), 2 entradas y 3 salidas de tipo C (con normalidad abiertas o cerradas), un puerto de fibra óptica y dos conectores serie RS-232, dos conectores RJ45. Se han instalado dos tarjetas de expansión de entrada/salida (E/S) que suministran 4 entradas digitales, 4 entradas analógicas, 4 salidas digitales y 4 salidas analógicas, permitiendo así que gran parte de las tareas de protección optativas estén vacantes. El relé de protección soporta varios procedimientos de comunicación según el puerto al que se designe la conexión [6].

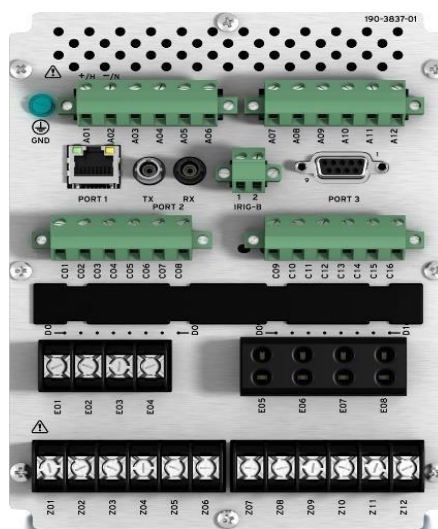


Ilustración 21, Relé SEL-751 vista posterior [6].

2.10.1 Presentación funcional general

Este equipo SEL 751, dentro de un gabinete industrial, ofrece una amplia gama de funciones que abarcan protección integral, supervisión de la ubicación de fallas, control y comunicación. Fue creado con la finalidad de ofrecer protección contra corrientes para líneas de distribución y componentes de energía situados localmente. El relé presenta la siguiente funcionalidad.

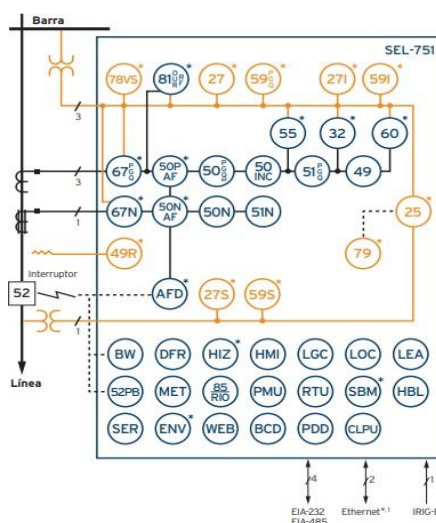


Ilustración 22, Relé SEL-751

FUNCIONES	Parámetro ANSI
Verificación de sincronismo	25
Subvoltaje de tiempo definido	27
Subvoltaje de fase con característica inversa	27 I
Subvoltaje con verificación de sincronismo	27 S
Potencia direccional	32
Elemento térmico de cable/línea IEC	49
Resistencia térmica RTD	49 R
Sobrecorriente adaptiva	50
Sobrecorriente (fase, conexión a tierra, secuencia negativa)	50 (P, G, Q)

Falla de interruptor	50 BF
Detección de fallas incipientes en los cables	50 INC
Sobrecorriente de neutro	50 N
Sobrecorriente de neutro de arco eléctrico	50N AF
Sobrecorriente de fase de arco eléctrico	50P AF
Sobrecorriente de tiempo (fase, conexión a tierra, secuencia negativa)	51 (P, G, Q)
Sobrecorriente de tiempo de neutro	51 N
Pulsadores de disparo/cierre	52 PB
Factor de potencia	55
Sobrevoltaje de tiempo definido (fase, conexión a tierra, secuencia negativa)	59 (P, G, Q)
Sobrevoltaje con característica inversa	59 I
Sobrevoltaje con verificación de sincronismo	59 S
Pérdida de potencial	60
Sobrecorriente direccional (fase, conexión a tierra, secuencia negativa)	67 (P, G, Q)
Sobrecorriente de neutro direccional	67 N
Conmutación vectorial	78 VS
Autorrestauración	79
Sobrefrecuencia/subfrecuencia (tasa, tasa rápida)	81 (O, U, R, RF)

Tabla 3, Parámetros de protecciones de los relés SEL-751 (ANSI) [34]

2.11 RTU RTAC SEL-3530

El SEL-3530 es un dispositivo fabricado por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) y es parte de la familia de productos RTAC (Relay and Control). RTAC significa "Relay and Target Application Controller". Estos dispositivos son utilizados en sistemas de automatización y control para la supervisión y el control de subestaciones eléctricas, sistemas de energía, y otras aplicaciones relacionadas con la gestión de la energía eléctrica [5].

El SEL-3530 RTAC es específicamente diseñado para aplicaciones de automatización y control en tiempo real. Proporciona capacidades de procesamiento y comunicación para supervisar y controlar equipos en el campo, como relés de protección, interruptores y otros dispositivos. Además, el SEL-3530 puede ejecutar lógica personalizada y aplicaciones específicas del usuario para adaptarse a diferentes requisitos de automatización [29].

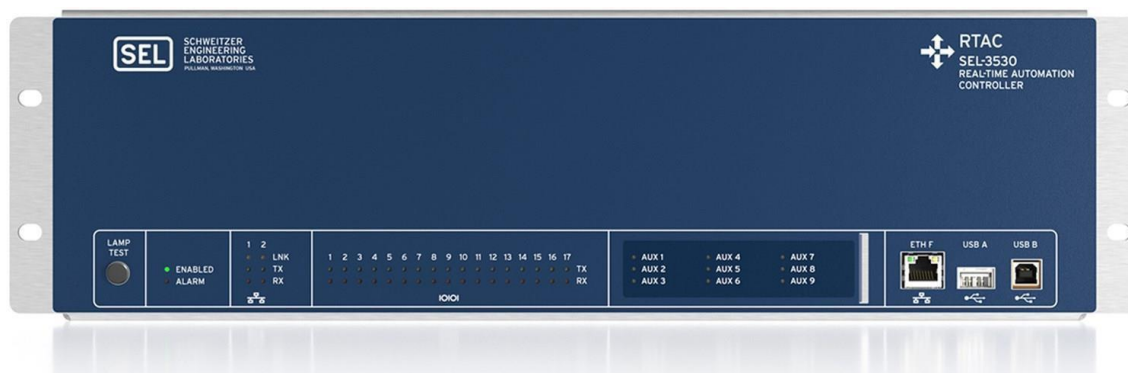


Ilustración 23, Relé SEL-3530 vista frontal.

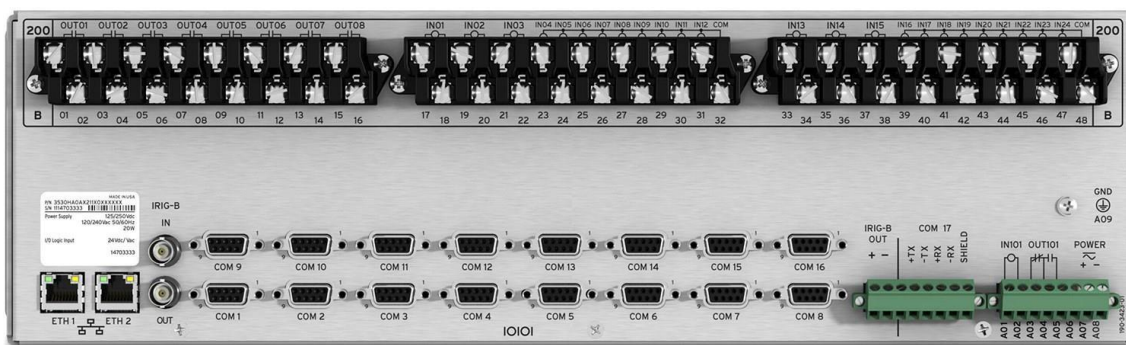


Ilustración 24, Relé SEL-3530 vista posterior

▪ ***Especificaciones técnicas del RELE SEL3530***

- El RTAC proporciona una conexión entre las comunicaciones de Mirrored Bits y las redes GOOSE IEC 61850. Dentro de los programas de protección, se encuentran la protección de barras que se basa en componentes de dirección y la sustitución de equipos de canal por tonos en esquemas de bloqueo, desbloqueo, permisivos y de disparo de transferencia asistidos por comunicaciones [5].
- El RTAC proporciona un puente eficaz entre la central eléctrica y la fábrica mediante el empleo de Ethernet/IP. Este método industrial ampliamente utilizado agiliza la comunicación confiable entre los equipos eléctricos en sistemas de automatización industrial [5].
- El RTAC funciona como un recopilador de información con varios procedimientos, incluyendo el cliente MMS IEC 61850, Modbus, DNP3, GOOSE IEC 61850, LG 8979, IEC 60870-5-101/104, y comunicaciones Mirrored Bits. Al permitir el registro en cualquier sistema o etiqueta de datos de DEI, es posible examinar y guardar bitácoras de toda la estación. La interacción, tanto Ethernet como seriales, ofrece asequibilidad para integrar

DEI y accionar múltiples conexiones SCADA [30].

- Identifica, filtra y recoge automáticamente información de sucesos de los relés SEL que estén recestando. La ubicación de los fallos, la corriente del fallo y otros datos se insertan en las etiquetas para facilitar el restablecimiento mediante protocolos SCADA [31].
- Permite Acceder de manera segura y remota al RTAC y a los equipos conectados mediante Ethernet para ajustar los DEI, supervisar datos y examinar valores [31].

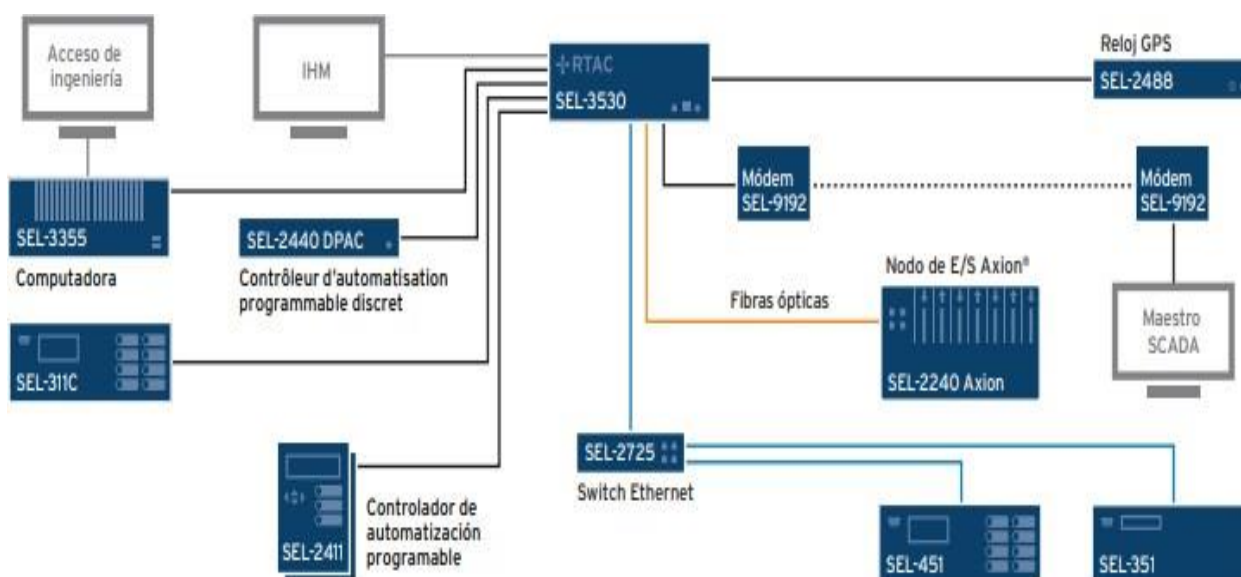


Ilustración 25, Relé SEL-3530 Recopilación de datos y SCADA

2.12 Lenguajes de comunicación del SEL 3530

Los lenguajes de comunicación son estándares o normas que se utilizan para la interacción entre dispositivos en un sistema de comunicación. Actualmente, en las centrales eléctricas, pueden obtener todos los procedimientos, mediante de un convertidor de protocolos. Los protocolos de libre uso permiten que la tecnología esté al alcance de todos los usuarios, posibilitando la comunicación entre equipos de diferentes fabricantes. Para el intercambio de datos en centrales

eléctricas, se requieren dispositivos que administren los datos de manera eficiente; actualmente, se emplean los protocolos IEC 61850 y DNP3. En centrales más primitivas, pueden encontrarse otros procedimientos abiertos como Modbus, IEC 60870, Profibus, etcétera [31].

Dada la diversidad de equipos que se encuentran en las subestaciones eléctricas y la necesidad de supervisarlos, la comunicación se organiza en niveles para abordar problemas específicos. Debido a que la comunicación involucra diferentes tipos de dispositivos, se identifican distintos niveles de comunicación [31].

2.12.1 protocolo DNP3

DNP3, conocido como IEEE Std 1815, representa un estándar integral de protocolo que establece las normas para la comunicación entre computadoras. Creado en 1993, el protocolo DNP3 se diseñó únicamente para la intercomunicación entre programas informáticos destinados a servicios públicos, con miras a la comunicación a distancia. Con este propósito, DNP3 se enfoca en proporcionar maneras eficientes para transportar datos simples con un nivel elevado de integridad. DNP3 designa dos clases de interlocutores que interactúan entre ellos; un maestro y una unidad a distancia, que se describen así [32]:

- **El maestro:**

Puede ser una computadora o un sistema que se utiliza en un centro de mando. Este poderoso dispositivo almacena toda la información recibida desde todas las unidades a distancia y los procesa para su observación [32].

- **La unidad a distancia:**

La unidad a distancia es una computadora utilizada en el terreno, conocida como esclavo. Estas

recopilan datos de diversos equipos ubicados en diferentes lugares, como sensores de corriente y transductores de tensión, y comunican los datos al maestro. Alternativamente, una unidad a distancia DNP3 puede ser un componente que se comunica en directo con la estación maestra, o cualquier clase de estación controlada de manera remota [32].

Adicionalmente, DNP3 asigna las variables de datos tomando en consideración su tipo y comportamiento, y las ordena en base a si indican o no variabilidad en su estado primordial. Todas estos ajustes y protocolos son establecidos por la estación maestra desde el principio, por medio de una evaluación de integridad, donde pide a la unidad a distancia que envíe el estado y el valor de todos los puntos programados por la estación maestra. Posterior a este proceso de programación, la unidad a distancia emite de manera selectiva los sucesos, dependiendo de si la información ha cambiado desde el evalúo posterior. Estas transmisiones de datos generalmente siguen una programación cíclica, aun así también podrían ser enviadas de manera espontánea si se cumplen ciertos parámetros [32].



Ilustración 26, Topología DNP

2.12.2 protocolo IEC 61850

El protocolo IEC 61850 (norma europea) está ganando reconocimiento como un estándar futuro en los procesos de comunicación local. Actualmente se adoptada de manera extensa en todo el mundo, algunas empresas que en la actualidad emplean el protocolo DNP3 están eligiendo incorporar las funciones combinadas de ambos: el DNP3 y el IEC 61850. No obstante, es esencial comprender cada protocolo y analizar sus comparaciones mutuas [33].

La IEC 61850, se enfoca primordialmente en la interacción entre activos, como el ajuste de protecciones de equipos, IED, o sistemas HMI/SCADA dentro de una instalación local. Una distinción clave entre este protocolo DNP3 y el IEC 61850 es que la norma IEC se concentra en el concepto de recopilación de datos. A diferencia de DNP3, que se enfoca principalmente en los datos y deja la contextualización en gran medida a cargo de los ingenieros, la IEC 61850 incorpora el contexto en el sistema asignando los datos a nodos lógicos con nombres contextuales predefinidos. Esto asegura que el contexto no se pierda en medio de la complejidad de la recopilación de datos [33].

2.12.3 Ventajas del protocolo IEC 61850

Los protocolos IEC 61850 disminuyen el tiempo necesario para establecer la configuración de sistemas nuevos automatizados para subestaciones. Gracias a la presencia de un modelo de datos claramente definido para los activos de las subestaciones, es posible utilizar herramientas de configuración del sistema (SCT) para lograr una rápida creación de diseño para una subestación. De esta manera, se pueden derivar configuraciones para los sistemas involucrados, como dispositivos de protección o sistemas HMI. Zenon puede emplear directamente estos datos para generar automáticamente una aplicación HMI, lo que conduce a una reducción en el tiempo de

configuración de hasta un 90% [34].

La IEC 61850 da paso a los diseñadores para crear configuraciones estándar de elementos en el sistema de energía. Esto implica que es posible agregar o eliminar bloques individuales sin la necesidad de reiniciar completamente el diseño de ingeniería del sistema.

En caso de requerir modificaciones, la IEC 61850 facilita la realización de estas alteraciones de manera sencilla en el programa en lugar de llevar a cabo una reconfiguración física. De esta manera, los profesionales del área pueden efectuar ajustes con facilidad o regresar a las configuraciones anteriores sin la necesidad de llevar a cabo cambios costosos en los dispositivos [33].

El protocolo IEC 61850 posibilita la creación de modelos de subestaciones y la realización de pruebas en un entorno virtual antes de llevar a cabo la implementación. Esto da lugar a un diseño inicial más resistente que demanda menos modificaciones a medida que transcurre el tiempo [31].

3 CAPITULO 3

3.1 Marco metodológico

3.1.1 Escenario

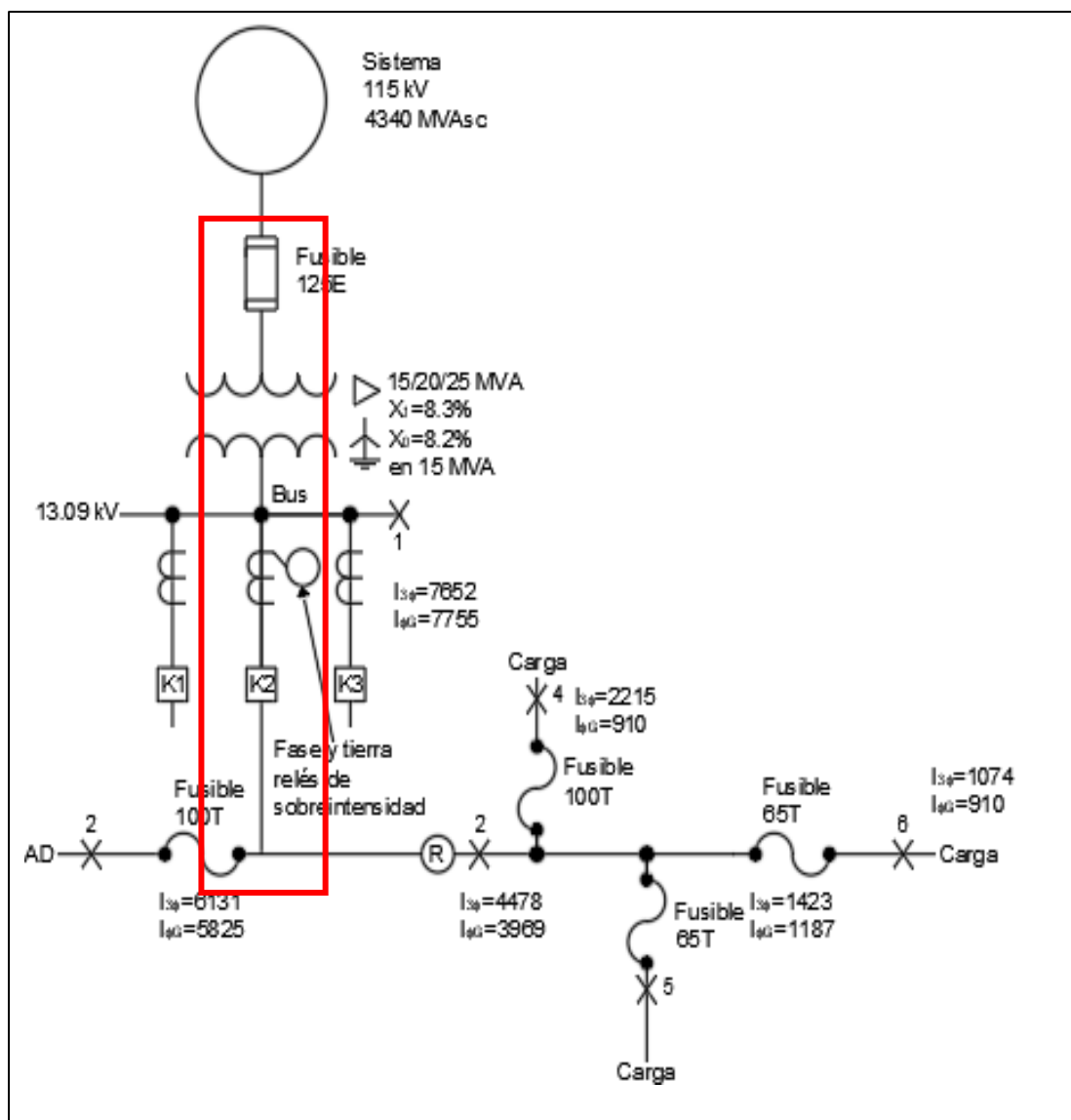


Ilustración 27, Diagrama unifilar [1]

Para elaborar la metodología, se tomará como referencia un ejemplo del libro "Protective relaying" de J. Lewis Blackburn y Thomas J. Domin[1]. En este ejemplo se implementará el sistema de protección utilizando celdas de media tensión y el sistema SCADA.

Se selecciono un fusible de 125E para el lado primario del banco de transformadores, con un tiempo de operación de aproximadamente 250 A durante 600 segundos. En la parte de baja tensión, se representa un alimentador convencional de 13,09 kV con las líneas de una subestación de distribución, mostrando a $115/13.09= 8.79$ repeticiones con respecto a las curvas del fabricante.

A través del interruptor y los relés en la barra de 13 kV es de 330 A. nos presenta la carga máxima, Por ende, la relación de transformación de corriente (TC) de 400:5 resultará en una corriente de $330/80=4.13$ A. en el lado del secundario [1].

Estos equipos de sobrecorriente se coordinan eficazmente con el cierre y los fusibles. La elección del tap 9 establece un punto de activación del relé de fase de $9 \times 80= 720$ A, más del doble del consumo máximo requerido. El relé direccionado a tierra se configura en el tap 4 por decisión deliberada, proporcionando un punto de activación de 13 kV de $4 \times 80= 320$ A. la configuración de tiempo para el relé de las fases y el relé direccionado a tierra garantizan un Intervalo de Tiempo de Coordinación (CTI) de al menos 0,2 segundos [1].

Se presentan los fusibles 65T y 100T seleccionados en base a la carga suministrada por los grifos bajo estándares del fabricante. La carga máxima propuesta para el reconectador es de 230 A. Se eligió un reconectador con una capacidad mínima de disparo de 560 A por fase.

3.1.2 Diagrama unifilar

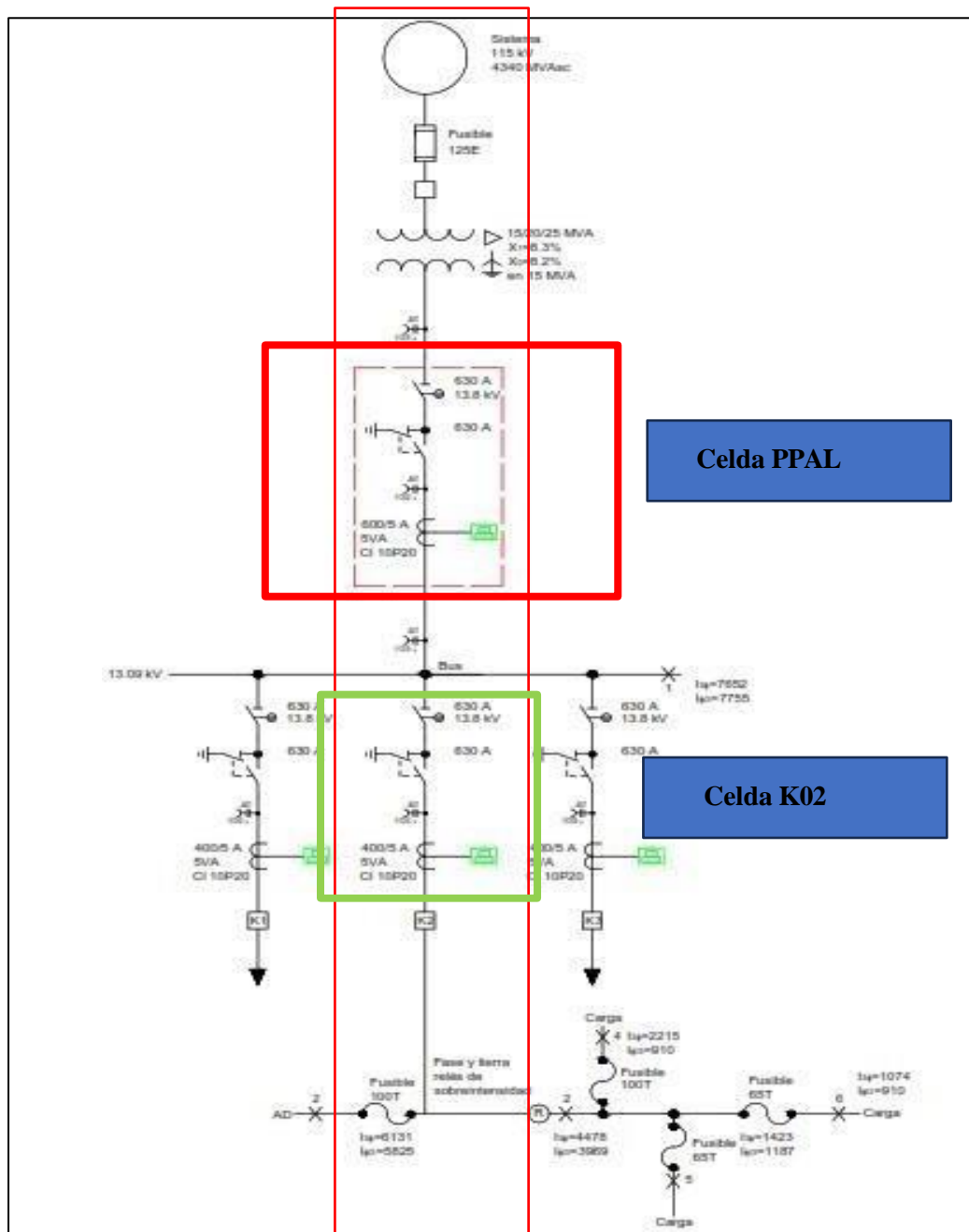


Ilustración 28, Diagrama unifilar [1]

3.1.3 Diagrama físico

En la ilustración 36 se muestra el diagrama físico de las celdas a utilizarse basados en parámetros establecidos en el diagrama unifilar que se ha planteado en este proyecto, las celdas a ser usadas son la celda principal y la celda K02.

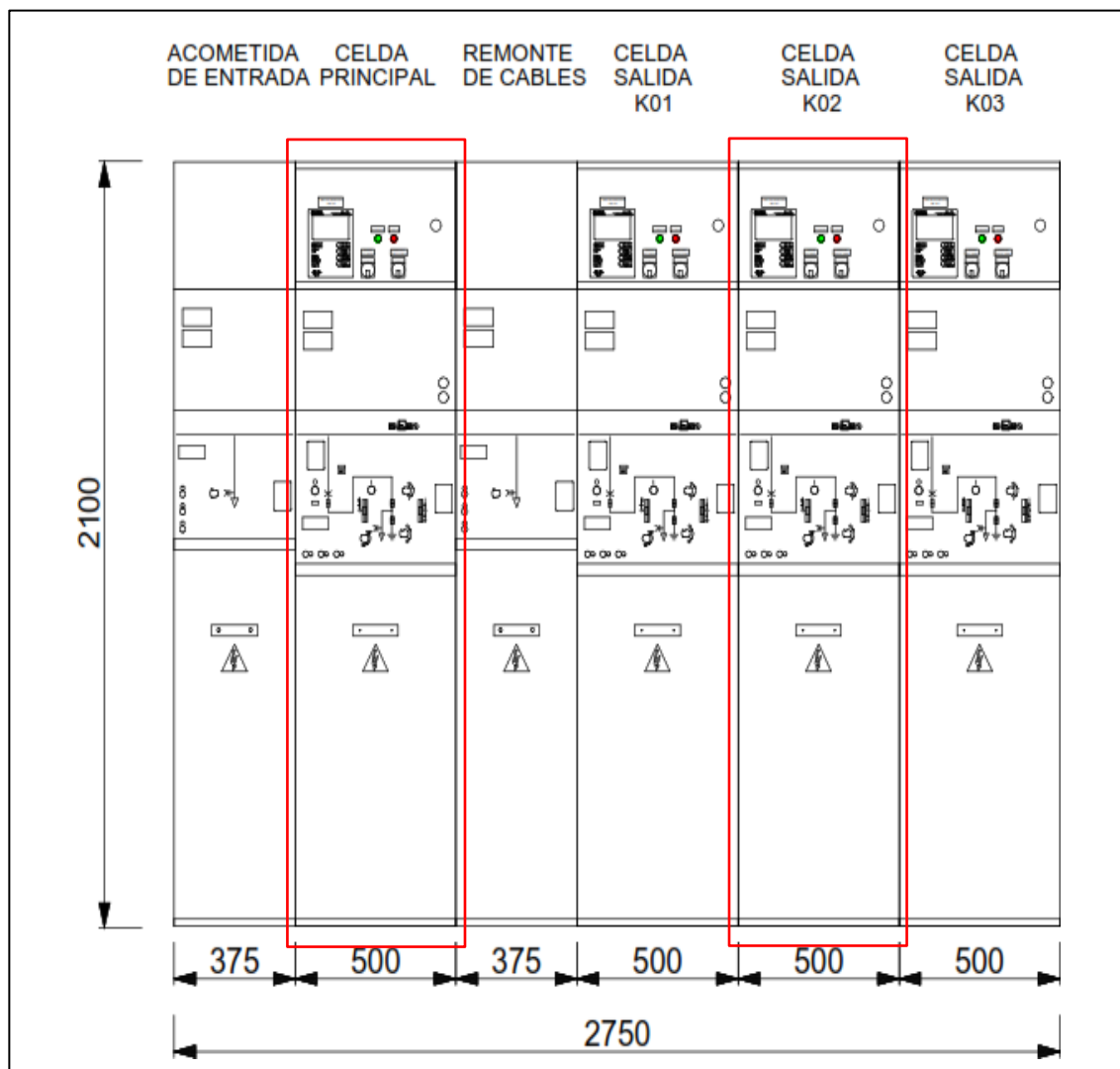


Ilustración 29, Diagrama unifilar [1]

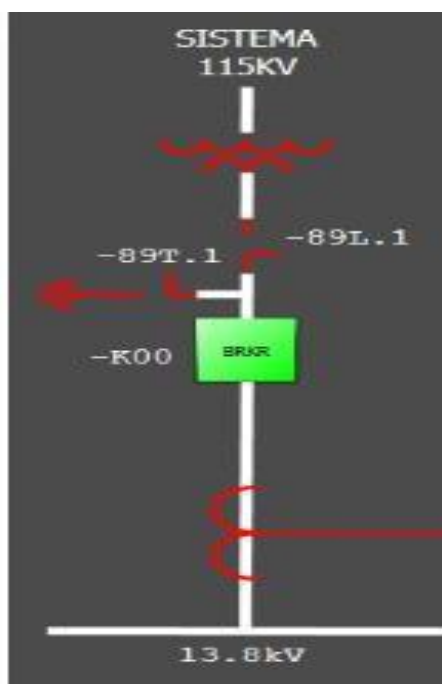
3.1.4 Entradas y salidas digitales a integrar

Las entradas digitales se refieren a los datos o señales que un sistema electrónico recibe desde el entorno o desde otros dispositivos. Estas entradas pueden ser representadas por valores discretos, típicamente 0 o 1, que corresponden a estados lógicos de bajo (0) o alto (1) voltaje. Las entradas digitales capturan información del mundo exterior y permiten que un sistema procese y responda a eventos específicos. Ejemplos comunes de entradas digitales incluyen sensores de temperatura, interruptores, botones y cualquier dispositivo que proporcione información binaria [12].

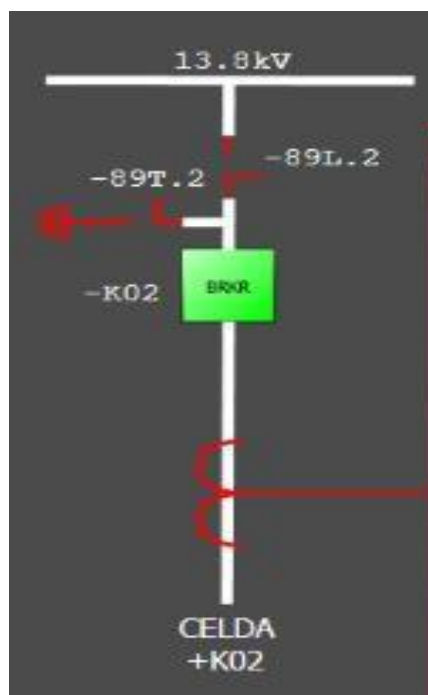
La integración de entradas y salidas digitales es esencial en el diseño de sistemas electrónicos y computadoras. Permite la interacción con el entorno, la recolección de datos, el control de dispositivos y la automatización de procesos. La combinación adecuada de entradas y salidas digitales en un sistema posibilita la creación de soluciones versátiles y eficientes en una variedad de aplicaciones [35][7].

De manera que para el caso de simulación se llevara a cabo el constante monitoreo del estado en que se encuentran las señales que muestran las ilustraciones 37 y 38 se mantendrán monitoreadas en tiempo real cuando se encuentren los diferentes escenarios ya se en condiciones normales, de falla o mantenimiento.

CELDA PPAL

*Ilustración 31, señales celda***PPAL***Fuente propia*

CELDA K02

*Ilustración 30, señales celda***K02***Fuente propia*

3.1.5 Arquitectura de comunicación del proyecto

La organización de la Red LAN utilizada para conectar los equipos RTAC, Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs), y PC es crucial, ya que facilitará el flujo de información. El protocolo de comunicación IEC 61850 no prescribe una topología de red en particular, por lo tanto, se optará por establecer una red estrella básica. Desde una perspectiva económica, esta configuración resulta ventajosa, ya que requerirá solo un concentrador de datos (Switch). Quien

se encargará de la supervisión de los datos que transitan por la red, controlando que no exista problema alguno con las ordenes enviadas al resto de elementos conectados a la misma red LAN. En la ilustración 36 se muestra el diagrama físico de las celdas a utilizarse basados en parámetros establecidos en el diagrama unifilar que se ha planteado en este proyecto, las celdas a ser usadas son la celda principal y la celda K02.

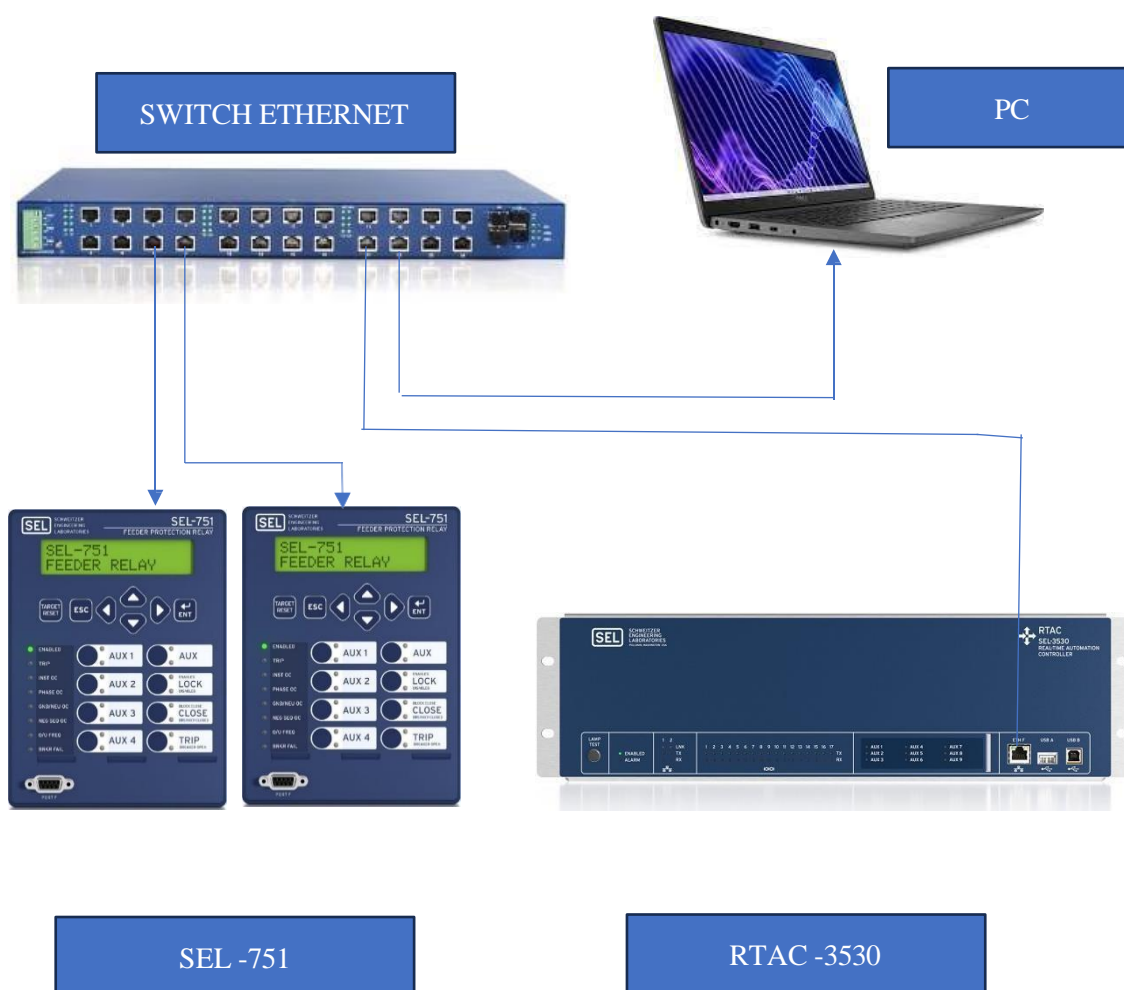


Ilustración 32, conexionado de equipos

Fuente propia

3.1.6 IP de dispositivos

Se han asignado direcciones IP de clase C, que son utilizadas normalmente en redes con un número reducido de dispositivos.

Estas IP han sido determinadas en la tabla 4 de este documento.

Host	Dirección IP	Mascara de Subred	Puerta de enlace
Computador	192.168.0.2	255.225.225.0	192.168.0.1
RTAC (puerto 1)	192.168.0.3		
SEL-751 PPAL	192.168.0.4		
SEL-751 K02	192.168.0.5		
Switch	192.168.0.239		

Tabla 4, IP de dispositivos

Fuente propia

3.2 Ajustes de protecciones

Este proceso de configuración o calibración de un relé principal en un sistema eléctrico es de vital importancia. Dado que los relés son dispositivos utilizados en sistemas eléctricos para proteger equipos y circuitos contra condiciones anormales, como cortocircuitos o sobrecargas. El "ajuste" implicaría establecer parámetros específicos, como corrientes o tiempos de respuesta, para que el relé principal funcione de manera eficaz y responda adecuadamente a las condiciones previstas.

3.2.1 Ajuste Relé PPAL

En la tabla 4 y 5 se muestran los valores a ser ingresados en cada uno de los relés, (RELAY PPAL-RELAY K02) de manera que se pueda realizar la simulación y el monitoreo de lo que ocurre en cada celda en las diferentes etapas de su funcionamiento.

RELAY PPAL	
Modelo	751
CT	$600/5 = 120$
Fase	
Curva	U2-inversa
Pickup (0,5-16 sec-5A)	9
Time dial	2
Neutro	
Curva	U2-inversa
Pickup	4
Time dial	1

Tabla 5, Datos para monitoreo Relé 1 PPAL [1]

3.2.2 Protección transformadores CTs y PT celda PPAL

Como se, muestra en la ilustración 40 se realizó el ingreso de los valores designados para realizar el ajuste de los transformadores CTs y PT. Conexionando las configuraciones de los transformadores me forma DELTA-Y y con una relación de $600/5=120$ como lo muestra la tabla 5 del documento.

Main

RID Relay Identifier (16 characters)
SEL-751_SE PPAL

TID Terminal Identifier (16 characters)
FEEDER RELAY

Configuration Settings

CTR Phase (IA,IB,IC) CT Ratio
120 Range = 1 to 5000

CTRN Neutral (IN) CT Ratio
120 Range = 1 to 5000

PTR PT Ratio
8400.00 Range = 1.00 to 10000.00

PTRS Synch. Voltage (VS) PT Ratio
180.00 Range = 1.00 to 10000.00

DELTA_Y Transformer Connection
WYE Select: WYE, DELTA

SINGLEV Single Voltage Input
N Select: Y, N

VNOM Line Voltage, Nominal Line-to-Line (volts)
120.00 Range = 20.00 to 440.00, OFF

Ilustración 33, protección de CTs y PT celda PPAL

Fuente propia

- ❖ **CTR PHASE (IA, IB, IC) → 120.-** Se Configura el valor de CTs para cada línea para la celda PPAL.
- ❖ **CTRN NEUTRAL (IN) → 120.-** Se Configura el valor de CTs conferencia a neutro de la

celda PPAL.

- ❖ **PTR** → **8400,00.-** Se Configura el valor de PTs de la celda PPAL.
- ❖ **DELTA-Y** → **WYE.** - Se Configura la configuración de conectividad de los transformadores de la celda PPAL.

3.2.3 *protección de sobrecorriente instantánea (51) celda PPAL*

la protección de sobrecorriente instantánea (51) se asigna a la protección de sobrecorriente instantánea. Cuando el relé detecta una corriente que supera el umbral establecido, activa rápidamente el interruptor para desconectar la corriente y proteger el sistema eléctrico contra daños adicionales.

Se realiza el ingreso de los valores de corriente de arranque (Pickup 9). Y se selecciona una la curva U2-inversa de manera que actúa más rápida para desconectar el sistema en condiciones de falla significativas.

Maximum Phase TOC

Element 1

51P1P Time Overcurrent Trip Pickup (amps sec.)
9.00 Range = 0.50 to 16.00, OFF

51P1C TOC Curve Selection
U2 Select: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51P1TD TOC Time Dial
2.00 Range = 0.50 to 15.00

51P1RS EM Reset Delay
N Select: Y, N

51P1CT Constant Time Adder (seconds)
0.00 Range = 0.00 to 1.00

51P1MR Minimum Response Time (seconds)
0.00 Range = 0.00 to 1.00

Ilustración 34, protección de sobrecorriente instantánea (51) en celda PPAL

Fuente propia

- ❖ **51P1P** → **9,00.-** Se Configuramos el valor de pick up de la protección 51P de la celda PPAL.
- ❖ **51P1C** → **U2.** – Se Ingresa el tipo de curva con la que trabajará el IED de la celda PPAL.
- ❖ **50P1TD** → **2,00.-** Se Configura el dial para la función de protección 51P de la celda PPAL.

3.2.4 Ajuste de neutro celda PPAL

Ajustar la protección 51(N) para incluir o excluir la corriente de neutro y establecer los niveles adecuados de sensibilidad es crucial para adaptar la protección a las características específicas del sistema y garantizar la detección eficaz de condiciones anormales.

Los ajustes de neutro en la protección 51 pueden variar según el equipo y la aplicación específica por esta razón se tomaron valores de la tabla 5

Residual TOC

Element 1

51G1P Time Overcurrent Trip Pickup (amps sec.)
4.00 Range = 0.50 to 16.00, OFF

51G1C TOC Curve Selection
U2 Select: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51G1TD TOC Time Dial
1.00 Range = 0.50 to 15.00

51G1RS EM Reset Delay
N Select: Y, N

51G1CT Constant Time Adder (seconds)
0.00 Range = 0.00 to 1.00

51G1MR Minimum Response Time (seconds)
0.00 Range = 0.00 to 1.00

51G1TC Ground Time Overcurrent Torque Control (SELogic)
1

Ilustración 35, Ajuste de neutro en celda PPAL

Fuente propia

- ❖ **51G1P** → **4,00.-** Se Configuramos el valor de pick up de la protección 51PN de neutro de la celda PPAL.
- ❖ **51P1C** → **U2.** – Se Ingresa el tipo de curva con la que trabajará el IED de neutro de la celda PPAL.
- ❖ **50P1TD** → **1,00.-** Se Configura el dial para la función de protección 51PN de neutro de la celda PPAL.

3.2.5 Ajuste de Relé K02

De la misma forma que el relé PPAL en la tabla 5 se encuentran los valores a ser ingresados en el equipo de la celda K02 para la respectiva configuración.

RELAY K02	
Modelo	751
CT	400/5 = 80
Fase	
Curva	U2-inversa
Pickup (0,5-16 sec-5A)	9
Time dial	2
Neutro	
Curva	U2-inversa
Pickup	4
Time dial	1

Tabla 6, Datos para monitoreo Relé 2 K02 [1]

3.2.6 Ajustes transformadores CTs y PT celda K02

Como se, muestra en la ilustración 36 se realizó el ingreso de los valores de la tabla 6 designados para realizar el ajuste de los transformadores CTs y PT. Conexionando las configuraciones de los transformadores DELTA-Y y con una relación de $400/5=80$

Main

RID Relay Identifier (16 characters)
SEL-751_+K02

TID Terminal Identifier (16 characters)
FEEDER RELAY

Configuration Settings

CTR Phase (IA,IB,IC) CT Ratio
80 Range = 1 to 5000

CTRN Neutral (IN) CT Ratio
80 Range = 1 to 5000

PTR PT Ratio
8400.00 Range = 1.00 to 10000.00

PTRS Synch. Voltage (VS) PT Ratio
180.00 Range = 1.00 to 10000.00

DELTA_Y Transformer Connection
WYE Select: WYE, DELTA

SINGLEV Single Voltage Input
N Select: Y, N

VNOM Line Voltage, Nominal Line-to-Line (volts)
120.00 Range = 20.00 to 440.00, OFF

Ilustración 36, protección de CTs y PT celda K02

Fuente propia

- ❖ **CTR PHASE (IA, IB, IC) → 80.-** Se Configura el valor de CTs para cada línea para la celda K02.
- ❖ **CTRN NEUTRAL (IN) → 80.-** Se Configura el valor de CTs conferencia a neutro de la celda K02.
- ❖ **PTR → 8400,00.-** Se Configura el valor de PTs

- ❖ **DELTA-Y → WYE.** - Se Configura la configuración de conectividad del transformador de la celda K02.

3.2.7 *protección de sobrecorriente instantánea (51) celda K02*

A continuación, se realiza en ingreso de los parámetros para la protección (51) en la celda K02 tomados de la tabla 6 como se muestra en la ilustración 37

Configuración del relé K02 Función de protección (51)

Maximum Phase TOC

Element 1

51P1P Time Overcurrent Trip Pickup (amps sec.)
9.00 Range = 0.50 to 16.00, OFF

51P1C TOC Curve Selection
U2 Select: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51P1TD TOC Time Dial
2.00 Range = 0.50 to 15.00

51P1RS EM Reset Delay
N Select: Y, N

51P1CT Constant Time Adder (seconds)
0.00 Range = 0.00 to 1.00

51P1MR Minimum Response Time (seconds)
0.00 Range = 0.00 to 1.00

51P1TC Maximum Phase Time Overcurrent Torque Control (SELogic)
1

Ilustración 37, protección de sobrecorriente instantánea (51) en celda K02

Fuente propia

- ❖ **51P1P → 9,00.-** Se Configuramos el valor de pick up de la protección 51P de la celda K02.
- ❖ **51P1C → U2.** – Se Ingresa el tipo de curva con la que trabajará el IED de la celda K02.
- ❖ **50P1TD → 2,00.-** Se Configura el dial para la función de protección 51P de la celda K02.

3.2.8 Ajuste de neutro celda k02

En la ilustración 38 se lleva a cabo el ingreso de valores tomados de la tabla 6 para la configuración de la protección 51N de la celda K02

Configuración del relé K02 Función de protección (51N)

Residual TOC

Element 1

51G1P Time Overcurrent Trip Pickup (amps sec.)
4.00 Range = 0.50 to 16.00, OFF

51G1C TOC Curve Selection
U2 Select: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51G1TD TOC Time Dial
1.00 Range = 0.50 to 15.00

51G1RS EM Reset Delay
N Select: Y, N

51G1CT Constant Time Adder (seconds)
0.00 Range = 0.00 to 1.00

51G1MR Minimum Response Time (seconds)
0.00 Range = 0.00 to 1.00

51G1TC Ground Time Overcurrent Torque Control (SELogic)
1

Ilustración 38, Ajuste de neutro en celda K02

Fuente propia

- ❖ 51G1P → 4,00.- Se Configuramos el valor de pick up de la protección (51PN) de neutro de la celda K02.
- ❖ 51P1C → U2. – Se Ingresa el tipo de curva con la que trabajará el IED de neutro de la celda K02.
- ❖ 50P1TD → 1,00.- Se Configura el dial para la función de protección (51PN) de neutro de la celda K02.

3.3 Coordinación de las protecciones

Mediante imágenes extraídas del programa ETAP, en el que se realizó el estudio de las coordinaciones de protección, se muestra la confirmación de los resultados de los valores calculados y que se ubican en las tablas 5 y 6 del presente documento.

En las ilustraciones 39 y 40 se muestran las curvas resultantes para fase y tierra, así como también los tiempos, entre otros datos.

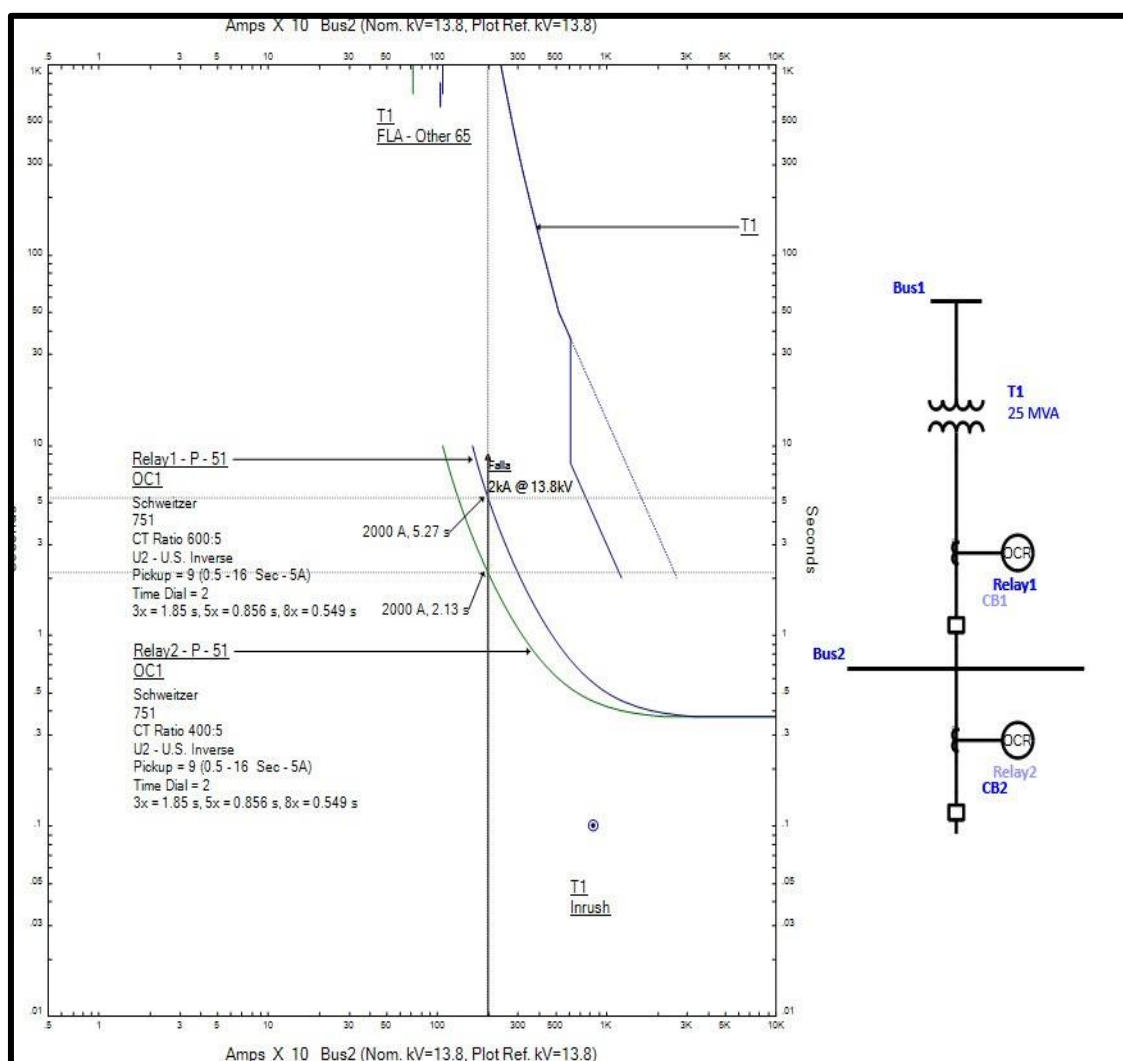


Ilustración 39, Coordinación de protección de fase ETAP

Fuente propia

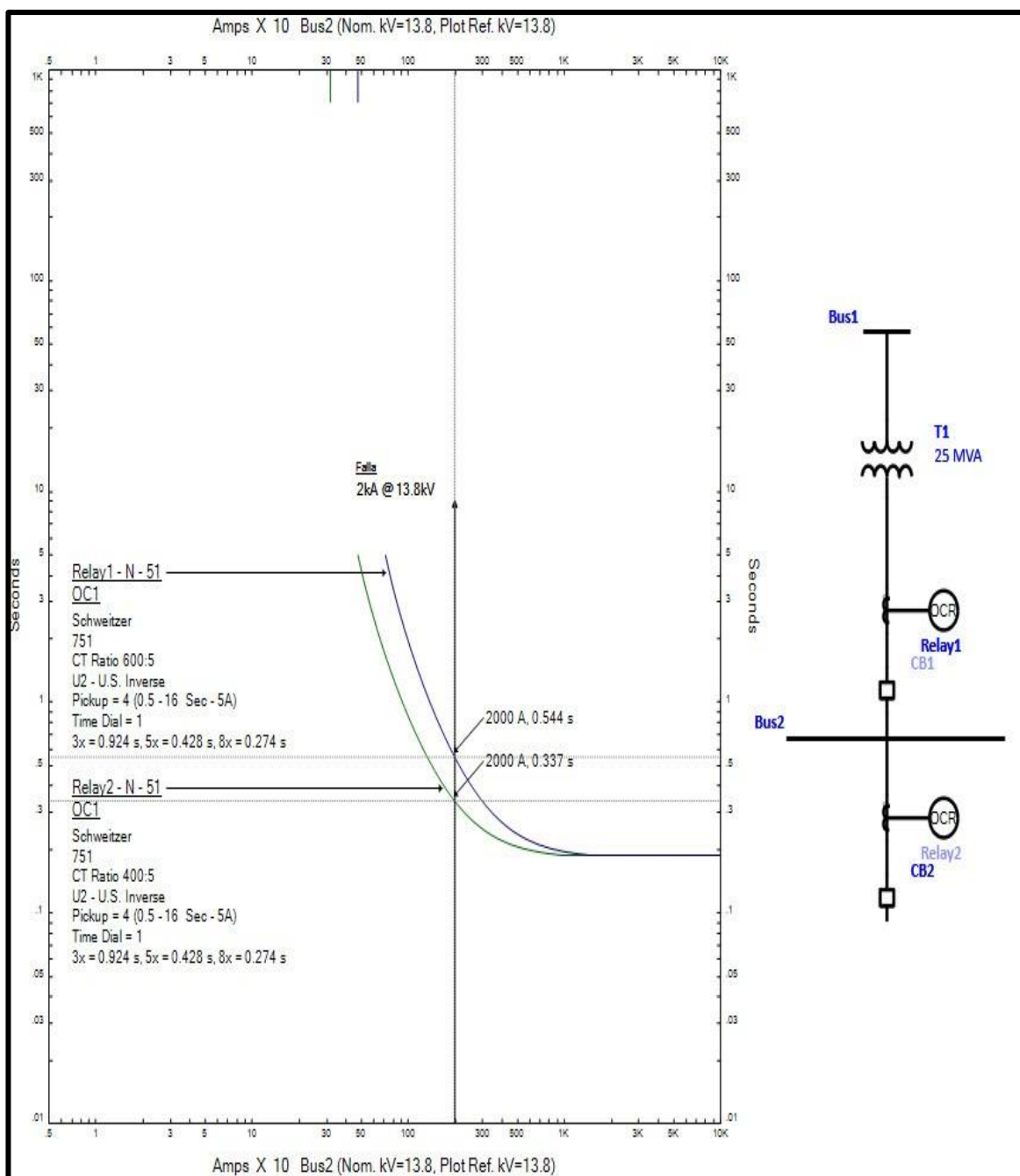


Ilustración 40, Coordinación de protección de neutro ETAP

Fuente propia

3.4 Softwares para configurar parámetros a los equipos

Para ajustar las configuraciones de protección y comunicación mediante protocolo de comunicación IEC 61850 se dará uso a los softwares creados por los fabricantes de los equipos de la familia SEL.

- ❖ AcSelerator RTAC
- ❖ AcSelerator Architec
- ❖ AcSelerator Quickset

3.4.1 AcSelerator Quickset

El conjunto de aplicaciones AcSelerator Quickset representa la principal herramienta para llevar a cabo la comunicación, programación, supervisión, control remoto y medición de los relés SEL dentro del marco del Sistema de Protección y Monitoreo. Este software se instala en cualquier versión de Windows y, a través de una conexión Ethernet, se vincula con cualquier dispositivo SEL, facilitando así la comunicación entre el dispositivo y los relés.

La Figura 41 muestra la pantalla inicial, en la cual es posible generar un nuevo archivo de configuración. Los ajustes pueden ser obtenidos desde los relés conectados, y los archivos de configuración almacenados previamente pueden ser abiertos desde la base de datos local. Se tiene la capacidad de gestionar todos los dispositivos conectados, utilizando direcciones de puerto, nombres exclusivos, configuraciones de conexión remota, entre otras opciones, o se pueden modificar los parámetros de comunicación seleccionando cualquier opción disponible.

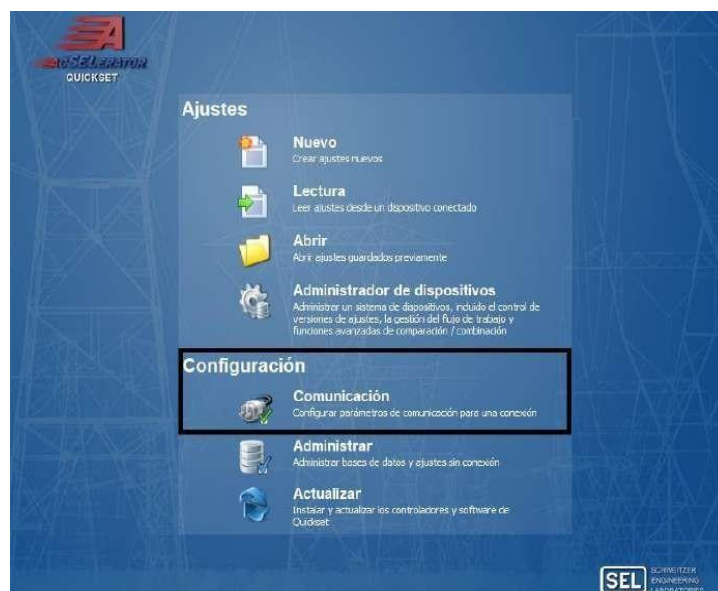


Ilustración 41, Interfaz inicial del programa

Fuente Propia

3.4.2 Configuración del AcSelerator Quickset

Es esencial realizar este proceso de configuración ya que de esta manera nos aseguramos de que el software establezca la conexión adecuada con los otros dispositivos conectados a la misma red, dado que por medio de este se realizara el ajuste de datos, es decir el ingreso de los parámetros para las protecciones del sistema, y la lógica de control.

Proceso de comunicación del software y de los equipos;

Seleccionar el comando submenú “parámetros” luego comando “comunicaciones” en la barra de herramientas como es mostrado en la ilustración 42.

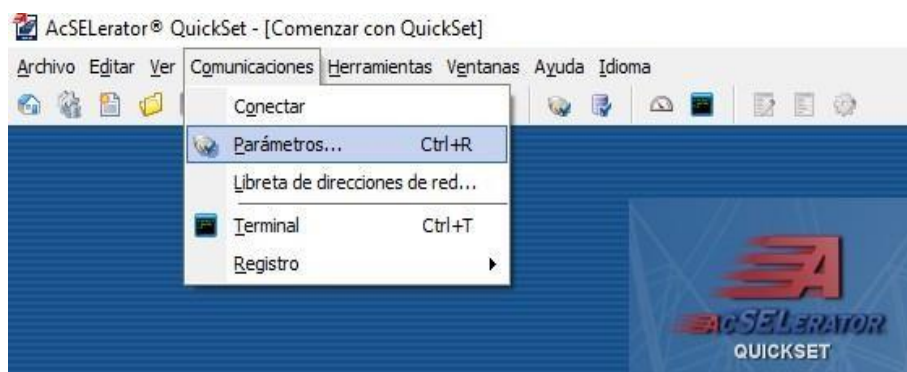


Ilustración 42, interfaz comunicaciones

Fuente propia

El siguiente paso sería llenar los datos que solicita en la ventana de “parámetros” como indica la ilustración 43.

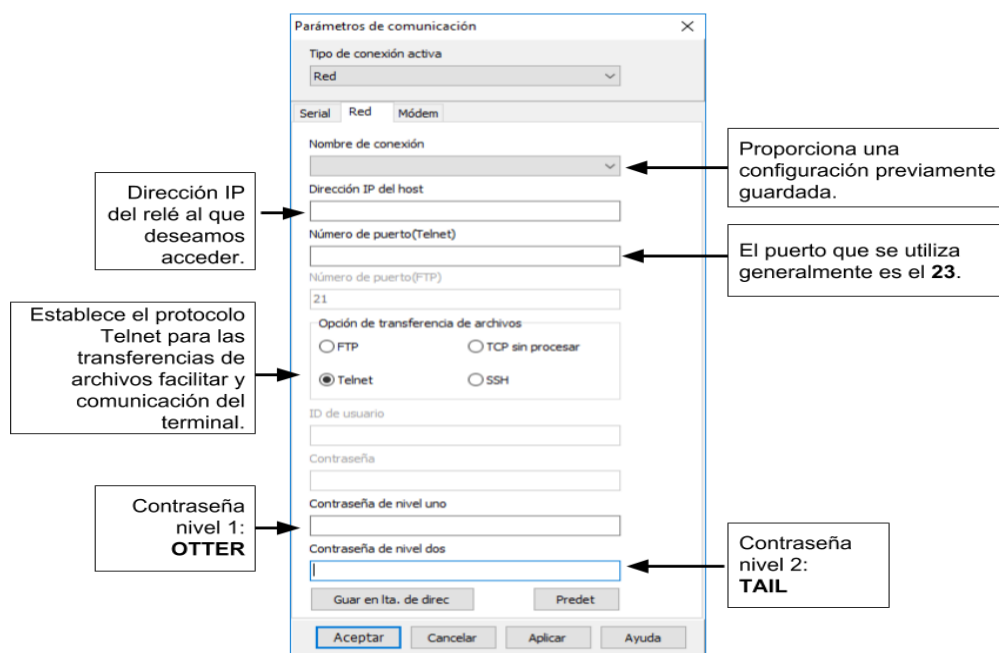


Ilustración 43, ventana “parámetros”

Fuente propia

Para confirmar que se ha establecido la conexión de forma correcta, se necesita observar en la sección inferior del programa donde debería indicar que está "Conectado". Además, los indicadores luminosos "TXD" y "RXD" deben estar activados, como se muestra en la Figura 44, que ilustra la comunicación del SEL-751.



Ilustración 44, señal de comunicación

Fuente propia

3.4.3 AcSelerator Architect

"AcSELerator Architect" podría ser un software desarrollado por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) para el diseño y configuración de sus dispositivos de protección y control, como los Intelligent Electronic Devices (IEDs). Estos softwares suelen ofrecer interfaces gráficas que permiten a los usuarios diseñar esquemas eléctricos, asignar configuraciones a dispositivos y establecer parámetros de funcionamiento. Además, pueden proporcionar herramientas para la programación de lógica de control y la verificación de la comunicación entre dispositivos con protocolos de comunicación MMS y GOOSE [5].

3.4.4 AcSelerator Architect interfaz

En la interfaz de este programa podremos encontrar configuraciones para protocolos (MMS Y GOOSE) la acción para crear y modificar los proyectos, los archivos CID donde están incluidas las propiedades de los relés desarrollados por la marca SEL, como se muestra en la ilustración 45.

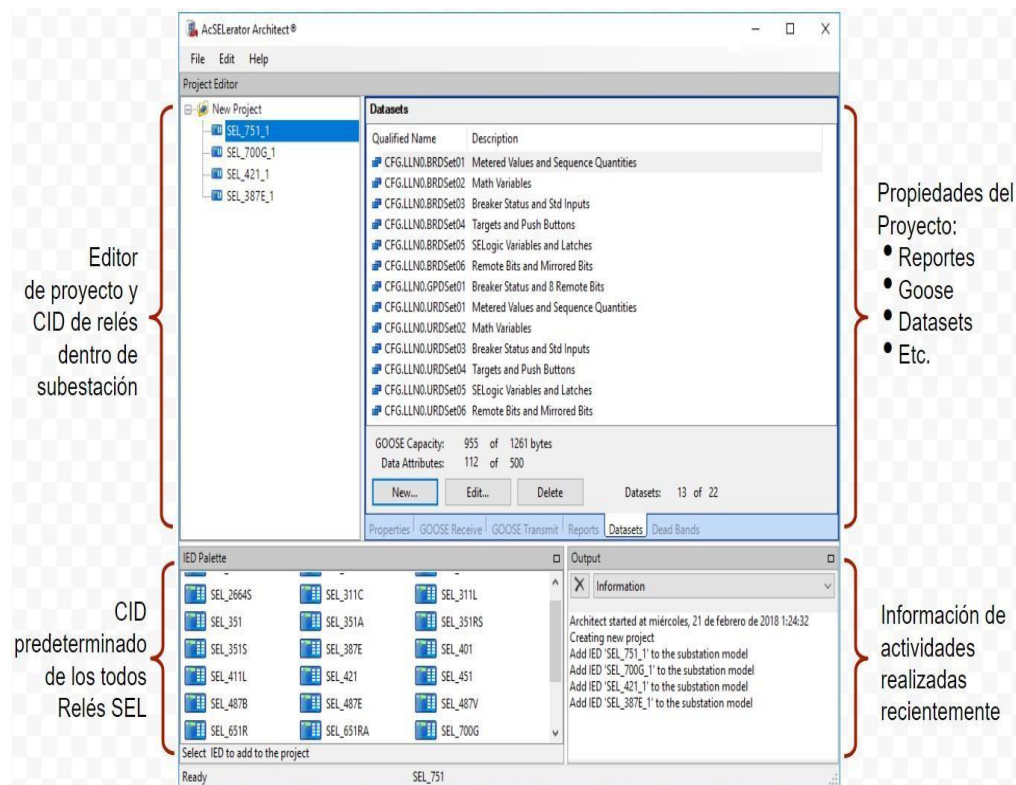


Ilustración 45, Interfaz software

Fuente propia

3.4.5 AcSelerator RTAC

Este programa posibilita la configuración RTU-(RTAC). En este contexto, se realiza la configuración del sistema SCADA, incluyendo elementos como los mandatos, las situaciones y las corrientes presentes en una subestación eléctrica, a continuación, en la ilustración 46 se muestra la interfaz del software.

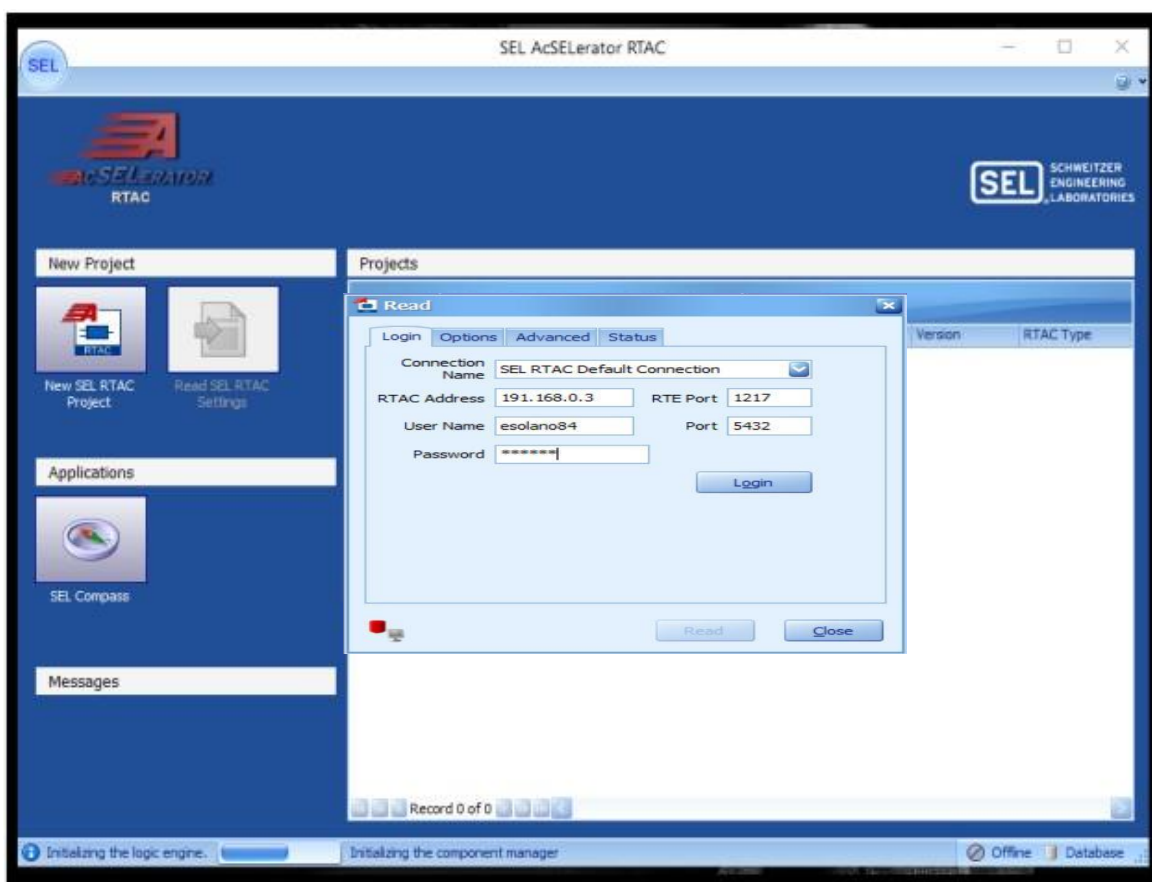


Ilustración 46, Interfaz software AcSelerator RTAC

Fuente propia

3.5 Establecer archivos CID de los equipos

El proceso se ejecuta utilizando el programa AcSELeRator Architec. El creador SEL, a través de este software, nos facilita la elaboración de la configuración de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) según las normas de la IEC 61850.

La generación de los archivos, identificados con la extensión. CID, incluye la representación de un conjunto de datos asociados a variables de medición, la activación de las protecciones y los estados de los interruptores de cada dispositivo. Subsecuentemente, la información se transmitirá al SCADA mediante la RTU-RTAC, asegurando la integración eficaz y el constante monitoreo del sistema.

Para la realización del nuevo proyecto se muestran en las ilustraciones del 47 al 50, los parámetros de red LAN que fueron ajustados previamente; los dispositivos que integran estas listas son; SEL 751_1 PPAL, SEL 751_2K02, y RTU-TRAC-3530.

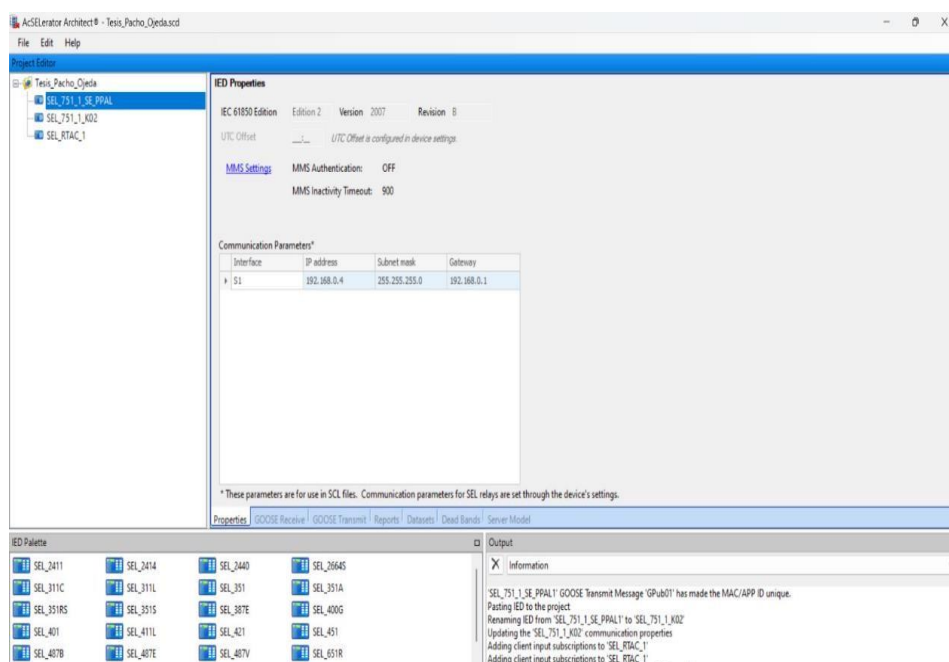


Ilustración 47, Direccionamientos IP interfaz software

Fuente propia

Direccionamientos de IEDs

IP Red LAN

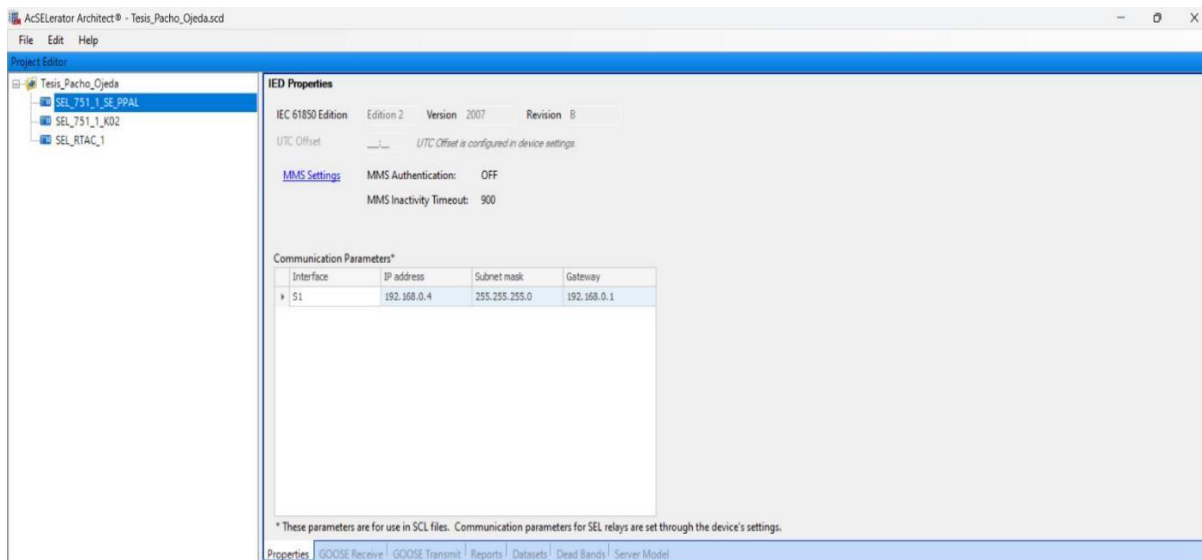


Ilustración 48, Direccionamiento IP SEL-751 PPAL

Fuente propia

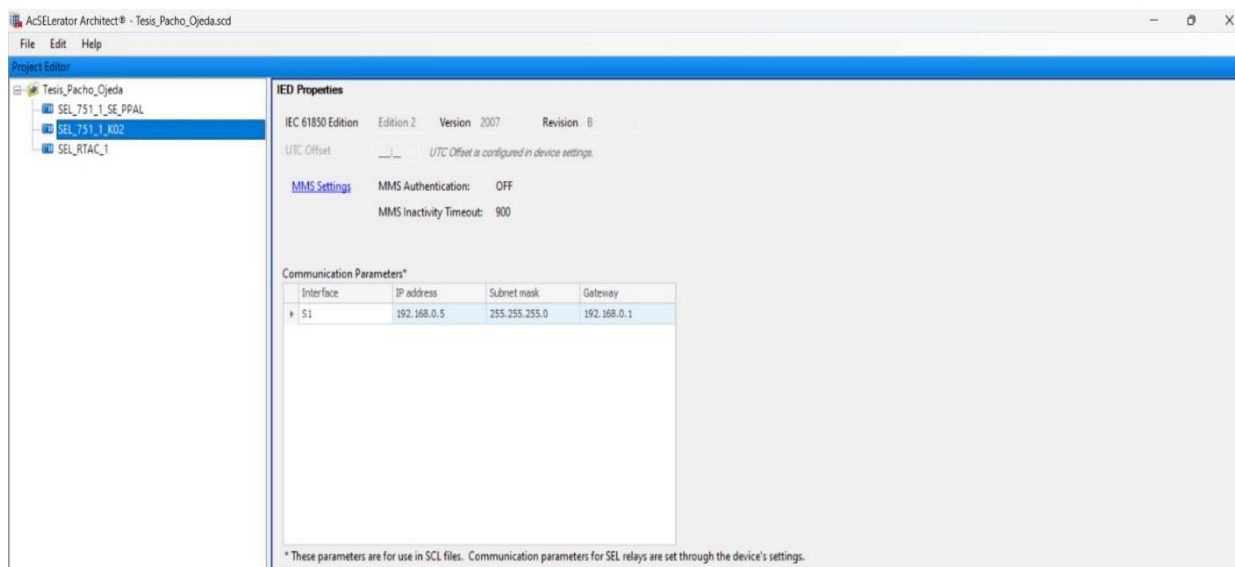


Ilustración 49, Direccionamiento IP SEL-751 K02

Fuente propia

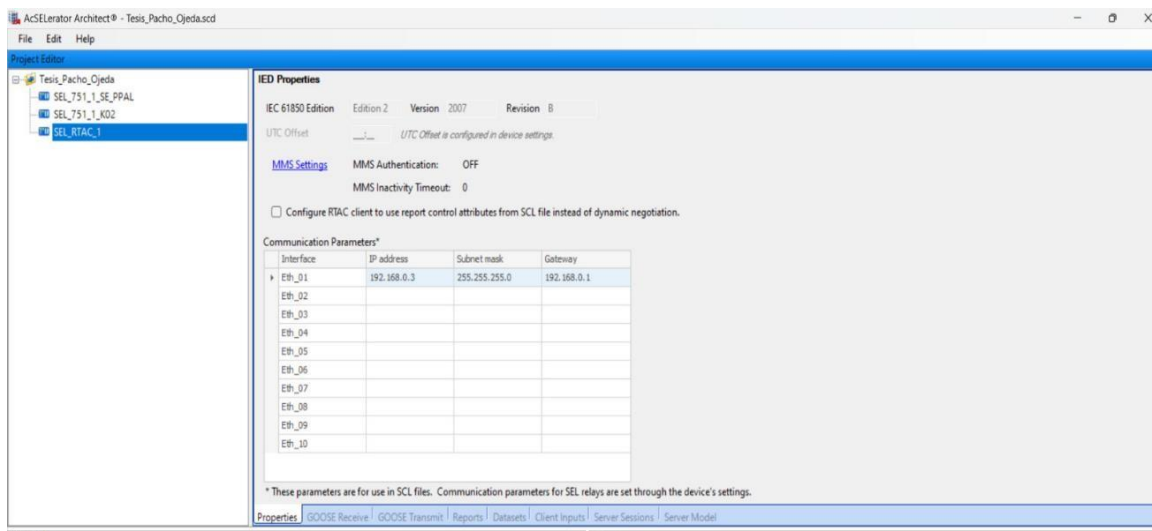


Ilustración 50, Direccinamiento IP RTU-RTAC-3530

Fuente propia

3.5.1 Parámetros de los IEDs cargados en la RTU

En la ilustración 51 se muestra los datos del rele SEL-751 PPAL y del Rele SEL-751 K02 ambos encargados de la lectura de datos que han sido cargados al equipo central.

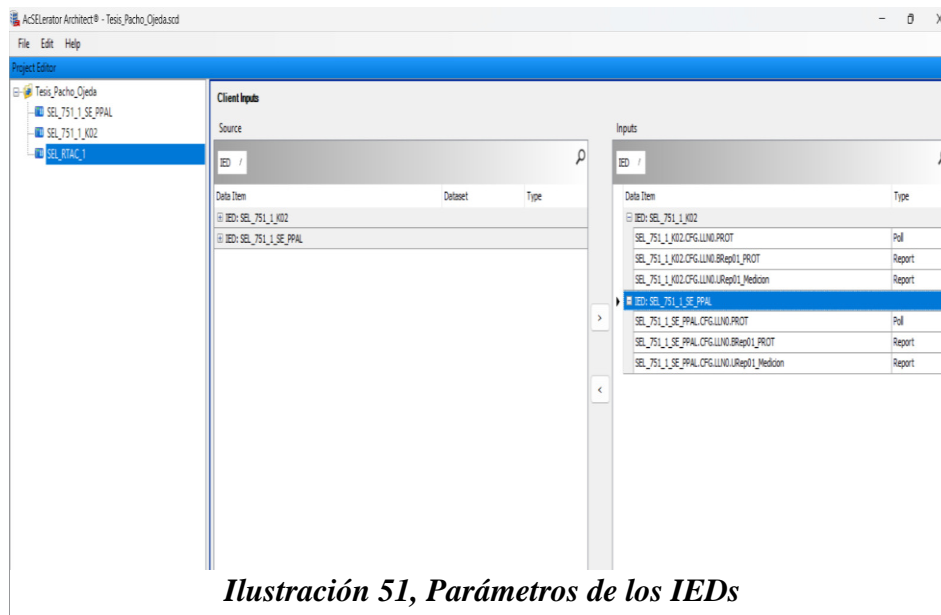


Ilustración 51, Parámetros de los IEDs

Fuente propia

3.6 Datasets, de relé SEL-751- PPAL Y Relé SEL-751- K02

A continuación, desde la ilustración 52 a la 55 se muestran los Datasets establecidos, reportes del SEL 751 PPAL Y SEL-751 K02, los parámetros de medición, y los parámetros digitales establecidos a ser monitoreados para los IEDs,

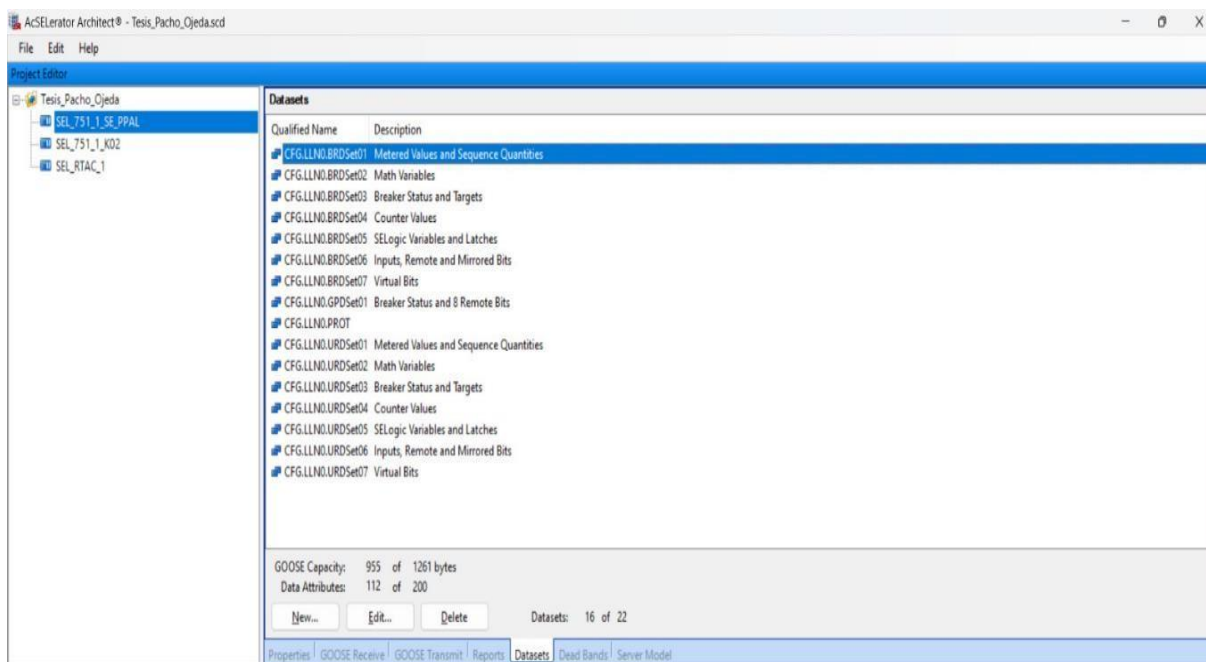


Ilustración 52, Datasets, de relé SEL-751- PPAL Y Relé SEL-751- K02

Fuente propia

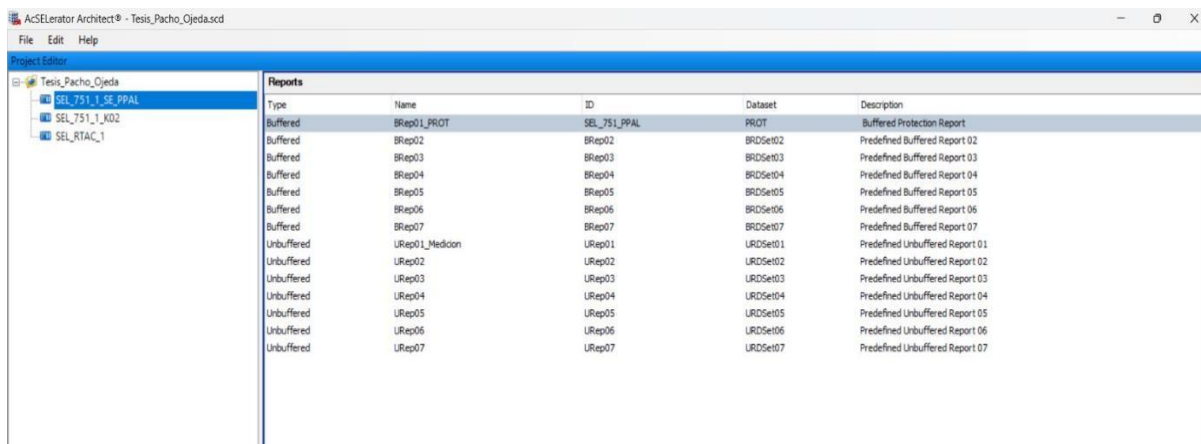


Ilustración 53, Reportes SEL 751 PPAL Y K02

Fuente propia

3.6.1 Parámetros de medición, SEL 751 PPAL Y K02

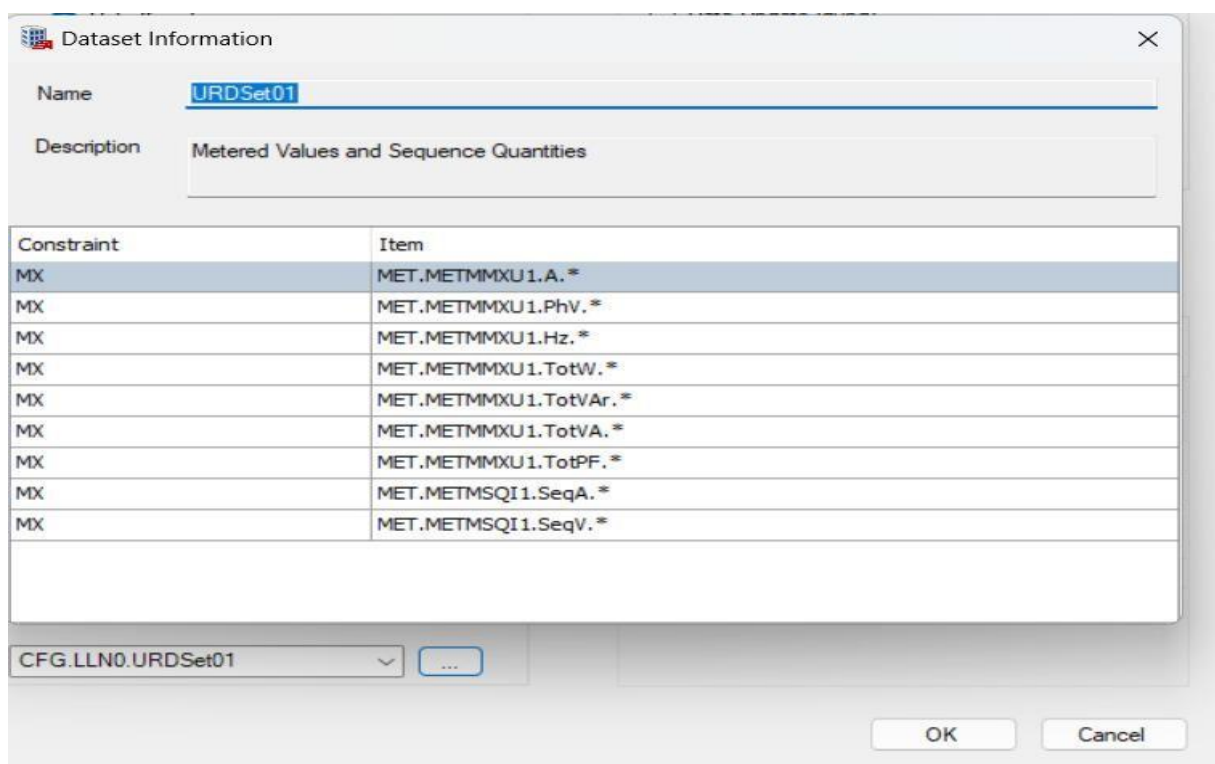
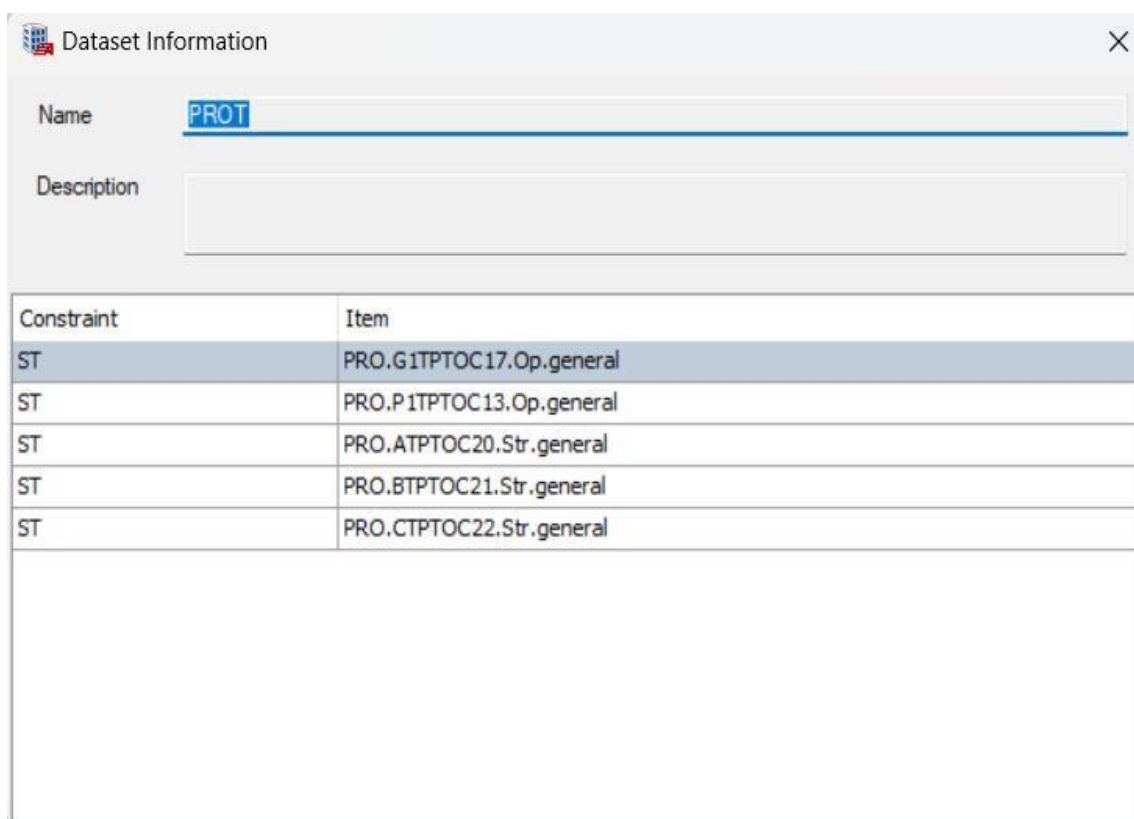


Ilustración 54, Datasets parámetros de lectura (medición) de IEDs

Fuente propia

- ❖ **METMMXU1.** → **A.**- lectura de corriente
- ❖ **METMMXU1.** → **Phv.** – lectura voltaje fase-neutro
- ❖ **METMMXU1.** → **Hz.** - lectura de frecuencia
- ❖ **METMMXU1.** → **Totw.** - lectura de potencia
- ❖ **METMMXU1.** → **TotVar.** – lectura de potencia reactiva
- ❖ **METMMXU1.** → **TotVA.** - lectura de potencia aparente
- ❖ **METMMXU1.** → **TotPF.** - lectura de factor de potencia
- ❖ **METMMXU1.** → **SeqA.** – lectura secuencia de corrientes
- ❖ **METMMXU1.** → **SeqV.** – lectura secuencia de voltajes

3.6.2 Parámetros digitales de protección



Constraint	Item
ST	PRO.G1TPTOC17.Op.general
ST	PRO.P1TPTOC13.Op.general
ST	PRO.ATPTOC20.Str.general
ST	PRO.BTPTOC21.Str.general
ST	PRO.CTPTOC22.Str.general

Ilustración 55, Parámetros digitales de medición

Fuente propia

- ❖ CTPTOC22-51CP- →Protección pickup fase C
- ❖ BTPTOC21-51BP- →Protección pickup fase B
- ❖ ATPTOC20-51AP- →Protección pickup fase A
- ❖ G1TPTOC17 -51G1T- →Disparo del elemento de sobrecorriente de tiempo residual a tierra.
- ❖ P1TPTOC13-51P1T- →disparo del elemento de sobrecorriente de tiempo máximo de fase.

3.7 Ajuste del RTU-RTAC-3530

El software AcSELerator RTAC juega una función vital como el principal programa responsable de la disposición para la obtención y reunión de información en tiempo real.

Su característica destacada reside en su habilidad para transformar información entre varios protocolos incorporados en la Unidad Terminal Remota (RTU).

Al momento de dar inicio al programa se desplegará una ventana de seguridad, en la que será necesario definir credenciales las cuales para este proyecto serán Username = esolano84 y para password PAOJ-123, se muestra a detalle la ilustración 56.

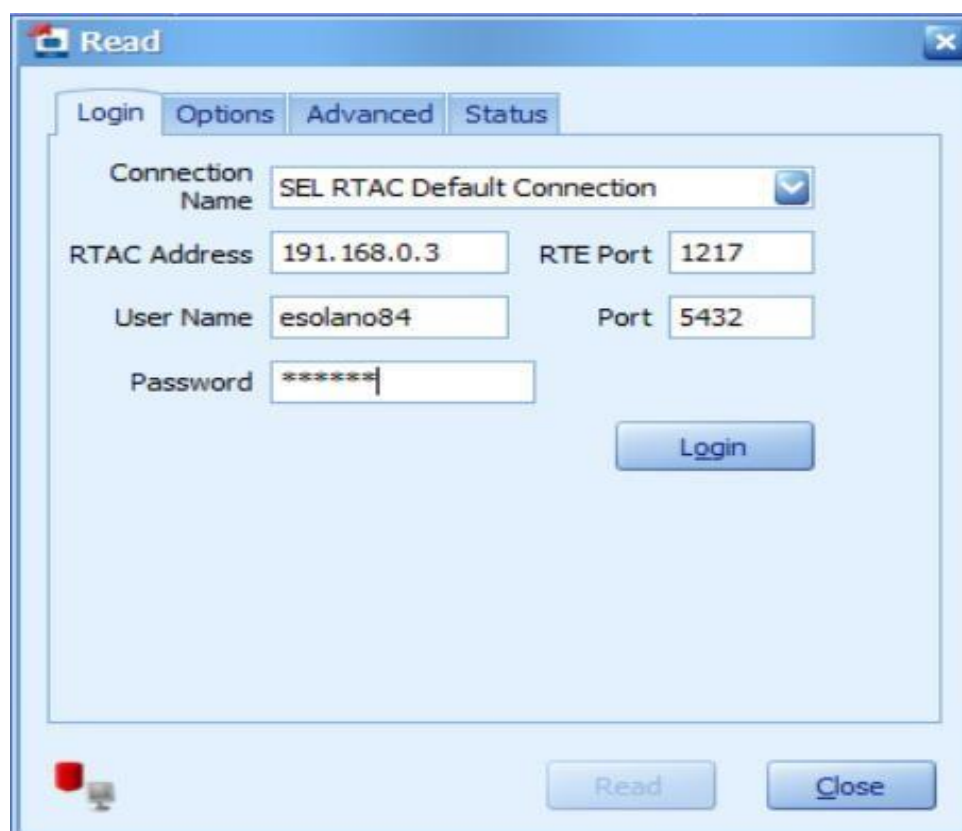


Ilustración 56, interfaz de seguridad AcSELerator

Fuente propia

3.7.1 Configuración del SEL751 – PPAL

En esta sección desde la ilustración 57 a la 63 se muestra las señales analógicas, digitales y finalmente los ajustes cargados al RTU-RTAC 3530, siendo este el equipo que llevara la tarea más fuerte de comunicador de todo el sistema a operarse.

Ilustración 57-58 ajustes relé SEL-751-PPAL

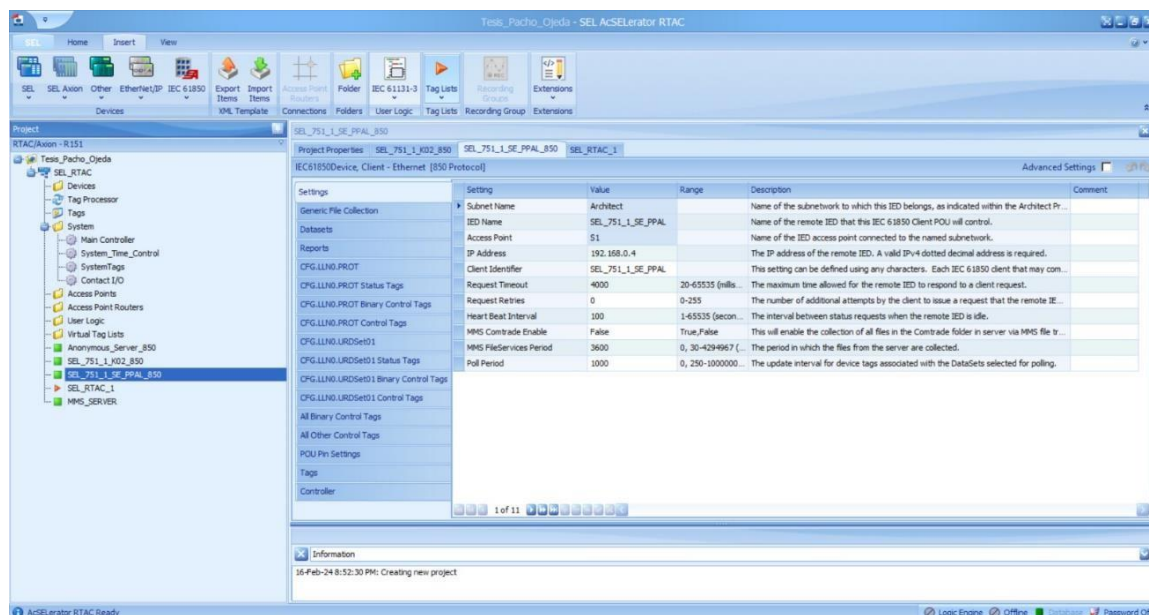


Ilustración 57, ajustes relé SEL-751-PPAL

Fuente propia

3.7.2 Señales digitales SEL 751 – PPAL

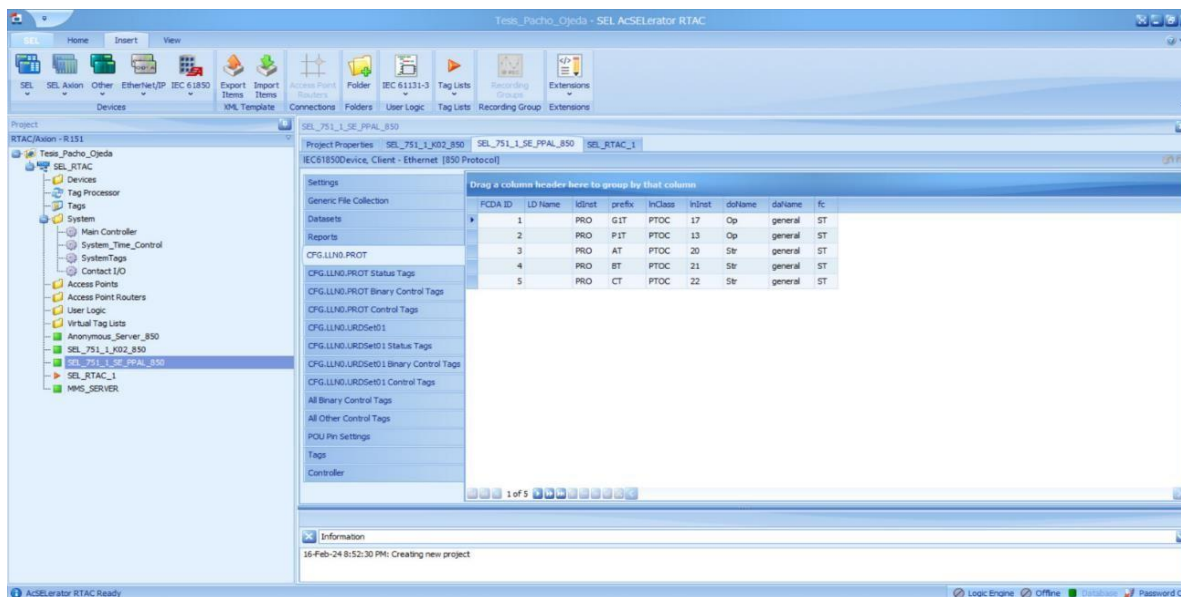


Ilustración 58, ajustes relé SEL-751-PPAL Señales digitales

Fuente propia

3.7.3 Señales de medición SEL 751 – PPAL

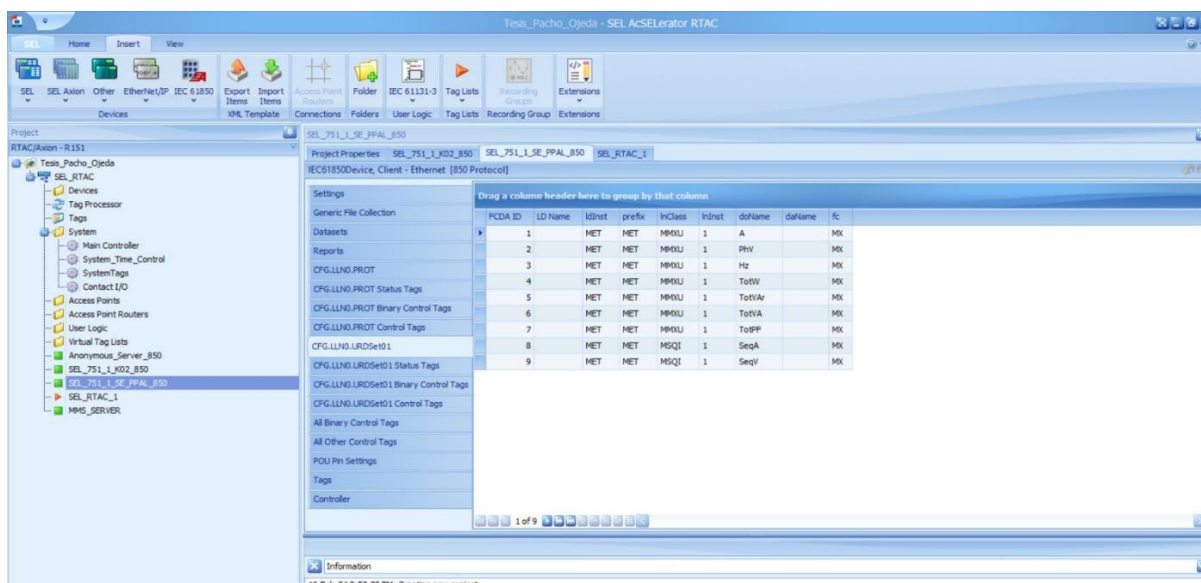


Ilustración 59, ajustes relé SEL-751-PPAL Señales de medición

Fuente propia

3.7.4 Configuración del SEL751 - K02

Ilustración 73-75 ajustes relé SEL-751-K02

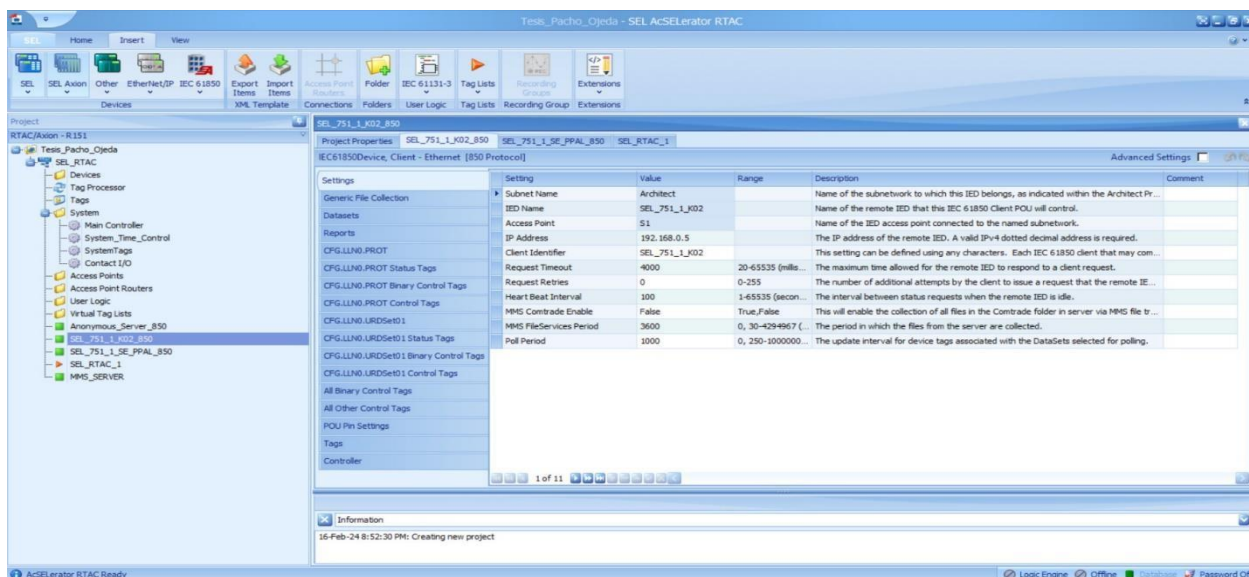


Ilustración 60, ajustes relé SEL-751-K02

Fuente propia

3.7.5 Señales digitales SEL 751 – K02

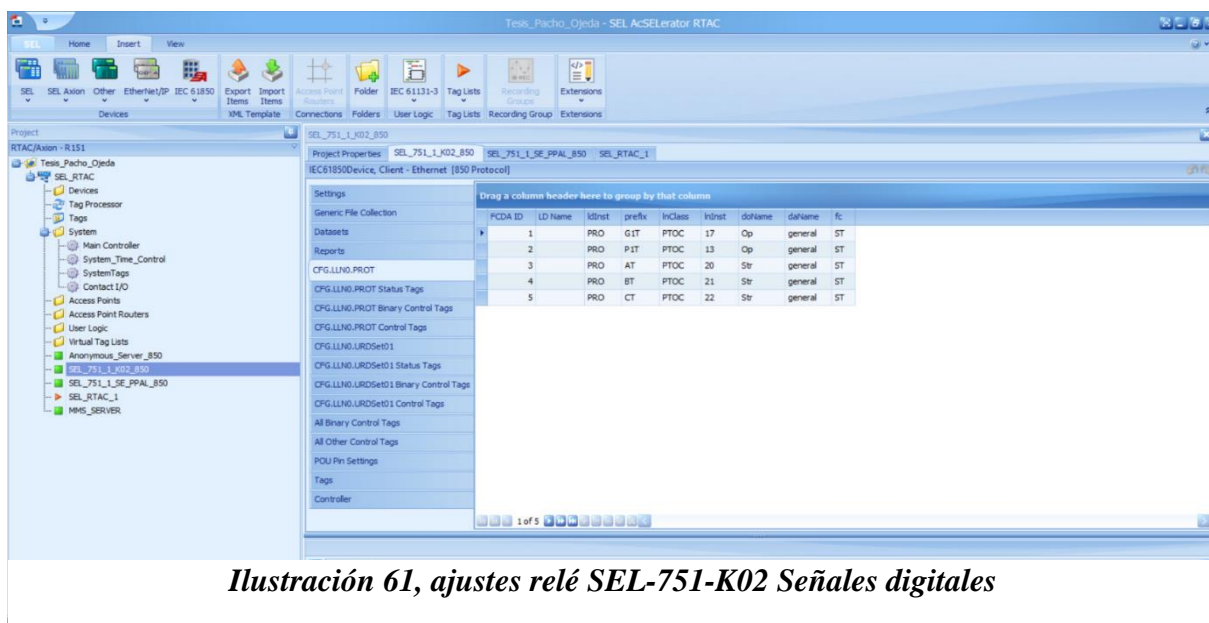
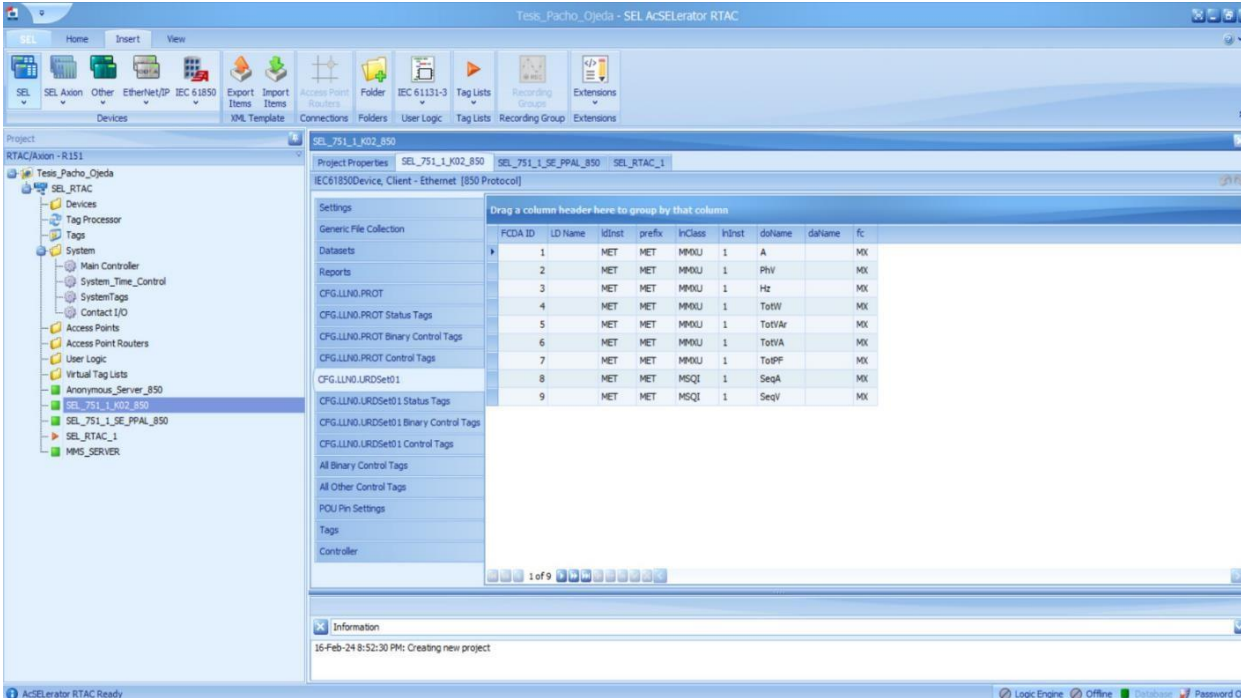


Ilustración 61, ajustes relé SEL-751-K02 Señales digitales

Fuente propia

3.7.6 Señales de medición SEL 751 – K02



The screenshot shows the SEL AcSELEator RTAC software interface. The main window displays a table of signal configurations. The table has the following columns: FCDA ID, LD Name, IInst, prefix, InClass, InInst, daName, daName, and fc. The table lists 9 entries for various IEC 61850 protocols and control tags.

FCDA ID	LD Name	IInst	prefix	InClass	InInst	daName	daName	fc
1	MET	MET	MMOU	1	A			MX
2	MET	MET	MMOU	1	PIW			MX
3	MET	MET	MMOU	1	Hz			MX
4	MET	MET	MMOU	1	TotW			MX
5	MET	MET	MMOU	1	TotAr			MX
6	MET	MET	MMOU	1	TotVA			MX
7	MET	MET	MMOU	1	TotPF			MX
8	MET	MET	MSQI	1	SeqA			MX
9	MET	MET	MSQI	1	SeqV			MX

The interface also shows a project tree on the left with folders like 'SEL_RTAC', 'System', 'Access Points', and 'User Logic'. The status bar at the bottom indicates 'AcSELEator RTAC Ready' and '16-Feb-24 8:52:30 PM: Creating new project'.

Ilustración 62, ajustes relé SEL-751-PPAL Señales de medición

Fuente propia

4 CAPITULO 4

4.1 ANALISIS DE RESULTADOS

4.1.1 Condiciones normales de operación

Bajo el escenario plantado en este proyecto se predispuso a realizar los resultados que emiten los IEDs en base a los escenarios de; operación normal, operación en falla y en caso de realizarse un mantenimiento.

Así también visualizar en que posición deben encontrarse las señes y el breker en cada una de las etapas mencionadas.

Mediante este concepto se observa en las ilustraciones 63 y 64 en qué posición deben estar las señales en estado de operación normal.

- ❖ **-89L.1 → SECCIONAMIENTO.** – Debe estar en posición “cerrado”
- ❖ **-89T.1 → PUESTA TIERRA.** – Debe estar en posición “abierta”
- ❖ **-K00. → BRKR.** – Debe estar en posición “cerrado”
- ❖ **ENABLED → PILOTO RELE 751.** – Debe dar señal de “activo” mantener modo off las luces de alarmas restantes.



Ilustración 63, Celda PPAL condiciones normales

Fuente propia

- ❖ **-89L.2 → SECCIONAMIENTO.** – Debe estar en posición “cerrado”
- ❖ **-89T.2 → PUESTA TIERRA.** – Debe estar en posición “abierta”
- ❖ **-K02 → BRKR.** – Debe estar en posición “cerrado”
- ❖ **ENABLED → PILOTO RELE 751.** – Debe dar señal de “activo” mantener modo off las luces de alarmas restantes.

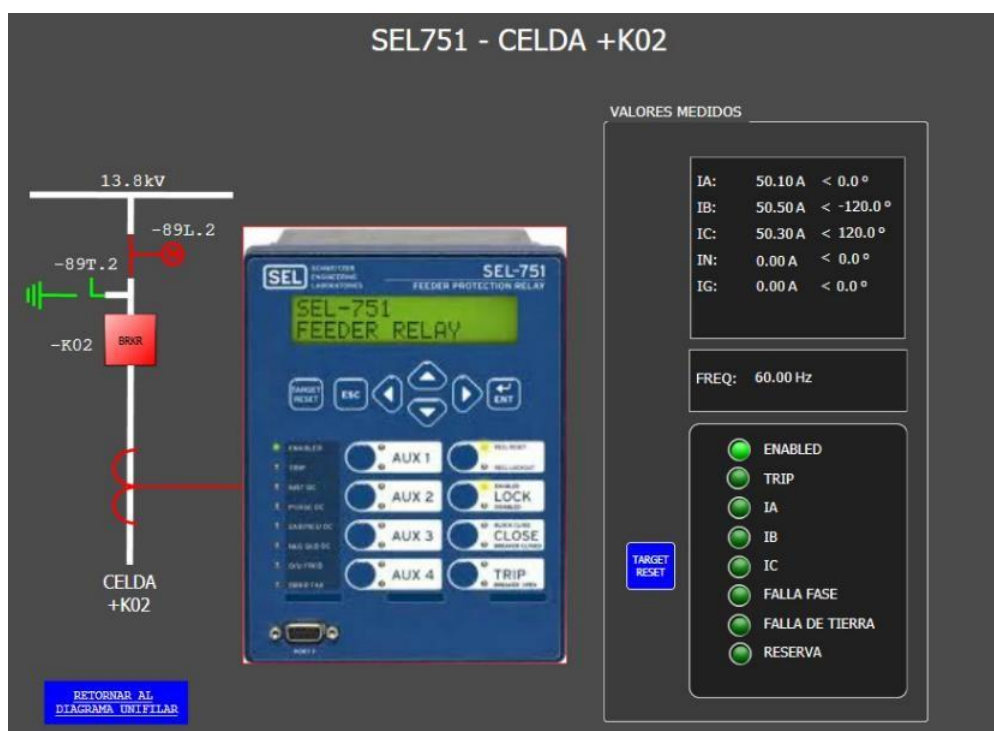


Ilustración 64, Celda PPAL condiciones normales

Fuente propia

4.2 Falla en celda principal RELE SEL751 (PPAL)

Para esta sección del análisis se obliga a ambas celdas a operar por una falla trifásica llevando a las protecciones a reaccionar y llevando a las señales de ambos equipos a cambiar de posiciones, se realiza pruebas de inyección con el equipo OMICRON, como se observa en las ilustraciones 65-68

- ❖ **-89L.2 → SECCIONAMIENTO.** – Debe estar en posición “cerrado”
- ❖ **-89T.2 → PUESTA TIERRA.** – Debe estar en posición “abierta”
- ❖ **-K02 → BRKR.** – Debe estar en posición “abierta”
- ❖ **ENABLED → PILOTO RELE 751.** – Debe dar señal de “activo”
- ❖ **TRIP → PILOTO RELE 751.-** Breker fuera de servicio
- ❖ **IA → PILOTO RELE 751.-** fase fuera de servicio
- ❖ **IB → PILOTO RELE 751.-** fase fuera de servicio
- ❖ **IC → PILOTO RELE 751.-** fase fuera de servicio
- ❖ **FALLA FASE→ PILOTO RELE 751.-** tipo de falla de la operación

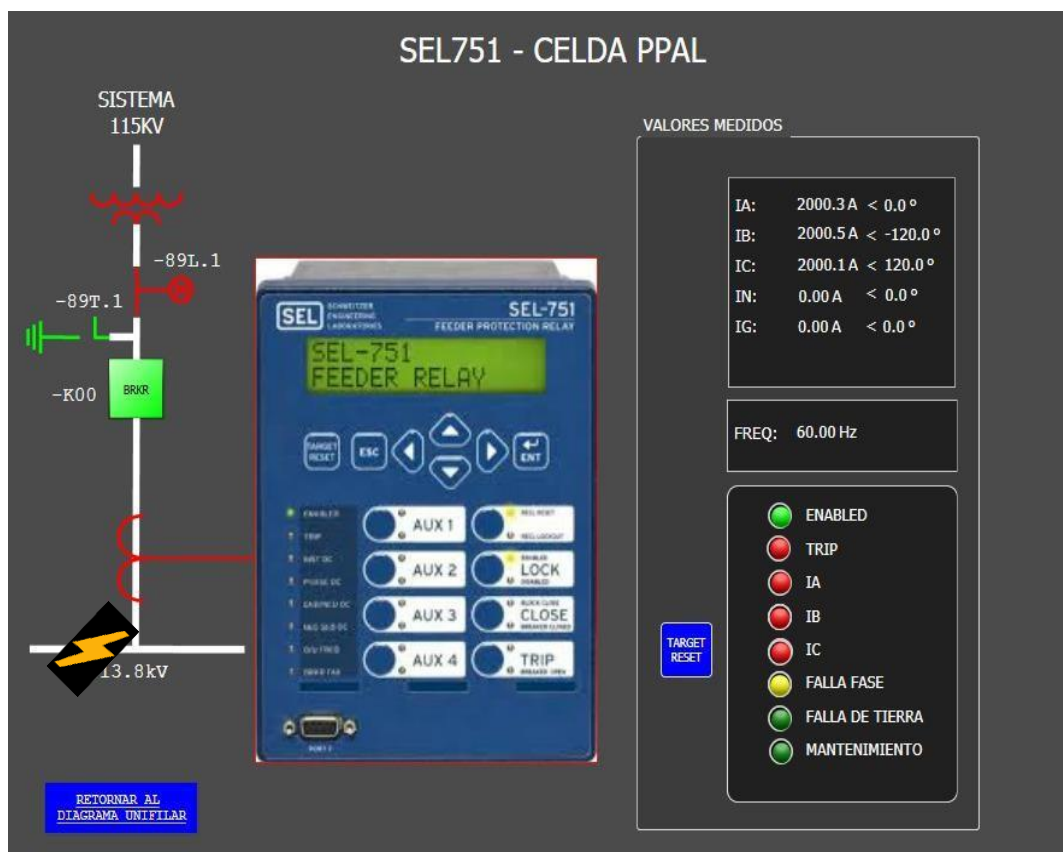


Ilustración 65, Celda PPAL condiciones de Falla

Fuente propia

4.2.1 relé SEL751- PPAL, prueba de inyección-OMICRON

Se lleva a cabo simulación mediante el uso del módulo Overcurrent OMICRON realizando la inyección de corriente bajo los siguientes datos.

- ❖ Datos: Corriente inyectada 16.67A equivalente a 2000A
- ❖ Al realizar esta prueba se obtiene un tiempo resultante de 5,25 seg a la falla

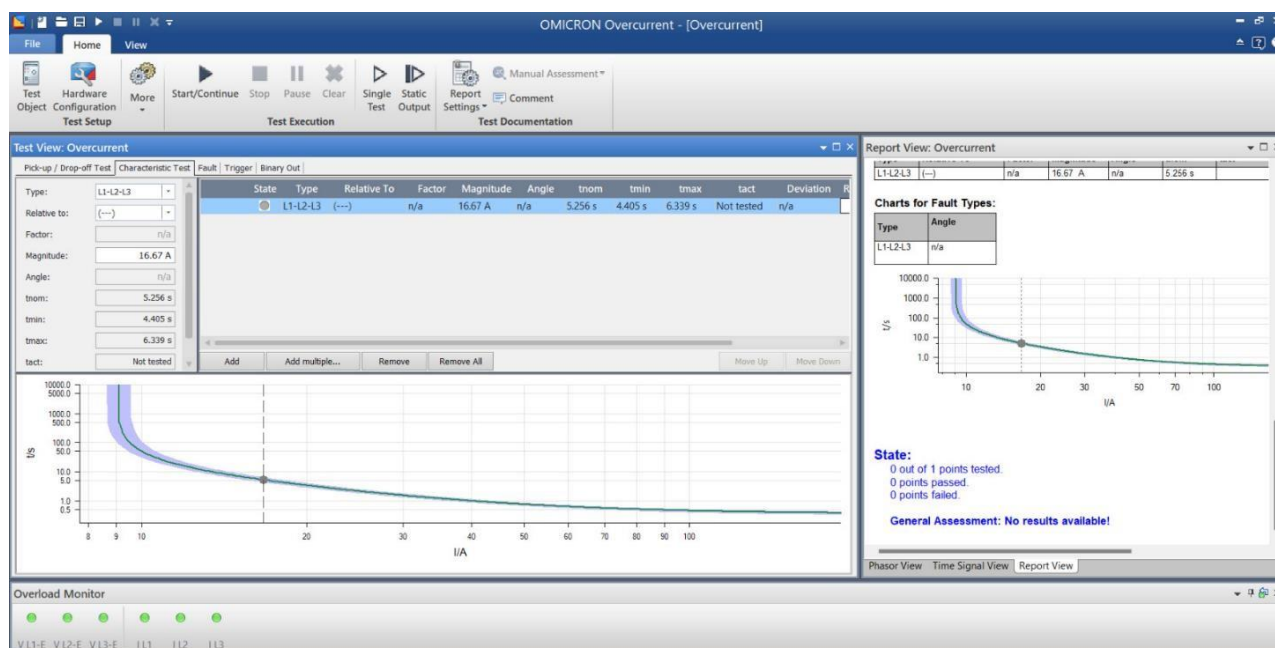


Ilustración 66, Celda PPAL OMICRON prueba de inyección

Fuente propia

4.2.2 Falla en celda principal RELE SEL751 (K02)

- ❖ -89L.2 → SECCIONAMIENTO. – Debe estar en posición “cerrado”
- ❖ -89T.2 → PUESTA TIERRA. – Debe estar en posición “abierta”
- ❖ -K02 → BRKR. – Debe estar en posición “abierta”
- ❖ ENABLED → PILOTO RELE 751. – Debe dar señal de “activo”
- ❖ TRIP → PILOTO RELE 751.- Breker fuera de servicio
- ❖ IA → PILOTO RELE 751.- fase fuera de servicio
- ❖ IB → PILOTO RELE 751.- fase fuera de servicio
- ❖ IC → PILOTO RELE 751.- fase fuera de servicio
- ❖ FALLA FASE → PILOTO RELE 751.- tipo de falla de la operación

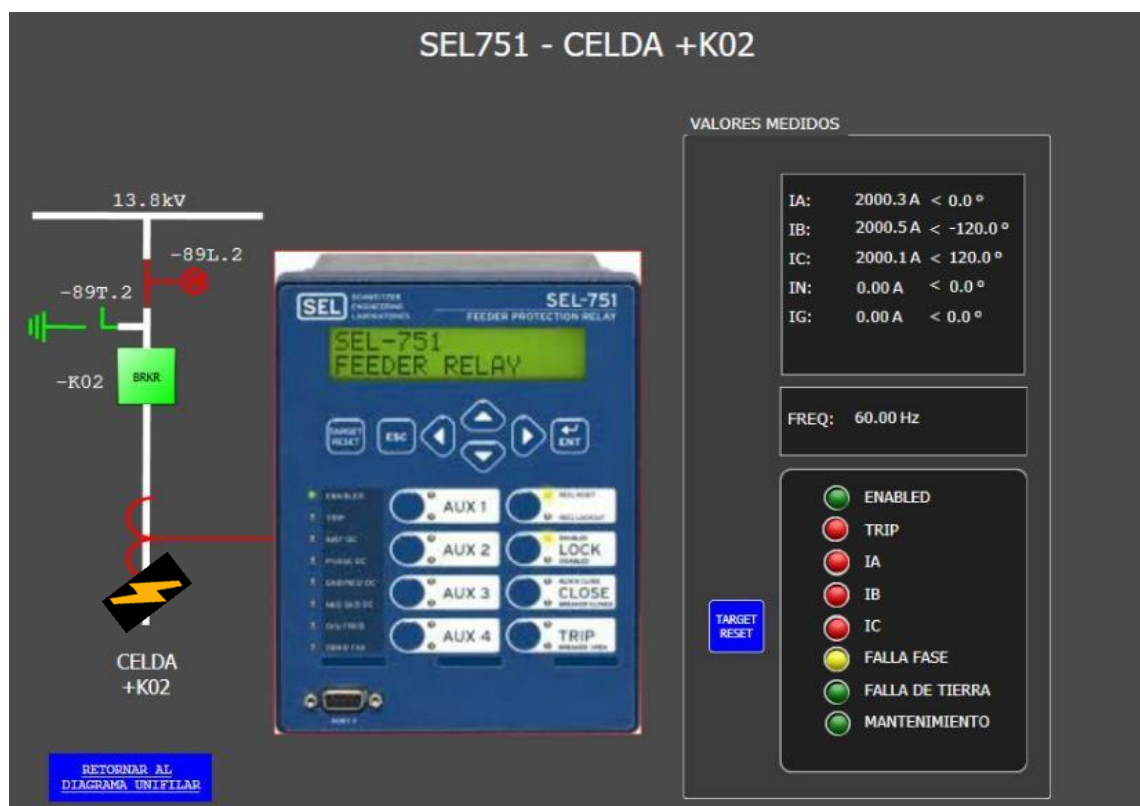


Ilustración 67, Celda K02 condiciones de Falla

Fuente propia

4.2.3 relé SEL751- K02, prueba de inyección-OMICRON

Se lleva a cabo simulación mediante el uso del módulo Overcurrent OMICRON realizando la inyección de corriente bajo los siguientes datos.

- ❖ Datos: Corriente inyectada 25A equivalente a 2000A
- ❖ Al realizar esta prueba se obtiene un tiempo resultante de 2.13 seg a la falla

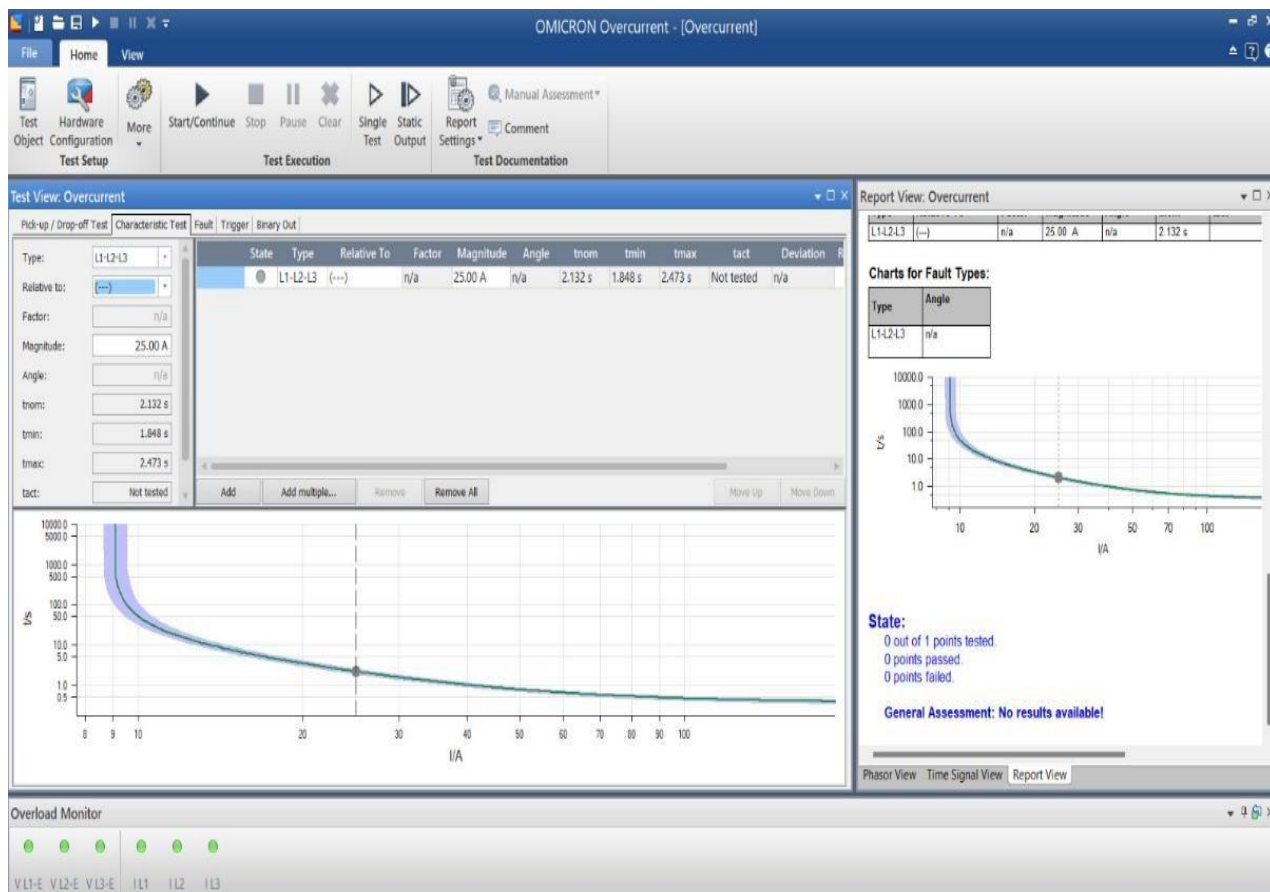


Ilustración 68, Celda K02 OMICRON prueba de inyección

Fuente propia

4.3 Mantenimiento celda PPAL

A continuación, las ilustraciones 83 y 84 muestran el estado de las alarmas y posición de las señales en un estado de mantenimiento.

- ❖ **-89L.2 → SECCIONAMIENTO.** – Debe estar en posición “abierto”
- ❖ **-89T.2 → PUESTA TIERRA.** – Debe estar en posición “cerrado”
- ❖ **-K02 → BRKR.** – Debe estar en posición “abierto”
- ❖ **ENABLED → PILOTO RELE 751.** – off
- ❖ **TRIP → PILOTO RELE 751.-** off
- ❖ **IA → PILOTO RELE 751.-** off
- ❖ **IB → PILOTO RELE 751.-** off
- ❖ **IC → PILOTO RELE 751.-** off
- ❖ **FALLA FASE→ PILOTO RELE 751.-** off
- ❖ **FALLA DE TIERRA→→ PILOTO RELE 751.-**off
- ❖ **MANTENIMIENTO→→ PILOTO RELE 751.-** indicador amarillo

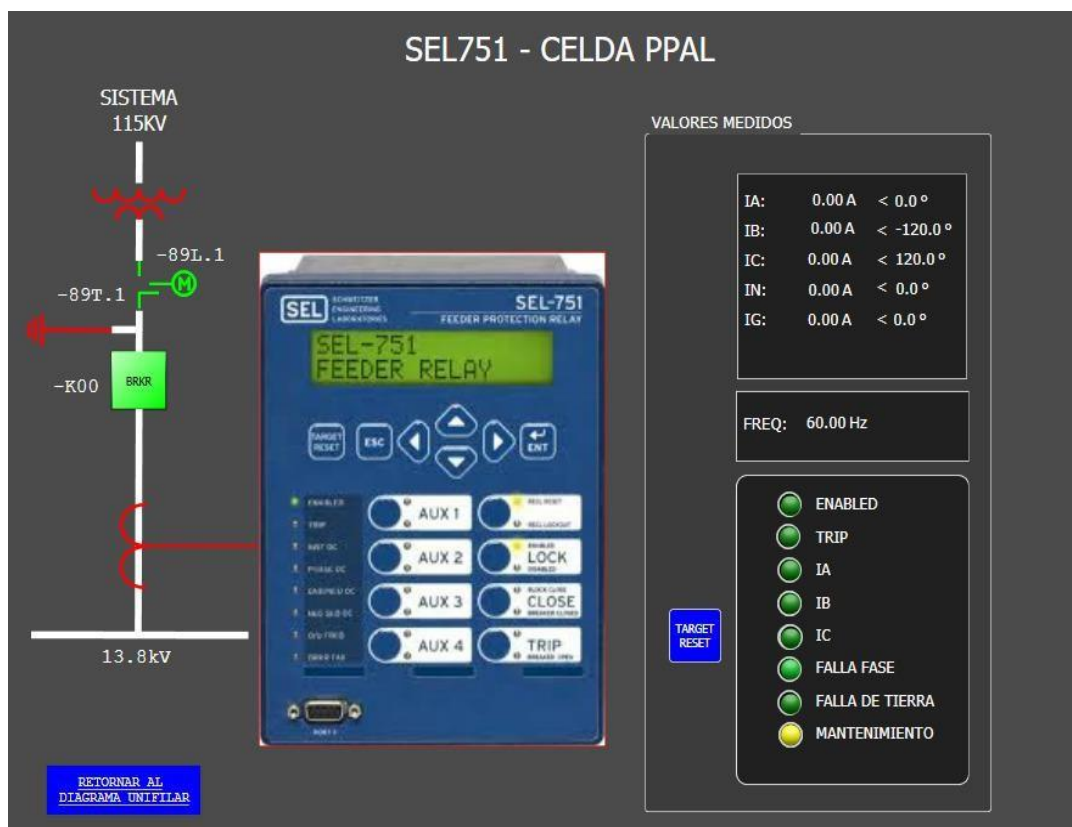


Ilustración 69, Celda PPAL mantenimiento

Fuente propia

4.4 Mantenimiento celda PPAL

- ❖ -89L.2 → SECCIONAMIENTO. – Debe estar en posición “abierto”
- ❖ -89T.2 → PUESTA TIERRA. – Debe estar en posición “cerrado”
- ❖ -K02 → BRKR. – Debe estar en posición “abierto”
- ❖ ENABLED → PILOTO RELE 751. – off
- ❖ TRIP → PILOTO RELE 751.- off
- ❖ IA → PILOTO RELE 751.- off
- ❖ IB → PILOTO RELE 751.- off
- ❖ IC → PILOTO RELE 751.- off
- ❖ FALLA FASE→ PILOTO RELE 751.- off
- ❖ FALLA DE TIERRA→→ PILOTO RELE 751.-off



Ilustración 70, Celda K02 mantenimiento

Fuente propia

5 CAPITULO 5

5.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.1 Conclusiones

- ❖ Se consiguió elaborar un Sistema eléctrico de potencia (SEP) utilizando el bloque de protecciones de redes del laboratorio de protecciones eléctricas, para esto previamente se adquirió conocimiento sobre su operatividad. También se entendieron los pasos adecuados para simular fallas debidas a sobrecorriente.
- ❖ Se parametrizó cada uno de los IEDs basados en los valores planteados en los estudios de protecciones eléctricas.
- ❖ Se fundamentó el criterio académico-profesional basado en la importancia que tienen las protecciones eléctricas en el sistema eléctrico de potencia, para salvaguardar los equipos y conjuntamente a las personas encargadas de operar este tipo de sistemas.
- ❖ Se realizaron pruebas de inyección con el módulo OMICRON Overcurrent llevando a la comprobación de los estudios realizados en el software ETAP.
- ❖ Se empleó el uso del RTRTAC 3530 para establecer conexión de manera eficiente con los IEDs dando como resultado excelentes pruebas exitosas de coordinación de protecciones eléctricas.
- ❖ Se utilizó la Regulación IEC 61850, un tema muy contemporáneo y sumamente beneficioso en la automatización de los sistemas eléctricos. Se pudo comprender su aplicación en las salvaguardias eléctricas, enviando activaciones y mediciones de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) a través de los servicios que este estándar utiliza, asegurando así una integración eficaz de los equipos.
- ❖ Se concluye con éxito cada prueba realizada en los equipos ya sea de comunicaciones,

inyección y protección de los diferentes equipos usados para este proyecto, afianzando de esta manera los conocimientos adquiridos durante la carrera.

5.1.2 RECOMENDACIONES

- ❖ Incitar al alumnado de la Universidad a estar más inmerso en este tipo de proyectos dado que la tecnología avanza a pasos gigantes y es necesario tener una excelente base para competir en el mundo laboral.
- ❖ Fortalecer los conocimientos teóricos haciendo uso de los módulos didácticos en el laboratorio de protecciones eléctricas.
- ❖ Instruir a los alumnos en el conocimiento y uso de los manuales de los IEDs, para así llevar a cabo pruebas de manera exitosa.
- ❖ Fortalecer el conocimiento y uso de los programas AcSelerator RTAC, AcSeleator Architer, y AcSelerator Quickset, son de suma importancia para las competencias laborales.

BIBLIOGRAFÍAS

- [1] R. Escobar y A. Desire, Diseño y simulación de un sistema de protección en celdas de media tensión con monitoreo Scada en Subestaciones eléctricas. 2022.
- [2] Valdez Delgado Andrés Israel, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE GUAYAQUIL Carrera INGENIERÍA INDUSTRIAL. 2015. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/10260/1/UPS-GT001284.pdf>
- [3] C. Ameer Menad, M. Bouchahdane, y R. Gomri, «Experimental study of numerical relay for over-current protection in solar panel for securing the hydrogen production», E3S Web Conf., vol. 61, pp. 0-6, 2018, doi: 10.1051/e3sconf/20186100005.
- [4] «Instituto politécnico nacional», 2015.
- [5] U. T. R. De Scada, «SEL-3530».
- [6] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «Presentación funcional general Barra Línea 4 EIA-232 EIA-485», 2022.
- [7] M. Cahuich, «tarjeta de salidas digitales».
- [8] I. Eléctrica, L. Eduardo, y O. López, «Ciencia Unisalle Diseño de una estrategia de evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución de media tensión radial bajo un esquema de participación de prosumidores», 2021.
- [9] E. Csanyi, «E. Csanyi, “The Structure of Electric Power Systems (Generation, Distribution and Transmission Of Energy),” Electrical Engineering Portal, 2017.», Electr. Eng. Portal.

[10] F. Flores y R. García, «Caracterización de las Subestaciones Eléctricas de Transmisión y Distribución que Hagan Parte del SIN , del STR o del SDL Dentro de la Región Central (Cundinamarca , Boyacá , Tolima , Meta y Bogotá DC) Commo Parte del Convenio Marco de Cooperacion Inter», Grup. Investig. Xué- Univ. Dist. Fr. José Caldas, vol. 1, pp. 19-20, 2020.

[11] J. Espeinoza Guerrero y P. Estupiñán Segura, «Guía de selección de sistema de protecciones en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en subestaciones de transmisión.», Univ. Politécnica Sales., p. 100, 2010, [En línea]. Disponible en: [https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2093/13/UPS-](https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2093/13/UPS-GT000155.pdf)

[GT000155.pdf](https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2093/13/UPS-GT000155.pdf)

[12] V. Navarrete y M. Ruiz, «Clasificación de fallas eléctricas en líneas de transmisión usando técnicas de procesamiento de señales dispersas

y ruidosas», Univ. Politécnica Sales. Ecuador, n.o 508, pp. 1-9, 2021, [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21243>

[13] «REVISTA INGENIO Mathematical analysis and simulation in Matlab of differential protection in two power transformers Winding», vol. 5, n.o 1, pp. 4-11, 2022.

[14] J. Cortez y R. Pérez, «Análisis de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida», p. 23, 2017.

[15] M. Tosatado, «Celdas de media tensión», p. 31, 2009, [En línea]. Disponible en: <http://www.emagister.com/curso-energia-centros-transformacion/celdas-media-tension-clasificacion-segun-funcion>

[16] V. Salgado y W. Ruiz, Diseño de Redes Eléctricas en Medio Voltaje, Bajo Voltaje

y Alumbrado Público para Urbanizaciones, vol. Volumen 17. 2020. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/10070>

[17] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Manual para la recopilación de la información del sector eléctrico a través del sistema SISDAT (Sistematización de Datos del Sector Eléctrico)»,

pp. 1-94, 2018.

[18] J. Lazcano, «Sistema Eléctrico De Potencia», Unidad 1, vol. 2, pp. 1-18, 2015, [En línea]. Disponible en: https://www.academia.edu/6299922/_Sistema_El%C3%A9ctrico_de_Potencia
_?auto=download

[19] SDA, «Uso de sf 6 en los equipos eléctricos», pp. 1-7, 2015.

[20] R. Flores, F. Delgado, y V. Romero, «Aplicaciones del SF6 en la Industria Eléctrica y su Impacto en el Medio Ambiente.», Ingeniería, vol. 16, n.o 3, pp. 229-241, 2012.

[21] M. V. Distribution, «F400», 2022.

[22] Schneider Electric, «Innovation for MV distribution», 2012.

[23] L. E. Garcia, «Celdas Metal Clad, Máxima confiabilidad y seguridad para el usuario.», Abb Chile, p. 37, 2017.

[24] «Accelerate your grid digitization with smart RMUs».

[25] A. Group, «Celdas de MT de distribución primaria y secundaria», 2015.

[26] F. E. P. Gonzales, «Electricos de potencia 1», p. 201, 1994, [En línea]. Disponible en: <http://eprints.uanl.mx/6254/1/1020070675.PDF>

[27] O. Chacón, «Coordinación De Protecciones En El Sistema De Subtransmisión De Emelnorte», p. 167, 2014.

[28] J. Flores y L. Marca, «Análisis de respuesta de los Relés de Sobrecorriente en Régimen Pérmante», 2022.

[29] K. Gupta, S. Sahoo, B. K. Panigrahi, F. Blaabjerg, y P. Popovski,
«On the assessment of cyber risks and attack surfaces in a real-time co-simulation cybersecurity testbed for inverter-based microgrids»,

Energies, vol. 14, n.o 16, 2021, doi: 10.3390/en14164941.

[30] M. Cahuich, «SEL-3530 – Lógicas para pruebas en campo», pp. 1-2.

[31] M. Features, «Major Features and Benefits Functional Diagram IEC 61131 Logic Engine Manage User Accounts and Alarms in Web Server», pp. 1-12.

[32] «' Oscar Clemente Pedrico».

[33] D. E. C. Na y C. Hipertensiva, «Documento Implementación practica del protocolo IEC 61850 en subestaciones eléctricas problemas y soluciones».

[34] K. F. Carrion Gordillo, «“Diseño De Un Prototipo De Red Lan Iec 61850 Para Su Implementación Como Medio Didáctico En Simulación Del Control De Una Subestación Eléctrica.”», pp. 1-123, 2018, [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.puce.edu.ec/handle/22000/14561>

[35] J. J. (2016). F. para relés digitales de protección de sistemas eléctricos: (ed.). E. U. <https://bibliotecas.ups.edu.ec:3488/es/lc/bibliotecaups/titulos/10075>. Corrales Barrios, L. & Paz Alvarez, Filtros para relés digitales de protección de sistemas eléctricos. 2016.