



universidad  
de León



**Escuela de Ingenierías  
Industrial, Informática y Aeroespacial  
GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Trabajo de Fin de Grado

**INTEGRACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN UNA  
SMART GRID. MEDICIÓN DE SINCRÓFASORES**

**INTEGRATION OF PROTECTION EQUIPMENT IN A SMART  
GRID. SYNCHROPHASOR MEASUREMENT**

Autor: Sergio Vidales Alonso  
Tutor: Jorge Juan Blanes Peiró  
Cotutor: Miguel de Simón Martín

(Febrero, 2023)

**UNIVERSIDAD DE LEÓN**  
**Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y**  
**Aeroespacial**

**GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**  
**Trabajo de Fin de Grado**

**ALUMNO:** Sergio Vidales Alonso

**TUTOR:** Jorge Juan Blanes Peiró

**COTUTOR:** Miguel de Simón Martín

**TÍTULO:** Integración de equipos de protección en una *smart grid*. Medición de sincrofasores

**TITLE:** Integration of protection equipment in a smart grid. Synchrophasor measurement

**CONVOCATORIA:** Febrero, 2023

**RESUMEN:**

Los sincrofasores pueden ser considerados una de las herramientas más útiles empleadas en los sistemas eléctricos de potencia, agilizando procesos de cálculo y permitiendo efectuar operaciones de gestión y análisis con mucha mayor precisión. Se traducen estos como mediciones simultáneas de fasores partiendo de una referencia temporal común de gran exactitud. Las arquitecturas de los equipos empleadas para obtener dichas mediciones acostumbra a ser parecidas, empleando necesariamente una fuente de sincronización horaria, varias unidades de medición fasorial, y un procesador de sincrofasores. En este proyecto se emplearán un reloj sincronizado por satélite como unidad de sincronización, dos relés de protección que actuarán de unidades de medición y finalmente un controlador de automatización en tiempo real. Mediante una interfaz hombre-máquina diseñada específicamente para este caso, cargada en el controlador de automatización, podrán visualizarse las medidas de tensión y corriente tomadas por ambos relés de protección. Estas medidas podrán después utilizarse para cualquier uso específico de los sincrofasores. A su vez, se logrará incorporar todos estos elementos de protección en la *smart grid* de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas.

**ABSTRACT:**

Synchrophasors can be considered one of the most useful tools used in Electrical Power Systems, speeding up calculation processes and allowing management and analysis operations to be carried out with much greater precision. These are translated as simultaneous phasor measurements starting from a common time reference of high accuracy. The architectures of the equipment used to obtain these measurements are usually similar, necessarily using a time synchronization source, several phasor measurement units, and a synchrophasor processor. In this project a satellite synchronized clock will be used as the synchronization unit, two protection relays will act as measurement units and finally a real time automation controller will be used. By means of a

human-machine interface specifically designed for this case, loaded in the automation controller, the voltage and current measurements taken by both protection relays can be visualized. These measurements can then be used for any specific use of the synchrophasors. At the same time, all these protection elements will be incorporated in the *smart grid* of the Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas.

**Palabras clave:** *smart grid*, sincrofasor, protección, HMI

**Firma del alumno:**

**VºBº Tutor/es:**

# Índice de contenido

Índice de figuras .....	IV
Índice de tablas.....	XII
0 Introducción .....	1
0.1 Objetivo de este trabajo .....	1
0.2 Concepto de <i>smart grid</i> o red inteligente.....	1
0.3 Sistemas de protección eléctrica.....	2
0.4 Resumen de equipos de protección utilizados en este proyecto .....	3
0.5 Justificaciones para la incorporación de los equipos a la red inteligente del laboratorio .....	6
1 Estado del arte.....	8
1.1 Artículos consultados.....	8
1.2 Manuales de equipos y guías técnicas .....	11
1.3 Conclusión .....	11
2 <i>La Smart Grid</i> del laboratorio de Sistemas Eléctricos y Redes Inteligentes de la ESTIM .....	13
2.1 Módulo de simulación de líneas y cargas eléctricas trifásicas configurables .....	14
2.2 Módulo de simulación de línea aérea de Muy Alta Tensión (MAT) 400 kV .....	14
2.3 Módulo de cargas resistivas e inductivas configurables .....	15
2.4 Otro equipamiento incluido en la <i>smart grid</i> .....	17
3 Equipamiento de protección utilizado en este trabajo .....	22
3.1 Relé de protección de alimentador SEL-751A (Feeder) .....	22
3.1.1 Características principales del relé SEL-751A .....	24
3.1.2 Configuración externa del relé SEL-751A.....	25

3.1.3	Especificaciones del relé SEL-751A.....	26
3.2	Relé de protección general SEL-421-5 .....	27
3.2.1	Características principales del relé SEL-421-5.....	28
3.2.2	Configuración externa del relé SEL-421-5 .....	30
3.2.3	Especificaciones del relé SEL-421-5.....	31
3.3	Reloj sincronizado por satélite SEL-2404.....	32
3.3.1	Características principales del reloj SEL-2404.....	33
3.3.2	Configuración externa del reloj SEL-2404 .....	34
3.3.3	Especificaciones del reloj SEL-2404.....	35
3.4	Controlador de automatización en tiempo real RTAC SEL-3530 .....	35
3.4.1	Características principales del controlador RTAC SEL-3530 .....	36
3.4.2	Configuración externa del controlador RTAC SEL-3530 .....	39
3.4.3	Especificaciones del controlador RTAC SEL-3530 .....	40
4	Concepto de sincrofasor .....	41
4.1	Fasores y su relación con los sincrofasores .....	41
4.2	Definición de sincrofasor y obtención del mismo .....	42
4.3	Aplicaciones de los sincrofasores.....	44
4.3.1	Aplicaciones en elementos de protección de sobrecorriente y distancia (ANSI 50/51 y 21) .....	44
4.3.2	Aplicaciones en elementos de protección de sincronismo (ANSI 25) o detección de funcionamiento en isla .....	46
4.3.3	Aplicación en elementos de protección diferencial (ANSI 87) ..	48
4.3.4	Otras aplicaciones importantes .....	49
4.4	Protocolos y estándares relacionados con sincrofasores .....	51
4.4.1	Estándar de transmisión de código de tiempo IRIG .....	55
5	Arquitectura del sistema de protección .....	59
5.1	Arquitectura de los equipos empleados .....	59

5.1.1	Enlaces de comunicaciones de los equipos.....	60
5.1.2	Enlaces eléctricos de medida y alimentación de los equipos ...	62
6	Configuración de los equipos.....	66
6.1	Configuraciones del relé SEL-751A .....	66
6.2	Configuraciones del relé SEL-421-5 .....	73
6.3	Configuraciones del reloj SEL-2404 .....	82
6.4	Configuraciones del RTAC SEL-3530.....	87
6.4.1	Creación de la interfaz HMI de visualización de datos .....	98
7	Resultados de las simulaciones .....	104
7.1	Simulación de línea aérea de 46 km .....	104
7.2	Simulación de línea aérea de 92 km .....	108
7.3	Simulación de línea aérea de 138 km.....	112
7.4	Caso particular: simulación de mediciones en un mismo punto ...	116
8	Conclusiones.....	121
9	Referencias .....	123
10	ANEXO I.....	125
11	ANEXO II.....	126

# Índice de figuras

Figura 0.1: Esquema de una red inteligente (Fuente: [2]) .....	2
Figura 0.2: Relé de protección de alimentador SEL-751A (Fuente: selinc.com) ..	4
Figura 0.3: Relé de protección SEL-421-5 (Fuente: selinc.com).....	4
Figura 0.4: Controlador de automatización RTAC SEL-3530 (Fuente: selinc.com)	5
Figura 0.5: Reloj sincronizado por satélite SEL-2404 (Fuente: selinc.com).....	6
Figura 2.1: Módulo de simulación de líneas y cargas configurables, parte exterior (Fuente: elaboración propia) .....	14
<b>Figura 2.2: Módulo de simulación de línea aérea de MAT 400 kV (Fuente: elaboración propia) .....</b>	<b>15</b>
Figura 2.3: Módulo de simulación de cargas configurables (Fuente: elaboración propia) .....	16
Figura 2.4: Sistema SCADA de gestión de la <i>smart grid</i> (Fuente: elaboración propia) .....	17
Figura 2.5: Planta de generación fotovoltaica de pruebas (Fuente: elaboración propia) .....	18
Figura 2.6: Planta de generación fotovoltaica de producción (Fuente: elaboración propia) .....	18
Figura 2.7: Equipamiento de módulos de simulación MAT (Fuente: elaboración propia) .....	19
Figura 2.8: Conjunto de inversores y cargadores de baterías junto con el cuadro de protección (Fuente: elaboración propia).....	20
Figura 2.9: Panorámica del laboratorio, con SCADA y equipos de generación (Fuente: elaboración propia) .....	21
Figura 3.1: Parte anterior del relé de protección SEL-751A (Fuente: elaboración propia) .....	23
Figura 3.2: Parte posterior del relé de protección SEL-751A (Fuente: elaboración propia) .....	23
Figura 3.3: Esquema exterior del relé SEL-751A (Fuente: modificado de [17]) ..	25
Figura 3.4: Parte anterior del relé de protección SEL-421-5 (Fuente: elaboración propia) .....	28

<b>Figura 3.5: Esquema exterior del relé SEL-421 (Fuente: modificado de [18])</b>	30
Figura 3.6: Parte anterior del reloj de sincronización SEL-2404 (Fuente: elaboración propia)	32
Figura 3.7: Parte posterior del reloj de sincronización SEL-2404 (Fuente: elaboración propia)	33
Figura 3.8: Esquema exterior del reloj SEL-2404 (Fuente: modificado de [16])	34
Figura 3.9: Parte anterior del controlador RTAC SEL-3530 (Fuente: elaboración propia)	36
Figura 3.10: Parte posterior del controlador RTAC SEL-3530 (Fuente: elaboración propia)	36
Figura 3.11: Ejemplo de enlaces entre equipos de protección y un controlador RTAC (Fuente: modificado de [19])	38
Figura 3.12: Esquema exterior del controlador RTAC SEL-3530 (Fuente: modificado de [19])	39
Figura 4.1: Determinación de la onda coseno de referencia y visualización de desfases respecto a otras ondas eléctricas de tensión (Fuente: elaboración propia)	43
Figura 4.2: Representación fasorial obtenida a partir de la Figura 4.1 (Fuente: elaboración propia)	43
Figura 4.3: Esquema simple de aplicación de detección de sistemas en isla (Fuente: modificado de [12])	47
Figura 4.4: Reconexión de dos nodos tras el restablecimiento del sincronismo (Fuente: obtenido de [17])	48
Figura 4.5: Operación de la protección diferencial en una línea (Fuente: obtenido de [8])	49
Figura 4.6: Determinación del estado de regiones no observables a partir de otras regiones sí o parcialmente observables (Fuente: obtenido de [4])	50
Figura 4.7: Aplicación de sincrofasores para un control más seguro y eficaz de un sistema complejo de nodos (Fuente: elaboración propia)	51
Figura 4.8: Mensaje de configuración del protocolo C37.118 enviado por el servidor (relé), recogido en la trama de datos (Fuente: elaboración propia empleando Wireshark)	54

Figura 4.9: Uno de los mensajes con medidas del protocolo C37.118 enviado por el servidor (relé), recogido en la trama de datos (Fuente: elaboración propia empleando Wireshark) .....	54
Figura 4.10: Ubicación de la información transmitida por medio del estándar y formato IRIG-B (Fuente: obtenido de [13]) .....	57
Figura 4.11: Comparación de las modalidades de codificación de señales IRIG-B (Fuente: obtenido de [13]) .....	58
Figura 5.1: Estructura global de conexión de los equipos de protección (Fuente: elaboración propia) .....	60
Figura 5.2: Interfaz de la aplicación <i>SELCable</i> (Fuente: elaboración propia) ....	60
Figura 5.3: Esquema de comunicaciones internas entre los equipos, junto con denominaciones de cables propietarios de SEL (Fuente: elaboración propia)....	61
Figura 5.4: Cable C273A y esquema de conexión del mismo (Fuente: obtenido de aplicación <i>SELCable</i> ) .....	61
Figura 5.5: Cable C953 y esquema de conexión del mismo (Fuente: obtenido de aplicación <i>SELCable</i> ) .....	61
Figura 5.6: Esquema básico de comunicaciones externas entre los equipos y la red <i>smart grid</i> del laboratorio (Fuente: elaboración propia) .....	62
Figura 5.7: Esquema del enlace de medida del relé SEL-421-5 (Fuente: elaboración propia) .....	63
Figura 5.8: Esquema del enlace de medida del relé SEL-751A (Fuente: elaboración propia) .....	64
Figura 5.9: Esquema general de la ubicación de los relés de protección dentro del simulador (Fuente: elaboración propia).....	65
Figura 5.10: Esquema de alimentación de los equipos destinados a protección y control (Fuente: elaboración propia).....	65
Figura 6.1: Interfaz de inicio de la aplicación <i>AcSELeRator Quickset</i> (Fuente: elaboración propia) .....	66
Figura 6.2: Ejemplo de hoja de configuraciones de una protección de sobreintensidad dentro del relé SEL-751A (Fuente: elaboración propia).....	67
Figura 6.3: Acceso a los parámetros de comunicación (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia) .....	68

Figura 6.4: Asignación al relé de nueva IP disponible en la <i>smart grid</i> (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia) .....	69
Figura 6.5: Configuración de medición de fasores sincronizados (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia) .....	69
Figura 6.6: Conjunto de datos de sincrofasores a enviar (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia) .....	70
Figura 6.7: Ajustes de parámetros de hora y fecha (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia) .....	70
Figura 6.8: Ajuste de la fuente de sincronización de tiempo (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia) .....	71
Figura 6.9: Habilitación y ajuste del Puerto 3 para comunicaciones serie (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia).....	71
Figura 6.10: Ajustes generales del equipo, comunes al sistema de simulación (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia).....	72
Figura 6.11: Otros ajustes del equipo relativos al modelo de línea (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia) .....	73
Figura 6.12: Acceso a los parámetros de comunicación (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia) .....	74
Figura 6.13: Activación de medición de fasores sincronizados (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia) .....	75
Figura 6.14: Configuración de medición de fasores sincronizados (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia) .....	75
Figura 6.15: Configuración de los datos de sincrofasores a enviar por el relé (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia).....	76
Figura 6.16: Ajustes de parámetros de hora y fecha (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia) .....	77
Figura 6.17: Habilitación y ajuste del Puerto 1 para comunicaciones serie (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia).....	78
Figura 6.18: Ajustes propios del protocolo C37.118 dentro del Puerto 1 (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia) .....	78
Figura 6.19: Ajustes generales del equipo, comunes al sistema de simulación (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia).....	79

Figura 6.20: Otros ajustes del equipo relativos al modelo de línea (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia) .....	80
Figura 6.21: Transformadores de medida de tensión destinados a protección (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia) .....	81
Figura 6.22: Activación de indicadores frontales de recepción de señal IRIG-B adecuada (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia) .....	81
Figura 6.23: Conversor USB-Serial utilizado para las configuraciones (Fuente: elaboración propia) .....	82
Figura 6.24: Acceso a los parámetros de comunicación (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia) .....	83
Figura 6.25: Interfaz de la consola de comandos o Terminal (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia) .....	84
Figura 6.26: Micro interruptores de configuración del reloj, enumerados del 1 al 10 (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia) .....	84
Figura 6.27: Puertos de conexión de antena, ANT y serie, PORT 1 (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia) .....	85
Figura 6.28: Antena GPS utilizada, marca Trimble (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia) .....	86
Figura 6.29: Respuesta al comando STA del reloj (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia) .....	87
Figura 6.30: Respuesta al comando UTC del reloj (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia) .....	87
Figura 6.31: Respuesta al comando LOC del reloj (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia) .....	87
Figura 6.32: Ventana de acceso a la aplicación SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	88
Figura 6.33: Selección del proyecto dentro de SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	89
Figura 6.34: Creación de un nuevo proyecto en SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	89
Figura 6.35: Ventana de un proyecto nuevo en SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	90

Figura 6.36: Equipos insertados en el proyecto en SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	91
Figura 6.37: Ajuste de comunicaciones del SEL-751A en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	91
Figura 6.38: Nombre de estación PMU del SEL-751A en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	92
Figura 6.39: Datos que espera recibir el RTAC del SEL-751A (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	92
Figura 6.40: Ajuste de comunicaciones del SEL-421-5 en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	93
Figura 6.41: Nombre de estación PMU del SEL-421-5 en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	93
Figura 6.42: Datos que espera recibir el RTAC del SEL-421-5 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	94
Figura 6.43: Datos básicos sobre la instalación (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	95
Figura 6.44: Ajustes horarios y de sincronización en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	95
Figura 6.45: Parámetros de recepción y envío de señales de sincronización en el RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia).....	96
Figura 6.46: Página de acceso a interfaz web del RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	96
Figura 6.47: Interfaz web del RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) ...	97
Figura 6.48: Parámetros de conexión para carga del proyecto al RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	98
Figura 6.49: Página inicial del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia).....	99
Figura 6.50: Página de valores de medida instantáneos del relé SEL-421-5 del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia).....	99
Figura 6.51: Página de valores de medida instantáneos del relé SEL-751A del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia).....	100
Figura 6.52: Página de visualización de sincrofases de tensión medida por los equipos del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia).....	100

<b>Figura 6.53: Página de visualización de sincrofasores de corriente medida por los equipos del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....</b>	<b>101</b>
Figura 6.54: Página de visualización de sincrofasores del relé SEL-421-5 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	101
Figura 6.55: Página de visualización de sincrofasores del relé SEL-751A (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	102
Figura 6.56: Carga del HMI al equipo RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia) .....	102
Figura 7.1: Primera página del HMI, común a todos los casos (Fuente: elaboración propia) .....	104
Figura 7.2: Valores instantáneos en cabecera de línea (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia).....	105
Figura 7.3: Valores instantáneos al final de línea (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia).....	105
Figura 7.4: Sincrofasores de tensión de los relés (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia).....	106
Figura 7.5: Sincrofasores de corriente de los relés (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia).....	106
Figura 7.6: Sincrofasores del relé SEL-421-5 (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia) .....	107
Figura 7.7: Sincrofasores del relé SEL-751A (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia) .....	107
Figura 7.8: Valores instantáneos en cabecera de línea (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia).....	109
Figura 7.9: Valores instantáneos al final de línea (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia).....	109
Figura 7.10: Sincrofasores de tensión de los relés (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia).....	110
Figura 7.11: Sincrofasores de corriente de los relés (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia).....	110
Figura 7.12: Sincrofasores del relé SEL-421-5 (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia) .....	111

Figura 7.13: Sincrofasores del relé SEL-751A (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia) ..... 111

Figura 7.14: Valores instantáneos en cabecera de línea (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)..... 113

Figura 7.15: Valores instantáneos al final de línea (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)..... 113

Figura 7.16: Sincrofasores de tensión de los relés (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)..... 114

Figura 7.17: Sincrofasores de corriente de los relés (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)..... 114

Figura 7.18: Sincrofasores del relé SEL-421-5 (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)..... 115

Figura 7.19: Sincrofasores del relé SEL-751A (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)..... 115

Figura 7.20: Valores instantáneos en cabecera de línea SEL-421-5 (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)..... 117

Figura 7.21: Valores instantáneos en cabecera de línea SEL-751A (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia) ..... 117

Figura 7.22: Sincrofasores de tensión de los relés (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)..... 118

Figura 7.23: Sincrofasores de corriente de los relés (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia) ..... 118

Figura 7.24: Sincrofasores del relé SEL-421-5 (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)..... 119

Figura 7.25: Sincrofasores del relé SEL-751A (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)..... 119

# Índice de tablas

Tabla 3.1: Características del relé SEL-751A (Fuente: elaboración propia) .....	26
Tabla 3.2: Características del relé SEL-421-5 (Fuente: elaboración propia).....	31
Tabla 3.3: Características del reloj SEL-2404 (Fuente: elaboración propia).....	35
Tabla 3.4: Características del controlador RTAC SEL-3530 (Fuente: elaboración propia) .....	40
Tabla 4.1: Características de los protocolos y estándares más utilizados en los SEP (Fuente: elaboración propia a partir de [14] y [15]) .....	55
Tabla 4.2: Formatos de estándar del código de tiempo IRIG (Fuente: modificado de [13]).....	56

# 0 Introducción

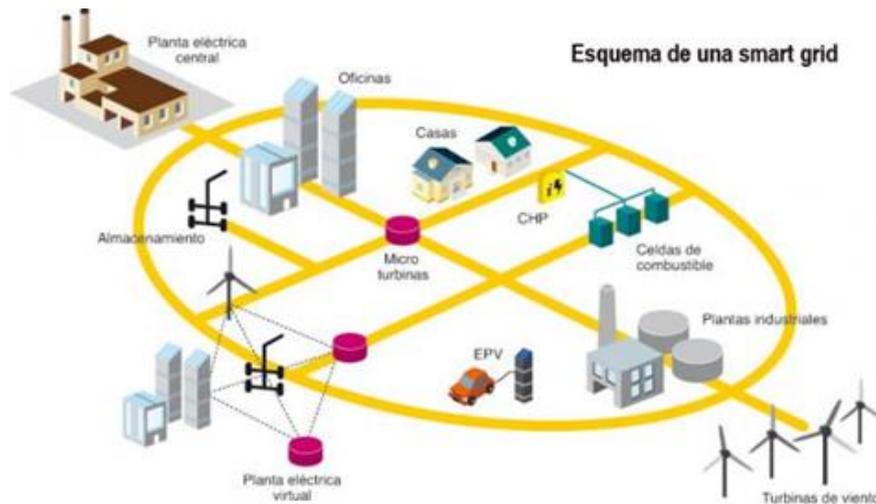
## 0.1 Objetivo de este trabajo

El objetivo principal de este trabajo es la **incorporación de varios equipos de protección eléctrica** del fabricante Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. en la *smart grid* instalada en el laboratorio de **Sistemas Eléctricos y Redes Inteligentes** de la ESTIM. De forma genérica, esto engloba otros propósitos más específicos, pues como tal consiste en la **integración de los equipos en un modelo a escala de línea aérea de Muy Alta Tensión (MAT)**, y **ejecución de las interconexiones y configuraciones necesarias para la posterior medición y visualización de sincrofasores**, en cabecera y final del modelo de línea.

## 0.2 Concepto de *smart grid* o red inteligente

La noción de *smart grid* o red inteligente, según se indica en [1], surge como necesidad de una evolución positiva de la gestión eléctrica y energética. Aunque no existe una descripción formal de *smart grid*, se puede entender de manera conceptual como una red eléctrica que es capaz de gestionar adecuadamente a todos los componentes que operan sobre ella, incluyendo a productores, consumidores y productores-consumidores (o prosumidores) de energía, a fin de llegar a unos niveles seguros, asequibles y sostenibles de suministro energético.

Dentro de esta red inteligente han de convivir tanto unidades energéticas (energía eléctrica) como de comunicación (datos e información). Con ello se logrará un mayor acercamiento de los consumidores al sistema, además de que se conseguirá una mayor transparencia de información, que podrá ser a su vez más accesible. Por otro lado, se favorecerá la incorporación de generación distribuida, de cualquier tipo y tamaño. Se contempla en la Figura 0.1 un esquema de red inteligente.



**Figura 0.1: Esquema de una red inteligente (Fuente: [2])**

De forma general, las *smart grids* llevarán a una renovación de la red eléctrica. Esto tendrá por consecuencias mejoras en la calidad de servicio, fuentes de abastecimiento energético seguras y sostenibles, o autogestión en modo de funcionamiento normal y ante incidencias, entre otras. No obstante, aunque el concepto es relativamente sencillo, supone un gran reto ejecutar una transformación completa de todo el sistema, pues actualmente existen diversas barreras: económicas (grandes inversiones y pérdida de beneficios de las grandes empresas eléctricas), técnicas (tecnologías quizá poco evolucionadas, y de necesidades complejas donde coexistan muchos usuarios) o regulatorias (necesidad de una legislación dentro de este ámbito, prácticamente inexistente).

### 0.3 Sistemas de protección eléctrica

La ingeniería de protecciones eléctricas, dentro del ámbito de los SEP (sistemas eléctricos de potencia), lleva existiendo desde que surgen las primeras conjunciones de equipos, redes, procesos, etcétera, destinados a la generación y distribución de energía eléctrica. La previsión y protección dentro de la ingeniería eléctrica se hace inexcusable, pues así se evitan interrupciones en los SEP y, ante todo, se reduce el peligro que supone la gran cantidad de energía desbocada si surge, por ejemplo, un cortocircuito entre fases, reduciendo así un posible desastre.

En los albores de la ingeniería de protecciones se emplearon relés y equipos electromecánicos, que tenían que ser ajustados de forma mecánica, y su operación se basaba en principios físicos y electromagnéticos (los fabricantes

General Electric, Brown Boveri, Siemens, Westinghouse o AEG fueron quizá los más habituales). Hoy en día son empleados equipos electrónicos que se configuran de forma digital, pero siempre atendiendo a la esencia de los primeros relés electromecánicos y, asimismo, en la mayor parte de los casos han permitido ampliar las funciones posibles de protección.

Uno de los pioneros en modelizar y fabricar equipos de protección electrónicos y digitales basados en microprocesadores, si no el primero de todos, fue el Dr. Edmund O. Schweitzer III, fundador de la compañía Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL). Diseñó en el año 1984 el relé SEL-21, primer relé de protección que empleaba complejos algoritmos y procesamientos para ofrecer la protección de distancia y localizador de defectos de alta velocidad. Con ello, logró ampliar poco a poco la compañía, situándose hoy como una de las principales empresas de fabricación de equipamiento relacionado con protecciones eléctricas y de medición.

#### **0.4 Resumen de equipos de protección utilizados en este proyecto**

El resultado final de este proyecto será la conexión física de varios equipos utilizados con frecuencia dentro las protecciones eléctricas. Dichos equipos son actualmente fabricados por SEL, tal y como se ha indicado antes. En términos generales, se conforma la arquitectura de dos relés de protección, un controlador de automatización en tiempo real y un reloj sincronizado por señal GPS (*Global Positioning System*). A continuación, se dan los detalles más relevantes sobre estos equipos.

Los relés de protección que se han utilizado son el SEL-421-5 y el SEL-751A. Son equipos que cuentan con multitud de aplicaciones, algunas coincidentes, aunque no están como tal destinados a los mismos entornos de protección (quizá en cuanto requerimientos según el nivel de tensión para el que se encuentren solicitados). Mientras que el SEL-751A (también denominado relé de protección de alimentador o *Feeder*) está indicado para entornos industriales o niveles de tensión no tan elevados (o lo que es lo mismo, a nivel de distribución), el SEL-421-5, por su parte, está indicado más para líneas de transmisión (donde aplica una protección de distancia y localizador de faltas), o para protección de otros elementos de elevada potencia y/o tensión (e.g. transformadores de potencia).

En líneas generales, el *Feeder* ofrece protecciones más comunes (27, 59, 810/U, 50, 51, 50N, 51N, 79, gestión de eventos)<sup>1</sup>, mientras que el SEL-421-5 posee funciones de protección más complejas (las anteriores más las funciones 21, 25, 67, 25, 32, entre otras).



Figura 0.2: Relé de protección de alimentador SEL-751A (Fuente: selinc.com)

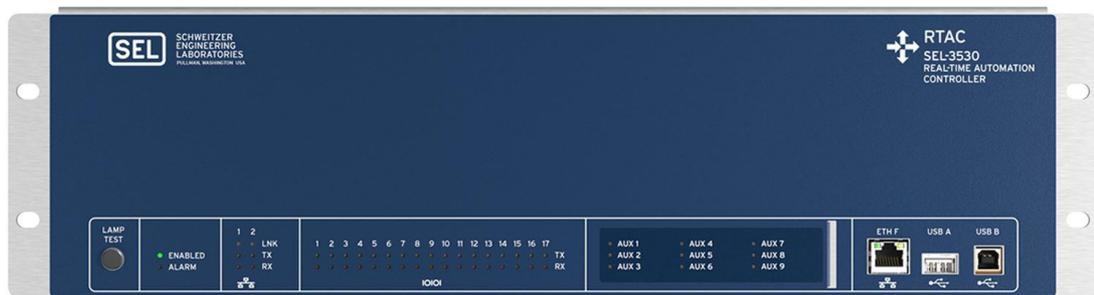


Figura 0.3: Relé de protección SEL-421-5 (Fuente: selinc.com)

Por otro lado, se cuenta también con un controlador de automatización en tiempo real, en concreto el RTAC SEL-3530. Se puede decir que es la unidad central de procesamiento de datos, tanto de entrada como de salida. Actúa de receptor de datos (medidas, señales, arranques, disparos, etcétera) de dispositivos electrónicos inteligentes o IEDs (*Intelligent Electronic Devices*). A

<sup>1</sup> Consultar la codificación ANSI de elementos de protección relacionada en Anexo I.

mayores se encarga de gestionar la sincronización horaria de los diferentes tipos conectados a él. Puede comportarse también como unificador de protocolos de comunicación, de forma que permite mapear variables y datos obtenidos de diversos protocolos, ofreciendo así una estandarización de los datos. Ofrece funciones de control como si de un autómatas programable se tratase, y posee gran cantidad de salidas y entradas digitales destinadas a control o avisos, que son controladas desde las propias configuraciones del equipo. Finalmente, permite visualizar en un panel HMI (*Human Machine Interface*) todos los datos que le sean configurados para ello, a mayores de permitir visualizar eventos.



**Figura 0.4: Controlador de automatización RTAC SEL-3530 (Fuente: selinc.com)**

Por último, se tiene un reloj sincronizado por señal GPS, en concreto el SEL-2404. Este dispositivo se encarga de recibir la señal GPS enviada por una antena a tal efecto, mientras que la propia señal GPS es proporcionada por satélites de dicha constelación. Esta hora es procesada de tal forma que se ajusta a la hora local de la ubicación de los equipos (el GPS ofrece hora UTC +0, por lo que se tendrá que corregir para que concuerde con la hora civil local); una vez se le aplican las correcciones oportunas, el propio reloj se encarga de generar la señal de sincronismo denominada IRIG (*Inter-Range Instrumentation Group*), señal que se transmitirá finalmente a cualquier IED que pueda recibirla. En este caso, se enviará al RTAC SEL-3530 y este se encargará de distribuirla a los demás equipos IEDs.



**Figura 0.5: Reloj sincronizado por satélite SEL-2404 (Fuente: selinc.com)**

Se consignarán en capítulos posteriores con más detalle las características principales de todos estos equipos.

## **0.5 Justificaciones para la incorporación de los equipos a la red inteligente del laboratorio**

Este TFG sirve como colofón y reunificación de gran parte de conocimientos adquiridos en asignaturas del Grado de Ingeniería Eléctrica. Se justifica de primera mano mediante el aprovechamiento de los equipos para fines educativos y docentes, en este caso para la realización del presente Trabajo Fin de Grado.

Por otro lado, la incorporación de estos a la *smart grid* del laboratorio de Sistemas Eléctricos y Redes Inteligentes de la ESTIM sirve de ampliación de inventario de equipos de protección. Ello permitirá efectuar nuevas investigaciones sobre contenido situado dentro del perímetro de las protecciones eléctricas, abriendo quizá puertas al entorno de la ciberseguridad aplicada a las mismas.

Con relación al primer párrafo, podrá aplicarse esta integración como herramienta de pruebas en la parte práctica de asignaturas impartidas en títulos universitarios relacionados con temática eléctrica y energética, dando pie una vez están instalados a nuevas pruebas y proyectos. Es también útil como herramienta para otros TFG o TFM si se diera el caso.

En cuanto a aspectos técnicos se refiere, se completa en la medida de lo posible la arquitectura de protecciones que existe en la realidad para una línea

eléctrica. Se ubicará así una protección principal en cabecera de línea, y otra al final, de modo que se asemeja más a casos auténticos.

# 1 Estado del arte

Dentro de este capítulo se recoge una breve descripción de toda aquella documentación útil empleada en el desarrollo de este trabajo. Aquellos apuntes como manuales o guías técnicas se incluyen de forma conjunta, pues no ofrecen más información que el funcionamiento y configuración de los equipos, cada uno según corresponde.

## 1.1 Artículos consultados

El objetivo de este trabajo, del mismo modo que se indicó en el apartado 0.1, es la integración de equipos de protección en una *smart grid*, con la posterior configuración para la visualización de sincrofasores.

Una revisión del concepto de red inteligente puede ser extraída de [1]. Se mencionan en este documento los detalles más importantes de las *smart grids*, su arquitectura, composición y evolución. Quizá con menos importancia para este trabajo, se contempla también la integración de las *smart grids* en la sociedad actual.

Por otro lado, el fundamento histórico de los sincrofasores se expone en los documentos [3] y [4]. En ambos casos se reseña el origen de los sincrofasores, potenciado este por el desarrollo del Teorema de Fortescue (o método de análisis de las componentes simétricas), y los primeros intentos de configuración de equipos para medición de los mismos. Se describen también los distintos intentos de estandarización posteriores, sobre la medición de sincrofasores. Se efectúa también una comparación entre la primera norma sobre sincrofasores, IEEE 1344-1995, y las siguientes revisiones ulteriores, IEEE C37.118-2005 e IEEE C37.118-2011.

En cuanto al fundamento de medición de sincrofasores, puede ser observado en gran parte de la documentación consultada. La más detallada sea quizá [5], que se trata gran parte un resumen de la propia norma de estandarización, recogida en [6]. Esta norma en sí establece todo el conglomerado de criterios y definiciones a tener en cuenta para la implementación de la funcionalidad de medición de sincrofasores en equipos electrónicos inteligentes. Recoge también

las actualizaciones de la misma con respecto a otras versiones anteriores, y relaciona algunos casos informativos referentes a sincronización y demarcación de los datos transferidos entre los equipos que apliquen la norma, todo ello a modo de anexo. Destacar aquí que la trama de datos se indica en la primera versión de la norma, que corresponde al documento [7]. En cuanto a lo reflejado en [5], precisar que se trata de una explicación extendida de la norma, reiterando la explicación del concepto de sincrofasor, así como sus formas de estimarlo mediante modelos matemáticos moderadamente complejos. Reincide también sobre los métodos de prueba, verificaciones y errores de estimación asociados a los sincrofasores.

Las aplicaciones más recientes de los sincrofasores en los SEP se examinan en los documentos [8]-[12]. En [11] se refiere una única aplicación exclusivamente, destinada a la detección de SEP que puedan pasar a funcionar en modo isla. Propone este estudio un algoritmo que combina diferencias angulares de los sincrofasores, junto con velocidades de tasa de cambio de estos ángulos, para establecer bloqueos en distintas funciones de protección, evitando así disparos no deseados.

En [8] se dan a saber diversidad de aplicaciones en la parte de protección dentro de los SEP. Inicia este artículo describiendo brevemente las ventajas de emplear sincrofasores dentro de una red eléctrica de potencia, estableciendo como máxima que es una herramienta de información de estado de la misma en tiempo real. En cuanto a las aplicaciones más específicas en sistemas de protección eléctrica, enumera varias, pudiéndose así aplicar a funciones de protección de distancia (comunicaciones remotas entre los IED, de forma que se puedan intercambiar medidas entre ellos, situados cada uno en extremos de las líneas), a funciones de protección diferencial (caso similar al anterior, más todavía atendiendo al funcionamiento intrínseco del elemento diferencial), a elementos de pérdida de sincronismo (tomando en consideración mediciones de frecuencia, tasa y aceleración de cambio, en multitud de puntos de la red), y funciones de protección de estabilización oscilatoria (también con datos de frecuencia). Añade finalmente una breve reflexión sobre la latencia en envío de señales de sincrofasores, y situaciones de pérdida de señal de sincronismo.

Dentro de la memoria [9], se establecen también otras aplicaciones interesantes no solo clasificables como de protección, sino también de monitorización del sistema. Alcanzan estas últimas a la determinación en tiempo real de parámetros de la línea, estimaciones de flujos de potencia del sistema, y esquemas de acción ante perturbaciones. Entre las aplicaciones dentro del campo de protección, refiere esta obra usos en funciones de monitorización térmica de líneas de transporte, inestabilidades y huecos de tensión, estabilidades de transferencia de potencia y detección temprana de posibles oscilaciones y, relacionado a la vez con elementos de control, la vigilancia de generación distribuida por medio de una monitorización a gran escala, destinada a detectar un posible funcionamiento en isla de este generador (lo ejemplifica la obra con una generación fotovoltaica).

En el artículo [10], se recogen otras aplicaciones similares dentro del campo de las protecciones eléctricas. Aplican así en cálculos de impedancias de secuencia de las líneas de transmisión, también en localizador de faltas en líneas mixtas, y como herramienta de comportamiento del sistema (similar a casos anteriores). Añade dentro de cada caso unas pruebas reales y bastante actuales a modo de ejemplo.

Finalmente, en [12] se reiteran algunas de las aplicaciones de control y protección vistas, como la gestión de generadores, y se añaden otras, como en funciones de protección de estabilidad de tensión, o el control de funcionamiento en modo isla.

Al margen de las aplicaciones anteriores, otra documentación consultada hace referencia a diversas características relacionadas con sincrofasores. En [13] se recoge la norma que establece las directrices de implementación del protocolo de sincronización temporal IRIG en los equipos electrónicos inteligentes. Se indican las variantes existentes dentro de dicho protocolo, así como también los propósitos de uso, íntimamente asociados a los sincrofasores.

Por otro lado, en [14] se relacionan otros protocolos de comunicación empleados en microrredes eléctricas, que perfectamente pueden ser extrapolados a complejos SEP. Se expresa información de los protocolos Modbus, IEC 61850, DNP3 y IEC60870-5. A modo de ejemplificación, se recogen al final aquellos protocolos empleados en el sistema eléctrico de la República Dominicana.

Como complemento, en [15] se especifica, a parte del desarrollo del propio estándar de sincrofasores definido en [6] y sus sucesivas modificaciones, la integración de este propio estándar en el estándar IEC 61850, de amplia utilización en los sistemas eléctricos de control y protección dentro de los SEP.

## **1.2 Manuales de equipos y guías técnicas**

Son de gran utilidad los manuales de los equipos de protección, recogidos en [16]-[19]. Se indican en ellos toda la información disponible sobre los equipos. Para cualquier usuario de estos equipos, deben ser una de las herramientas primordiales.

Quizá el apunte más característico para la configuración de los equipos sea la guía de aplicación recogida en [20]. Se recoge aquí una configuración similar a la efectuada para este presente trabajo. En ella, se indica cómo conectar un relé multifunción SEL-351S a un RTAC SEL-3555 mediante el protocolo IEEE C37.118. Se configura también un reloj sincronizado por GPS SEL-2488, encargado de generar una señal IRIG de sincronismo para la generación de sincrofasores.

Es útil también la guía de aplicación recogida en [21]. En ella se dan indicaciones de la configuración de la gestión de información horaria en los RTAC propietarios de SEL. Indica como concordar desfases horarios de UTC debidos a la zona horaria en la que se encuentran los equipos, y del horario de verano, que induce también a desfases horarios sobre el propio de la zona horaria. Recoge la necesidad de hacer solo estas modificaciones en el propio RTAC, y que sea este el que genere la señal correcta a todos los demás equipos. Esto lleva a eliminar la necesidad de configurar este mismo apartado en todos los equipos, uno por uno.

## **1.3 Conclusión**

Como puede comprobarse por la documentación consultada, los sincrofasores son herramientas relativamente recientes. Por las aplicaciones, se ha visto que son mayormente utilizados en labores de control y protección eléctrica, tal y como se indica en [8] y [12]. El principal cometido que se le ha dado en este trabajo ha sido mayormente el de visualizador de estado del sistema, en este caso del modelo de línea aérea de MAT. Se recoge esta aplicación de forma detallada en [9] y [10].

Por otro lado, puede comprobarse también que se trata de una tecnología bien fundamentada y establecida en dispositivos empleados en los SEP. Esto es así pues se encuentra implementada en los equipos que se van a emplear para este trabajo, y en tantos otros de distintos fabricantes. Se verifica esto por otros casos ya ejecutados, ya sean a modo de prueba, como la guía de aplicación vista en [20], donde se considera un caso similar al de este trabajo. Además, el hecho de haberse integrado en el estándar IEC 61850, como se verá en secciones posteriores, implica continuidad de uso de esta tecnología.

## **2 *La Smart Grid* del laboratorio de Sistemas Eléctricos y Redes Inteligentes de la ESTIM**

El laboratorio de Sistemas Eléctricos y Redes Inteligentes de la ESTIM cuenta con varios equipos de simulación dedicados al área eléctrica y energética. Dicho laboratorio, que se creó por el año 2013, tiene la finalidad de proporcionar a los alumnos de asignaturas relacionadas con el ámbito eléctrico y de energías renovables el material y las capacidades necesarias para poder realizar las prácticas que comprenden las mencionadas asignaturas, además de servir como herramienta de investigación y desarrollo de nuevas concepciones. Todos los elementos allí ubicados se encuentran efectivamente integrados en una planta piloto que simula una *smart grid* creada a propósito para ello.

Destinados a la realización de prácticas de carácter mayormente eléctrico, se encuentran hasta tres módulos de simulación, relacionados en los siguientes subapartados.

## 2.1 Módulo de simulación de líneas y cargas eléctricas trifásicas configurables

Este elemento de simulación permite ensayar los distintos modelos matemáticos de líneas, y sus efectos cuando se encuentran bajo unas determinadas condiciones (si hay carga conectada a la misma o no, el tipo de carga, etcétera). Cuenta con diversos equipos de medida, y varios módulos que representan a la propia línea en sí, a una subestación, y a distintos tipos de cargas configurables. La Figura 2.1 muestra el aspecto de este equipo de simulación.

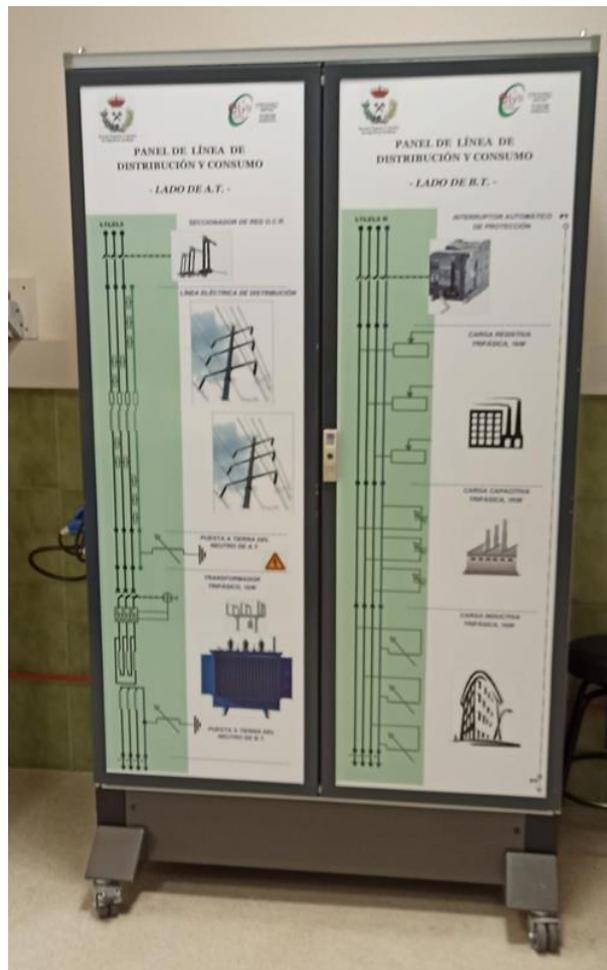
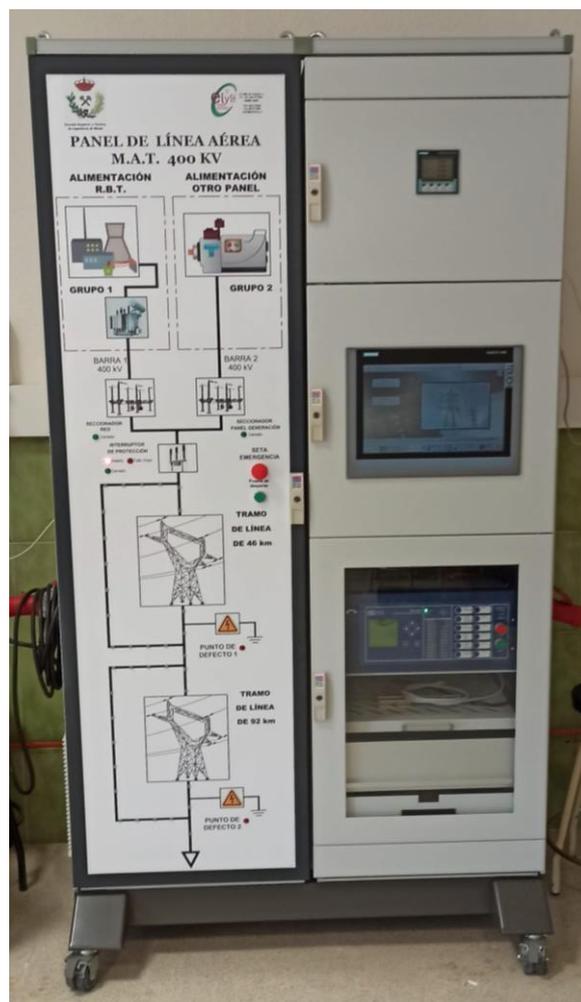


Figura 2.1: Módulo de simulación de líneas y cargas configurables, parte exterior (Fuente: elaboración propia)

## 2.2 Módulo de simulación de línea aérea de Muy Alta Tensión (MAT) 400 kV

Se trata de un conjunto de líneas modelizadas mediante el modelo en Pi, pudiendo configurar sus parámetros para obtener distancias de líneas de 46 km,

92 km o 138 km. Sobre este conjunto de líneas se podrán simular defectos trifásicos, bifásicos y a tierra, según se desee. Cuenta con un analizador de energía, una interfaz táctil de control del módulo, y un relé de protección SEL-421-5, que únicamente hace las funciones de supervisión, por lo que no actúa sobre ningún tipo de interruptor automático o contactor. Será este módulo sobre el que se efectúen las modificaciones necesarias para incorporar los equipos relacionados con las protecciones eléctricas. La siguiente **Figura 2.2** muestra el módulo al completo.

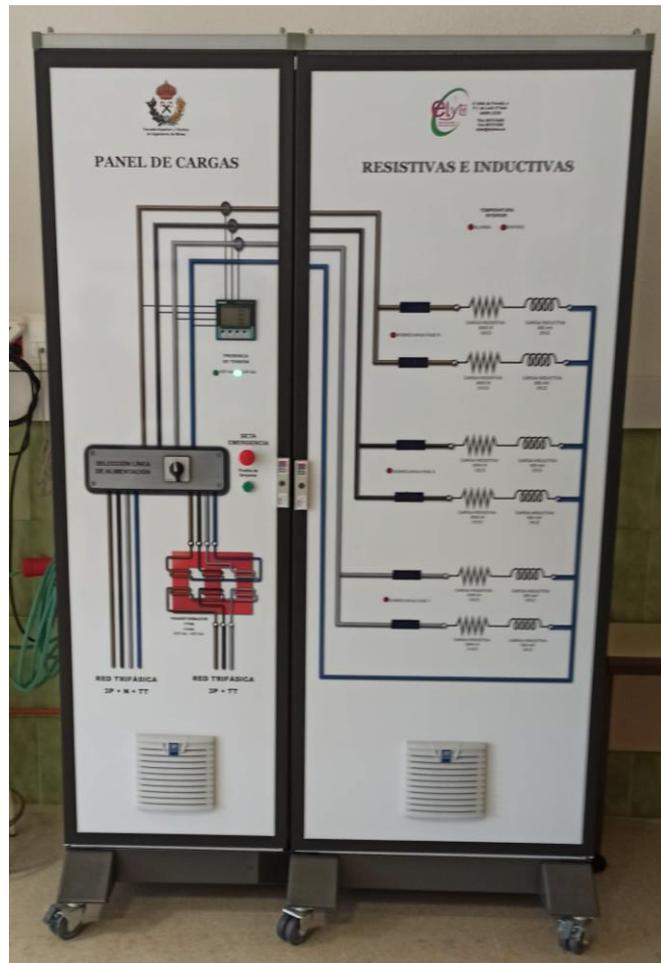


**Figura 2.2:** Módulo de simulación de línea aérea de MAT 400 kV (Fuente: elaboración propia)

### 2.3 Módulo de cargas resistivas e inductivas configurables

Este otro módulo se ha de usar de forma complementaria con el anterior, y no es más que un conjunto de cargas resistivas e inductivas trifásicas, las cuales

pueden configurarse según qué casos se deseen contemplar. El módulo es el de la Figura 2.3.



**Figura 2.3: Módulo de simulación de cargas configurables (Fuente: elaboración propia)**

Destinado a la visualización de todos los parámetros medidos en el conjunto de la *smart grid*, se encuentra un SCADA. Este sistema permite visualizar en todo momento la producción de las plantas de generación, y algunos de los consumos que se encuentren conectados a la red. Ofrece asimismo datos meteorológicos recopilados desde una estación destinada a tal efecto. Se podrá comprobar también mediante gráficas diversas tendencias de los elementos de generación, y realizar la consulta de históricos de consumo y producción. Puede observarse este SCADA en la Figura 2.4.

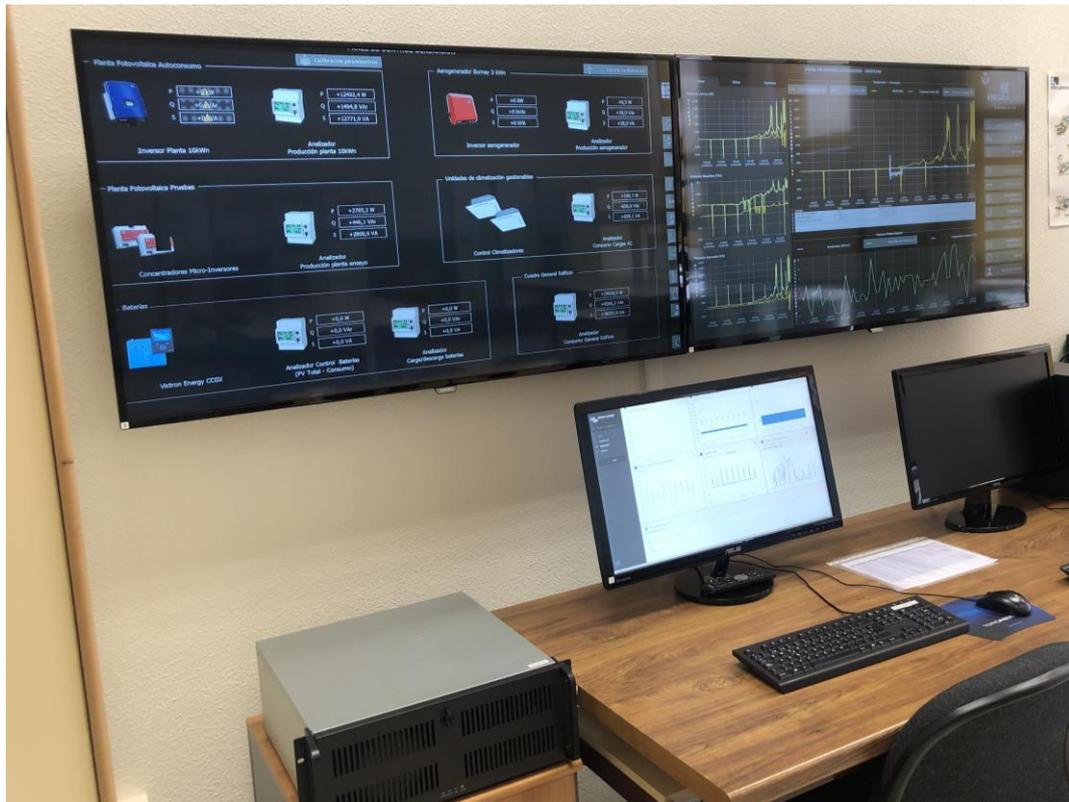


Figura 2.4: Sistema SCADA de gestión de la *smart grid* (Fuente: elaboración propia)

## 2.4 Otro equipamiento incluido en la *smart grid*

Para la realización de prácticas relativas al contexto energético y fotovoltaico, el laboratorio cuenta con dos plantas de generación fotovoltaica, junto con un pequeño aerogenerador de baja frecuencia. Una de las plantas fotovoltaicas está destinada a pruebas y visualización de defectos de los módulos, junto con el análisis posterior que estos generan sobre los propios módulos afectados. La planta en concreto es la indicada en la siguiente Figura 2.5.



**Figura 2.5: Planta de generación fotovoltaica de pruebas (Fuente: elaboración propia)**

Por otro lado, la planta restante se emplea también para cuestiones de investigación. Posee diversos medidores de parámetros relacionados con la energía fotovoltaica, una estación meteorológica, y otros elementos importantes para su funcionamiento. Se aprecia la instalación en la siguiente Figura 2.6.



**Figura 2.6: Planta de generación fotovoltaica de producción (Fuente: elaboración propia)**

El último elemento es el aerogenerador, destinado más a fines docentes y de investigación que a producción de energía propiamente dicho. Es el que se contempla al fondo, en el centro de la Figura 2.6.

Hay que destacar asimismo que existe un vertido a red eléctrica de la producción que tengan estas estaciones de generación anteriores. Todos estos elementos conforman así un complejo sistema denominado *smart grid*. A continuación, se pueden observar algunas imágenes que muestran el propio interior del laboratorio en la Figura 2.7, en la Figura 2.8 y en la Figura 2.9



**Figura 2.7: Equipamiento de módulos de simulación MAT (Fuente: elaboración propia)**



**Figura 2.8: Conjunto de inversores y cargadores de baterías junto con el cuadro de protección (Fuente: elaboración propia)**



**Figura 2.9: Panorámica del laboratorio, con SCADA y equipos de generación  
(Fuente: elaboración propia)**

# 3 Equipamiento de protección utilizado en este trabajo

El laboratorio de Sistemas Eléctricos y Redes Inteligentes de la ESTIM de León cuenta con diversos dispositivos del fabricante SEL, Schweitzer Engineering Laboratories Inc. Algunos de ellos han sido de incorporación reciente exceptuando el relé SEL-421-5, utilizado este último para simulación de la protección de una línea de MAT a escala.

El objetivo principal de los nuevos equipos es agregarlos al modelo de línea de MAT existente, de tal forma que de cara a la realidad se pueda asimilar el propio simulador del laboratorio a una instalación real, y sobre ella poder realizar, por ejemplo, ataques informáticos con fin de verificar la seguridad del sistema, así como también hallar posibles vulnerabilidades que puedan presentar estos equipos. En tal caso, es evidente que la seguridad informática en estos sectores es primordial, pues un ciberataque masivo a componentes electrónicos de protección y maniobra puede dar lugar a una caída total o parcial del sistema eléctrico.

Con todo ello, los equipos presentes en el laboratorio son los que se refieren en los apartados siguientes.

## 3.1 Relé de protección de alimentador SEL-751A (Feeder)

Atendiendo a [17], corresponde a los relés de la serie SEL-700, por lo que podemos decir que el dispositivo SEL-751A es un elemento de protección eléctrica. Más concretamente, se trata de un relé de protección de alimentador, que ofrece soluciones de protección de circuitos de distribución radiales y en lazo, y también protección de transformadores, motores y generadores (en general, de máquinas eléctricas presentes en el mercado industrial, de potencia reducida). El propio tamaño de estos equipos los hace idóneos en aquellas aplicaciones de readaptación de instalaciones. Hay que decir que esta serie de equipos corresponde a un mercado diferente al que están destinados los relés de otras series superiores a esta (relés de las series SEL-300 o SEL-400).

El equipo en cuestión es el que se muestra en la Figura 3.1 y Figura 3.2.



Figura 3.1: Parte anterior del relé de protección SEL-751A (Fuente: elaboración propia)



Figura 3.2: Parte posterior del relé de protección SEL-751A (Fuente: elaboración propia)

### 3.1.1 Características principales del relé SEL-751A

Como se indica en 3.1, el dispositivo se emplea como relé de protección de alimentador, o de diversas máquinas eléctricas. Ofrece este relé unos patrones de protección básicos, pero amplios, pues cuenta con protección de sobrecorriente temporizada, reenganche automático, protección de sobre y subvoltaje, de frecuencia, así como otras que más adelante se mencionarán.

Puede ser capaz también de combinar la detección de sobrecorrientes y arcos eléctricos, con el equipamiento oportuno, ofreciendo así más seguridad y velocidad de operación en aquellos casos que se necesite. Con ello, la energía arrojada por el arco eléctrico se puede reducir en tamaño actuando sobre el tiempo de falta, que en este caso será más reducido debido a la combinación de detección visual y de corriente (para el modelo utilizado en cuestión, no se dispone del equipamiento para brindar este nivel de protección).

Ofrece por otro lado control y automatización de distintas aplicaciones, pudiendo también emplearse los botones externos del panel principal como sustitución de los controles de paneles exteriores convencionales. Asimismo, se puede efectuar un análisis de todos aquellos eventos que quedan registrados en el equipo posteriormente a cuando suceden, y mediante el equipamiento de relojes sincronizados por satélite, se pueden comparar otros eventos que surjan al mismo tiempo en otros dispositivos. Mediante la aplicación de sincrofasores se podrá conocer, de forma instantánea, la situación en la que se encuentra el sistema de un modo preciso.

El dispositivo de protección SEL-751A ofrece las siguientes aplicaciones de protección:

- **Como elemento de protección de alimentador.** Ofrece una protección compuesta e integral, incluyendo aquellas protecciones de sobrecorriente temporizado y direccional, sobre y subtensión, frecuencia, reenganche automático, factor de potencia, etcétera.
- **Como elemento de protección de alimentador industrial.** Ofrece la posibilidad de implementar protección de sobreintensidad, frecuencia y tensión, en alimentadores industriales. Mediante la incorporación de un transformador de corriente de núcleo partido, se podrán detectar además faltas a tierra.

- **Eliminación de arco eléctrico.** Combinando sensores de punto o lazo, el dispositivo podrá reducir el tiempo de exposición de arco eléctrico, actuando sobre la duración de la falta (como se mencionó antes, hay que tener en cuenta que la unidad del laboratorio, aunque puede incorporar esta función, no dispone de ella, pues no equipa la tarjeta de ampliación con la función correspondiente).

### 3.1.2 Configuración externa del relé SEL-751A

El relé SEL-751A utilizado para este trabajo presenta la configuración que se aprecia en la siguiente Figura 3.3:

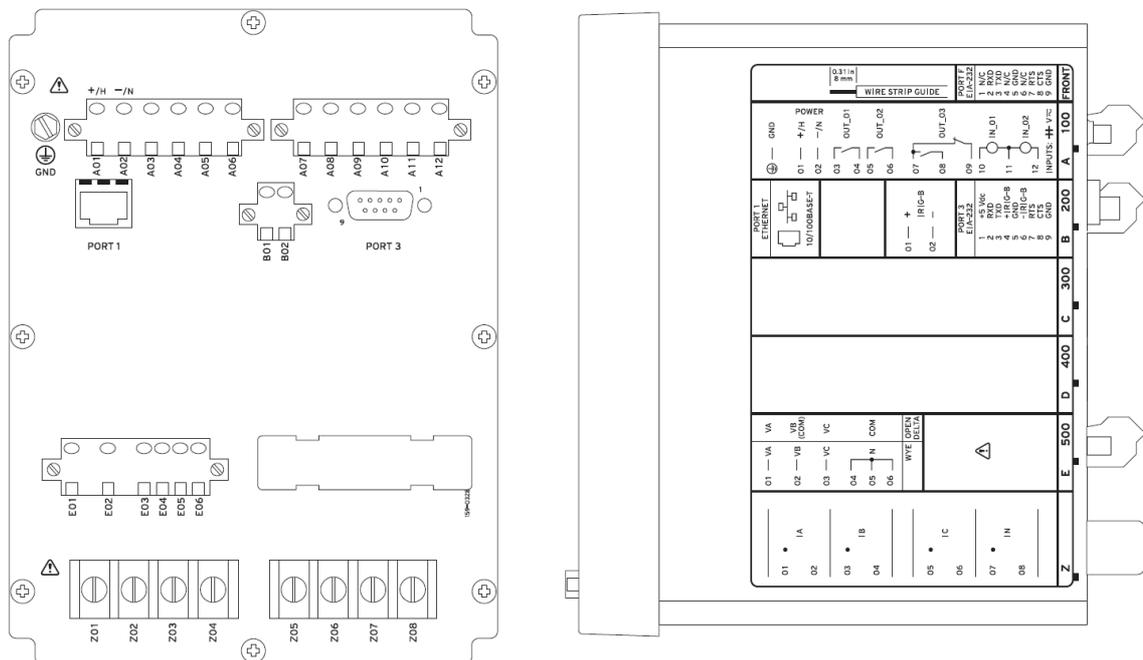


Figura 3.3: Esquema exterior del relé SEL-751A (Fuente: modificado de [17])

Atendiendo a la etiqueta de parte derecha de la Figura 3.3, y analizando por zonas de conexión, podemos caracterizar al relé de la siguiente forma:

- **Zona A (100).** En esta zona de conexión, está ubicada la fuente de alimentación, y además se incorporan dos entradas y tres salidas comandadas por ecuaciones de control SELogic. La tensión de alimentación del aparato variará dependiendo si se hace a 125 V a 250 V en CC, o a 120 V a 240 V en CA, (50 Hz a 60 Hz). En este punto presenta también la conexión de la tierra de protección.
- **Zona B (200).** Cuenta en esta zona con las conexiones propias de la comunicación del equipo. Cuenta con un puerto Ethernet (protocolos soportados: Modbus TCP/IP, DNP3 LAN/WAN, IEC 61850, FTP, Telnet), una conexión de datos IRIG-B (señal demodulada para el sincronismo

del reloj interno, mediante la aplicación de un reloj exterior) y un puerto EIA-232 (admite protocolos internos de SEL, Modbus RTU Slave y C37.118, sobre medición con sincrofasores, entre otros).

- **Zona C (300).** No dispone de equipamiento en esta posición.
- **Zona D (400).** No dispone de equipamiento en esta posición.
- **Zona E (500).** Incorpora en esta zona la tarjeta de medición de tensión, denominada 3 AVI. Permite la conexión de un transformador de medida de tensión ya sea monofásico o trifásico, realizando el conexionado de los devanados tanto en estrella como en triángulo.
- **Zona Z.** Por último, cuenta en esta posición con la tarjeta destinada a medición de intensidades. En ella será posible conectar un transformador de medida de intensidad, con sus respectivas tres fases más el neutro. La razón de transformación del secundario tendrá que ser bien de un amperio, o bien de cinco amperios.

En su parte frontal, cuenta a mayores con un puerto de comunicación EIA-232, que soporta, entre otros, algunos de los protocolos propios de SEL, Modbus RTU Slave y C37.118, sobre medición con sincrofasores.

### 3.1.3 Especificaciones del relé SEL-751A

A modo de resumen, se incluyen ahora recogidos en forma de tabla los detalles más característicos del relé SEL-751A utilizado en este trabajo.

**Tabla 3.1: Características del relé SEL-751A (Fuente: elaboración propia)**

CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ DE PROTECCIÓN SEL-751A	
<b>Entradas de medida de intensidad de corriente alterna</b>	<i>Cuatro, tres de ellas de fase y una de neutro</i>
<b>Entradas de medida de tensión de corriente alterna</b>	<i>Tres de fase y una de neutro (común); opción de conexión triángulo o estrella</i>

---

**CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ DE PROTECCIÓN SEL-751A**


---

<b>Contactos de salida</b>	<i>Dos NO, y una combinación de otros dos NC y NO con conexión común; tensión máxima 240V CA; intensidad máxima 1.5A a 240V CA</i>
<b>Frecuencia y secuencia de fases</b>	<i>Frec. del sistema 50 o 60 Hz; secuencia de fases directa o inversa; seguimiento de frec. de 15 a 70 Hz</i>
<b>Medios de comunicación</b>	<i>Puerto Ethernet y Serial EIA-232</i>
<b>Protocolos de comunicación</b>	<i>Protocolos específicos de SEL; Modbus TCP/IP; IEC 61850; FTP; Telnet; C37.118; DNP3 LAN/WAN; etc</i>
<b>Alimentación del dispositivo</b>	<i>De 125V a 250V en CC, o de 120V a 240V en CA, 50 o 60 Hz</i>

---

### 3.2 Relé de protección general SEL-421-5

Según se aprecia en [18], el equipo SEL-421-5 reúne las funciones de protección, automatización y control. Como tal, se puede decir que estamos ante un relé de protección, que combina protección de distancia de alta velocidad, y protección direccional, todo ello asegurando un control completo para una bahía de dos interruptores automáticos.

Se podrá por tanto proteger líneas de transmisión usando una combinación de elementos de protección de distancia y direccional de sobrecorriente de fase y neutro. Asimismo, están disponibles también elementos de protección de alta velocidad para aquellas líneas que se encuentren en una posible situación crítica.

A mayores de la función de protección, cuenta también con la opción de automatización. Presenta hasta 32 elementos programables para funciones de control local o remoto, y mediante el display frontal, se podrán visualizar los datos que se deseen. Las comunicaciones con otros dispositivos pueden hacerse mediante puertos serie EIA-232, o puertos Ethernet, y la información a transmitir va desde datos medidos de diversas variables eléctricas, estado de los elementos

de protección, medición de sincrofasores, registros de eventos, y sincronización temporal.

El equipo es el que se puede apreciar en la Figura 3.4.



Figura 3.4: Parte anterior del relé de protección SEL-421-5 (Fuente: elaboración propia)

### 3.2.1 Características principales del relé SEL-421-5

Visto lo comentado en los párrafos anteriores, se introducen ahora las funciones más características del relé:

- **Diversidad de elementos de protección.** Ofrece el relé una variedad de elementos de protección. Cuenta con protección de distancia de sobrecorriente fase y neutro (func. 21 ANSI), de sobrecorriente instantánea (func. 50 ANSI), de sobrecorriente direccional (func. 67 ANSI), de sobrecorriente temporizada (func. 51 ANSI), de bloqueo por pérdida de estabilidad o potencia oscilante (func. 68 ANSI), de recierre monofásico o trifásico (func. 79 ANSI), de falla de interruptor (func. 50BF ANSI), de comprobación de sincronismo (func. 25 ANSI), y de elemento térmico (func. 49 ANSI).
- **Integración y conexión a red de comunicación.** Este relé SEL-421, aparte de actuar de forma independiente, podrá actuar como un elemento complementario de un sistema de protección y control total. Así, cada relé se interconectará a un procesador de comunicaciones (a un RTAC, por ejemplo), de tal forma que el sistema de protección general quedará totalmente integrado y enlazado. Es importante también resaltar que el relé podrá comunicar mediciones efectuadas con fasores sincronizados. Posee la opción de introducirle una señal IRIG-B de sincronismo para eventos.

- **Funciones de medición y monitorización.** El relé SEL-421 posee gran clase de capacidades de medición de variables eléctricas. Es así que ofrece valores instantáneos de tensiones de línea, de fase, y tensiones de secuencia directa, inversa y homopolar; valores instantáneos de corrientes de línea, de fase, y corrientes de secuencia directa, inversa y homopolar. Por otro lado, ofrece también medidas de potencia activa, reactiva, aparente y del factor de potencia, en valores tanto monofásicos como trifásicos.
- **Funciones de automatización.** Empleando este relé, entre otras cosas, se podrá prescindir del uso de interruptores de panel convencionales, así como indicadores de panel, pues ya vienen incorporados en el propio relé. Presenta una amplia variedad de protocolos de comunicación, pudiendo usar cada uno como se desee (ASCII, C37.118, IEC 61850, DNP3). Por otro lado, la lógica y ecuación de control SELogic está diseñada pensando en las funcionalidades propias del ámbito de la protección eléctrica. Tiene cuatro puertos serie EIA-232 independientes destinados a la comunicación, desde los que se puede acceder al histórico de eventos, al estado del relé, y realizar mediciones instantáneas. Es posible también en este punto la comunicación de medición de datos mediante fasores sincronizados.

### 3.2.2 Configuración externa del relé SEL-421-5

El relé SEL-421-5 instalado en el laboratorio de la ESTIM tiene la configuración que se aprecia en la siguiente Figura 3.5:

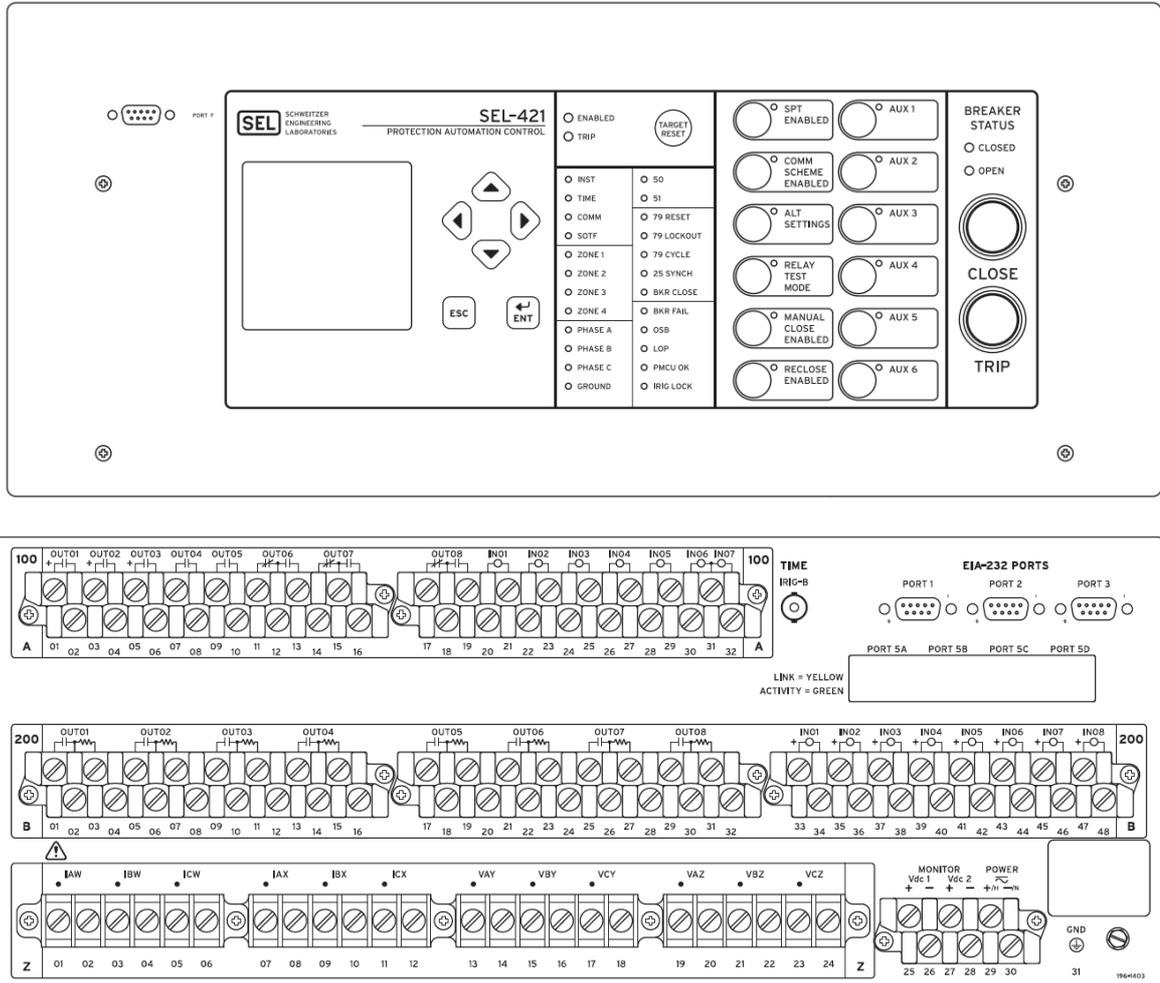


Figura 3.5: Esquema exterior del relé SEL-421 (Fuente: modificado de [18])

En la parte frontal, posee este relé un display de visualización y control, así como indicadores LED de varias de las funciones de protección con las que cuenta el mismo. Cuenta también con doce pulsadores destinados a activar diversas funciones configurables, más otros dos pulsadores de control para un interruptor automático. En la parte superior izquierda está situado un puerto serie de comunicaciones EIA-232.

En la parte trasera presenta varias zonas de conexiones:

- **Zona A (100).** Se encuentran en esta zona hasta once salidas digitales, ocho NO y tres NC. Tiene a su vez siete conexiones de entrada, también digitales. Al lado de esta zona, no dentro de ella, está la conexión de entrada de señal IRIG-B, de sincronización de eventos.

- **Zona B (200).** tiene en esta posición hasta 16 salidas digitales, ocho de ellas NO y las otras ocho de carácter resistivo. Cuenta también con ocho entradas de tipo digital.
- **Zona Z:** presenta doce conexiones de medición de intensidad (seis mediciones mediante transformador de medida de corriente), junto con otras doce conexiones de medición de tensión (con transformador de medición de tensión).
- En la parte superior derecha están situados tres puertos serie de comunicación EIA-232. En la parte inferior, también derecha, están ubicadas las conexiones de alimentación de red del equipo, y otra alimentación externa.

### 3.2.3 Especificaciones del relé SEL-421-5

Se añaden en forma de tabla y a modo de resumen los detalles más característicos del relé SEL-421-5 utilizado en este trabajo.

**Tabla 3.2: Características del relé SEL-421-5 (Fuente: elaboración propia)**

CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ DE PROTECCIÓN SEL-421-5	
<b>Entradas de medida de intensidad de corriente alterna</b>	<i>Dos grupos de tres entradas de medida, relativas todas ellas a fases</i>
<b>Entradas de medida de tensión de corriente alterna</b>	<i>Dos grupos con tres entradas de medida (para fases); opción de conexión triángulo o estrella</i>
<b>Contactos de salida</b>	<i>Veinticuatro NO; tensión máxima 264 VCA; intensidad máxima 30 A a 250 VCA (1000 operaciones máximo)</i>
<b>Frecuencia y secuencia de fases</b>	<i>Frec. del sistema 50 o 60 Hz; secuencia de fases directa o inversa; seguimiento de frec. de 40 a 65 Hz</i>
<b>Medios de comunicación</b>	<i>Puerto Ethernet y Serial EIA-232 (recepción de señal IRIG-B)</i>

---

**CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ DE PROTECCIÓN SEL-421-5**


---

<b>Protocolos de comunicación</b>	<i>Protocolos específicos de SEL; Modbus TCP/IP; IEC 61850; FTP; Telnet; C37.118; DNP3 LAN/WAN; etc</i>
<b>Alimentación del dispositivo</b>	<i>De 125V a 250V en CC, o de 120V a 240V en CA, 50 o 60 Hz</i>

---

### 3.3 Reloj sincronizado por satélite SEL-2404

Según lo visto en [16], se trata de un dispositivo que ofrece las funciones propias de un reloj sincronizado por satélite. Puede operar en los ámbitos más simples (como lo es el registro simple de secuencia de distintos eventos, faltas, referencias temporales, etcétera), así como también en los más complejos (medición con sincrofasores, y registro detallado de eventos).

Con todo, dicho reloj es capaz de suministrar una referencia de tiempo precisa y fiable. Verifica los estándares IEEE C37.90 e IEC 60255, sobre requisitos mínimos en equipamiento de protección. Asimismo, ofrece de forma visible la hora actual una vez ha conseguido establecer una señal con al menos cuatro satélites, y bajo unas condiciones adecuadas.

El equipo puede verse en la Figura 3.6 y Figura 3.7.



**Figura 3.6: Parte anterior del reloj de sincronización SEL-2404 (Fuente: elaboración propia)**



**Figura 3.7: Parte posterior del reloj de sincronización SEL-2404 (Fuente: elaboración propia)**

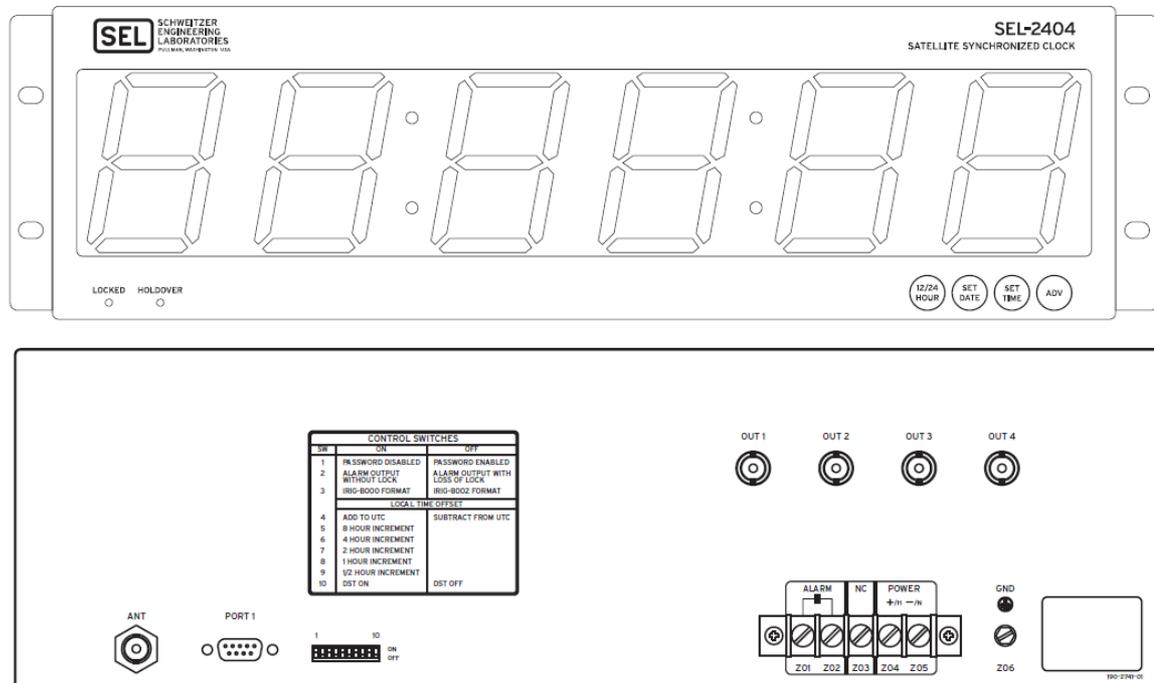
### 3.3.1 Características principales del reloj SEL-2404

Tal y como se comentó en la introducción de esta sección, este reloj sincronizado por satélite ofrece soluciones de exactitud horarias, con una precisión media de 100 nanosegundos (por medio de salidas de señal IRIG demodulada). Aplica por tanto cuando se requiera del empleo de sincrofasores, y también en registro y coordinación de eventos de relés de protección, por ejemplo. Es por tanto útil en subestaciones, entornos industriales, o en centros de control.

Dado que se dispone de equipos de las series SEL-700 y SEL-400 en la ESTIM, merece la pena destacar (aunque no necesario para este trabajo) que cuando este reloj se usa con equipos de las citadas series, según lo visto en [16] la capacidad máxima de conexión será de 20 unidades por canal de salida IRIG-B, con las adecuaciones eléctricas pertinentes. Dado que en esta arquitectura va a ser el RTAC el que actúe de transmisor de señal IRIG-B, no aplicará la limitación anterior, pues únicamente tendremos un receptor a la salida IRIG del reloj.

### 3.3.2 Configuración externa del reloj SEL-2404

El reloj SEL-2404 que se tiene en el laboratorio de la ESTIM presenta la configuración externa que se aprecia en la Figura 3.8.



**Figura 3.8: Esquema exterior del reloj SEL-2404 (Fuente: modificado de [16])**

Tal y como se puede contemplar, el dispositivo cuenta en su frontal con una pantalla de seis dígitos destinada a mostrar la hora de forma muy visible, además de unos pulsadores básicos de control e indicadores de estado

En la parte trasera están equipadas las conexiones de alimentación y comunicación, junto con unos micro interruptores de configuración. Por su parte, la alimentación se podrá realizar a 125 V en CC o a 120 V en CA. En cuanto a la comunicación, dispone de un puerto EIA-232, que emplea protocolos específicos de SEL; cuatro puertos de salida IRIG-B (formato digital de datos de horarios, según [6] y [13]); una conexión de salida destinada a una señal de alarma; y una conexión para antena GPS, de la que tomará la referencia horaria proporcionada por los satélites. Los micro interruptores de configuración ofrecen la modificación de ciertas características propias del dispositivo, entre las que se hallan compensaciones a efectuar sobre la hora actual (más/menos ocho, cuatro, dos, una o media hora), selección de tipo de formato IRIG-B de salida, etcétera.

### 3.3.3 Especificaciones del reloj SEL-2404

A modo de resumen, se incluyen ahora recogidos en la tabla los detalles más característicos del reloj SEL-2404 utilizado.

**Tabla 3.3: Características del reloj SEL-2404 (Fuente: elaboración propia)**

CARACTERÍSTICAS DEL RELOJ SINCRONIZADO POR SATÉLITE SEL-2404	
<b>Alimentación del dispositivo</b>	<i>En CC y CA 50 o 60 Hz, a 125 V</i>
<b>Medios de comunicación (entrada y salida)</b>	<i>Puerto Serial EIA-232; BNC, TNC (conexión de antena GPS)</i>
<b>Protocolos de comunicación</b>	<i>Protocolos específicos de SEL (comandos ASCII); IRIG-B</i>

### 3.4 Controlador de automatización en tiempo real RTAC SEL-3530

Finalmente, de entre los equipos, se encuentra el RTAC SEL-3530. Es este un elemento con funcionalidades múltiples, que se puede categorizar como un controlador de automatización en tiempo real, o RTAC.

Más detalladamente, se puede decir que este dispositivo es un controlador que opera como una unidad terminal tele gestionada de SCADA, capaz de manejar datos de forma precisa, de recopilar eventos y acciones, y de actuar como un controlador de subestaciones (o lo que es lo mismo, podría aceptarse como una Unidad de Control de Subestación o SCU). Emplea un sistema operativo dedicado que otorga gran estabilidad al propio sistema, ofreciendo protección contra malware y otros tipos de amenazas cibernéticas. Además, cuenta con multitud de entradas y salidas digitales, y diversos puertos de comunicación.

Puede contemplarse el dispositivo en la Figura 3.9 y en la Figura 3.10.



Figura 3.9: Parte anterior del controlador RTAC SEL-3530 (Fuente: elaboración propia)



Figura 3.10: Parte posterior del controlador RTAC SEL-3530 (Fuente: elaboración propia)

### 3.4.1 Características principales del controlador RTAC SEL-3530

Dado que el equipo es un controlador en parte complejo, ofrecerá multitud de opciones de funcionamiento. Según se indica en [19], merece la pena destacar en este punto algunas de las funciones principales más importantes:

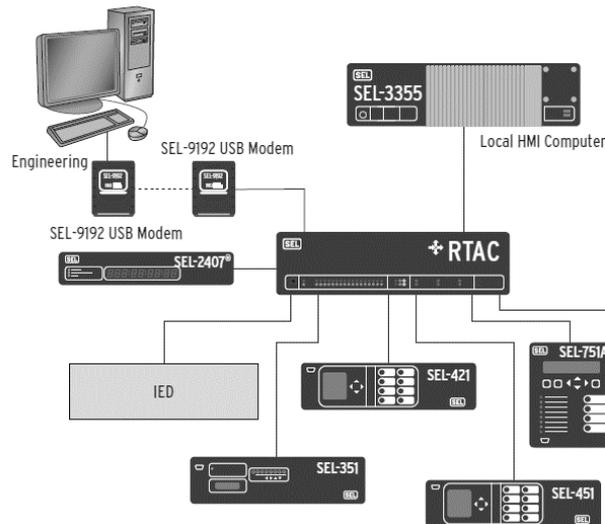
- **Opción de proceso de información:** el sistema operativo integrado denominado SEL Linux es capaz de ofrecer unos rendimientos óptimos de velocidad de procesos, además de gran flexibilidad y funcionalidades, incorporando todo esto unos criterios de seguridad importantes. Con este sistema operativo será posible gestionar los diversos usuarios introducidos en el sistema, comprobar eventos y reportes, o acceder al historial de la base de datos a fin de obtener datos de diagnósticos o accesos al propio sistema.
- **Seguridad ante ciberataques:** el controlador cuenta con funciones de seguridad cibernéticas, dando lugar así a que únicamente el personal autorizado podrá acceder al sistema de gestión. Por otro lado, podrán restringirse funciones de acceso y control a los distintos usuarios, programas o servicios integrados en el sistema. La autenticación de usuarios se efectúa por medio de una lista incorporada en el propio

dispositivo, restringida por tanto dicha autenticación a los componentes de esa lista.

- **Control y automatización:** incluye el dispositivo el entorno de programación IEC 61131 (estándar de programación de autómatas programables). Los ciclos de proceso de programas son configurables, dando lugar a velocidades de proceso de hasta un milisegundo. Como controlador, será capaz de tomar datos de los dispositivos conectados a él y enviarlos a otros elementos por medio de estándares de comunicación ampliamente usados, o propios de SEL.
- **Sincronización temporal de eventos:** será capaz de proporcionar una señal IRIG-B de sincronización a todos los elementos conectados al mismo. Esta señal podrá ser tomada de un reloj de sincronización externo, o en caso de no existir este último, el RTAC podrá generar una señal IRIG-B por sí mismo, que tomará si se desea la sincronización vía NTP, entre otros.

También en [19] se introducen las aplicaciones más comunes que puede afrontar este equipo. Estas son diversas, pues en el fondo actúa como un traductor de información entre multitud de protocolos, por lo que el juego que ofrece es extenso.

En primer lugar, podrá actuar como un *switch* de puertos, interconectando los componentes que conformen la instalación. Se añade a mayores de esta interconexión la opción de sincronización temporal de eventos. Por ejemplo, se pueden establecer enlaces entre el controlador y una gran variedad de relés de protección (de alimentador, de línea, de sobrecorriente direccional, etcétera), junto con otros dispositivos electrónicos inteligentes (relojes de sincronización IRIG-B, por ejemplo), y todo ello a su vez interconectado a una estación de ingeniería donde se podrán visualizar los datos que se estimen oportunos (habitualmente, eventos y registros de perturbaciones). Se aprecia un esquema similar en la Figura 3.11.



**Figura 3.11: Ejemplo de enlaces entre equipos de protección y un controlador RTAC (Fuente: modificado de [19])**

En segundo lugar, y como se introdujo anteriormente, podrá ofrecer la función de pasarela de protocolos, pudiendo gestionar protocolos de comunicación distintos de entre los componentes conectados. Así, se podrán enlazar relés de protección u otros dispositivos cualesquiera como IED, cada uno de ellos con el modo de comunicación que se desee.

En tercer lugar, sirve como fuente de sincronización temporal, pudiendo tomar la señal de sincronización de un reloj externo, mediante fuentes NTP (o en su versión simplificada SNTP) y PTP, o de cualquier otro puerto serie o Ethernet y el protocolo que sea compatible. En caso de que no exista esta fuente de sincronización, será el propio RTAC el que proporcione señales de sincronización temporal IRIG-B desde su reloj interno. Será necesario calcular, previo a la conexión, a cuántos dispositivos podrá proporcionar la sincronización. Esta cantidad variará según a los dispositivos a los que se conecte (dependerá de la impedancia de entrada de cada dispositivo). De esta manera, se interconectarán dispositivos del estilo a los mencionados anteriormente, y el propio controlador será el que distribuya la señal temporal con las modificaciones que sean necesarias.

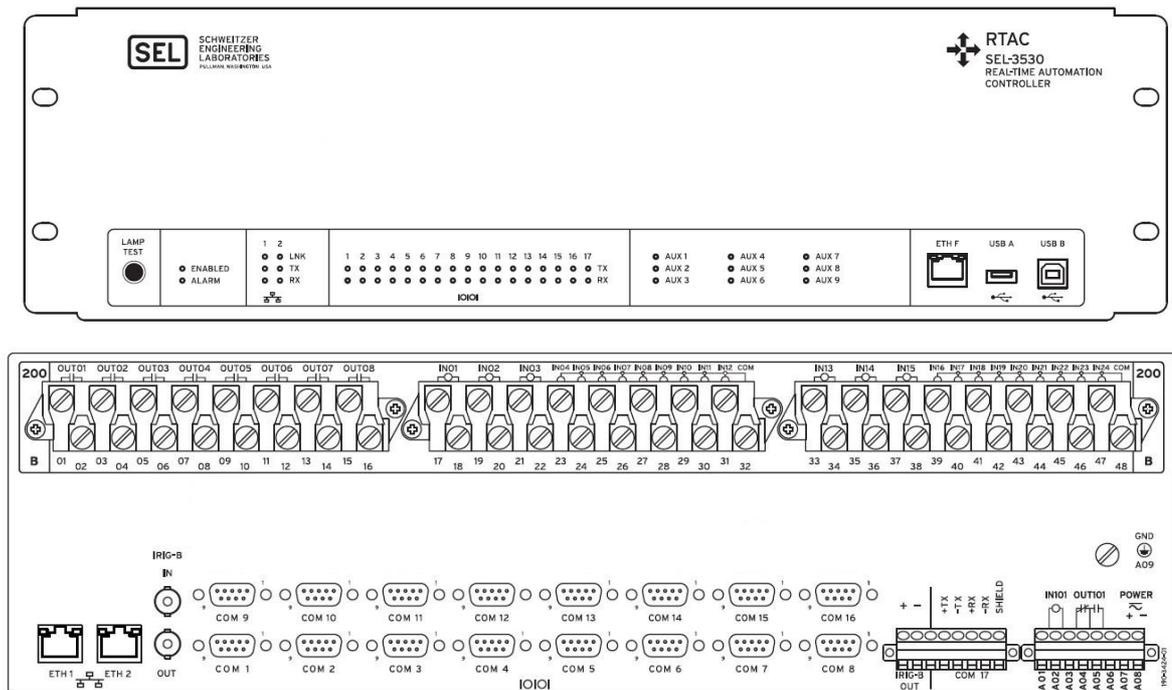
En cuarto lugar, podrá operar también como un procesador de sincrofasores, tomando datos de los dispositivos conectados al mismo. Con estos datos de sincrofasores se podrán realizar las operaciones matemáticas y cálculos lógicos

que se precisen, además de tener un control total de los datos y eventos registrados de forma sincronizada.

Por último, es capaz de operar también como una pasarela de seguridad, proporcionando un acceso seguro a los datos y control de los dispositivos enlazados. Podrá interconectarse no solo a los equipos de protección, por ejemplo, sino que también cabe la opción de conectar cualquier otro tipo de sensor que pueda servir de seguridad (sensores de apertura de puertas, de movimiento, alarmas, etcétera), de tal forma que sirve también como un integrador de elementos operativos de seguridad.

### 3.4.2 Configuración externa del controlador RTAC SEL-3530

Físicamente, el controlador presenta la configuración exterior que a continuación se relaciona.



**Figura 3.12: Esquema exterior del controlador RTAC SEL-3530 (Fuente: modificado de [19])**

En su parte frontal, cuenta con lámparas indicadoras de estado, un puerto Ethernet y dos puertos USB, de comunicación. En la parte trasera se encuentran situadas las conexiones tanto de alimentación de red, una entrada y dos salidas digitales, como un puerto aislado de comunicación serie y salida de señal IRIQ-B. Además, cuenta con 16 puertos serie tipo EIA-232 (DB-9), dos conexiones BNC de

entrada y salida de señal IRIG-B, y dos puertos Ethernet. A mayores, en la parte superior trasera (Zona B - 200) están disponibles hasta 8 salidas digitales NO, y hasta 24 entradas opto aisladas.

### 3.4.3 Especificaciones del controlador RTAC SEL-3530

A modo de resumen, se incluyen ahora recogidos en la tabla los detalles más importantes del controlador RTAC SEL-3530 utilizado para este trabajo.

**Tabla 3.4: Características del controlador RTAC SEL-3530 (Fuente: elaboración propia)**

<b>CARACTERÍSTICAS DEL CONTROLADOR RTAC SEL-3530</b>	
<b>Contactos de entrada</b>	<i>Veinticuatro traseros, más otro en la parte inferior trasera</i>
<b>Contactos de salida</b>	<i>Ocho traseros del tipo NO, más otros dos del tipo NO y NC</i>
<b>Medios de comunicación</b>	<i>Puertos Ethernet, Serial EIA-232, USB, BNC (transmisión y recepción de señal IRIG-B)</i>
<b>Protocolos de comunicación</b>	<i>Multitud de protocolos para cliente, servidor, red entre pares, Fieldbus y acceso de ingeniería (específicos de SEL)</i>
<b>Alimentación del dispositivo</b>	<i>De 125 a 250 V en CC, o de 120 a 240 V en CA, 50 o 60 Hz</i>
<b>Tensión de entradas lógicas</b>	<i>Entrada a 125 V en CC o CA</i>

# 4 Concepto de sincrofasor

Dentro de los SEP, y al igual que en muchos otros tipos de sistemas controlados, se hace imprescindible recopilar datos de forma instantánea, precisa y sincronizada. Llevar a cabo un buen control dinámico en los SEP tiene como impacto una mejora en la calidad general de suministro, entre otras cosas, además de ofrecer la opción de anticiparse a perturbaciones no deseables que puedan suceder en dicho sistema. Es en este punto donde entran en juego los sincrofasores, un concepto que permite unificar todo lo anterior.

## 4.1 Fasores y su relación con los sincrofasores

Tal y como se indica en [5], las señales de corriente alterna que viajan por las redes de los SEP son señales de carácter sinusoidal. Las variables eléctricas del circuito variarán por tanto de forma sinusoidal, tanto la tensión como la intensidad. De forma general, presentan la expresión de (4.1):

$$x(t) = X \cdot \cos(\omega t + \varphi) \quad (4.1)$$

Donde  $X$  representa la amplitud,  $\omega$  la pulsación y  $\varphi$  el desfase de la onda. A fin de facilitar los cálculos matemáticos cuando se opera con ellas, este tipo de señales alternas se podrán representar, de forma matemática, como un vector rotatorio girando a una velocidad angular, que en el mejor de los casos será constante y fijada a la correspondiente de una pulsación de 50 o 60 Hz. La magnitud del vector está relacionada con la amplitud de la señal sinusoidal, y el valor instantáneo de esta con el valor angular del vector, partiendo de una referencia que habrá de ser idéntica para todas las señales que se quieran comparar. Se puede expresar según se introduce en (4.2):

$$\overline{X} = X \cdot e^{j\varphi} = X \cdot (\cos \varphi + j \cdot \text{sen} \varphi) = X_{\angle \varphi} \quad (4.2)$$

Donde, de igual modo,  $X$  puede representar la amplitud, y  $\varphi$  el desfase de la onda medido a partir de una referencia común. Es necesario advertir aquí que la expresión anterior es la más genérica, pudiendo variar según se considere necesario dentro del ámbito eléctrico. Pues bien, en el momento en que se efectúan mediciones de un número determinado de fasores, y a su vez estas se

encuentran sincronizadas mediante un sistema preciso de sincronización, pasarán a denominarse fasores sincronizados, o sincrofasores. He aquí por tanto la relación entre fasor y sincrofasor.

## 4.2 Definición de sincrofasor y obtención del mismo

La definición de sincrofasor viene indicada en [6]. Se define como un fasor que se encuentra referido a una señal coseno de frecuencia nominal igual a 50 o 60 Hz (según el caso), la cual a su vez se halla coordinada esta con la hora UTC. Se deduce entonces que los sincrofasores son mediciones de fasores que están sincronizadas con un estándar de tiempo, que en este caso es el tiempo universal coordinado o UTC [9]. La onda coseno de referencia se determinará por el propio equipo de medición de sincrofasores, de tal forma que conocido el cambio de segundo de la hora UTC, podrá determinarse dicha onda, por medio de los flancos de subida que coincidirán con el cambio de segundo (si se emplea una onda cuadrada de pulsos con periodo igual a 1 s) [5]; el máximo de la onda coseno de referencia se dará a su vez en dicho instante.

En la Figura 4.1 y Figura 4.2 se muestra de forma simple el concepto previo (se emplean tensiones de un par de nodos, a modo de ejemplo). A partir de un sistema relativamente complejo de nodos que presentan una tensión determinada, basta con conocer las ondas de tensión en dichos nodos y generar la onda coseno de referencia a partir de los cambios de segundo, de forma que se pueden determinar los desfases respecto a las mismas. La onda de referencia sirve únicamente como punto de partida para el resto de ondas eléctricas, pues esta primera se puede considerar como una “onda ficticia”.

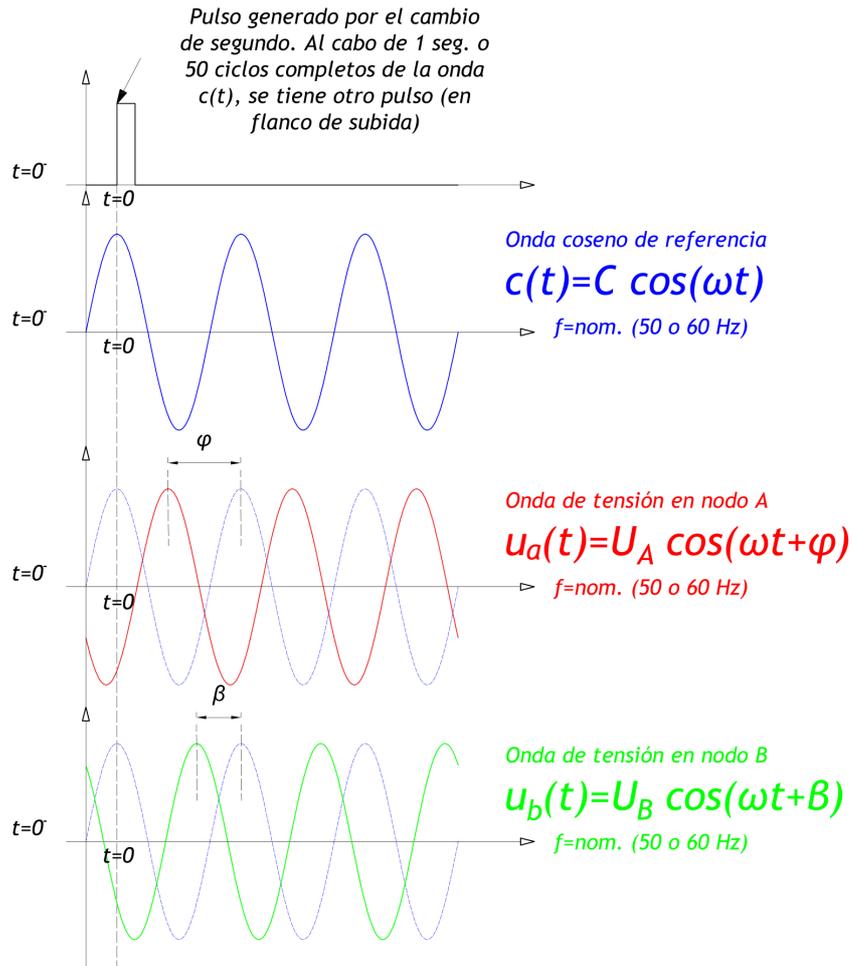


Figura 4.1: Determinación de la onda coseno de referencia y visualización de desfases respecto a otras ondas eléctricas de tensión (Fuente: elaboración propia)

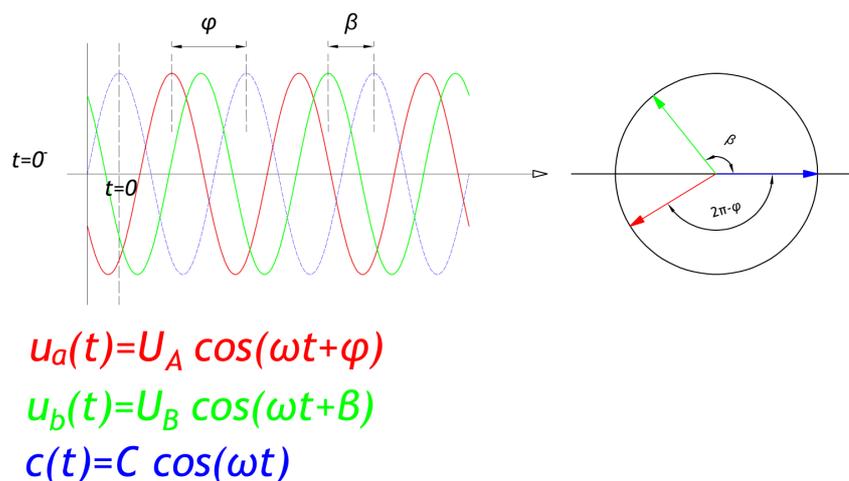


Figura 4.2: Representación fasorial obtenida a partir de la Figura 4.1 (Fuente: elaboración propia)

Los equipos de control de los sistemas eléctricos que operen con sincrofasores tendrán que ser precisos y mayormente exactos, pues desviaciones temporales muy pequeñas, del orden de microsegundos, introducirán errores apreciables en forma de desfases angulares. Casualmente, y según se refiere en [16], cuando se utiliza un reloj sincronizado por satélites GPS para dar la señal de sincronismo, se dan precisiones del orden de 0.5 microsegundos, o de 0.1 microsegundos en el mejor de los casos.

El funcionamiento de estos equipos se basa en tomar mediciones tanto de variables eléctricas instantáneas como de la señal de referencia temporal, para después determinar el sincrofasor correspondiente mediante complejos algoritmos (destaca actualmente la transformada discreta de Fourier, DFT, que mediante un número determinado de muestreos por ciclo de las variables determina la componente fundamental de la onda, para posteriormente pasar a estimar el sincrofasor, haciendo coincidir esta última onda con la señal de sincronización de referencia [5]). En el laboratorio de Sistemas Eléctricos y Redes Inteligentes de la ESTIM, tal y como se mencionó en capítulos anteriores, se dispone de relés de protección y otros equipos que cuentan con entradas de señal IRIG-B de sincronización, además de un reloj sincronizado por satélite.

### **4.3 Aplicaciones de los sincrofasores**

Tal y como se introduce en [12], hace algún tiempo los sincrofasores se empleaban únicamente como elementos de monitorización y análisis posterior de eventos. Hoy día, dado el avance en técnicas de proceso de datos, así como en el equipamiento, los sincrofasores se emplean, de forma general, para controlar el sistema eléctrico. La puesta en práctica de técnicas de medición de sincrofasores, agrupadas con algunos elementos de protección en los SEP, son una herramienta cuanto menos innovadora, además de potente y más eficaz que los métodos tradicionales.

#### **4.3.1 Aplicaciones en elementos de protección de sobrecorriente y distancia (ANSI 50/51 y 21)**

En primer lugar, y según se indica en [10], se hace interesante la aplicación de sincrofasores en elementos de protección de sobrecorriente y de distancia que

dependen funcionalmente según valores de impedancia. Es así que la parametrización de los relés de protección, y en su caso de la función de protección de sobrecorriente o de distancia, se ha de hacer en función de unos datos que se asumen prácticamente constantes. Por ejemplo, si se desean incorporar funciones de protección a un relé que está salvaguardando una línea eléctrica ante cualquier tipo de defecto (trifásico, bifásico a tierra, etcétera), se hace necesario indicar a este relé parámetros de la línea que dependerán mayormente de ella misma. Se encuentran aquí, entre otros, parámetros como la impedancia en las tres secuencias (directa, inversa y homopolar). En su defecto, y aunque no sea preciso indicarle al relé estas impedancias, en el estudio de coordinación de protecciones se emplearán estos parámetros antes mencionados, por lo que los ajustes del relé dependerán indirectamente de ellos.

Estas impedancias de cada secuencia se determinan analíticamente de forma aproximada: para el caso de impedancias de secuencia directa, se asumen geometrías de conductores que normalmente difieren en algunos casos de la real, y resistencias de conductores que cambiarán a razón de la temperatura y del flujo de carga del sistema; a mayores, para determinar las impedancias de secuencia homopolar, se requerirá también de la distancia de los conductores con respecto al suelo, y de la resistividad del mismo; luego los valores de impedancia homopolar serán más dependientes aún. Queda por mencionar aquellas líneas de doble circuito, la cuales tendrán todavía una mayor dependencia de estas y otras variables añadidas.

En conclusión, los cálculos determinados de forma analítica con parámetros constantes, aunque posiblemente muy cercanos a los valores reales, pueden diferir en gran medida con estos últimos. Esto, al final de todo, hace que se configuren de forma errónea los relés de protección. Es por ello que, como solución simple, si se incorporan a esta supuesta línea dos relés de protección (en cabecera y cola de la línea), será posible determinar las tensiones y corrientes de cada secuencia, según el caso que toque. Para el caso de secuencia directa, el cálculo de la impedancia correspondiente será únicamente función de la tensión e intensidad, conocidas ambas por los relés. Ídem para el caso de secuencia homopolar, cuando existan (en caso de fallas a tierra, por ejemplo, o desbalances). Estos datos ofrecidos y determinados por los relés serán solamente

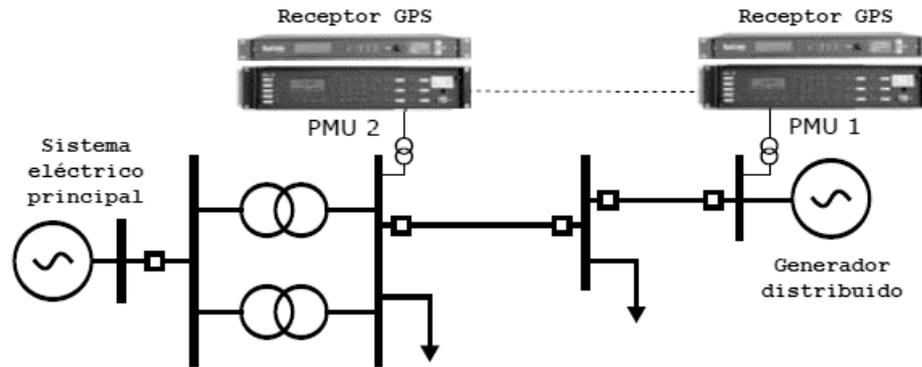
válidos si se encuentran medidos en un mismo instante, labor que puede ser realizada mediante la aplicación de técnicas de sincrofasores a los equipos. Finalmente, los valores de impedancias derivados de los relés podrán entonces incorporarse a su configuración, a sabiendas ahora que se trata de valores reales de impedancias de la propia línea. Hay que destacar aquí que estos datos se podrán emplear también para cálculos de potencia de cortocircuito, amén de para configurar los dispositivos de protección.

Para determinar estas impedancias de secuencia de las líneas a partir de mediciones de tensiones y corrientes en cabecera y cola de línea, se puede pensar que el modelo de la línea se comporta como un cuadripolo, luego las ecuaciones que lo modelizan dependerán de todos estos datos antes indicados.

#### **4.3.2 Aplicaciones en elementos de protección de sincronismo (ANSI 25) o detección de funcionamiento en isla**

Aplicando también técnicas de medición con sincrofasores será posible determinar de forma rápida partes del sistema eléctrico que se encuentren funcionando en modo isla, tal y como se expresa en [11]. El funcionamiento en isla se da cuando una parte del sistema eléctrico que contiene elementos de carga y generación se mantiene en funcionamiento, pero se encuentra aislado del sistema eléctrico general. Será necesario reconducir esta situación peligrosa, llevando los generadores al sincronismo anterior, pues de otro modo se pondrá en riesgo la instalación y ocasionará funcionamientos incorrectos debido a la incontrolabilidad de dicho estado.

En este caso, se puede llegar a extender esta aplicación no solo al elemento de protección de sincronismo, sino también ampliarlo al elemento de protección de subtensión y sobretensión, según [12]. Entonces, aplicado a un esquema simple que contenga al menos un nodo de generación, algún otro de consumo y otro que conecte a la red principal (similar a lo mostrado en la Figura 4.3), la técnica funciona de la siguiente manera que se describe a continuación.



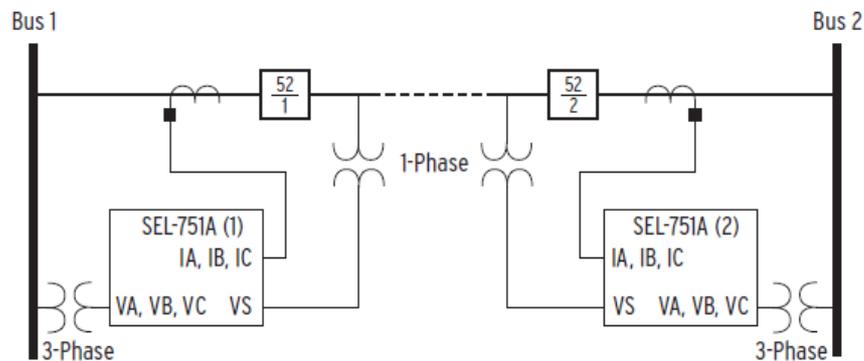
**Figura 4.3: Esquema simple de aplicación de detección de sistemas en isla (Fuente: modificado de [12])**

Se trata de efectuar mediciones sincronizadas en distintos puntos del sistema (a saber, en nodos de generación y en nodos de consumo) de los fasores de tensión en dichos nodos, para su posterior comparación, basada esta misma en los desfases angulares de los sincrofasores. A partir de aquí, se puede realizar esta comparación atendiendo únicamente a la diferencia angular que tengan los fasores de tensión, o bien observando la velocidad con la que cambian los ángulos de los fasores, uno con respecto a otro, a medida que pasa el tiempo.

En el primero de los casos, si la diferencia angular es mayor que un valor fijado durante un periodo de ciclos determinado (ciclo y medio o dos ciclos) en un mismo nodo o entre nodos prefijados, se sabrá entonces que el sistema ha entrado en isla, por lo que actuarán los interruptores automáticos que deban hacerlo. En el segundo caso, existirán dos zonas de funcionamiento, pues al tener ahora en cuenta la tasa de variación angular de los fasores, podrán existir variaciones con tendencia a disminuir el ángulo, o a aumentarlo (aplica por tanto también a un elemento de protección de sub o sobrefrecuencia). En [11] se propone una combinación de estas dos opciones, que además ya se encuentra disponible en el relé de protección de alimentador SEL-751A como la función de protección 81RF tal y como se refleja en [17].

Una vez que se haya actuado sobre los generadores o se hayan modificado las cargas, se procederá al restablecimiento del sistema en isla, de tal forma que vuelva a estar conectado al sistema eléctrico principal. Entra en juego aquí la función de reenganche automático o restablecimiento de los interruptores

automáticos. Tras comprobar que se ha restablecido el sincronismo entre los dos sistemas, se podrán volver a interconectar.



**Figura 4.4: Reconexión de dos nodos tras el restablecimiento del sincronismo (Fuente: obtenido de [17])**

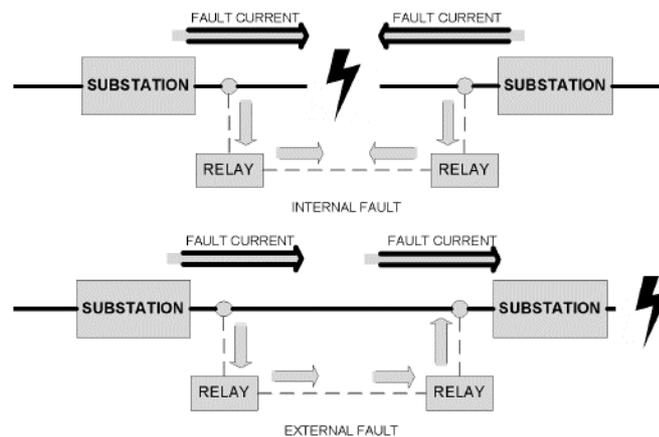
En la Figura 4.4 puede comprobarse un esquema básico de reconexión de dos puntos que pueden encontrarse en isla (separados por los interruptores automáticos). Tras ejecutar comprobaciones de fasores de tensión e intensidad, que se habrán de medir de forma sincronizada, los relés procederán a cerrar los interruptores automáticos una vez que los sincrofases de las tensiones de cada sistema coincidan, tal y como se describe en [17].

### 4.3.3 Aplicación en elementos de protección diferencial (ANSI 87)

En [8] se recoge también la aplicación de sincrofases a elementos de protección diferencial, función 87, y más específicas las 87L (diferencial de línea) y 87T (diferencial de transformador). Responde este tipo de protección a líneas de transmisión, transformadores, barras y generadores, y está basada en la Ley de Kirchhoff de las corrientes, estableciendo que las corrientes entrantes a un nodo, serán igual a las salientes.

Se pueden emplear aquí sincrofases, por ejemplo, en líneas de transmisión donde los relés de protección se encontrarán en cabecera y al final de la misma, o intercalados en el caso de más de una línea. Según se discute en [22], estos relés estarán midiendo constantemente la corriente que circule por la línea, en el punto en que se encuentren. Así, si estos fasores se encuentran sincronizados, cada relé podrá determinar la corriente diferencial como la suma de intensidades entrantes a la línea en cada conjunto de mediciones, también según la zona en la que estén situados. Según el caso, si se da un defecto interno dentro la línea los relés no

estarán observando los mismos desfases angulares de las corrientes, ni quizá las mismas magnitudes, por lo que detectarán dicha falta. En caso de una falta externa a la línea, las corrientes presentarán prácticamente el mismo desfase angular, luego la falta se detectará como una sobrecorriente. En la Figura 4.5 puede observarse la técnica básica de un elemento de protección diferencial de línea.



**Figura 4.5: Operación de la protección diferencial en una línea (Fuente: obtenido de [8])**

Se ha de prestar especial atención a la hora de emplear esta técnica antes descrita, pues en [8] se apercibe también que será necesario disponer de dispositivos de medición que presenten altas tasas de muestreo de datos por ciclo, del orden de 4 muestras por ciclo. Hay que mencionar aquí que el SEL-751A presenta tasas de hasta 16 muestras por ciclo [17], mientras que el SEL-421-5 emplea tasas de 160 muestras por ciclo [18], unas diez veces más que el equipo anterior. Se advierte asimismo en [8] que ante una leve pérdida de sincronismo en las medidas de los relés podrán conllevar operaciones erróneas de los mismos, pues los desfases angulares se verán modificados.

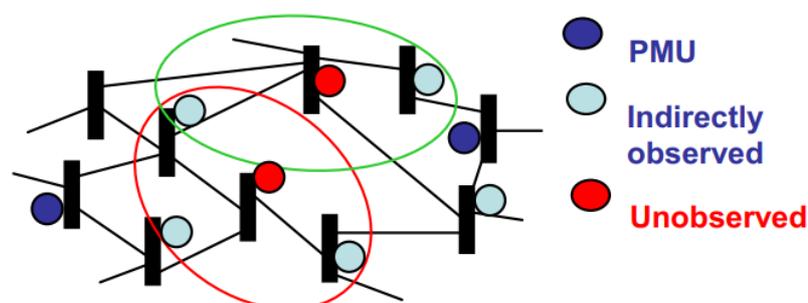
#### 4.3.4 Otras aplicaciones importantes

A tenor de lo indicado en [10] y [4], existen otras aplicaciones ya no tan relacionadas con los elementos de protección eléctrica, pero importantes también para este trabajo. Estas se podrán categorizar como funciones de prevención y control más que de protección en sí.

Entre ellas, se encuentra la aplicación de visualización de estado del sistema, menester que mayormente se dará en este trabajo. Se comenta en [4] que dentro

de aquellas redes complejas donde existen gran cantidad de interconexiones, elementos de generación y/o consumo, obtener el estado del propio sistema (esto es, los flujos de potencia, con todo lo que ello conlleva) se puede llegar a hacer una labor muy tediosa y computacionalmente pesada si se emplean métodos de estimación tradicionales. Estos métodos tradicionales se basan en aproximaciones y medidas tomadas a lo largo de un tiempo determinado, fundamentalmente de variables como potencias activa y reactiva, en cada nodo de la red a analizar. Los datos obtenidos se concentran después en una central de procesamiento, donde se explotan adecuadamente a fin de obtener unos flujos de carga orientativos.

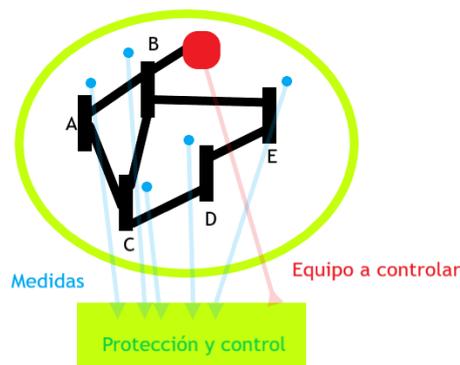
Sin embargo, según se introduce en [4], empleando una arquitectura de medida basada en sincrofasores y unidades de medición fasorial (del inglés *Phasor Measurement Units*, PMUs), se podrá conseguir una visualización del estado del sistema en tiempo real, y de forma relativamente simple. Obteniendo medidas de sincrofasores de tensión y corriente de secuencia directa en nodos clave de la red, podrá perfectamente emplearse un estimador de estado lineal. En él únicamente se tendrá la colección de medidas y una función del sistema (que hace referencia a la topología de este), de tal forma que se podrán obtener los resultados que permiten visualizar el estado del sistema. A mayores, tal y como se visualiza en la Figura 4.6, permite esta arquitectura tomar regiones de la red observables (las cuales cuentan con PMUs) y obtener el estado de estas, para después conseguir el estado de otras regiones no observables (esto es, que no cuentan con PMUs). Existe también la posibilidad de combinar la técnica de visualización de estado del sistema mediante sincrofasores con técnicas tradicionales, de tal forma que todo el conjunto de datos se podrá interrelacionar en un estimador de estado híbrido. Computacionalmente se hace más sugestivo que empleando únicamente técnicas tradicionales, y además se obtienen los mismos resultados.



**Figura 4.6:** Determinación del estado de regiones no observables a partir de otras regiones sí o parcialmente observables (Fuente: obtenido de [4])

A partir del estado del sistema en tiempo real, pueden predecirse o en su caso estudiarse problemas de oscilaciones de la red, permitiendo también su identificación de forma localizada. Por su parte, en [10] también se especifica el uso como una herramienta de validación del modelo del sistema, de tal forma que si se observa alguna variación en cualquier tipo de modelo de operación podrá estudiarse y modificar el modelo si es oportuno. Asimismo, podrá emplearse el resultado como instrumento de perfeccionamiento de la seguridad del sistema, pues si se observan fallos en tiempo real podrá anticiparse el operador técnico de la misma y establecer acciones correctivas en un tiempo reducido.

En [4] se resalta la aplicación de control del sistema. A partir de información de varios puntos de la red, es posible tomar acciones sobre un elemento del sistema con más seguridad que si se efectúa con datos limitados. Permite esto también crear complejos lazos de control usados, por ejemplo, para conseguir estabilizar unas determinadas regiones del sistema, alejada una de la otra, que se encuentran descompensadas. Puede apreciarse la idea en la Figura 4.7.



**Figura 4.7: Aplicación de sincrofasores para un control más seguro y eficaz de un sistema complejo de nodos (Fuente: elaboración propia)**

#### 4.4 Protocolos y estándares relacionados con sincrofasores

Dentro de los SEP se emplean gran variedad de estándares y protocolos de comunicación, que permiten transmitir y canalizar la información deseada en cada momento, además de asegurar una correcta relación entre las distintas capas de comunicaciones. Se relacionan en [14] los protocolos habitualmente utilizados, de los que destacan entre ellos el DNP3 (de diseño dificultoso, que puede ser empleado para comunicación entre subestaciones y reporte posterior de eventos), Modbus (mayormente empleado en sector industrial; de uso sencillo y gran compatibilidad con el modelo de comunicaciones TCP/IP), IEC 61850 (se

fundamenta en la técnica Ethernet, compatible con modelos TCP/IP, y usado ampliamente y de forma global en entornos de comunicación en subestaciones; se trata más de un estándar que de un protocolo), y finalmente el IEEE C37.118 (en sus nuevas versiones modificadas; específico para sincrofasores).

Concretamente, el estándar C37.118 se trata de un modelo que aplica de forma íntegra a los sincrofasores. Tal y como se indica en [15], este estándar se introduce en el año 2005, debido en parte a la gran cantidad de equipos existentes que podrían operar con sincrofasores. Se establece en él la convención de medida de los mismos, y además proporciona una técnica para obtener la precisión en las medidas, indica los requisitos y condiciones que se han de cumplir para poder tomar las medidas, y muestra también los formatos de comunicación para el intercambio de datos en tiempo real. Por su parte, se señala en [3] que trata también de normalizar los dispositivos medidores de sincrofasores que, independientemente del tipo, tendrán que ofrecer mediciones similares cuando efectúen las medidas oportunas bajo las mismas condiciones.

Del mismo modo, se recogen en [3] las características más notables de este estándar:

- **Convención de medida.** El sincrofasor será la representación compleja de la onda de tensión o intensidad, de frecuencia fundamental. Irá asociado a una etiqueta temporal, de tal forma que se define el momento justo cuando se ha realizado la medición del fasor. Por su parte, la tasa de reporte de datos será de entre 10 muestras por segundo, a la mitad de la frecuencia nominal del sistema (en caso de tener una frecuencia igual a 50 Hz, la tasa será de 25 muestras por segundo).
- **Precisión en la toma de mediciones.** Esta precisión es definida como aquella diferencia vectorial que existe, en un determinado momento, entre el valor del fasor medido y el valor esperado. Se define así el Error Total del Vector, o TVE (*Total Vector Error*), que puede ser introducido bien por cuestión de magnitud de los vectores, por el desfase entre los mismos, o por un aspecto temporal. Puede apreciarse en la expresión (4.3).

$$TVE_{(t)}(\%) = \frac{|\vec{X}_{med(t)} - \vec{X}_{esperado}|}{|\vec{X}_{esperado}|} \cdot 100 \quad (4.3)$$

- **Formato de comunicación.** Establece el criterio de comunicación que ha de existir entre el dispositivo de medida de sincrofasores y un equipo concentrador de datos. Básicamente, se compone de una relación cliente-servidor. Proporciona poca cantidad de mensajes disponibles a emplear; permite configurar una comunicación en tiempo real, con mensajes de tipo binario o ASCII.

El estándar de sincrofasores puede ser usado por distintos canales de comunicación, desde puertos serie, Ethernet o cable de fibra óptica. No obstante, habrá que atender al manual de cada equipo medidor de sincrofasores, pues puede que no todos los puertos de comunicación sean compatibles con este estándar de sincrofasores. En el caso del equipo SEL-751A, según [17], únicamente podrá utilizarse puertos serie para transmisión de datos relacionados con el estándar C37.118. En esa misma línea, el relé SEL-421-5 podrá utilizar, a mayores del puerto serie indicado, una conexión Ethernet para transmitir datos de la misma índole, según se recoge en [18].

Es importante mencionar también, tal y como se detalla en [15], que el estándar de sincrofasores parte de otro creado con anterioridad, denominado IEEE 1344. Existen diferencias entre ellos, pues este último contaba con pocas indicaciones sobre el formato de comunicación, además de variar la forma de medición de los sincrofasores. El estándar IEEE 1344 fue creado hacia el año 1995, y pretendía comenzar a introducir los sincrofasores en los SEP, al igual que establecer unos conceptos básicos y técnicas de medida de los mismos. Incluyó por vez primera a las denominadas PMU. Por otro lado, se adentró brevemente en las técnicas de sincronización de medidas por medio de equipos de precisión temporales, ofreciendo asimismo una formalización del protocolo de comunicación IRIG-B. Destacar asimismo que se relaciona en [7], este estándar, toda la información relativa a la trama de datos que se han de integrar en los equipos, tanto en la parte del cliente como en la del servidor. Un ejemplo de esta trama de datos puede observarse en la Figura 4.8 y en la Figura 4.9, donde respectivamente se observa cómo en primer lugar se envía el mensaje de configuración donde se indica qué datos se van a enviar entre otras cosas (nombres de los fasores y de la estación PMU, datos de validez de la conexión, etcétera), y seguidamente pasan a enviarse los mensajes con datos de las medidas.



al comienzo del apartado, se utiliza de forma generalizada en subestaciones. Así, se dividió el estándar de sincrofasores C37.118-2005 en dos nuevas revisiones de estándares: el C37.118.1-2011, que atiende a cuestiones relativas a toma de mediciones, y el C37.118.2-2011, dando instrucciones sobre el intercambio de datos. Pudieron integrarse estos dos últimos, pasado un tiempo, en el estándar IEC 61850, que actualmente se recoge dentro del IEC 61850 como IEC 61850-90-5-2012, parte que atañe únicamente a sincrofasores dentro de este estándar genérico. Por último, fuera ya del IEC 61850, pasaron a recogerse las dos secciones del C37.118-2011 en una única, conllevando a la creación del estándar IEC 60255-118-1-2018, actualmente vigente, todo ello sin perjuicio de poder usarse versiones anteriores de este si así se desea (de hecho, los equipos empleados en este trabajo emplean la versión C37.118-2005, según se indica en [17] y [18]).

Se añade ahora, a modo de compendio, la Tabla 4.1 que recoge diversas características de los estándares y protocolos de comunicaciones más usados en los SEP, y que a su vez pueden ser o no compatibles con sincrofasores (ver la columna de marcas de tiempo)

**Tabla 4.1: Características de los protocolos y estándares más utilizados en los SEP (Fuente: elaboración propia a partir de [14] y [15])**

PROTOCOLO	CANAL DE COMUNICACIÓN	ENVÍO DE DATOS	RECIBO DE DATOS	TIEMPO DE PROCESO	MARCAS DE TIEMPO
<i>DNP3</i>	<i>Ethernet o Serie</i>	<i>Sí</i>	<i>Sí</i>	<i>20 ms</i>	<i>ms</i>
<i>Modbus</i>	<i>Ethernet o Serie</i>	<i>Sí</i>	<i>Sí</i>	<i>8 ms</i>	<i>No disp.</i>
<i>IEC 61850</i>	<i>Ethernet</i>	<i>Sí</i>	<i>Sí</i>	<i>12 ms</i>	<i>ms</i>
<i>C37.118</i>	<i>Ethernet o Serie</i>	<i>Sí</i>	<i>No</i>	<i>1 ciclo</i>	<i>μs</i>

#### 4.4.1 Estándar de transmisión de código de tiempo IRIG

Si atendemos a la estructura global de un sistema de obtención de sincrofasores, apreciaremos que tendrá que existir una fuente de sincronización temporal, que se encargará de proporcionar la misma referencia temporal para todos los equipos de medida de sincrofasores. Para este trabajo, se empleará un

reloj sincronizado por satélite, que tomará la hora definida por los satélites GPS, tratará de enviarla a los equipos que se conecten a él. Esta transferencia se hará por medio del código de tiempo IRIG.

Tal y como se contempla en [13], IRIG se trata de un conjunto de estándares destinados a transmitir datos temporales (hora, fecha, etcétera) entre equipos electrónicos de forma precisa. Existen diversos formatos de este estándar, de tal forma que procederá la denominación como IRIG más una letra A, B, D, E, G o H, todo ello según la tasa de transferencia de datos. Se añade a continuación la Tabla 4.2 indicando las diferencias de cada formato:

**Tabla 4.2: Formatos de estándar del código de tiempo IRIG (Fuente: modificado de [13])**

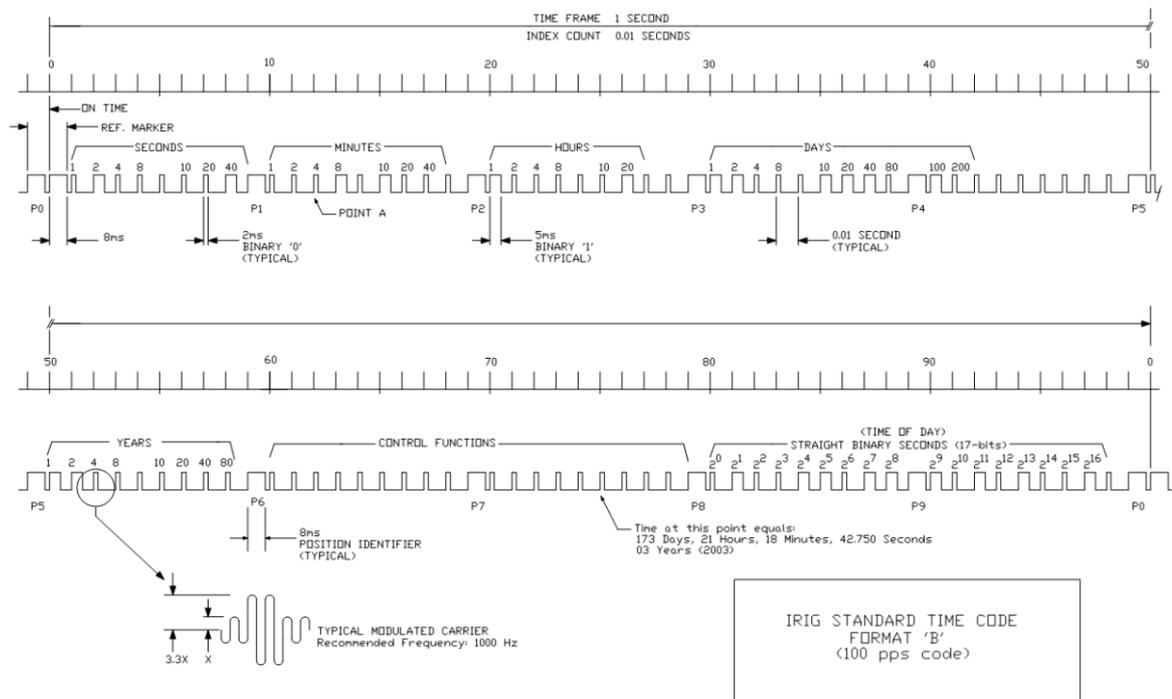
CÓDIGO	TASA DE DATOS	TIEMPO POR BIT	BITS POR CUADRO	TIEMPO POR CUADRO	TASA DE CUADRO
A	1000 Hz	1 ms	100	100 ms	10 Hz
B	100 Hz	10 ms	100	1000 ms	1 Hz
D	1/60 Hz	1 min	60	1 hora	1/3600 Hz
E	10 Hz	100 ms	100	10 s	0.1 Hz
G	10 kHz	0.1 ms	100	10 ms	100 Hz
H	1 Hz	1 s	60	1 min	1/60 Hz

Las características indicadas en la Tabla 4.2 hacen referencia a propiedades de cada formato. En este caso, no se entra al detalle de todos ellos, pues únicamente se empleará el formato IRIG-B, del cual sí se hablará más adelante.

Todos los formatos anteriormente indicados operan mediante codificación por ancho de pulsos, de tal forma que un “uno” binario dura un 50 % del tiempo por bit, y un “cero” binario el 20 % de dicho tiempo. También se incluyen identificadores de posición dentro del formato, y duran un 80 % del tiempo por bit. De forma genérica, las señales de todos los formatos podrán ser moduladas sobre una señal portadora (que a su vez podrá ser esta una señal de tipo sinusoidal, esto es, modulación en amplitud; o de modulación Manchester), o podrán ser también no moduladas.

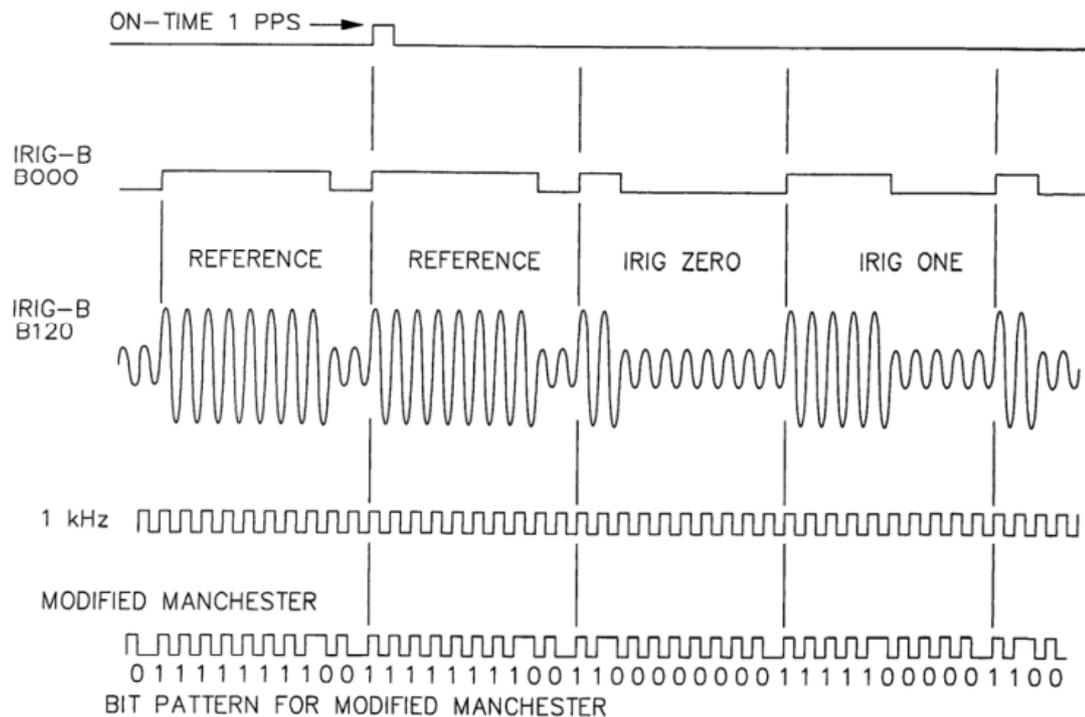
Según se indica en [13], el formato IRIG-B se caracteriza por transmitir información temporal relativa a hora, minuto, segundo e información de fecha

anual en formato BCD, y opcionalmente segundos del día en formato SBS. Más detalladamente, son 100 bits que se producen cada segundo, de los cuales 74 bits contienen información de tiempo. Se aprecia en la Figura 4.10 cómo se condensa esta información en una señal no modulada, en un tiempo de cuadro unitario (esto es, un segundo).



**Figura 4.10: Ubicación de la información transmitida por medio del estándar y formato IRIG-B (Fuente: obtenido de [13])**

Normalmente las señales IRIG-B acostumbran a distribuirse de forma no modulada, hablando el estándar [13] para este caso concreto de una distribución DCLS, denominada también como *DC Level Shift*. Dado que la señal de datos se representa mediante pulsos en estado alto o bajo, que se corresponden con niveles de tensión, se hace relativamente sencillo operar únicamente con ella, pues es un patrón que se repite constantemente y son conocidas perfectamente las posiciones de todos los datos en la señal. No obstante, se permite también emplear una señal modulada en amplitud basada en una onda sinusoidal con frecuencia de 1 kHz, y también una modulación Manchester Modificada, aunque en menor medida. Puede apreciarse una comparación de estas tres modalidades en la Figura 4.11.



**Figura 4.11: Comparación de las modalidades de codificación de señales IRIG-B (Fuente: obtenido de [13])**

En la figura de más atrás se muestra, de arriba abajo, la señal sin modular (IRIG-B000), la señal modulada en amplitud (IRIG-B120) y la señal en modulación Manchester Modificada (*Modified Manchester*). Pueden apreciarse fácilmente las correspondencias entre las tres configuraciones.

Para este caso, el reloj de sincronización empleado en este trabajo permite tener a la salida de IRIG-B dos sub-formatos dependientes del principal. Uno de ellos es el tipo IRIG-B000, que envía todos los datos, esto es, hora y fecha en formato BCD (código binario decimal) y los segundos del día en formato SBS (*Straight Binary Seconds*). A mayores, se envía información relativa a horario de verano, compensación de hora UTC, paridad, etcétera. Por otro lado, el tipo restante IRIG-B002 solamente envía hora y fecha en formato BCD, siendo el tradicional, aunque quizá el no más común actualmente.

Destacar que para los casos mencionados en el último párrafo no se enviará señal portadora, tal y como se recoge en [16] y según todas las denominaciones posibles (hace esto mención al tercer carácter de la denominación B00x, en este caso 0, que indica lo referido). Por tanto, empleará la codificación DCLS antes introducida.

# 5 Arquitectura del sistema de protección

En este apartado se describirá, dentro de varios puntos, la arquitectura del sistema de protección, las ubicaciones y las funciones de los dispositivos. El propósito clave es llegar a obtener mediciones sincronizadas de fasores de tensión y corriente tanto en cabecera como en final de línea, esto es, sincrofasores, para que puedan ser después empleadas en cualquier tipo de utilización mencionada en puntos anteriores.

## 5.1 Arquitectura de los equipos empleados

La parte práctica de este trabajo corresponde, entre otras cosas, a la interconexión de los siguientes elementos de protección eléctrica:

- Relé de protección SEL-421
- Relé de protección de alimentador SEL-751A
- Reloj sincronizado por satélite SEL-2404
- Controlador en tiempo real RTAC SEL-3530

Entre estos equipos anteriores se establecerán enlaces de comunicación, en parte para establecer esa sincronía necesaria en la toma de mediciones y también para recoger los datos derivados de estas últimas, y enlaces de medida y eléctricos, sobre los que se tomarán dichas medidas y que alimentarán a los equipos.

La estructura global de los equipos, y las conexiones de comunicación entre ellos, se contemplan de forma resumida en la Figura 5.1.

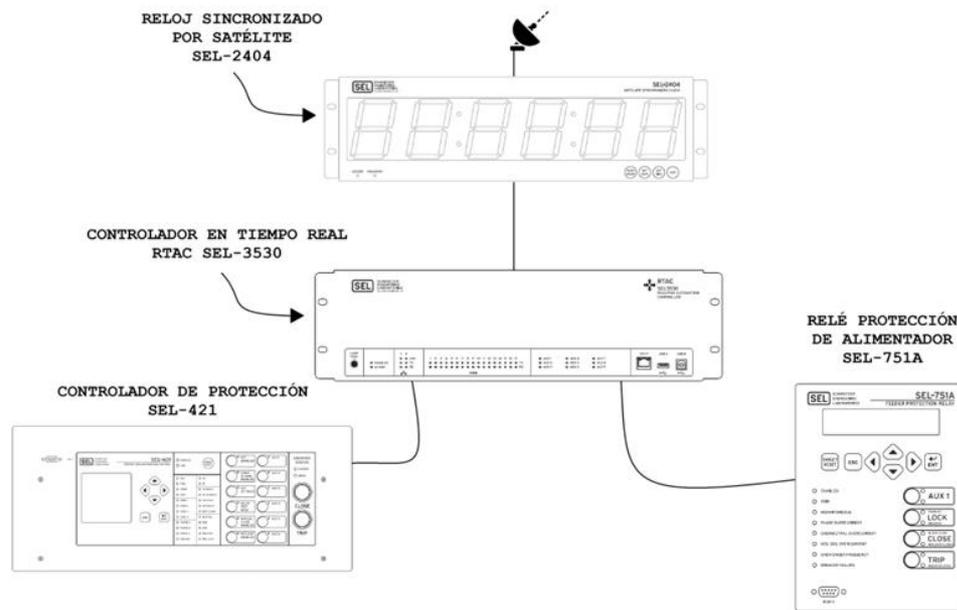


Figura 5.1: Estructura global de conexión de los equipos de protección (Fuente: elaboración propia)

### 5.1.1 Enlaces de comunicaciones de los equipos

Los enlaces de comunicación internos (esto es, entre los equipos) se establecerán mediante el cableado apropiado para ello. Una aplicación específica de SEL nos ofrece qué cables será necesario utilizar según los equipos a utilizar, el modo de empleo asignado, y en función del tipo de puertos a emplear. Se resumen en la Figura 5.3 las conexiones y denominaciones de los cables que calcula la citada aplicación de SEL (se indican conexiones de la parte superior a la inferior, según la figura de más atrás). Se puede apreciar también en la Figura 5.2 la interfaz de la aplicación *SELCable*.

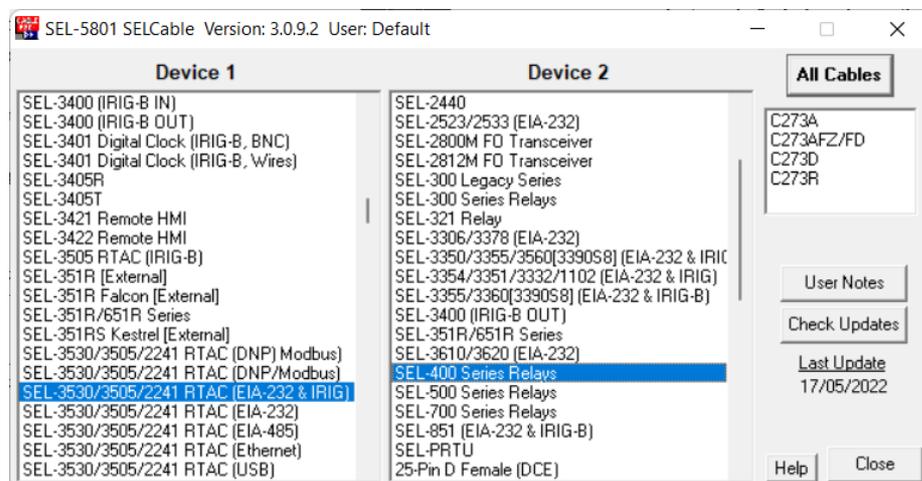
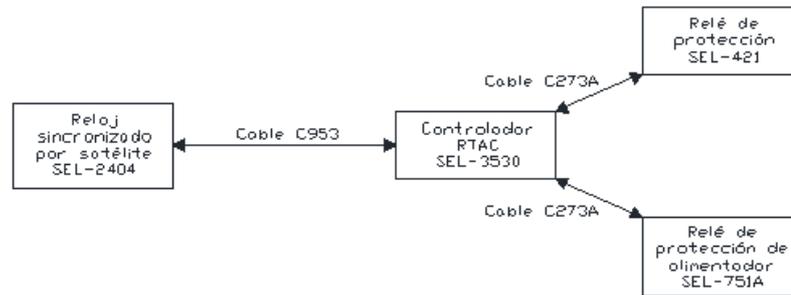


Figura 5.2: Interfaz de la aplicación *SELCable* (Fuente: elaboración propia)



**Figura 5.3: Esquema de comunicaciones internas entre los equipos, junto con denominaciones de cables propietarios de SEL (Fuente: elaboración propia)**

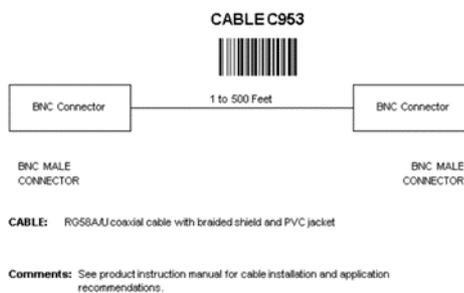
Por tanto, los cables de comunicación calculados por la aplicación *SELCable* que se tendrán que utilizar serán de dos tipos:

- **Cable C273A:** se trata de un cable de comunicación serie o DB9, y presenta las siguientes conexiones:



**Figura 5.4: Cable C273A y esquema de conexión del mismo (Fuente: obtenido de aplicación SELCable)**

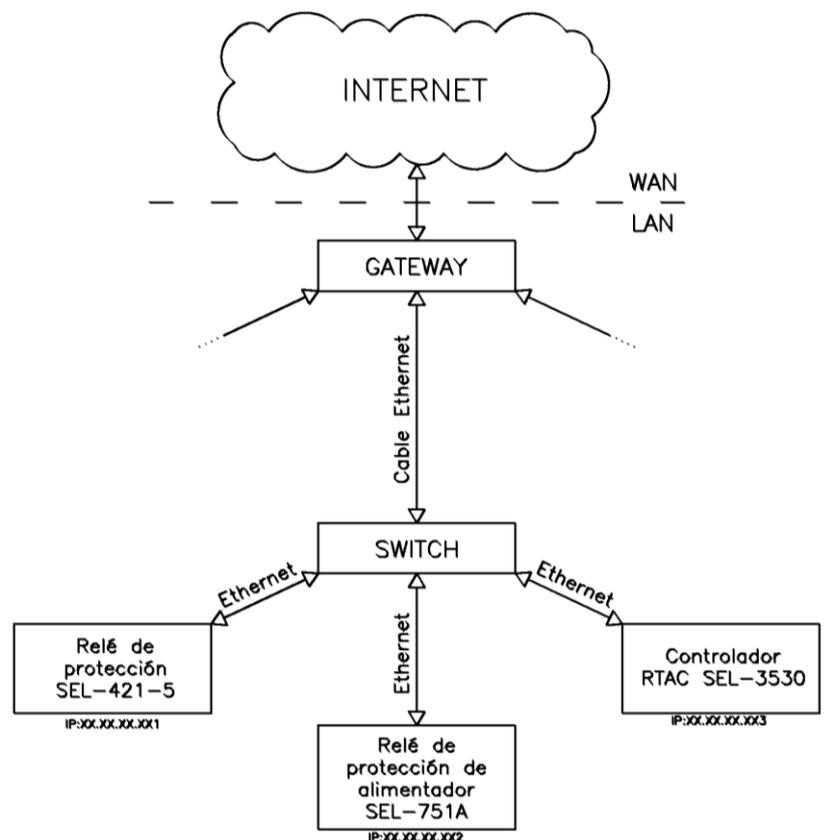
- **Cable C953:** es un cable coaxial RG58, para señales de alta frecuencia, con conexiones tipo BNC macho en sus extremos:



**Figura 5.5: Cable C953 y esquema de conexión del mismo (Fuente: obtenido de aplicación SELCable)**

Por otro lado, las conexiones externas de comunicaciones de los equipos de protección con la *smart grid* del laboratorio se efectuarán mediante cableado Ethernet (a excepción del reloj SEL-2404, que no lo permite). Será imprescindible asignar a los equipos una dirección IP libre de la *smart grid* para cada caso, actuación que se detallará dentro de las configuraciones de los dispositivos. Advertir que el relé SEL-421-5 se encuentra ya conectado a la red de datos del laboratorio, no así el resto de los equipos.

El concepto general de conexión se plantea en la Figura 5.6, donde se observa que los equipos se encuentran conectados a un *switch*, direccionados con una IP propia interna del laboratorio. En realidad, la red es más compleja, pues está conformada por un número de *switches* que se concentran a su vez en otro principal.



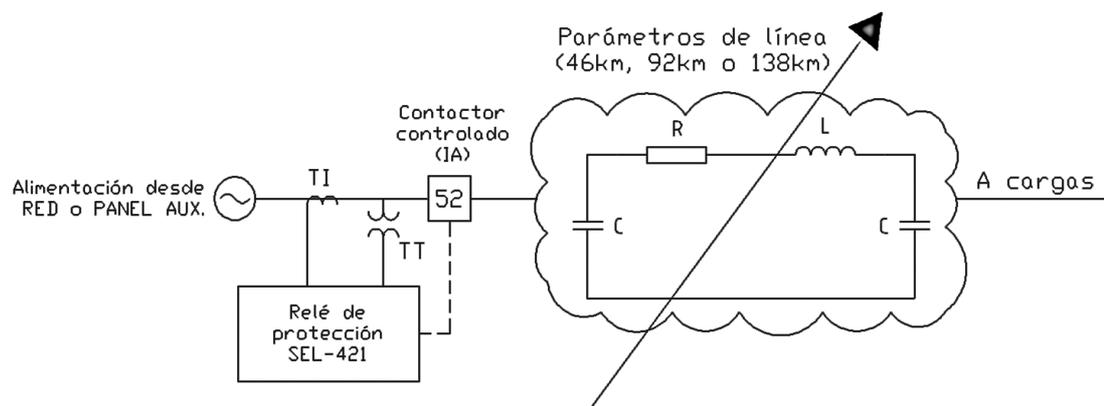
**Figura 5.6:** Esquema básico de comunicaciones externas entre los equipos y la red *smart grid* del laboratorio (Fuente: elaboración propia)

### 5.1.2 Enlaces eléctricos de medida y alimentación de los equipos

Los enlaces de medida y alimentación comprenden aquellos que alimentarán a los dispositivos, y también sobre los que se tomarán las mediciones de tensión e

intensidad, entre otras variables. En la fase previa a la conexión de todos los equipos, tal y como se ha comentado, se encuentra instalado únicamente el relé SEL-421-5 en el propio simulador. Se indica a continuación la conexión eléctrica y la ubicación de cada equipo en los puntos siguientes, relativa a medidas.

- **Relé de protección SEL-421:** está instalado de tal forma que toma mediciones de los fasores de tensión y corriente trifásicos del conjunto de líneas (46 km, 92 km o 138 km), más las cargas, si estas están conectadas. Se aprecia la distribución en la Figura 5.7:



**Figura 5.7: Esquema del enlace de medida del relé SEL-421-5 (Fuente: elaboración propia)**

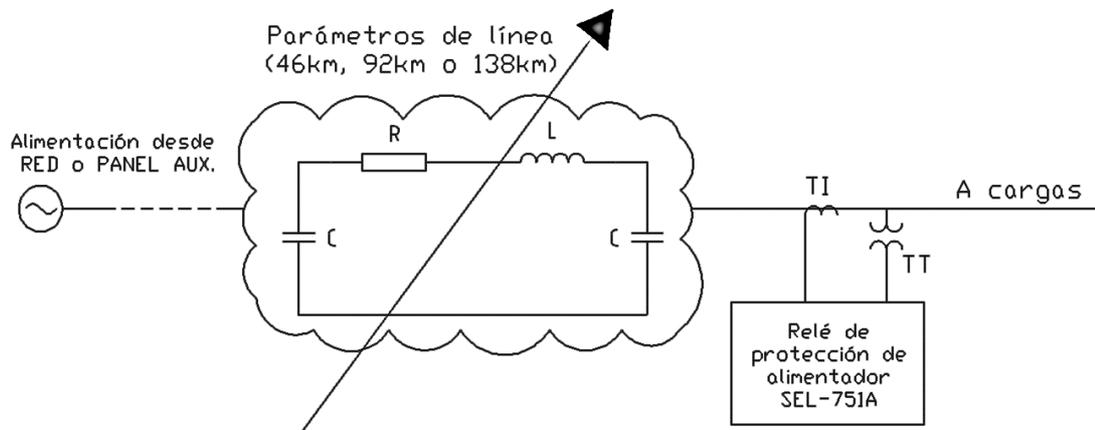
Es preciso destacar que sí existen transformadores de protección de tensión conectados al equipo. Estas mediciones se realizan con una relación de transformación de 400/115, de forma que, en escala de simulación, los 400 kV nominales de la línea representan 115 V en la parte secundaria de los transformadores de protección. Se utiliza conexión en estrella. Para el caso de las intensidades, hay que decir que las corrientes máximas que aparecen en el simulador no sobrepasan los valores límite, por lo que no son necesarios transformadores de protección de corriente. Para este caso, se parte el circuito y se conecta el relé entre medias del mismo, en serie.

Asimismo, se ha prescindido en el esquema de otros elementos de control y medida que están instalados en el módulo (contactores auxiliares, analizadores de energía, fusibles, etcétera). Con todo ello, es importante destacar que el relé toma mediciones justo después de la zona de alimentación del simulador.

Aunque se indique en el esquema así, el control del contactor denominado en el esquema como Contactor controlado (IA) no está asignado al relé de protección SEL-421, si no que será activado y desactivado por el autómatas correspondiente. Luego se puede decir

que el relé se encuentra en modo “espectador”, pues únicamente estará midiendo magnitudes de tensión y corriente en cabecera de las líneas (en su caso, detectará las fallas correspondientes si las hubiese, pero no actúa sobre ellas).

- **Relé de protección de alimentador SEL-751A:** se ubica al final del conjunto de líneas, justo antes del punto de conexión de las cargas. La función de este elemento será la de supervisión, en concreto de los fasores de tensión y corriente al final del conjunto de líneas. Puede apreciarse la situación en la Figura 5.8:

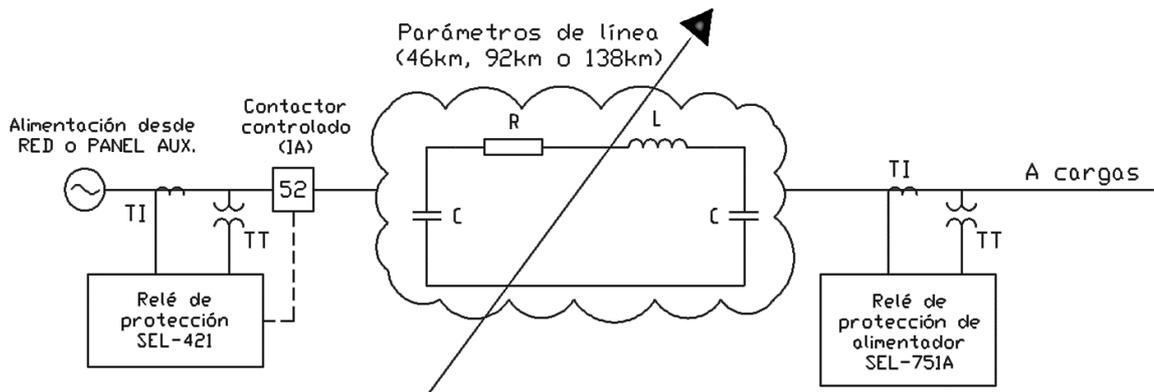


**Figura 5.8: Esquema del enlace de medida del relé SEL-751A (Fuente: elaboración propia)**

Para el caso del relé SEL-751A, no están presentes transformadores de medida conectados al equipo. Las mediciones se realizan de forma directa dado que las tensiones y corrientes máximas que aparecen en el simulador no sobrepasan los valores límite. De nuevo, se ha prescindido en el esquema de otros elementos de control y medida que están instalados en el módulo.

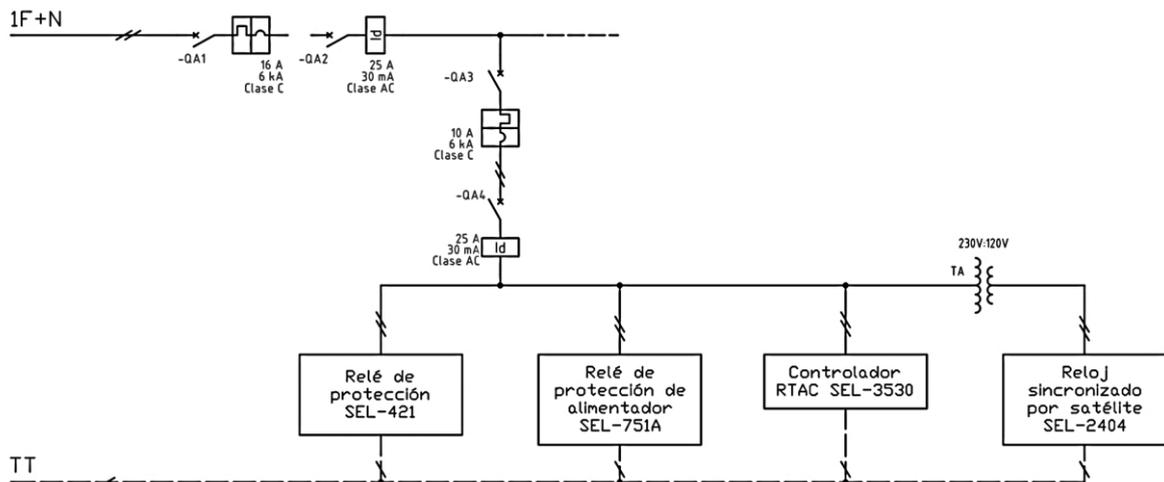
Se decidió que la situación de este relé fuera al final del conjunto de líneas, pues así se podrían (entre otras cosas) conocer en todo momento las pérdidas del conjunto de líneas seleccionado, así como también determinar la potencia requerida por el conjunto de cargas, si las hubiese.

Con todo ello, la posición de los relés de protección dentro del simulador queda de la forma que se indica en la Figura 5.9.



**Figura 5.9: Esquema general de la ubicación de los relés de protección dentro del simulador (Fuente: elaboración propia)**

Finalmente, es preciso incluir en esta sección las conexiones de alimentación de todos los equipos utilizados en el esquema de protección. Se añade en la Figura 5.10 un esquema unifilar simple del conexionado.



**Figura 5.10: Esquema de alimentación de los equipos destinados a protección y control (Fuente: elaboración propia)**

Los relés de protección, el controlador RTAC y el reloj de sincronización estarán protegidos con una protección magnetotérmica y diferencial. Otra protección magnetotérmica y diferencial, de mayor calibre para la función térmica, estará situada aguas arriba de las anteriores, sirviendo de protección redundante, y dando protección también a otros equipos instalados en el simulador. Destacar que el reloj de sincronización no admite una alimentación monofásica a 230 V, siendo preciso instalar un transformador reductor de 230 V a 120 V, que corresponde con su alimentación nominal (se anotó en 3.3.2)

# 6 Configuración de los equipos

Dentro de este punto se recogen los pasos de configuración a seguir en cada equipo utilizado en este trabajo. Para cumplir los objetivos propuestos de integración en la *smart grid* y toma de medidas de sincrofasores, será necesario configurar cada dispositivo con la herramienta informática adecuada, en su caso mediante el software propio de SEL denominado AcSELerator, empleando varias de sus variantes. Para cada equipo, se detallará el proceso de configuración empleado en los subapartados siguientes. Se indicará también el software a emplear en cada caso.

## 6.1 Configuraciones del relé SEL-751A

El software utilizado para configurar este equipo será el SEL-5030 (AcSELerator Quickset). Puede verse la interfaz de la aplicación en la Figura 6.1 y Figura 6.2. Es de uso relativamente sencillo, y permite funcionalidades interesantes como la apertura de una interfaz humano-máquina simple con los datos más característicos del equipo.

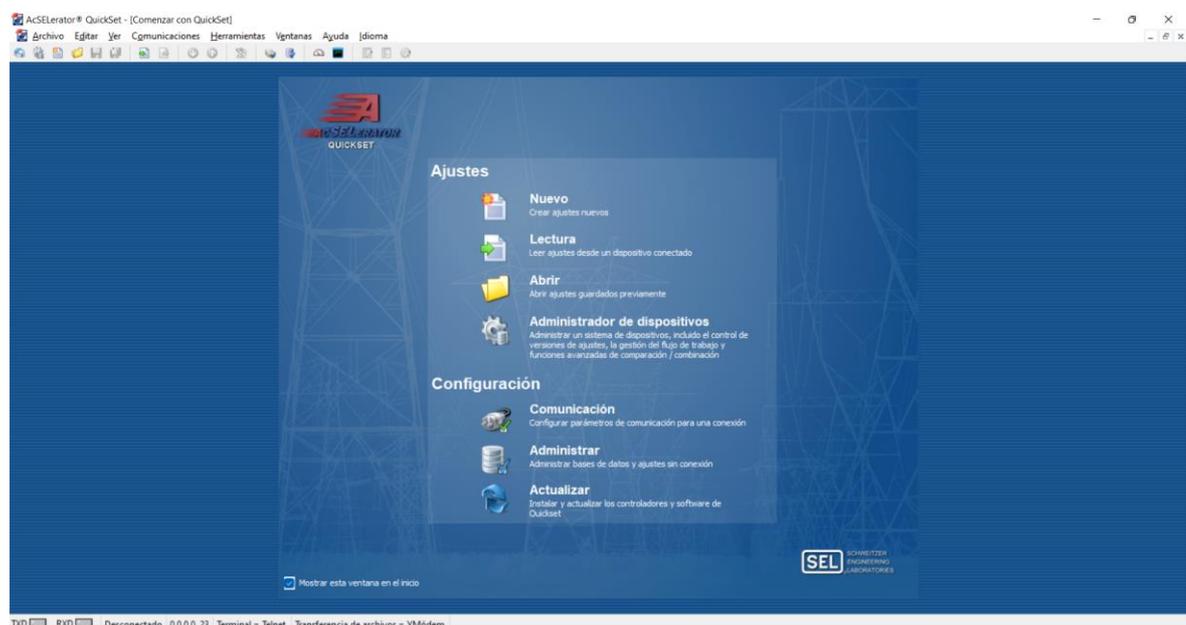
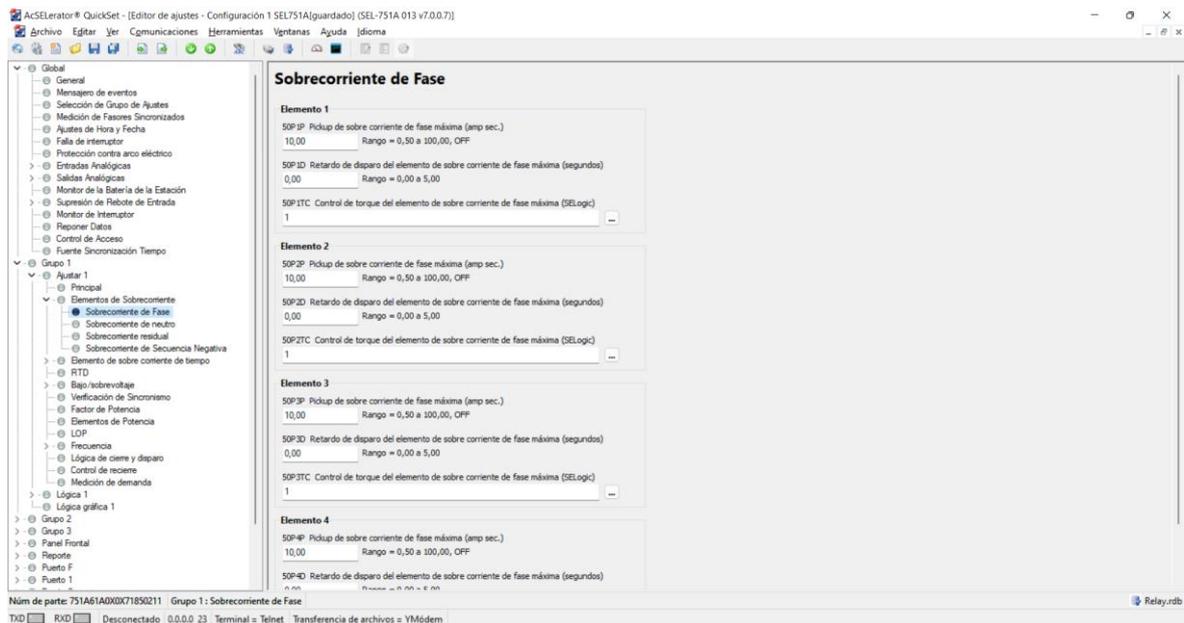


Figura 6.1: Interfaz de inicio de la aplicación AcSELerator Quickset (Fuente: elaboración propia)



**Figura 6.2: Ejemplo de hoja de configuraciones de una protección de sobreintensidad dentro del relé SEL-751A (Fuente: elaboración propia)**

A fin de inicializar las comunicaciones y de comenzar la configuración con el AcSErator Quickset, se tendrá que realizar el procedimiento descrito en los siguientes puntos.

### **PASO 1: Primer acceso al relé**

Primero de todo, se tiene que conectar el cable de comunicaciones Ethernet entre el dispositivo y el PC, y alimentar después el equipo.

Dentro de Quickset, seleccionar la pestaña *Comunicaciones*, ubicada en la parte superior, y a continuación *Parámetros*. Después, acceder a la página *Network*. Configurar atendiendo a los datos del primer acceso del equipo (pueden apreciarse estos últimos en [17]). En este dispositivo la transferencia de archivos se tiene que hacer exclusivamente por FTP. Será preciso indicarle todos los datos en esta pestaña, de acuerdo con la Figura 6.3 (no se indican los datos reales de acceso del equipo, por evidentes motivos de ciberseguridad).

**Figura 6.3: Acceso a los parámetros de comunicación (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia)**

### **PASO 2: Asignación de IP de *smart grid* del laboratorio**

Una vez se han leído los ajustes activos del relé, y puedan ser editados desde la aplicación, será necesario asignarle una dirección IP libre dentro de la *smart grid* del laboratorio. Para ello, tan pronto como se disponga de ella, bastará con acceder al ajuste Puerto 1, y modificar los parámetros IPADDR, SUBNETM y DEFRTTR (ver la Figura 6.4) Las demás configuraciones de este ajuste no es preciso modificarlas. Se guardará, y se cargará al relé. Seguido, será necesario modificar las conexiones Ethernet, de tal forma que quede conectado el relé físicamente a la red de comunicaciones del laboratorio.

**Puerto 1**

**Habilitar el puerto**

EPORT Habilitar el puerto  
 Seleccione: Y, N

IPADDR Domicilio IP Dispositivo [zzz.yyy.xxx.www] (15 caracteres)

SUBNETM Máscara de subred (15 caracteres)

DEFRTR Gateway de enrutamiento predeterminado (15 caracteres)

**Figura 6.4: Asignación al relé de nueva IP disponible en la *smart grid* (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia)**

Ya con el equipo (Quickset) conectado a la misma red de comunicaciones del relé, se repite el **PASO 1** con estos datos anteriores.

### **PASO 3: Activación y ajuste de medición de sincrofasores**

A continuación, como es previsible, se va a configurar el dispositivo únicamente como elemento de medición de sincrofasores. Para ello, primero se establecerán los elementos de configuración de medidas sincronizadas. Se empleará el protocolo de sincrofasores C37.118.

Por un lado, se tendrá que acceder al ajuste *Global*, y al sub-ajuste *Medición de Fasores Sincronizados*. Aquí, se configurará como se indica en la Figura 6.5.

**Medición de Fasores Sincronizados**

**Selecciones**

EPMU Habilitar la medición de fasores sincronizados  
 Seleccione: Y, N

MRATE Mensajes por segundo  
 Seleccione: 1, 2, 5, 10

NUMANA Número de valores analógicos  
 Seleccione: 0-4

NUMDSW Número de palabras digitales de estado de 16-Bits  
 Seleccione: 0, 1

**ID**

PMSTN Nombre de estación (16 caracteres)

PMID Identificador de Hardware de PMU  
 Rango = 1 a 65534

**Figura 6.5: Configuración de medición de fasores sincronizados (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia)**

Dentro de este mismo sub-ajuste, se tendrá que indicar qué fasores sincronizados van a ser calculados y enviados por el relé. En este caso, serán los correspondientes a tensiones de fase y tensión de secuencia directa, e igualmente para las intensidades (ver la Figura 6.6). La razón de disparo se establecerá en 0 o 1 independientemente.

**Conjunto de datos**

PHDATAV Grupo de datos de fasores, Voltajes  
 Seleccione: V1, ALL, NA

VCOMP Factor de comp. de ángulo de voltaje (grados)  
 Rango = -179,99 a 180,00

PHDATAI Grupo de datos de fasores, Corrientes  
 Seleccione: I1, ALL, NA

ICOMP Factor comp. ángulo de corriente (grados)  
 Rango = -179,99 a 180,00

**Figura 6.6: Conjunto de datos de sincrofasores a enviar (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia)**

#### **PASO 4: Parámetros de hora y fecha, y fuente de sincronización**

Dentro del ajuste *Global*, y a su vez del sub-ajuste *Ajustes de Hora y Fecha*, se parametrizará cómo ha de sincronizarse la hora del relé. Para ello, ajustar según los datos de la Figura 6.7.

**Ajustes de Hora y Fecha**

**Ajustes de Hora y Fecha**

IRIGC Definición de Bits de Control IRIG-B  
 Seleccione: NONE, C37.118

UTC\_OFF Desfasaje de tiempo con respecto a UTC (Horas, en incrementos de 0.25 horas)  
 Rango = -24,00 a 24,00

DST\_BEGM Empezar DST en Mes  
 Rango = 1 a 12, OFF

**Figura 6.7: Ajustes de parámetros de hora y fecha (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia)**

En este caso, se le indicará al relé que la señal de sincronización recibida contendrá unos bits de control (referencia al tipo de señal IRIG-B000). Por otro lado, los desfases horarios a establecer en la señal de entrada de sincronización serán establecidos en el RTAC más adelante.

Dentro del ajuste Global, y del sub-ajuste Fuente Sincronización Tiempo, se parametrizará qué fuente de sincronización empleará el relé. En este caso, no hay más opciones que la vista en la Figura 6.8.

**Fuente Sincronización Tiempo**

TIME\_SRC Fuente Tiempo IRIG

IRIG1 Seleccione: IRIG1, IRIG2

**Figura 6.8: Ajuste de la fuente de sincronización de tiempo (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia)**

### **PASO 5: Ajuste del puerto de comunicación serie**

Dado que la comunicación se efectuará por puerto serie, se escogerá el Puerto 3, ubicado en la parte posterior. Este puerto permite enviar datos según el protocolo de sincrofasores, además de recibir la señal IRIG-B. Accediendo al ajuste Puerto 3, se configurará como se contempla en la Figura 6.9.

**Puerto 3**

**Habilitar el puerto**

EPORT Habilitar el puerto

Y Seleccione: Y, N

**Selección de Protocolo**

PROTO Protocolo

PMU Seleccione: SEL, MOD, EVMSG, PMU, MBA, MBB, MB8A, MB8B, MBTA, MBTB

**Ajustes Comunicaciones**

SPEED Velocidad de Datos (bps)

38400 Seleccione: 300, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400

BITS Bits de Datos (bits)

8 Seleccione: 7, 8

PARITY Paridad

N Seleccione: O, E, N

STOP Bits de Paro (bits)

1 Seleccione: 1, 2

RTSCTS Hardware Handshaking

N Seleccione: Y, N

T\_OUT Tiempo de espera del puerto (minutos)

0 Rango = 0 a 30

**Figura 6.9: Habilitación y ajuste del Puerto 3 para comunicaciones serie (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia)**

Se indica en la Figura 6.9 que dicho puerto tendrá que emplear el protocolo de sincrofasores (PROTO: PMU=C37.118), así como la velocidad de transmisión de datos (ajustada según las relaciones indicadas en [17]) entre otros detalles.

### **PASO 6: Otros ajustes globales del equipo**

Se añaden aquí otros ajustes generales del equipo, necesarios para su correcto funcionamiento. Se muestran a continuación.

**General**

PHROT Rotación de Fase  
 Seleccione: ABC, ACB

FNOM Frecuencia Nominal (Hz)  
 Seleccione: 50, 60

DATE\_F Formato Fecha  
 Seleccione: MDY, YMD, DMY

METHRES Umbral de corte del medidor  
 Seleccione: Y, N

**Figura 6.10: Ajustes generales del equipo, comunes al sistema de simulación (SEL-751A) (Fuente: elaboración propia)**

En los ajustes de la Figura 6.10 se le indica al relé la rotación de fases del sistema, la frecuencia nominal del mismo, el formato de fecha y el “apagado” de las medidas de tensión y corriente cuando descienden de un valor determinado (se indican en [17]; es un ajuste opcional, no crítico en este caso).

Por su parte, la parametrización indicada en la Figura 6.11 muestra el ajuste necesario de conexión y relaciones de transformación de medida. Se indica también un identificador del relé, entre otros detalles.

La relación de transformación para el caso de la tensión será de  $\left[ \frac{400/\sqrt{3}}{0.4/\sqrt{3}} \right]$ , o 1000:1, de tal forma que se le indica una relación de 1000, pues es similar a como si se dispusiera de tres transformadores monofásicos con una tensión en primario (fase-tierra) de 230 kV, que ofrecerían una tensión en bornes de secundario, S1 y S2, de 230 V.

Para el caso de la relación de transformación de intensidades, esta será de 1200:3, pues la intensidad nominal de la línea en escala virtual es de 1200 A, que se corresponden estos a 3 A en escala de laboratorio. Por tanto, 3 A en un supuesto

secundario de un transformador de corriente equivaldrían a 1200 A en el lado primario, y en consecuencia se le indica una relación de 400. Equivaldría esto a un transformador de corriente 2000/5.

**Principal**

RID Identificador del Relé (16 caracteres)  
SEL-751A

TID Identificador del Terminal (16 caracteres)  
RELE PROT. ALIM.

CTR Relación de transformación de TCs de fase (IA, IB, IC)  
400 Rango = 1 a 5000

CTRN Relación de transformación de TC de Neutro (IN)  
400 Rango = 1 a 5000

IG\_SRC Fuente IG (medido, calculado)  
MEAS Seleccione: MEAS, CALC

CTRG Relación TC residual (IG)  
120 Rango = 1 a 5000

PTR Relación de transformación de los TP  
1000,00 Rango = 1,00 a 10000,00

PTRS Relación de transformación del Transformador de Potencial del Canal de Sincronismo (VS)  
180,00 Rango = 1,00 a 10000,00

VNOM Voltaje de línea, línea a línea nominal (volts)  
398,37 Rango = 20,00 a 440,00

DELTA\_Y Conexión de los TP  
WYE Seleccione: WYE, DELTA

SINGLEV Medición de un solo voltaje  
N Seleccione: Y, N

**Figura 6.11: Otros ajustes del equipo relativos al modelo de línea (SEL-751A)  
(Fuente: elaboración propia)**

En este punto quedaría el relé operativo para enviar los sincrofasores calculados una vez se haya conectado físicamente con el RTAC. Además habrá quedado correctamente integrado en la propia red de comunicaciones de la *smart grid*, por lo que todo ajuste que se necesite modificar, podrá hacerse desde cualquier equipo informático que esté dentro de esta misma red.

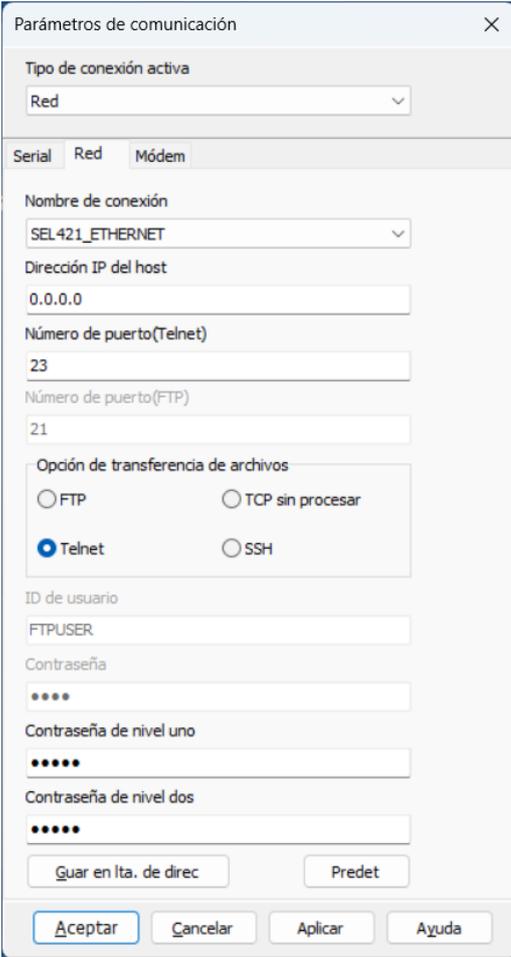
## 6.2 Configuraciones del relé SEL-421-5

La aplicación empleada para configurar este equipo será AcSELeator Quickset, del mismo modo que en el apartado 6.1 (ver interfaz en Figura 6.1). Para comenzar las comunicaciones y proceder a configurar el equipo con el

software mencionado, se deberá realizar el procedimiento indicado en los siguientes puntos.

### **PASO 1: Acceso desde el PC al relé**

En este paso se describe el acceso a los ajustes del equipo desde AcSELerator Quickset. Recalcar de nuevo que este relé ya se encuentra integrado en la smart grid del laboratorio, por lo que ya presenta un direccionamiento IP dentro de la misma. Bastará con conocer dicha IP y las contraseñas de los distintos niveles de acceso al equipo. Una vez se tenga esta información y el PC esté conectado a la misma red de comunicaciones, accederemos dentro de AcSELerator Quickset a la pestaña *Comunicaciones*, situada en la parte superior, y a continuación *Parámetros*, para después acceder a la página *Network*. Se configurará esta pestaña con los datos recopilados antes; en este caso la modalidad de transferencia de archivos será por protocolo Telnet, según se recomienda en [18]. Se contempla en la Figura 6.12 la pestaña con los parámetros de acceso.

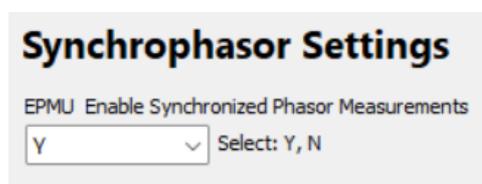


**Figura 6.12: Acceso a los parámetros de comunicación (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia)**

## **PASO 2: Activación y ajuste de medición de sincrofasores**

Tras haber leído los ajustes del relé, podrá pasarse a editar los mismos, al igual que se hizo en el apartado 6.1. Se configurará el dispositivo únicamente como unidad de medición de sincrofasores, por lo que serán establecidos los elementos de configuración de medidas sincronizadas, y al igual que para el relé SEL-751A, se empleará el protocolo de sincrofasores C37.118.

Por un lado, se tendrá que acceder al ajuste `Global`, y al sub-ajuste `Synchrophasor Settings`. Aquí, se activará la medición de sincrofasores, según se aprecia en la Figura 6.13.



**Figura 6.13: Activación de medición de fasores sincronizados (SEL-421-5)  
(Fuente: elaboración propia)**

Ahora, dentro del sub-ajuste `Synchrophasor Settings`, se accederá desde el desplegable en `Configuration Settings`, y se completarán los campos según se indica en la Figura 6.14.

**Figura 6.14: Configuración de medición de fasores sincronizados (SEL-421-5)  
(Fuente: elaboración propia)**

En los campos del sub-ajuste anterior se le indica al relé el tipo de protocolo a emplear, el C37.118 (da opción a utilizar el protocolo FM, *Fast Message*, un protocolo que es propietario de SEL [18]). Se configura también la tasa de envío de datos de sincrofasores (ha de ser coincidente con la del equipo SEL-751A, que además es la más restrictiva), el tipo de aplicación y la configuración *legacy* del protocolo, que en este caso está activa (coincidente así con la configuración del relé SEL-751A, que por defecto es *legacy* y no da opción a modificación). Por otro lado, los campos de Trigger no son críticos, por lo que pueden dejarse las opciones por defecto.

A continuación se accederá a la pestaña *Data Configuration Legacy*, donde se configurará el conjunto de datos de fasores a enviar por el canal de comunicaciones. Será preciso indicar el nombre de la estación (servidor) de sincrofasores (esto es, el relé), el identificador hardware (un identificador distinto por cada equipo), los terminales de medida de donde se desea reportar los datos de fasores y, finalmente, el formato y representación de los mismos y de la frecuencia, que en este caso los fasores serán de tipo entero y en notación polar, y la frecuencia será también de tipo entero. Se aprecia esto anterior en la Figura 6.15.

**Figura 6.15: Configuración de los datos de sincrofasores a enviar por el relé (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia)**

El resto de las pestañas incluidas dentro del sub-ajuste `Synchrophasor Settings` no será preciso modificarlas, pudiendo dejar sus ajustes por defecto.

### **PASO 3: Parámetros de hora y fecha**

En el ajuste `Global`, y a su vez del sub-ajuste `Time and Date Management`, pueden encontrarse los ajustes relacionados con formatos de hora y correcciones sobre la misma (en este caso, ninguna, pues las ejecutará el RTAC), así como la selección de bits de control del protocolo C37.118 (referencia al tipo de señal IRIG-B000). Quedará ajustado según se aprecia en la Figura 6.16

The screenshot shows the 'Time and Date Management' configuration interface. It includes the following fields and values:

- DATE\_F Date Format:** A dropdown menu set to 'DMY'. Below it, the text 'Select: MDY, YMD, DMY' is visible.
- IRIGC IRIG-B Control Bits Definition:** A dropdown menu set to 'C37.118'. Below it, the text 'Select: NONE, C37.118' is visible.
- UTCOFF Offset From UTC to Local Time:** A text input field containing '0,0'. To its right, the text 'Range = -15,5 to 15,5' is displayed.
- BEG\_DST Begin DST ('hh,n,d,mm' or 'OFF'):** A text input field containing 'OFF'. A three-dot menu icon is to its right.
- END\_DST End DST ('hh,n,d,mm'):** A text input field containing '2,1,1,11'. A three-dot menu icon is to its right.

**Figura 6.16: Ajustes de parámetros de hora y fecha (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia)**

### **PASO 4: Ajuste del puerto de comunicación serie**

Puesto que la comunicación se realizará por puerto serie, se escogerá el Puerto 1, ubicado en la parte posterior. Este puerto permite enviar datos según el protocolo de sincrofasores, además de recibir la señal IRIG-B. Accediendo al sub-ajuste `Port 1`, dentro del ajuste `Port Settings`, se configurará como se contempla en la Figura 6.17. En primer lugar, se activará el protocolo de sincrofasores en dicho puerto, y se ajustará la comunicación del mismo (velocidad, bits de parada, etcétera; se indican brevemente los requerimientos mínimos en [18]). En segundo lugar, se accederá a la pestaña `PMU Protocol`, y se configurará el modo de funcionamiento del protocolo de sincrofasores en el puerto (en este caso como servidor). El campo restante a modificar no será tenido en cuenta, pues no se han ajustado variantes de configuración de datos (recordar que se está empleando la versión *legacy*). Se observa esto anterior en la Figura 6.18.

### Protocol Selection and Communication Settings

**Protocol Selection**

EPORT Enable Port  
 Select: Y, N

EPAC Enable Port Access Control  
 Select: Y, N

MAXACC Maximum Access Level  
 Select: 1, B, P, A, O, 2, C

PROTO Protocol  
 Select: SEL, DNP, MBA, MBB, RTD, PMU, MBGA, MBGB

---

**Communication Settings**

MBT Using Pulsar 9600 Modem?  
 Select: Y, N

SPEED Data Speed (bps)  
 Select: 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600

DATABIT Data Bits  
 Select: 6-8

PARITY Parity  
 Select: Odd, Even, None

STOPBIT Stop Bits  
 Select: 1, 2

RTSCTS Enable Hardware Handshaking  
 Select: Y, N

Figura 6.17: Habilitación y ajuste del Puerto 1 para comunicaciones serie (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia)

### PMU Protocol

PMUMODE PMU Mode  
 Select: CLIENTA, CLIENTB, SERVER

RTCID Remote PMU Hardware ID  
 Range = 1 to 65534

PMODC PMU Output Data Configuration  
 Select: 1-5

Figura 6.18: Ajustes propios del protocolo C37.118 dentro del Puerto 1 (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia)

Con ello quedaría ajustada la parte de comunicación y configuraciones del protocolo en el relé.

### **PASO 5: Otros ajustes globales del equipo**

Se refieren en este último paso otros ajustes que, aunque ya han sido introducidos antes, son necesarios para el correcto funcionamiento del equipo dentro de la línea.

**General Global Settings**

SID Station Identifier  
Station A

RID Relay Identifier  
Relay 1

SECINC Secondary Inputs (A,sec)  
5 Select: 1, 5

CONAM Company Name  
ABC

NUMBK Number of Breakers in Scheme  
1 Select: 1, 2

BID1 Breaker 1 Identifier  
Breaker 1

BID2 Breaker 2 Identifier  
Breaker 2

NFREQ Nominal System Frequency (Hz)  
50 Select: 50, 60

PHROT System Phase Rotation  
ABC Select: ABC, ACB

FAULT Fault Condition Equation (SELogic)  
50P1 OR 51S1 OR Z2P OR Z2G OR Z3P OR Z3G

EGADVS Advanced Global Settings  
N Select: Y, N

EINVPOL Enable Polarity Inversion  
OFF Combination of: W, X, Y, Z, WA-WC, XA-XC, YA-YC, ZA-ZC or OFF

**Figura 6.19: Ajustes generales del equipo, comunes al sistema de simulación (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia)**

Accediendo al ajuste Global y después al sub-ajuste General Global Settings podrán comprobarse, como se aprecia en la Figura 6.19, diversos parámetros relacionados con el sistema, como la frecuencia nominal o la rotación de fases, entre los más importantes. Pueden verse también identificadores del relé y de la estación, el número de interruptores o la condición de falta (parámetros no críticos para esta finalidad).

### Line Configuration

CTRW Current Transformer Ratio - Input W  
400 Range = 1 to 50000

CTRX Current Transformer Ratio - Input X  
400 Range = 1 to 50000

TAPX Calculated Normalizing Factor - Input X  
1,00 Range = 0,10 to 10,00

PTRY Potential Transformer Ratio - Input Y  
3478,0 Range = 1,0 to 10000,0

VNOMY PT Nominal Voltage (L-L) - Input Y (V,sec)  
115 Range = 60 to 300

PTRZ Potential Transformer Ratio - Input Z  
3478,0 Range = 1,0 to 10000,0

VNOMZ PT Nominal Voltage (L-L) - Input Z (V,sec)  
115 Range = 60 to 300

Z1MAG Positive-Sequence Line Impedance Magnitude (ohms,sec)  
12,76 Range = 0,05 to 255,00

Z1ANG Positive-Sequence Line Impedance Angle (deg)  
84,64 Range = 5,00 to 90,00

Z0MAG Zero-Sequence Line Impedance Magnitude (ohms,sec)  
12,76 Range = 0,05 to 255,00

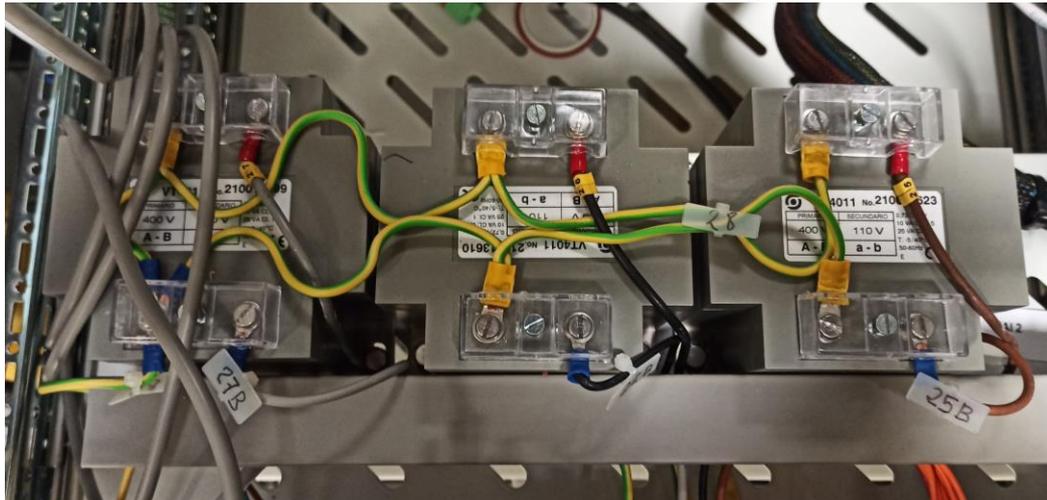
Z0ANG Zero-Sequence Line Impedance Angle (deg)  
84,64 Range = 5,00 to 90,00

EFLOC Fault Location  
Y Select: Y, N

LL Line Length  
100,00 Range = 0,10 to 999,00

**Figura 6.20: Otros ajustes del equipo relativos al modelo de línea (SEL-421-5)  
(Fuente: elaboración propia)**

Finalmente, en la Figura 6.20 se relacionan los ajustes relativos a características del sistema de medición y parámetros de la línea, y que pueden ser encontrados en el ajuste Group 1, sub-ajuste Set 1 y pestaña Line Configuration. Se observa la relación de transformación de intensidad (al igual que para el caso del SEL-751A, es de 1200:3, lo que equivale a 400:1), la relación de transformación de tensión (es de 3636:1, pues se está usando un transformador de protección de tensión por fase de 400/115, que empleando tensiones simples como es el caso podría expresarse como  $\left[ \frac{400/\sqrt{3}}{110/\sqrt{3}} \right]$  en escala de laboratorio (V), y que en escala real de simulación serían  $\left[ \frac{400/\sqrt{3}}{0.11/\sqrt{3}} \right]$  (kV). Pueden verse los transformadores de protección en la Figura 6.21.



**Figura 6.21: Transformadores de medida de tensión destinados a protección (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia)**

Por otro lado, otro dato importante es la tensión nominal de la línea en secundario de los transformadores de tensión, que toma por valor 110 V. El resto de los valores no son importantes para este desarrollo.

Llegado este punto, el relé estaría operativo para reportar datos de fasores sincronizados una vez reciba una señal IRIG-B adecuada. Se podrá comprobar que el relé puede reportar estos datos cuando unos indicadores frontales denominados *PMCU OK* e *IRIG LOCK* emitan una luz verde (ver Figura 6.22).



**Figura 6.22: Activación de indicadores frontales de recepción de señal IRIG-B adecuada (SEL-421-5) (Fuente: elaboración propia)**

### 6.3 Configuraciones del reloj SEL-2404

La configuración de este equipo es quizá la más simple de realizar. Se utilizará al igual que en 6.1 y 6.2 el software AcSELerator Quickset (ver Figura 6.1), y en este caso se realizará también alguna modificación desde micro interruptores externos ubicados en la parte exterior trasera del equipo, tal y como se introdujo en 3.3.2. Para configurar este equipo, será necesario llevar los siguientes pasos que se indican a continuación.

#### PASO 1: Comunicaciones con el reloj

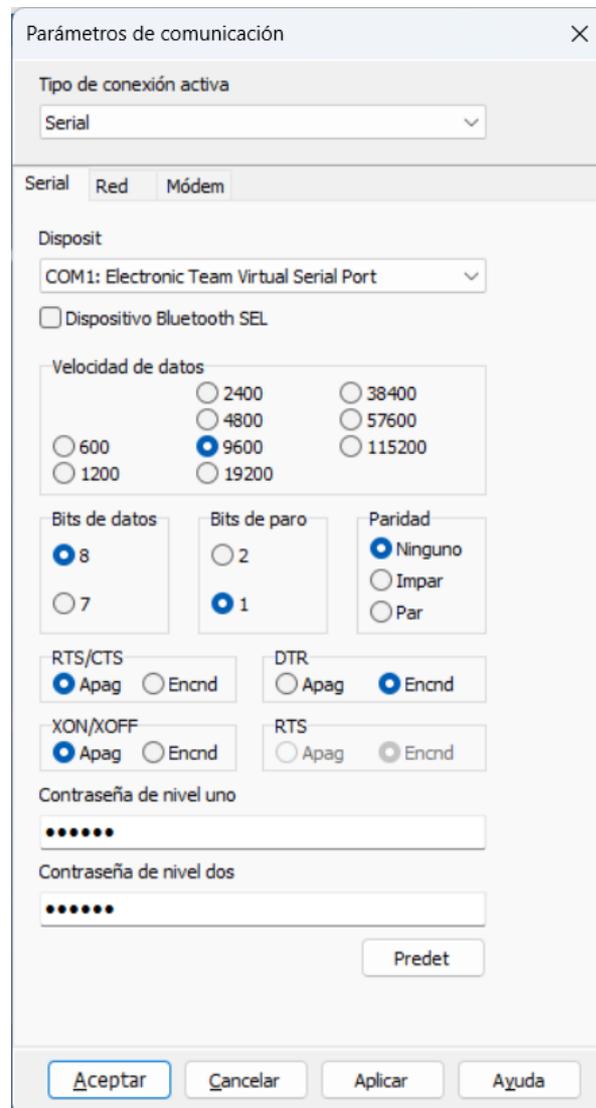
Primero de todo, se tiene que conectar un cable de comunicaciones serie (válido el calculado en 5.1.1) entre el dispositivo y el PC. En caso de que no se disponga de un puerto DB9 en el PC será necesario emplear un convertidor USB-Serial, pues simplifica las conexiones sobremanera. Puede verse el conversor utilizado en la Figura 6.23.



**Figura 6.23: Conversor USB-Serial utilizado para las configuraciones (Fuente: elaboración propia)**

Posterior a esto, se dará alimentación eléctrica al equipo, siempre a 110 VAC en este caso. Una vez encendido, se accederá a AcSELerator Quickset en el PC, y se iniciarán las comunicaciones seleccionando en Quickset la pestaña Comunicaciones, ubicada en la parte superior, y a continuación Parámetros. Después, se accederá a la página Serial. Se configurará atendiendo a los datos de acceso al equipo, que pueden apreciarse en [16]. Es recomendable modificar

las contraseñas de acceso a los distintos niveles de ajustes por motivos de seguridad. Algo similar a lo descrito en este procedimiento puede verse en la Figura 6.24.



**Figura 6.24: Acceso a los parámetros de comunicación (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia)**

Una vez haya conectado el reloj, procederemos a abrir desde Quickset el Terminal, que puede encontrarse en la pestaña Comunicaciones. También puede abrirse simplemente mediante el comando de teclado **Ctrl+T**. Presenta una interfaz como la que se indica en la Figura 6.25. Es preciso destacar que todas las configuraciones y lecturas de estado del equipo se realizarán mediante comandos desde esta consola, indicados todos los disponibles en [16].



Si acudimos al manual [16] se nos indicará qué función presenta cada interruptor. No obstante, se podrían ajustar sin manual, pues se indican también en la parte trasera las funciones de los interruptores. En nuestro caso, mantendremos en estado **OFF** los interruptores **1** (acceso al equipo con contraseña) y **5-6-7-9** (incrementos sobre la hora UTC). Se mantendrán en **ON** los interruptores **2** (alarma externa si se fijan los satélites mínimos para adquirir una posición y hora válidos; no es crítico ni necesario en este caso), **3** (selección del formato de salida IRIG-B como B000; ver 4.4.1), **4** (añadir hora a UTC, en función de qué otros interruptores siguientes se encuentren en ON), **8** (variación de la hora de salida respecto de UTC en una hora, que en este caso se sumará dada la posición del interruptor 4; concuerda esto con la zona horaria en la que se encuentra el equipo) y **10** (está activo el horario de verano/invierno, el cual se ajustará de forma automática en función de la ubicación en la que se encuentre el equipo; esta ubicación de toma de la señal GPS recibida de los satélites).

Con ello, quedaría ajustado el equipo de forma correcta para este caso.

### **PASO 3: Conexión de la antena GPS y comprobación de parámetros**

La antena GPS presenta la forma vista en la Figura 6.28. Se conectará al puerto apropiado para ello, en concreto el marcado como ANT (ver Figura 6.27).



**Figura 6.27: Puertos de conexión de antena, ANT y serie, PORT 1 (SEL-2404)  
(Fuente: elaboración propia)**



**Figura 6.28: Antena GPS utilizada, marca Trimble (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia)**

Una vez conectada la antena GPS y pasado un tiempo, si esta se encuentra en buenas condiciones de recepción de señal hará que se active el indicador LOCK del reloj (ver 3.3.2), fijando así esta la hora que recibe de la constelación satelital, en UTC. En el display frontal se plasmará la hora local, con los correspondientes desfases introducidos por UTC y el horario de verano/invierno. Será esta misma hora la que se transmita por los canales de salida de IRIG-B.

Algunas comprobaciones pueden ser realizadas mediante el `Terminal`. Consultando los comandos en el manual [16], podremos comprobar el estado del reloj por medio del comando `STA`. Se aprecia la respuesta en la Figura 6.29, y puede apreciarse que se indican datos de versiones de distintos módulos del equipo (algún dato se ha eliminado, por motivos de seguridad), hora local, test internos, estados de los micro interruptores, satélites visibles y un estado general del reloj, con el detalle de la señal LOCK (activa en este caso).

```

=>>sta
SEL-2401 Satellite Synchronized Clock      Local Date/Time = 2022-11-04 19:00:29
FID=SEL-2401-                              CID=
RFID=SEL-2401
RXFID=NAV-

SELF TEST RESULTS
RTL          FLASH          SDRAM        DISPLAY      ANTENNA      GPS_RX
OK           OK              OK           OK           OK           OK

SETTINGS
SW 1        SW 2          SW 3         SW 4-9       SW 10
PASSWORD    ALARM         IRIG FORMAT  OFFSET       DST
Required    Enable       Extended    +1.0        Auto (EU)

SATELLITES
# Signal    # Signal    # Signal    # Signal    # Signal    # Signal    # Signal
19 36.0     -  --      -  --      -  --      -  --      -  --      -  --
# Signal    # Signal    # Signal    # Signal    # Signal    # Signal    # Signal
-  --      -  --      -  --      -  --      -  --      -  --      -  --

STATUS
CLOCK       SIGNAL       ALMANAC
Enabled     Locked      Acquiring

```

**Figura 6.29: Respuesta al comando STA del reloj (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia)**

Por otro lado, mediante el comando `UTC` puede comprobarse la hora UTC recibida de la señal satelital. Un ejemplo se contempla en la Figura 6.30.

```

=>>utc
2022-11-04T18:02:04+01:00

```

**Figura 6.30: Respuesta al comando UTC del reloj (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia)**

Y finalmente, introduciendo el comando `LOC` se indica la posición y altitud a la que se encuentra la antena. Se aprecia esto en la Figura 6.31.

```

=>>LOC
4236'48.279"N  533'39.681"W 00794.599m

```

**Figura 6.31: Respuesta al comando LOC del reloj (SEL-2404) (Fuente: elaboración propia)**

Restaría ahora conectar una de las salidas IRIG-B del reloj al RTAC, y quedaría configurado el sistema.

## 6.4 Configuraciones del RTAC SEL-3530

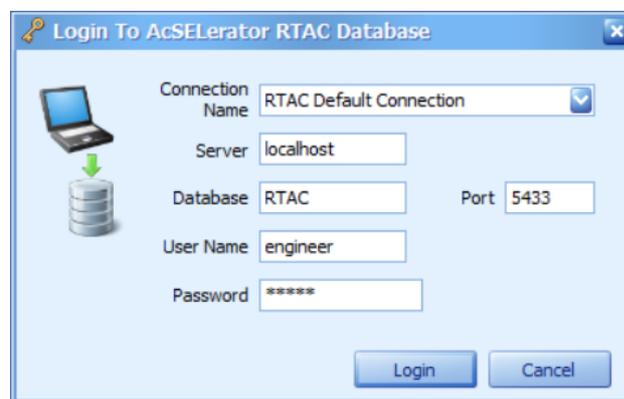
Este equipo será el que conlleve la configuración más compleja. Para ello, se usará la aplicación de SEL denominada AcSELerator RTAC, o en su nombre comercial SEL-5033. Presenta una interfaz sencilla de operar, y cuenta con multitud de herramientas externas como puede ser el monitor interno de sus

puertos, que fue empleado para obtener las tramas de datos recopiladas en el apartado 4.4. Puede verse el aspecto de este configurador en la Figura 6.35.

Para llevar a cabo la configuración del equipo, será preciso ejecutar los pasos que se detallan a continuación, además de tener en cuenta diversos ajustes antes realizados de los otros equipos.

### **PASO 1: Acceso al software AcSELerator RTAC**

Tras haber instalado la aplicación en el PC, será necesario acceder a la misma una vez abierta, con un usuario y contraseña definidos por defecto. En este caso, y según se refiere en [19], se aceptará como usuario *engineer* y como contraseña *OTTER*. Puede observarse la ventana de acceso en la Figura 6.32. El resto de los campos se dejará por defecto.



**Figura 6.32: Ventana de acceso a la aplicación SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

A continuación, aparecerá una ventana similar a la que se puede ver en la Figura 6.33. Se accederá a *New Project*, creando así un nuevo proyecto. Aparecerá una ventana como la indicada en la Figura 6.34. En ella, se ajustará el modelo del equipo y su versión *firmware* y el nombre del proyecto, entre otros. Cuando se estén ajustados los campos anteriores, será necesario oprimir el botón de *Create*.

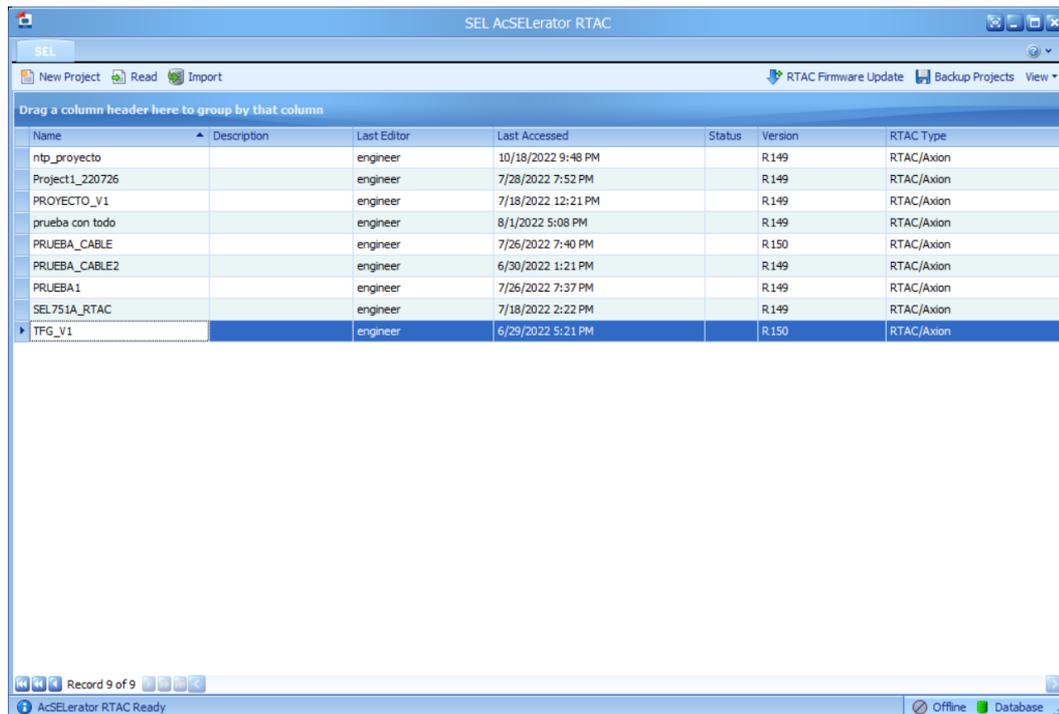


Figura 6.33: Selección del proyecto dentro de SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)

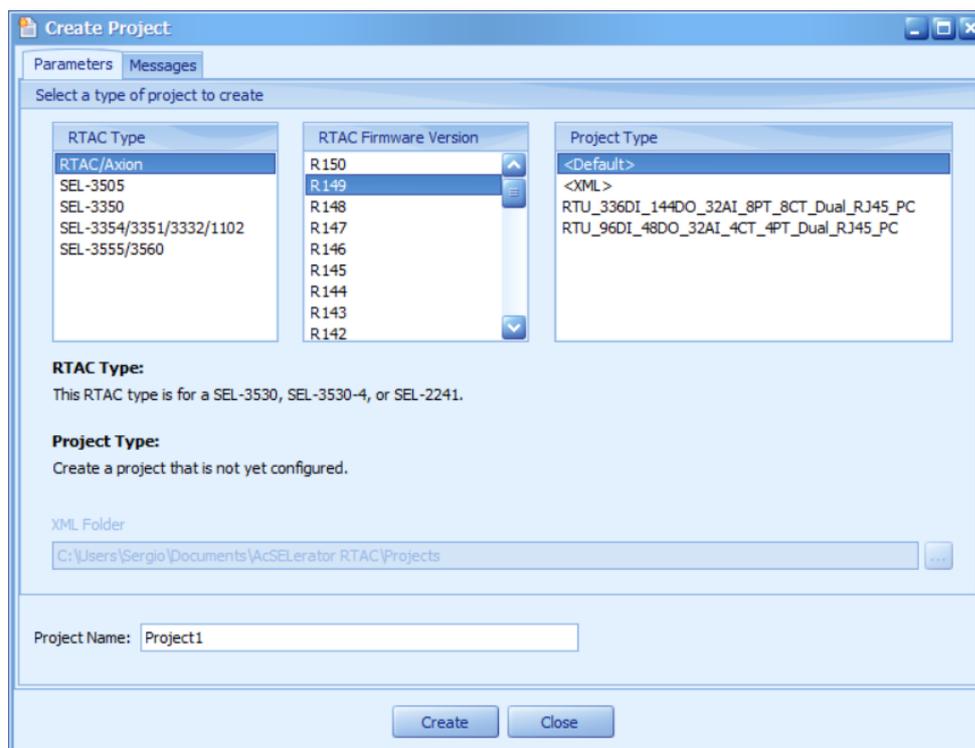
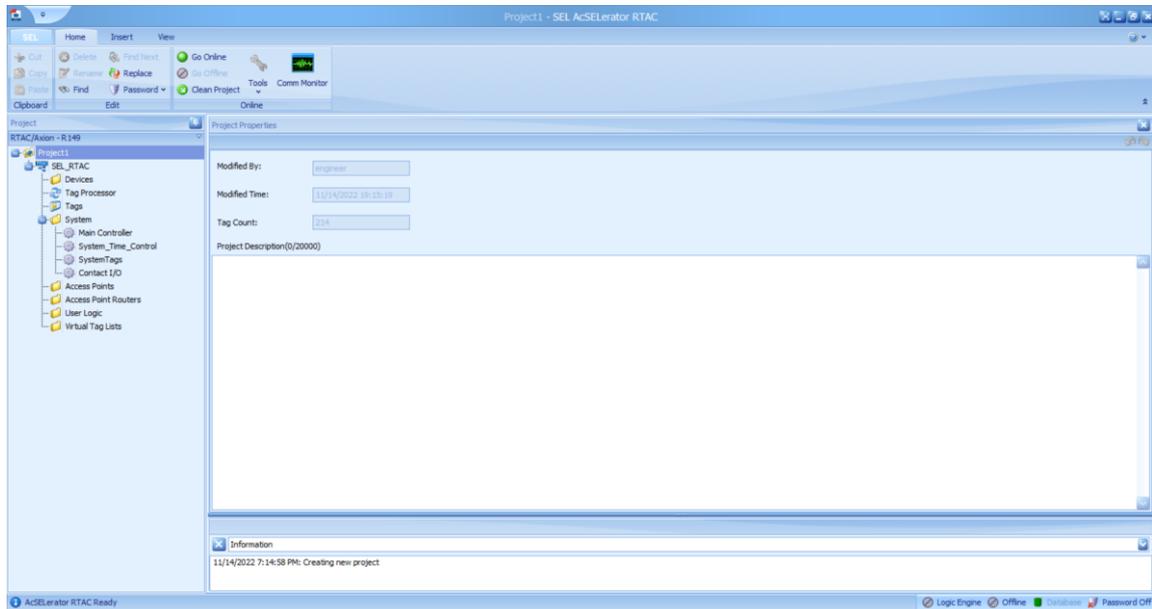


Figura 6.34: Creación de un nuevo proyecto en SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)

Pasados unos segundos, se nos creará el proyecto. Como se aprecia en la Figura 6.35, no habrá ningún equipo añadido, únicamente existirán ajustes del propio RTAC. Se añadirán los equipos en pasos posteriores.



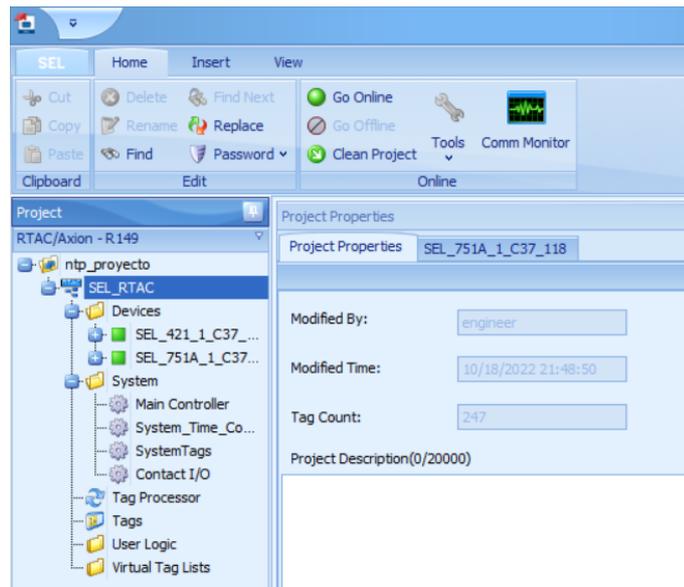
**Figura 6.35: Ventana de un proyecto nuevo en SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

### **PASO 2: Inserción de equipos en el proyecto**

En este paso se añadirán y configurarán los equipos al proyecto. Serán insertados únicamente los relés, pues en el caso del reloj no será necesario. Ambos equipos (SEL-751A y SEL-421-5) se insertan de forma idéntica, por lo que se referirá un proceso válido para los dos.

En primer lugar, estando situados en la carpeta *Devices*, se presionará la pestaña *Insert*, después sobre el icono denominado *SEL*, y se seleccionará la serie del equipo (en este caso *400 Series* y *700 Series*) y el modelo en cada caso (*421* y *751A* respectivamente). Seguido, se seleccionará en el último desplegable el protocolo a utilizar, el *C37.118 Protocol*.

Con ello, quedarían insertados los equipos en la carpeta *Devices*. Puede comprobarse en la Figura 6.36.



**Figura 6.36: Equipos insertados en el proyecto en SEL-5033 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

**PASO 3: Ajuste de configuraciones de los equipos del proyecto**

Se procede ahora a ajustar las configuraciones de los equipos insertados en la aplicación AcSELeRator RTAC.

En el caso del relé SEL-751A, se comenzará ajustando los parámetros de comunicaciones entre el propio RTAC y el relé. A partir de los datos parametrizados en la sección 6.1, se completará de forma similar a como se aprecia en la Figura 6.37.

Settings	Setting	Value	Range	Description
PMUs POU Pin Settings Controller	Communications			
	Serial Communications Port	Com_01	Unused,Com_0...	Number of the RTAC serial port this device will use.
	Serial Communications Port...	EIA232	EIA232,EIA485/...	Serial communication type.
	Baud Rate	38400	300,1200,2400,...	Baud Rate
	Data Bits	8	8	Data Bits
	Parity Bit	None	None	Parity Bit
	Stop Bit	1	1	Stop Bit
	Full Duplex	True	True	Controls whether the port is in full or half duplex.
	RTS/CTS	False	True,False	Enable RTS/CTS Hardware Flow Control.
	Enable Port Auxiliary Power	False	True,False	Enable +5Vdc power on pin 1 of the 9 pin serial port connector.
General				
PDC Id	1	1-65534	Phasor data concentrator (PDC) identifier.	
Time Variance	0	0-2000 (microse...	Maximum allowable amount the data message timestamps can be rounded in order to ...	

**Figura 6.37: Ajuste de comunicaciones del SEL-751A en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

A continuación, se indicará el identificador del equipo medidor de fasores, según lo referido en los ajustes previos del equipo. Para ello, se indicará de forma parecida a lo visto en la Figura 6.38.

Station Name	Pmu Id
SEL_751A_1	1

**Figura 6.38: Nombre de estación PMU del SEL-751A en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

El resto de los ajustes que aparecen en la pestaña de configuración general, no es preciso modificarlos, pudiendo dejarlos por defecto. Seguido, se configurarán los datos que va a recibir el RTAC del propio relé. Para ello, se accederá a la pestaña PMU1 de SEL\_751A\_1\_C37\_118 donde podrán ser activados, en este caso, todos los datos. Una vez se han activado, quedará algo similar a lo que se indica en la Figura 6.39.

Tag Name	Tag Type
SEL_751A_1_PMU1.DF_DT	MV
SEL_751A_1_PMU1.FREQ	MV
SEL_751A_1_PMU1.I1	CMV
SEL_751A_1_PMU1.IA	CMV
SEL_751A_1_PMU1.IB	CMV
SEL_751A_1_PMU1.IC	CMV
SEL_751A_1_PMU1.IN	CMV
SEL_751A_1_PMU1.PMID	INS
SEL_751A_1_PMU1.PMSTN	STR
SEL_751A_1_PMU1.PMTRIG	SPS
SEL_751A_1_PMU1.QUALITY	quality_t
SEL_751A_1_PMU1.TIMESTAMP	timeStamp_t
SEL_751A_1_PMU1.TREA	INS
SEL_751A_1_PMU1.V1	CMV
SEL_751A_1_PMU1.VA	CMV
SEL_751A_1_PMU1.VB	CMV
SEL_751A_1_PMU1.VC	CMV

**Figura 6.39: Datos que espera recibir el RTAC del SEL-751A (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

Hasta este punto, se habría configurado en el RTAC los parámetros relativos al relé SEL-751A. Ahora será necesario realizar algo similar para el equipo SEL-421-5.

En primer lugar, se ajustarán los parámetros de comunicaciones entre el RTAC y el relé, según lo configurado en la sección 6.2. Quedará por tanto tal y como se indica en la Figura 6.40.

Setting	Value	Range	Description
<b>Communications</b>			
Serial Communications Port	Com_10	Unused,Com_0...	Number of the RTAC serial port this device will use.
Serial Communications Port...	EIA232	EIA232,EIA485/...	Serial communication type.
Baud Rate	38400	300,1200,2400,...	Baud Rate
Data Bits	8	8	Data Bits
Parity Bit	None	None	Parity Bit
Stop Bit	1	1	Stop Bit
Full Duplex	True	True	Controls whether the port is in full or half duplex.
RTS/CTS	False	True,False	Enable RTS/CTS Hardware Flow Control.
Enable Port Auxiliary Power	False	True,False	Enable +5Vdc power on pin 1 of the 9 pin serial port connector.
<b>General</b>			
PDC Id	2	1-65534	Phasor data concentrator (PDC) identifier.
Time Variance	0	0-2000 (microse...	Maximum allowable amount the data message timestamps can be rounded in order to ...

**Figura 6.40: Ajuste de comunicaciones del SEL-421-5 en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

Ahora, se ajustará el identificador del equipo medidor de fasores, según los parámetros anteriores del relé. Para ello, se completará de forma parecida a lo introducido en la Figura 6.41, similar al caso del relé SEL-751A.

Station Name	Pmu Id
SEL_421_1	2

**Figura 6.41: Nombre de estación PMU del SEL-421-5 en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

El resto de los ajustes que aparecen en la pestaña de configuración general tampoco será preciso modificarlos ahora. Finalmente, se configurarán los datos que recibirá el RTAC del relé. Para ello, se accederá a la pestaña PMU1 de SEL\_421\_1\_C37\_118 donde se podrán activar los datos necesarios, que deberán de concordar con los indicados en los ajustes del relé. Una vez activados, aparecerá algo similar a lo indicado en la Figura 6.42.

C37.118 Client PMU		
Status	Drag a column header here to group by that column	
Frequency	Tag Name	Tag Type
Phasors	SEL_421_1_PMU1.DF_DT	MV
Analogs	SEL_421_1_PMU1.FREQ	MV
Digitals	SEL_421_1_PMU1.I1WPM	CMV
	SEL_421_1_PMU1.IAWPM	CMV
Tags	SEL_421_1_PMU1.IBWPM	CMV
	SEL_421_1_PMU1.ICWPM	CMV
	SEL_421_1_PMU1.PMID	INS
	SEL_421_1_PMU1.PMSTN	STR
	SEL_421_1_PMU1.PMTRIG	SPS
	SEL_421_1_PMU1.QUALITY	quality_t
	SEL_421_1_PMU1.TIMESTAMP	timeStamp_t
	SEL_421_1_PMU1.TREA	INS
	SEL_421_1_PMU1.V1YPM	CMV
	SEL_421_1_PMU1.VAYPM	CMV
	SEL_421_1_PMU1.VBYPM	CMV
	SEL_421_1_PMU1.VCYPM	CMV

**Figura 6.42: Datos que espera recibir el RTAC del SEL-421-5 (SEL-3530)  
(Fuente: elaboración propia)**

Con todo ello, estarían configurados los equipos dentro del propio proyecto, siendo capaz el RTAC de recibir los datos ajustados de ambos equipos una vez se cargue dicho proyecto.

#### **PASO 4: Ajuste de parámetros del RTAC en el proyecto**

En este paso se configurará el RTAC de tal forma que quede operativo para la recepción de sincrofasores y transmisión de señal IRIG-B a los relés, con las correcciones adecuadas. Para ello, será preciso realizar el siguiente procedimiento.

De primera mano, se ajustarán los parámetros básicos del sistema, como la frecuencia nominal, o la tasa de recepción de sincrofasores, que tendrá que coincidir con los ajustes de los equipos. Para ello, se accederá a la carpeta `System`, y después a `SystemTags`. Quedará algo parecido a lo indicado en la Figura 6.43. En el resto de las pestañas no será necesario modificar ningún parámetro.

System Variables and Tags				
Settings	Setting	Value	Range	Description
Communications	Nominal_Frequency	50	50,60	Nominal Frequency
	Data_Rate	10	1,2,5,10,25,50,100,200	C37.118 Rate of Data Transmission
Diagnostics	Waiting_Period	200	4-1000	The amount of time to wait for each C37.118 input to have a value...
User Sessions	Phasor_Domain	Polar	Rectangular,Polar	The wire format of phasors transmitted from C37.118 servers.
Storage	Ethernet_Port	Eth_02	Eth_01,Eth_02	GOOSE Physical ethernet interface that messages will be transmitt...
LEDs	GOOSE_Test_Blocks_Tag_Up...	False	True,False	Received Test parameter blocks tag updates.
SEL Server SER	Sync_Automation_To_GOOSE...	False	True,False	Schedule Automation Task on GOOSE RX stNum change.
Tags	Whitelist_Alert_Action	Alert	Alert,Default Project	The action taken automatically if a Whitelist firmware integrity failu...

**Figura 6.43: Datos básicos sobre la instalación (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

Ahora se ajustarán los parámetros referentes a cuestiones horarias y de sincronización. Para ello, se accederá a la carpeta `System`, y después a `System_Time_Control`. En la pestaña `SystemTime` se indicará, entre otras cosas, que el RTAC ejecute desfases en la señal de sincronización de salida (según la recibida del reloj SEL-2404, cuyos ajustes han de coincidir), y que establezca la entrada IRIG-B para una señal de tipo demodulada (ver [21]). El resto de los elementos, no tan críticos, quedarán según se introduce en la Figura 6.44.

Time Component				
SystemTime	Setting	Value	Range	Description
POU Pin Settings	Set_PTP_Domain	0	0-127	Select the appropriate PTP domain.
Controller	Set_System_Time_DST_Start_Time	02:00	00:00 to 23:59	System Time Daylight Saving Time start criteria - Time
	Set_System_Time_DST_Stop_Time	02:00	00:00 to 23:59	System Time Daylight Saving Time stop criteria - Time
	Set_DNP_Failure_Timeout	10800	10-32767	Set timeout period to determine DNP time source failure
	Set_i870_Failure_Timeout	10800	10-32767	Set timeout period to determine i870 time source failure
	Set_System_Time_UTC_Offset	60	-720 to 840	This setting sets the time difference between UTC and System Time in minutes.
	Set_System_Time_DST_Offset	60	-120 to 120	Set System time Adjustment Amount for Daylight Saving Time
	Enable_Global_UTC	False	True,False	Enable Global UTC
	Enable_PTP_Power_Profile	False	True,False	Enable PTP Power Profile.
	Set_System_Time_DST_Stop_WeekOfMonth	First	First,Second,Thi...	System Time Daylight Saving Time stop criteria - Week of Month
	Set_System_Time_DST_Start_Month	March	January,Februa...	System Time Daylight Saving Time start criteria - Month
	Set_PTP_Interface_1	None	None,Eth_01,Et...	Select the interface to listen to PTP traffic on.
	Set_PTP_Interface_2	None	None,Eth_01,Et...	Select the interface to listen to PTP traffic on.
	Set_System_Time_DST_Stop_Month	November	January,Februa...	System Time Daylight Saving Time stop criteria - Month
	Set_PTP_Path_Delay_Mechanism	P2P	P2P,E2E	Select the appropriate Path Delay Mechanism.
	Set_System_Time_DST_Start_WeekOfM...	Second	First,Second,Thi...	System Time Daylight Saving Time start criteria - Week of Month
	Set_System_Time_DST_Start_DayOfWeek	Sunday	Sunday,Monday...	System Time Daylight Saving Time start criteria - Day Of Week
	Set_System_Time_DST_Stop_DayOfWeek	Sunday	Sunday,Monday...	System Time Daylight Saving Time stop criteria - Day of Week
	Demodulated_IRIG_B_Input	True	<input checked="" type="checkbox"/> True,False	Demodulated IRIG B Input
	Enable_System_Time_DST_Offset	True	True,False	Enable System Time Adjustment for Daylight Saving Time
	Apply_System_Time_UTC_Offset_Globally	True	True,False	Apply System UTC Offset to all protocol data time setting instances.
Set_PTP_Transport	UDP	UDP,IEEE 802.3	Select the appropriate PTP network transport.	

**Figura 6.44: Ajustes horarios y de sincronización en el proyecto (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

Por otro lado, accediendo también a la carpeta `System`, y `System_Time_Control`, desde la pestaña `POU Pin Settings` se podrán indicar los protocolos deseados de recepción y envío de sincronización horaria. Quedarán activos únicamente los campos que se indican en la Figura 6.45 (referentes a señales IRIG-B).

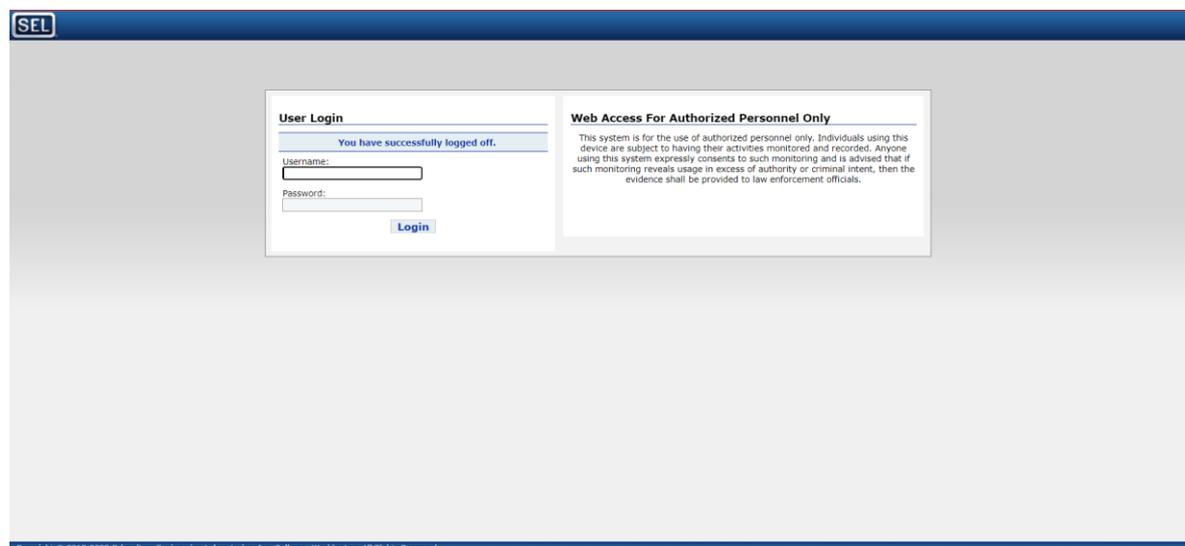
Time Component					
SystemTime	Drag a column header here to group by that column				
POU Pin Settings	Visible	Pin Name	Pin Type	Pin Point Type	Default Value
Controller	False	Enable_System_Time_DST_Offset	Input	BOOL	TRUE
	False	Enable_IRIG_B_Time_Out_DST_Offset	Input	BOOL	TRUE
	False	Enable_IRIG_B_Time_Out	Input	BOOL	TRUE
	False	Enable_IRIG_B_Time_In_DST_Offset	Input	BOOL	TRUE
	False	Enable_IRIG_B_Time_In	Input	BOOL	TRUE
	True	EN	Input	BOOL	TRUE

**Figura 6.45: Parámetros de recepción y envío de señales de sincronización en el RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

Con ello, quedaría configurado el RTAC dentro del proyecto. Restaría únicamente cargar esta configuración al equipo, proceso que se realizará en un paso posterior.

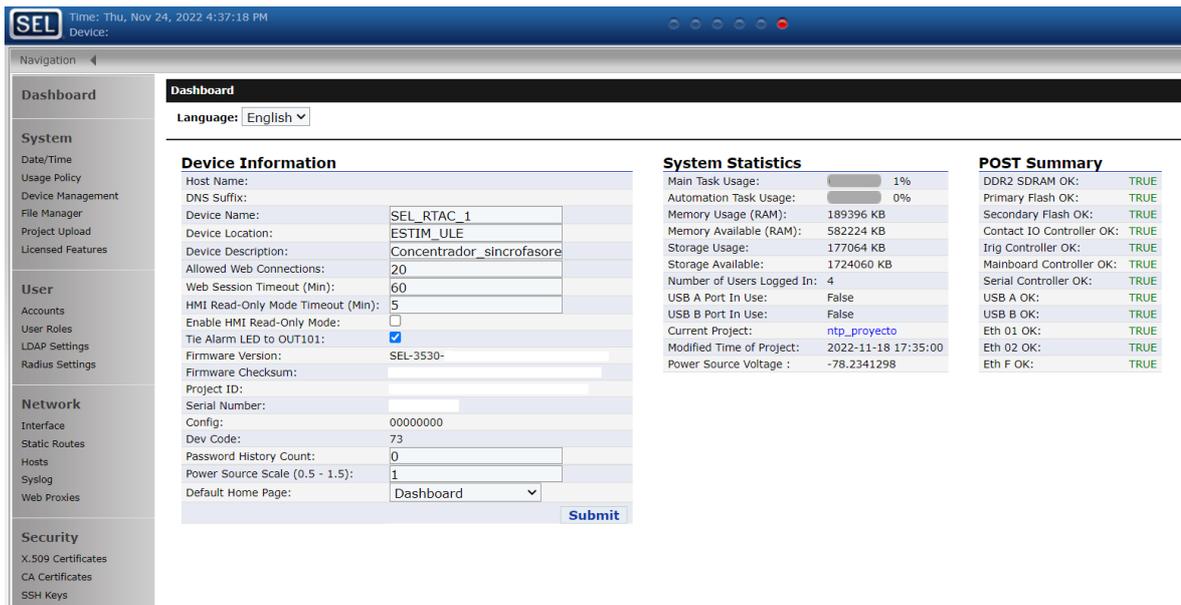
**PASO 5: Asignación de dirección IP interna al RTAC**

Para asignar un direccionamiento IP al equipo RTAC, será necesario conectarse a uno de sus puertos Ethernet con un PC. Se modificará la red en el propio PC atendiendo al direccionamiento que aparece por defecto en [19]. Una vez correctamente conectados, desde un navegador web se accederá a la dirección IP del puerto Ethernet empleado, y aparecerá la interfaz web de inicio del RTAC (ver Figura 6.46).



**Figura 6.46: Página de acceso a interfaz web del RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

Se nos pedirá crear un nuevo usuario y contraseña. Una vez creados, ya será posible acceder por completo a la interfaz web del propio RTAC (ver Figura 6.47).



**Figura 6.47: Interfaz web del RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

Una vez asignada una dirección IP válida en la pestaña *Network*, y subpestaña *Interfaces*, bastará con reiniciar el RTAC y proseguir con el procedimiento.

Finalmente, se volverá a conectar el PC a la red de comunicaciones del laboratorio y se modificarán los ajustes de red del mismo, de tal forma que quedará una asignación automática de dirección IP (según el caso, revertir el proceso inicial).

### **PASO 6: Carga del proyecto al equipo RTAC**

Desde la aplicación AcSELerator RTAC, y teniendo el proyecto abierto, se presionará el indicador *Go Online*, y aparecerá una ventana similar a la contemplada en la Figura 6.48. En ella, se indicará el direccionamiento IP asignado en el paso anterior, así como el usuario y contraseña de acceso al RTAC. Seguido, se cargará el proyecto al equipo.

**Figura 6.48: Parámetros de conexión para carga del proyecto al RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

Finalmente, una vez cargado el proyecto, si está todo adecuadamente conectado se comenzarán a recibir reportes de fasores sincronizados pasados unos minutos (tiempo de arranque del RTAC).

#### 6.4.1 Creación de la interfaz HMI de visualización de datos

Para poder visualizar los datos de sincrofases de una forma intuitiva, se ha creado un HMI con el software SEL-5035, compatible con el equipo RTAC SEL-3530. Este software, denominado también AcSELeRator Diagram Builder, presenta un manejo sencillo y una interfaz muy visual. Se pueden añadir figuras, conectores, textos, imágenes, etcétera, y campos de medida que se asignarán directamente a medidas reales recibidas por los equipos que comprendan, en este caso, el proyecto destinado a medición de sincrofases.

Pueden apreciarse las distintas ventanas del HMI en fase de diseño en la Figura 6.49, en la Figura 6.50, en la Figura 6.51, en la Figura 6.52, en la Figura 6.53, en la Figura 6.54 y en la Figura 6.55.

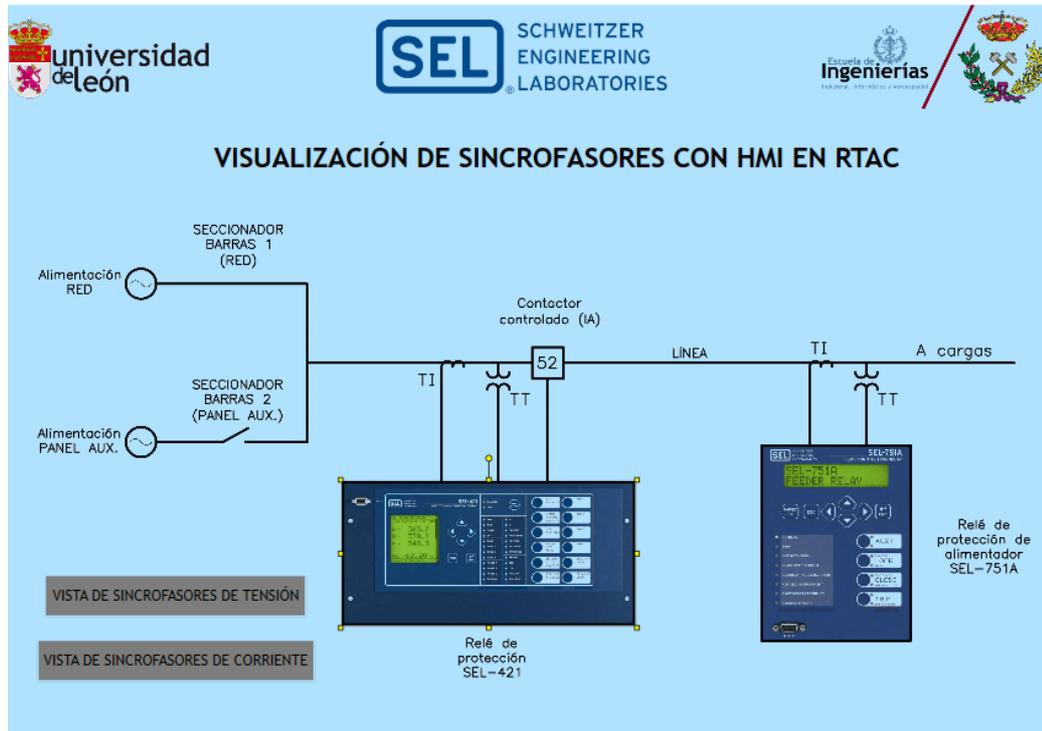


Figura 6.49: Página inicial del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)

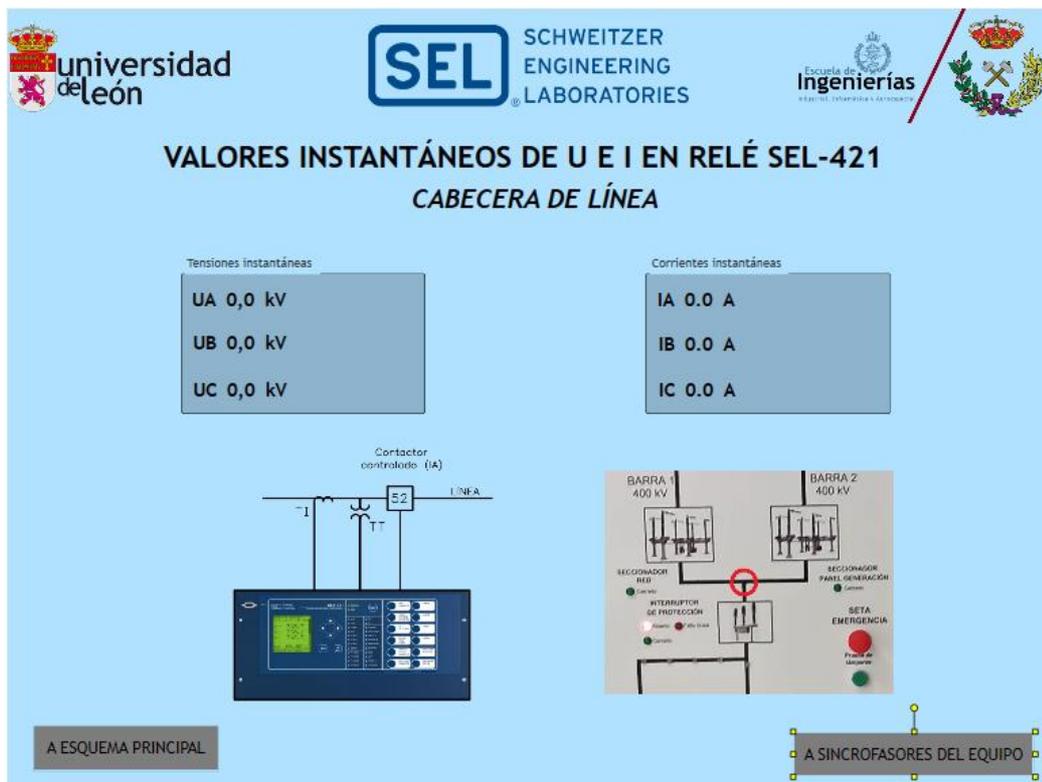


Figura 6.50: Página de valores de medida instantáneos del relé SEL-421-5 del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)

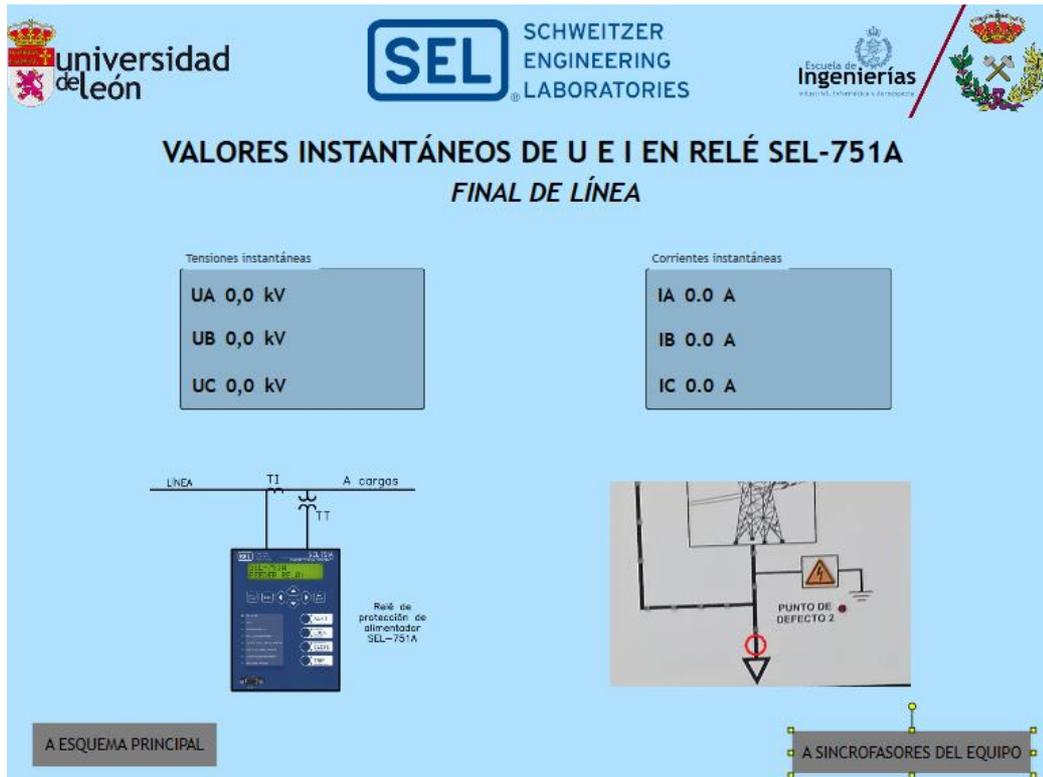


Figura 6.51: Página de valores de medida instantáneos del relé SEL-751A del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)

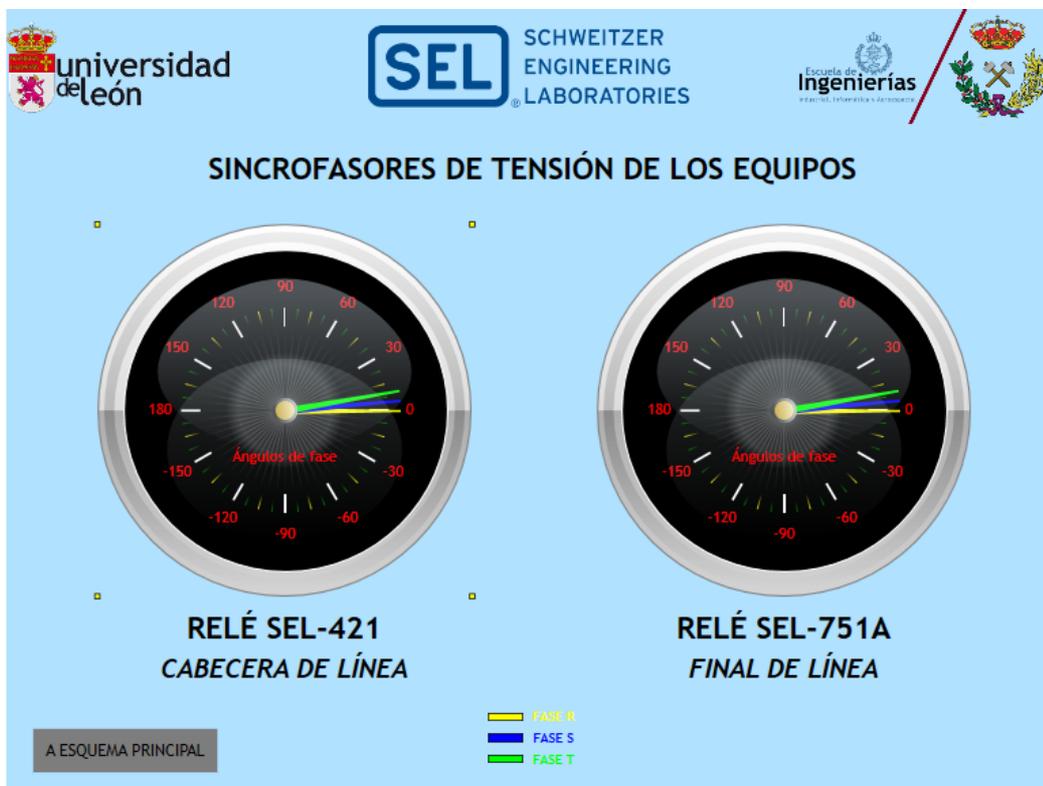


Figura 6.52: Página de visualización de sincrofasores de tensión medida por los equipos del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)

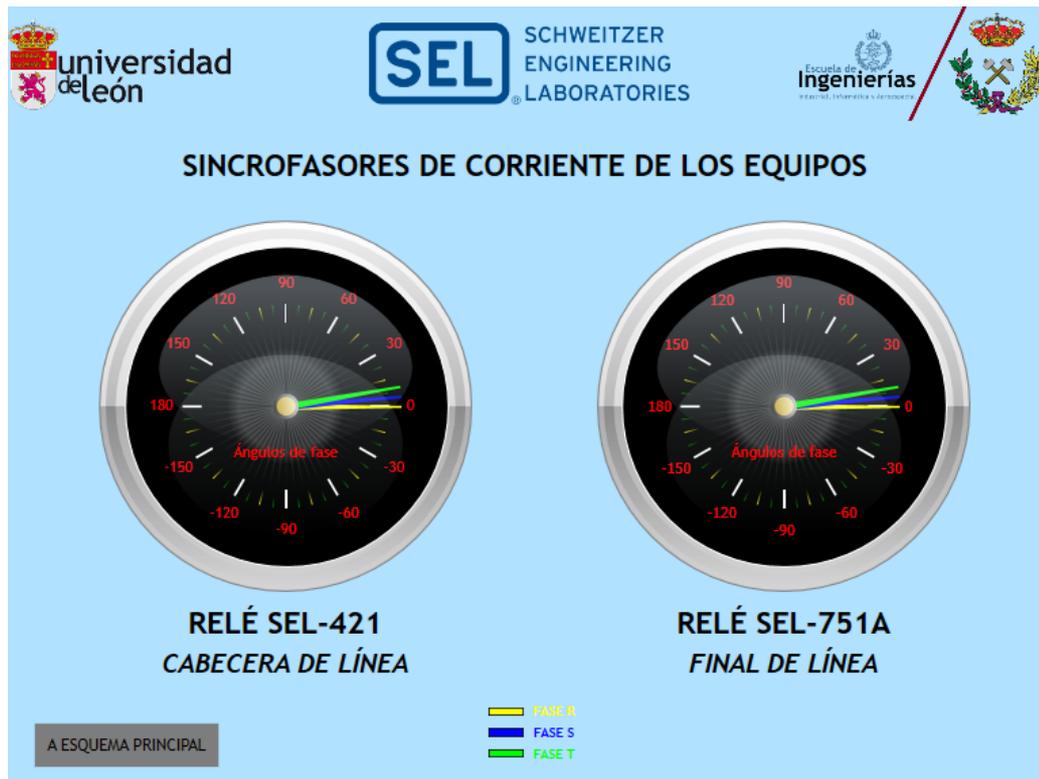


Figura 6.53: Página de visualización de sincrofases de corriente medida por los equipos del HMI (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)



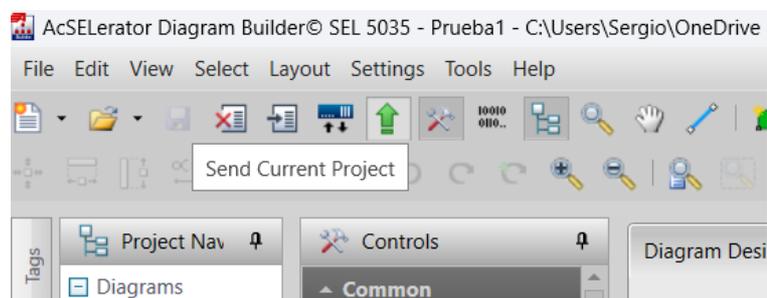
Figura 6.54: Página de visualización de sincrofases del relé SEL-421-5 (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)



**Figura 6.55: Página de visualización de sincrofases del relé SEL-751A (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

Se puede navegar entre las distintas ventanas del HMI por medio de los pulsadores inferiores, y se accede a las medidas instantáneas oprimiendo sobre el equipo deseado desde la pantalla principal.

Para cargar el HMI al RTAC, bastará con pulsar el icono de `Send Current Project` (según la Figura 6.56) desde la aplicación SEL-5035, e indicar los parámetros que solicita.



**Figura 6.56: Carga del HMI al equipo RTAC (SEL-3530) (Fuente: elaboración propia)**

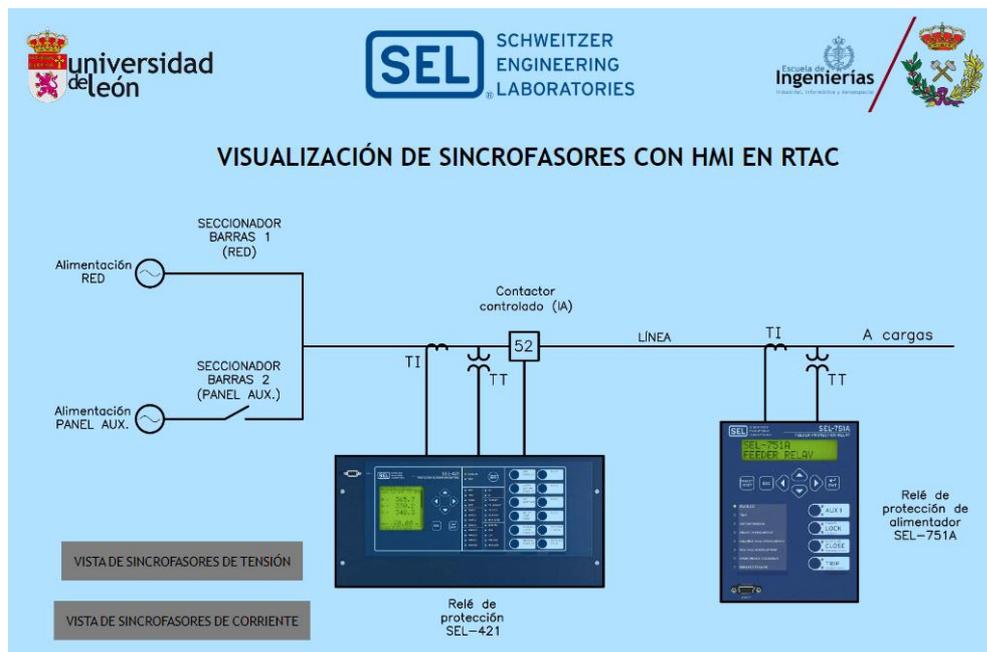
Finalmente, para visualizar este HMI una vez cargado, desde un navegador web se accederá a la dirección IP del puerto Ethernet empleado, y desde la interfaz web del RTAC se presionará el indicador de HMI. Hay que tener en cuenta

que, pasados unos minutos, se desconectará la sesión activa (así se encuentra configurado en los ajustes del propio RTAC).

# 7 Resultados de las simulaciones

En este punto se recapitulan diversas capturas de la interfaz gráfica HMI creada, con distintos casos posibles de simulaciones que ofrece el panel de línea aérea MAT.

La primera página del HMI no se incluye en todos los casos, pues será idéntica para cada todos ellos. Es la que se observa en la Figura 7.1.



**Figura 7.1: Primera página del HMI, común a todos los casos (Fuente: elaboración propia)**

Pueden apreciarse el resto de los casos en los siguientes subapartados. Se simularán todas las opciones que ofrece el propio módulo de línea aérea MAT 400 kV.

## 7.1 Simulación de línea aérea de 46 km

En este apartado se simula el tramo de línea de 46 km. El relé SEL-421-5 se encuentra reportando medidas en cabecera de la línea, mientras que el relé SEL-751A está reportado mediciones del punto final de la línea. Se añade también una carga impedante en este punto final. Los resultados obtenidos se observan de la Figura 7.2 a la Figura 7.7.

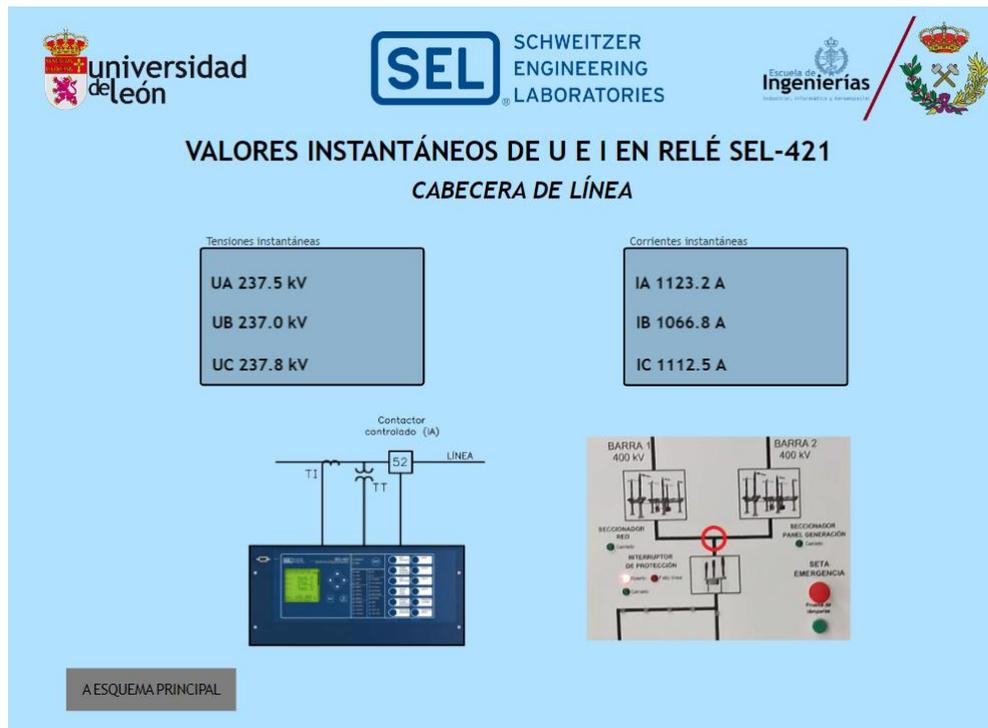


Figura 7.2: Valores instantáneos en cabecera de línea (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)



Figura 7.3: Valores instantáneos al final de línea (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

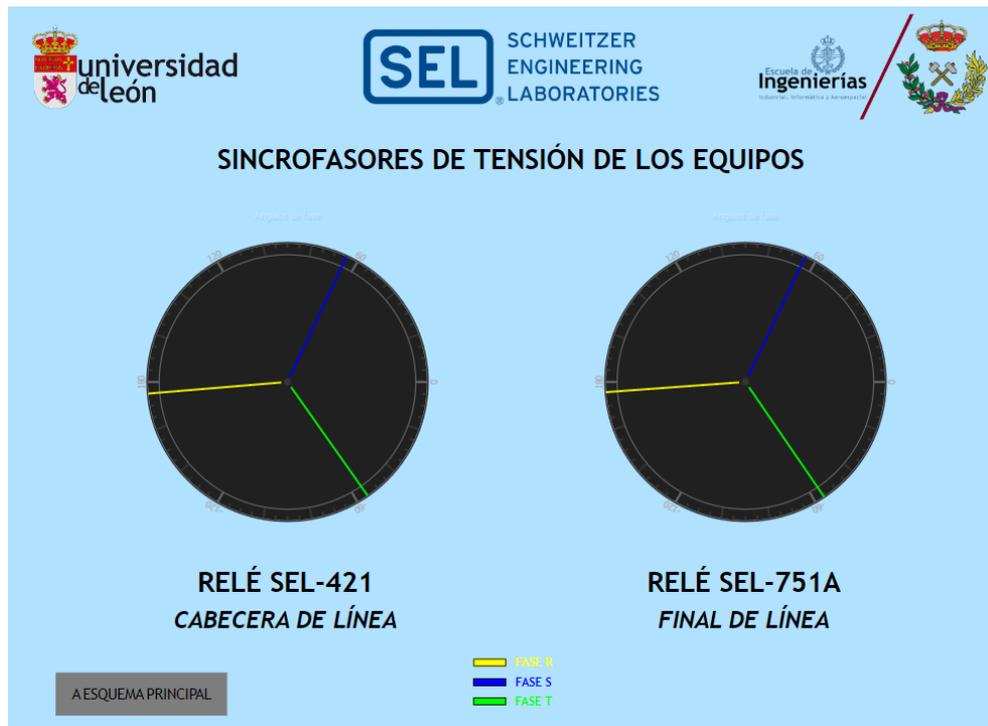


Figura 7.4: Sincrofasores de tensión de los relés (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

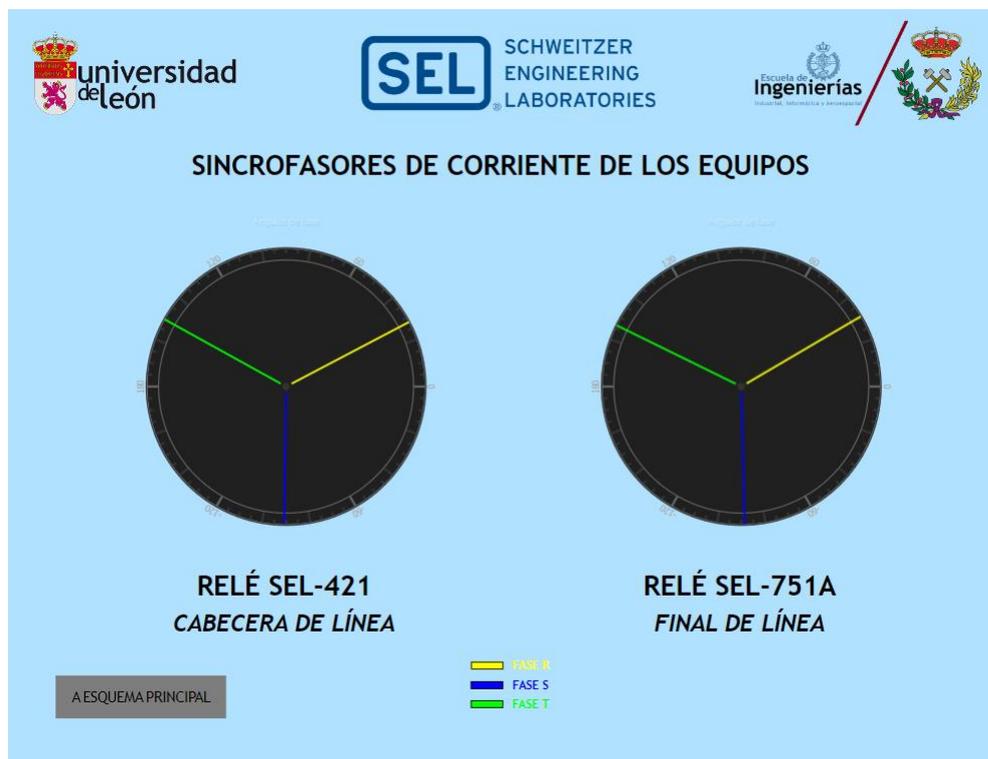


Figura 7.5: Sincrofasores de corriente de los relés (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

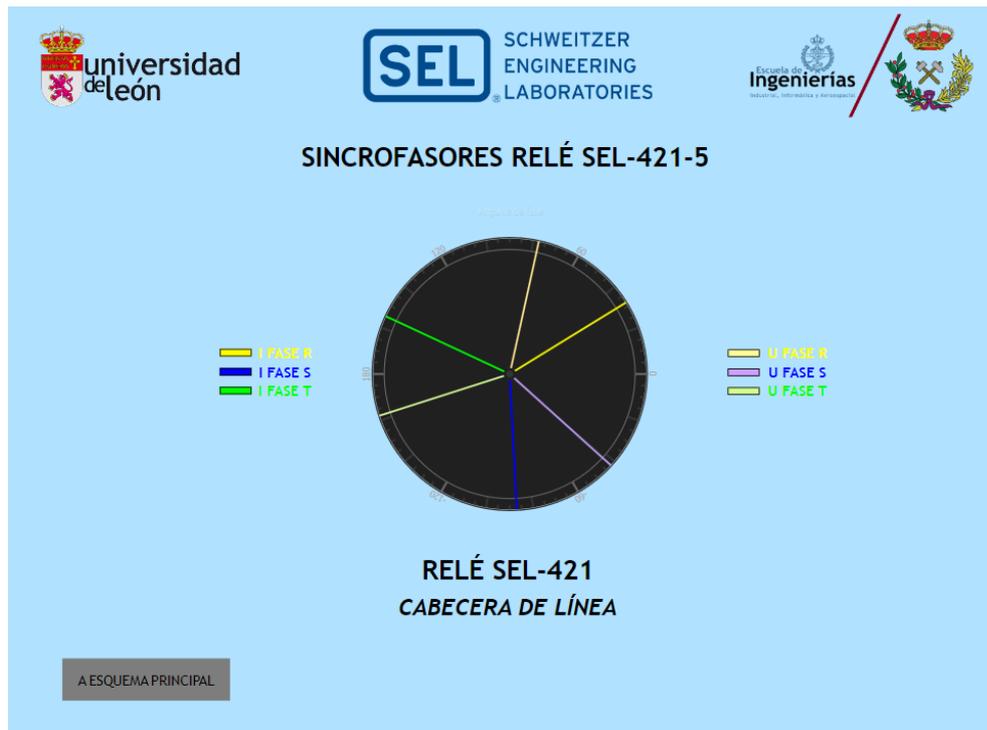


Figura 7.6: Sincrofasores del relé SEL-421-5 (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

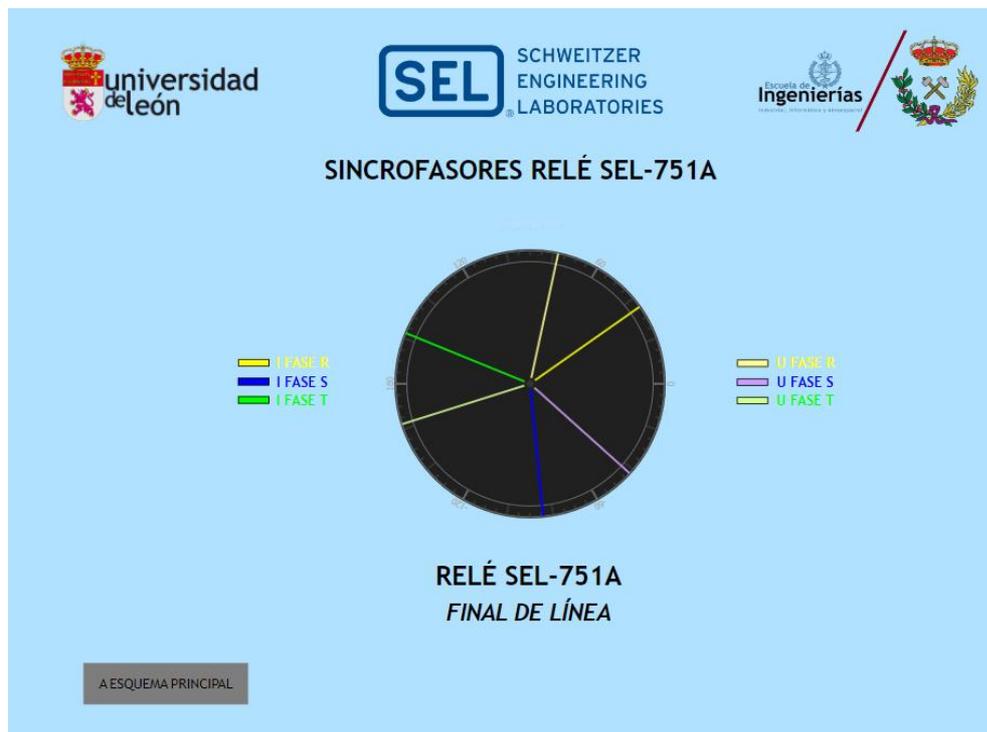


Figura 7.7: Sincrofasores del relé SEL-751A (línea de 46 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

Se observa en la Figura 7.2 y en la Figura 7.3 cómo se reportan apropiadamente los valores de tensión y corriente que están midiendo el relé SEL-

421-5 y el relé SEL-751A, respectivamente. Por otro lado, de la Figura 7.4 a la Figura 7.7 se muestran los fasores sincronizados que así se han indicado durante la creación del HMI.

Es posible apreciar de la Figura 7.4 y la Figura 7.5 que la caída de tensión introducida por la parte inductiva del modelo en Pi de la línea es limitada, casi no apreciable en los diagramas. Por su parte, en las corrientes no se aprecia desfase entre ambos puntos. De las anotaciones anteriores se deduce que tanto la caída de tensión como el desfase entre las intensidades entre los dos puntos medidos deberían de ser algo más acentuados, pues así lo modeliza la configuración de una línea en Pi.

Respecto de lo anterior podrían considerarse varias cosas. Existen errores de medida introducidos por los equipos; hay que tomar en consideración que se está realizando un escalado de tensiones relativamente bajas, lo cual puede generar errores mayores en el escalado superior (una mínima variación real que podría ser despreciable supone grandes variaciones en la escala de simulación, en este caso, en el rango de kilovoltios).

Es probable también que el módulo de simulación no se encuentre correctamente ajustado, pues por la Figura 7.2 y la Figura 7.3 es posible contemplar la variación en las intensidades de fase en los dos puntos medidos (deberían de coincidir en dichos puntos, pues el simulador se encuentra configurado de la misma forma fase a fase), y del mismo modo, las tensiones no son demasiado equilibradas en magnitud.

Sin embargo, de la Figura 7.6 y la Figura 7.7 se extrae claramente el carácter inductivo que presentan tanto la línea como las cargas. Como era de esperar, existe un atraso de la corriente respecto de la tensión en todas las fases, de ahí dicha naturaleza inductiva.

## **7.2 Simulación de línea aérea de 92 km**

En este apartado siguiente se simula el tramo de línea de 92 km. El relé SEL-421-5 está reportando medidas en cabecera de la línea, mientras que el relé SEL-751A se halla reportado mediciones del punto final de la línea. Se añade asimismo una carga impedante en dicho punto final. Los resultados obtenidos pueden apreciarse de la Figura 7.8 a la Figura 7.13.

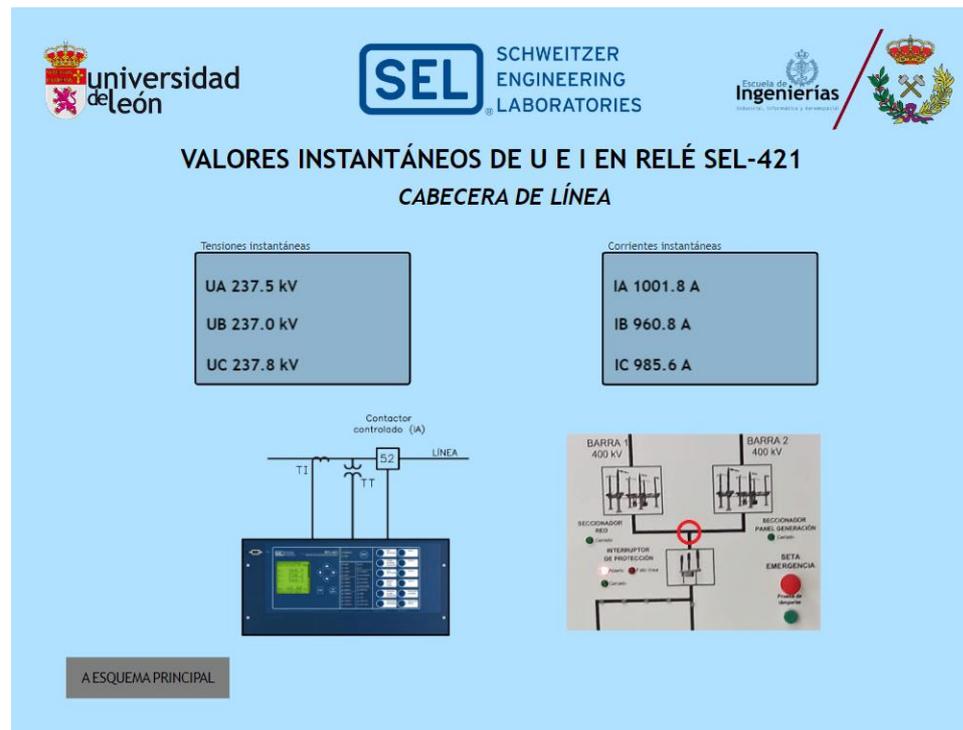


Figura 7.8: Valores instantáneos en cabecera de línea (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

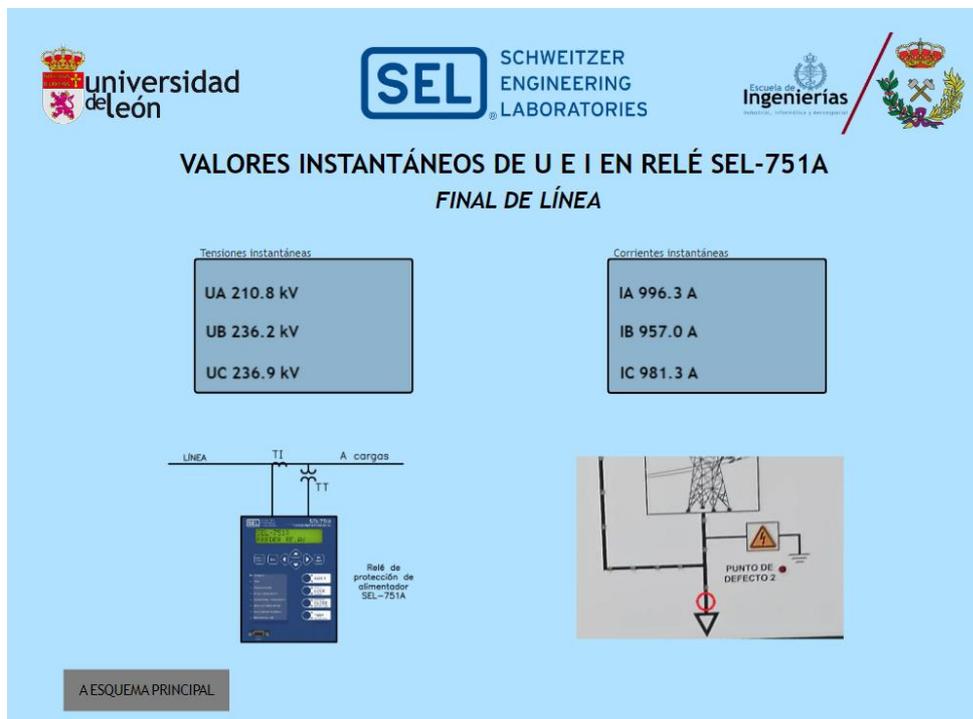


Figura 7.9: Valores instantáneos al final de línea (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

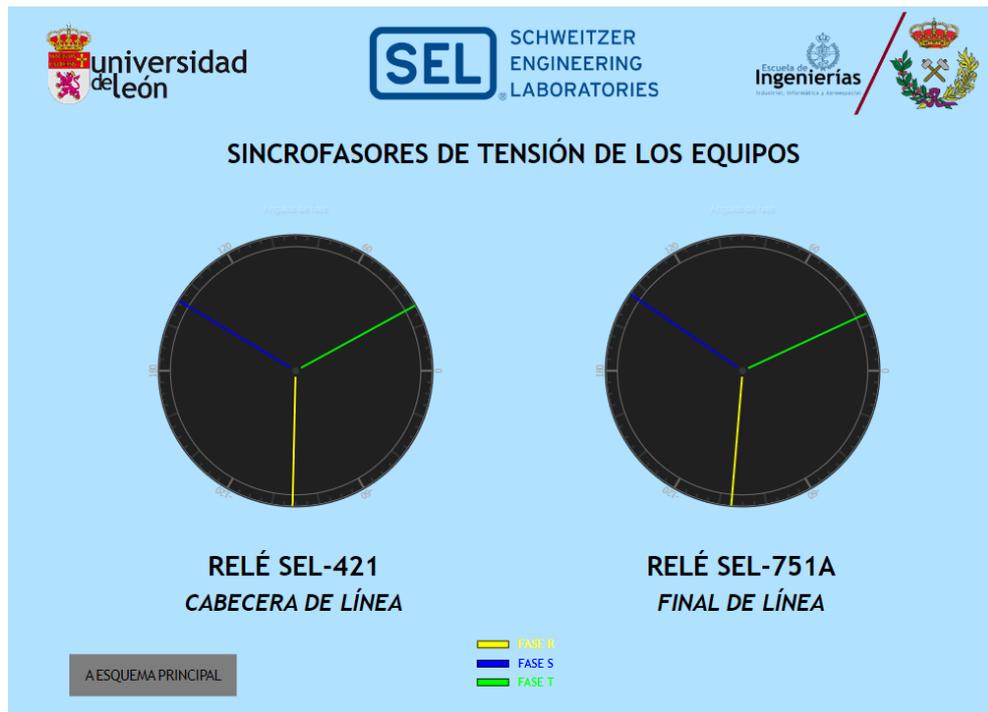


Figura 7.10: Sincrofasores de tensión de los relés (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

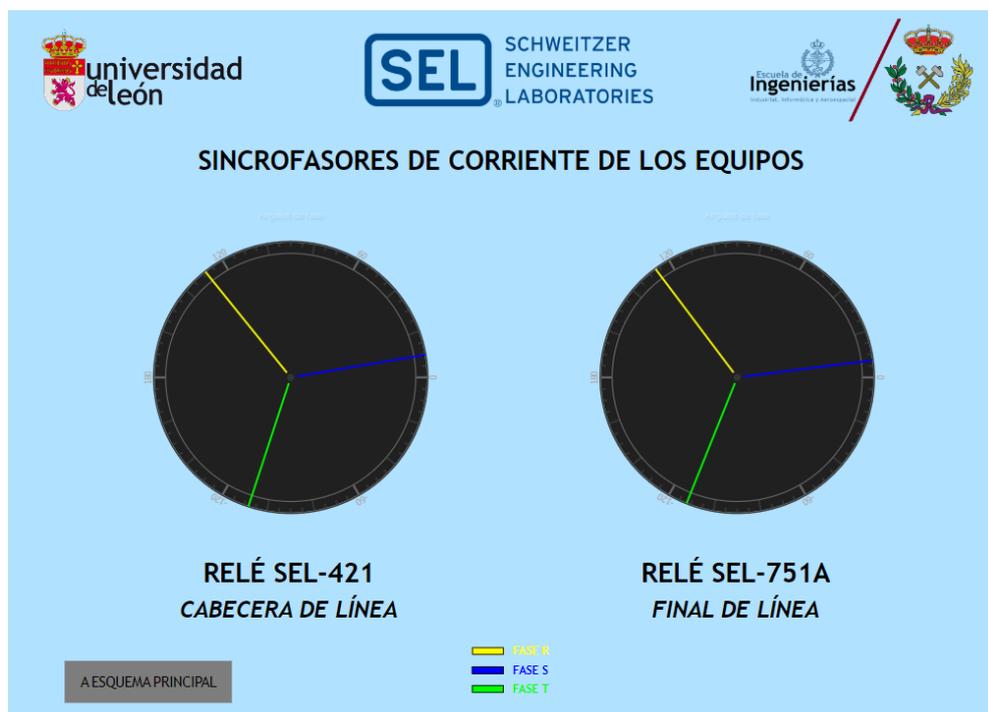


Figura 7.11: Sincrofasores de corriente de los relés (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

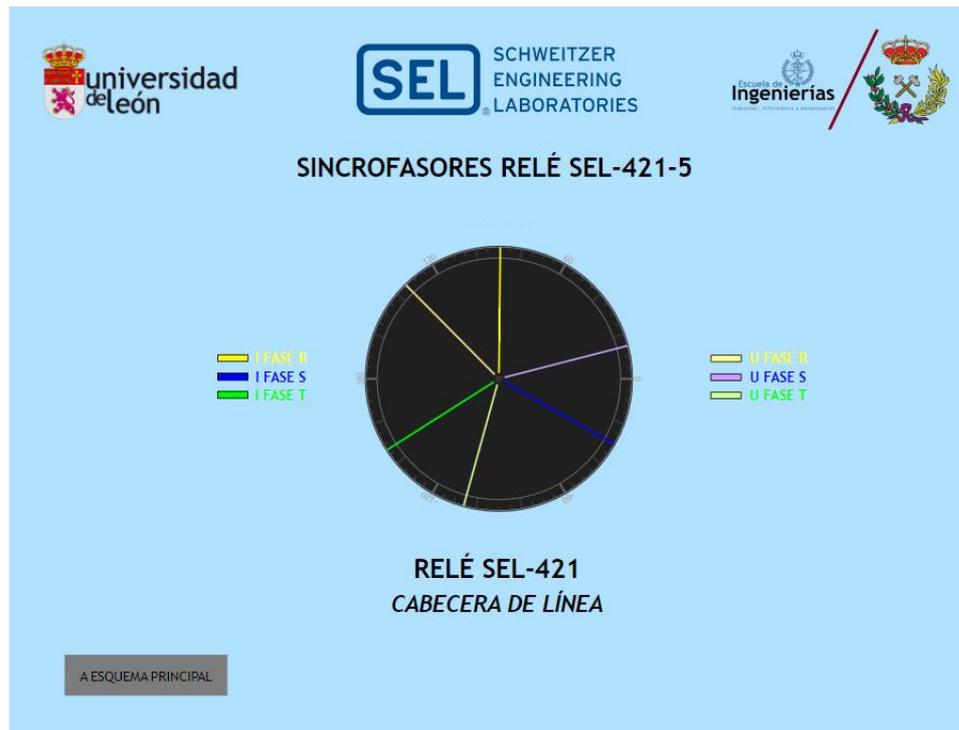


Figura 7.12: Sincrofasores del relé SEL-421-5 (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

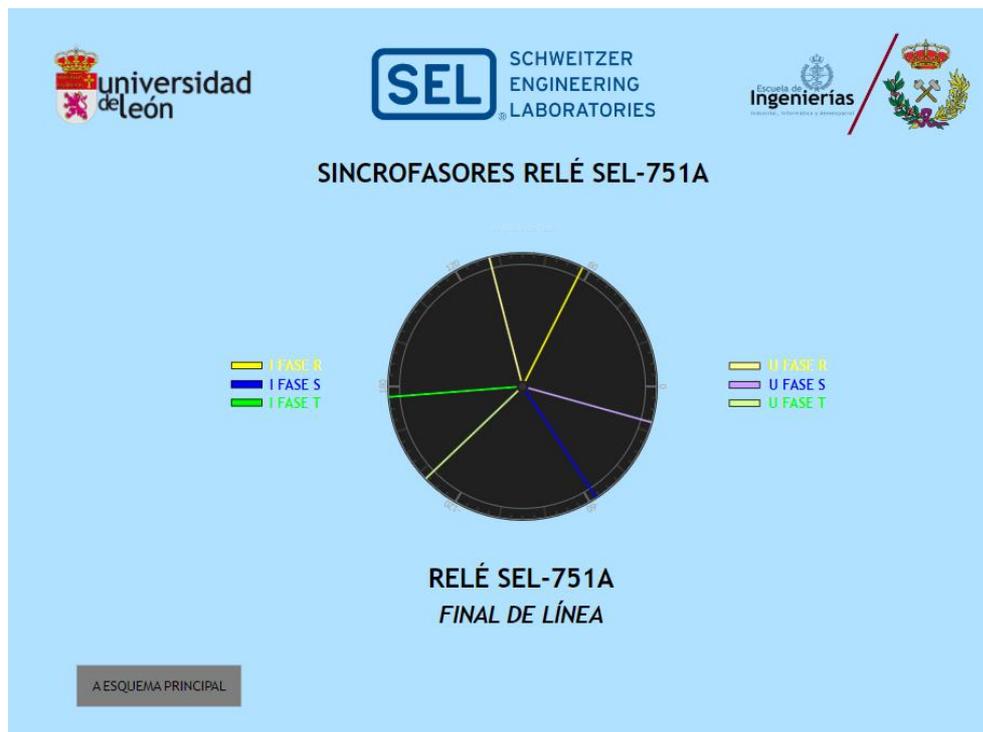


Figura 7.13: Sincrofasores del relé SEL-751A (línea de 92 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

Puede observarse en la Figura 7.8 y en la Figura 7.9 cómo se reportan adecuadamente los valores de tensión y corriente que se encuentran midiendo el

relé SEL-421-5 y el relé SEL-751A, respectivamente. Además, de la Figura 7.10 a la Figura 7.13 se añaden los fasores sincronizados generados por los equipos en diversas esferas, tal y como se configuraron durante la creación del HMI.

Para este nuevo caso, puede verse en la Figura 7.8 y en la Figura 7.9 que efectivamente existe una caída de tensión a lo largo de la línea, pues las medidas de tensión reportadas por los relés así lo indican (mayor magnitud de tensión en cabecera que al final de la línea). Por su parte, la corriente en cabecera también es algo más elevada que al final de la línea, de acuerdo con el modelo en Pi.

Por otro lado, en la Figura 7.10 se aprecia un desfase angular entre las tensiones medidas en el punto inicial y final, y en la Figura 7.11 se observa también un ligero desfase en las corrientes de ambos puntos. Como era de esperar, y siguiendo la modelización en Pi, se produce un retraso de los fasores en el punto final respecto del inicial.

Finalmente, en la Figura 7.12 y la Figura 7.13 pueden observarse los desfases entre los sincrofasores de tensión y corriente reportados por los equipos. Al igual que en el punto 7.1, concuerda este retraso de la corriente respecto de la tensión en cada fase con el tipo de impedancias empleadas en la simulación.

Es necesario mencionar que no es posible establecer comparaciones entre páginas distintas de reportes de sincrofasores pues las capturas no se han tomado en el mismo instante. Aunque los fasores no deberían rotar en régimen estacionario, existe algún caso en el que cada vez que el HMI plasma los sincrofasores estos modifican ligeramente su posición dentro de la esfera. Esto es debido a que la frecuencia del sistema no son exactamente los 50 Hz nominales asignados para la configuración del reporte de fasores sincronizados. Esto hace que a frecuencias mayores a la nominal, los fasores se generen adelantados respecto a su anterior; a frecuencias inferiores, se plasmarán retrasados.

### **7.3 Simulación de línea aérea de 138 km**

En este penúltimo apartado se emula el tramo de línea de 138 km, el más largo. Al igual que en el resto de los casos anteriores, el relé SEL-421-5 reportará medidas en cabecera de la línea y el relé SEL-751A reportará mediciones del punto final de la misma. Se añade también una carga impedante en dicho punto final. Los resultados obtenidos pueden apreciarse de la Figura 7.14 a la Figura 7.19.

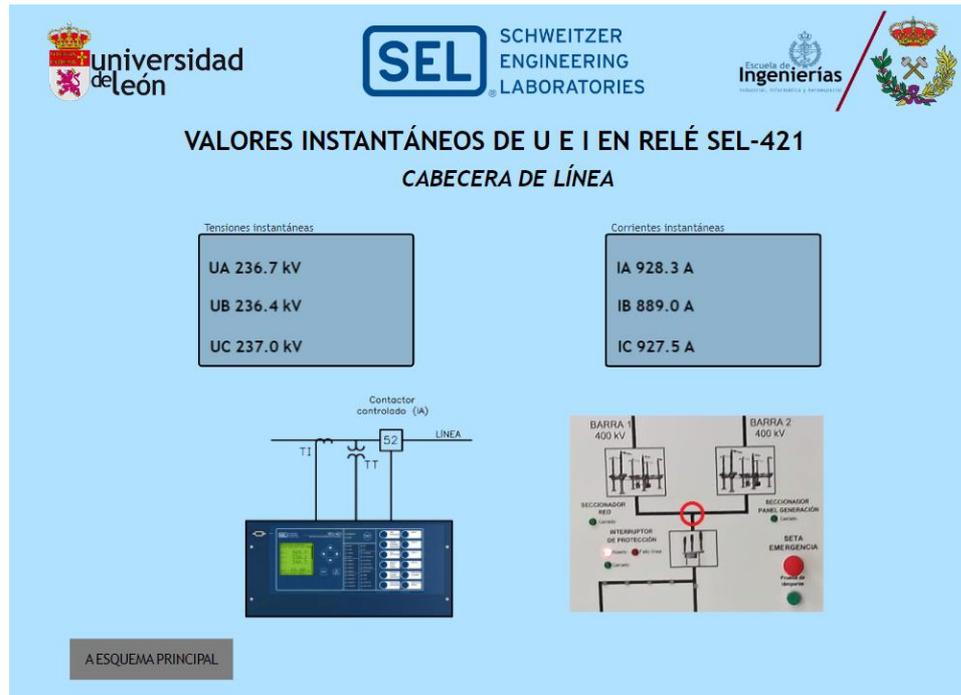


Figura 7.14: Valores instantáneos en cabecera de línea (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

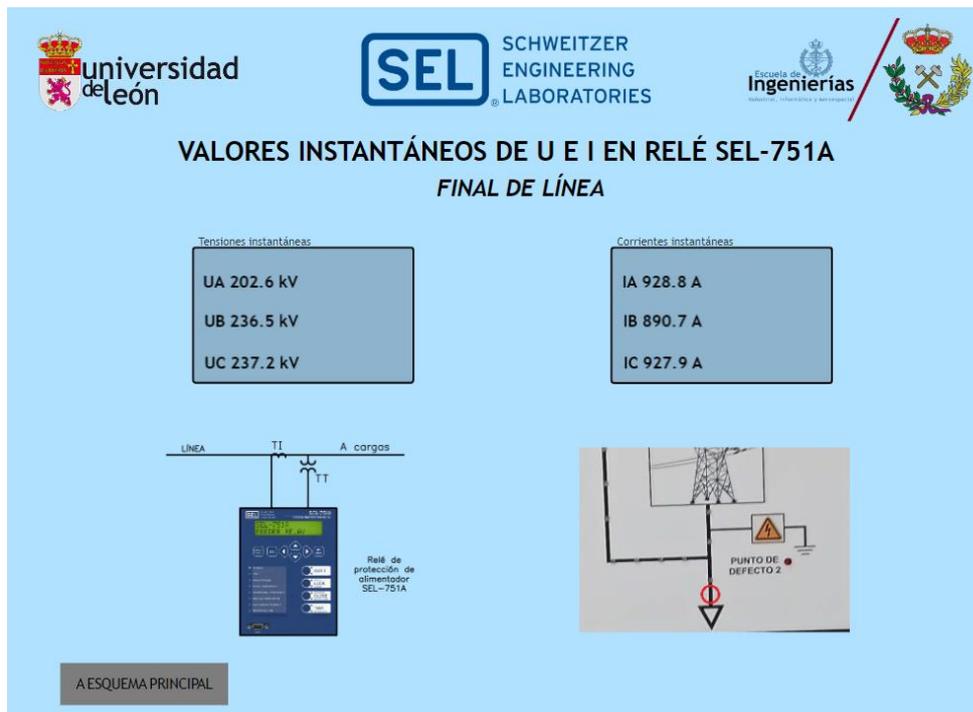


Figura 7.15: Valores instantáneos al final de línea (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

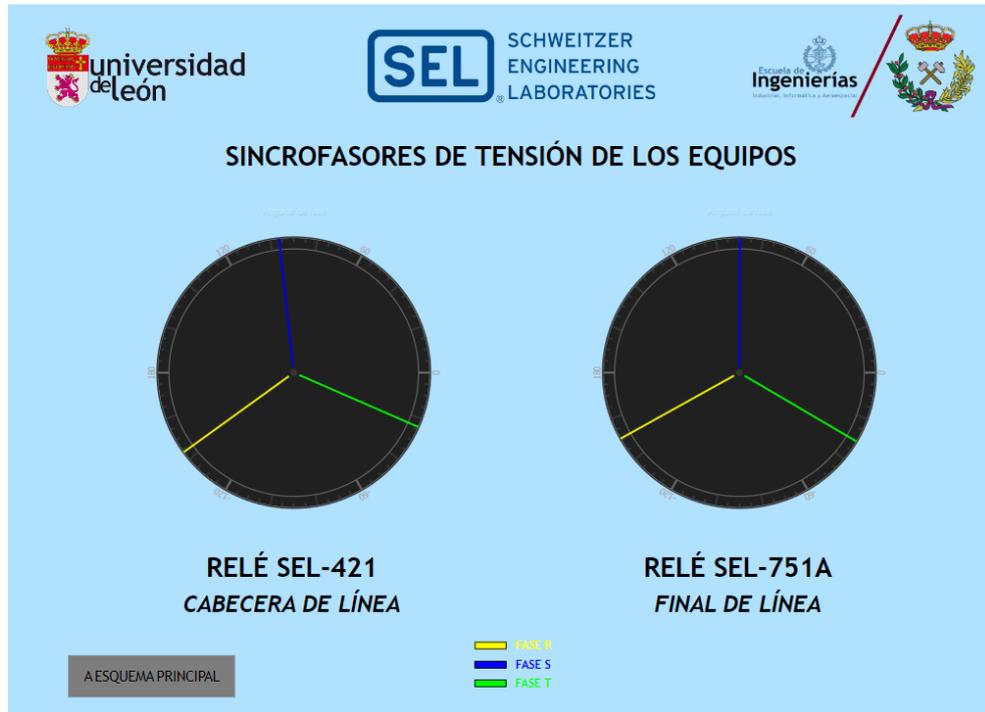


Figura 7.16: Sincrofases de tensión de los relés (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

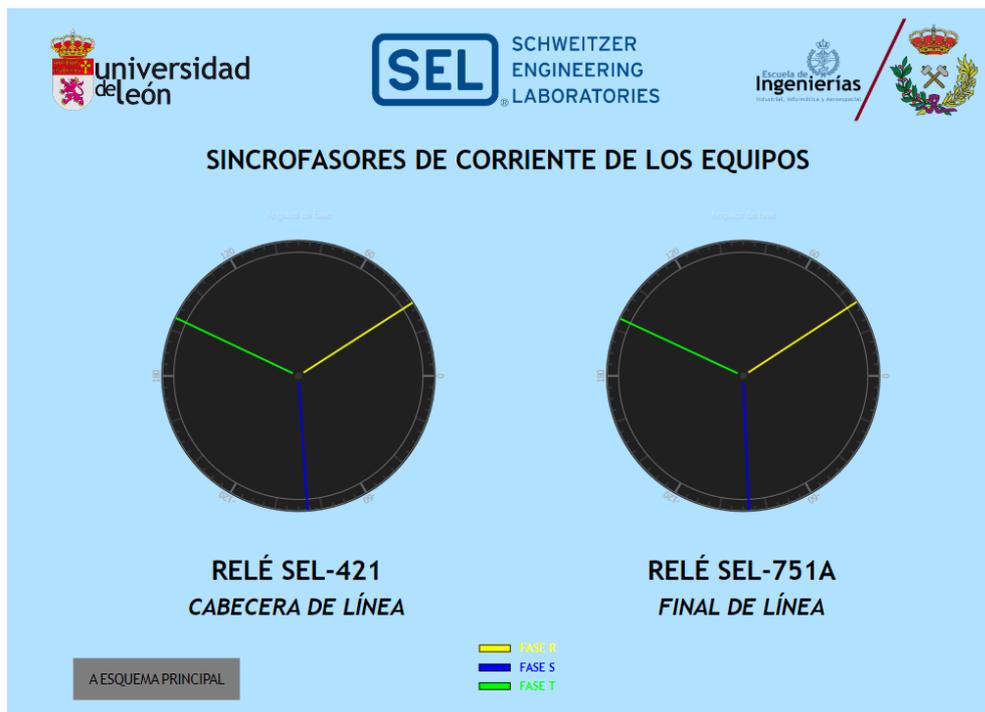


Figura 7.17: Sincrofases de corriente de los relés (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

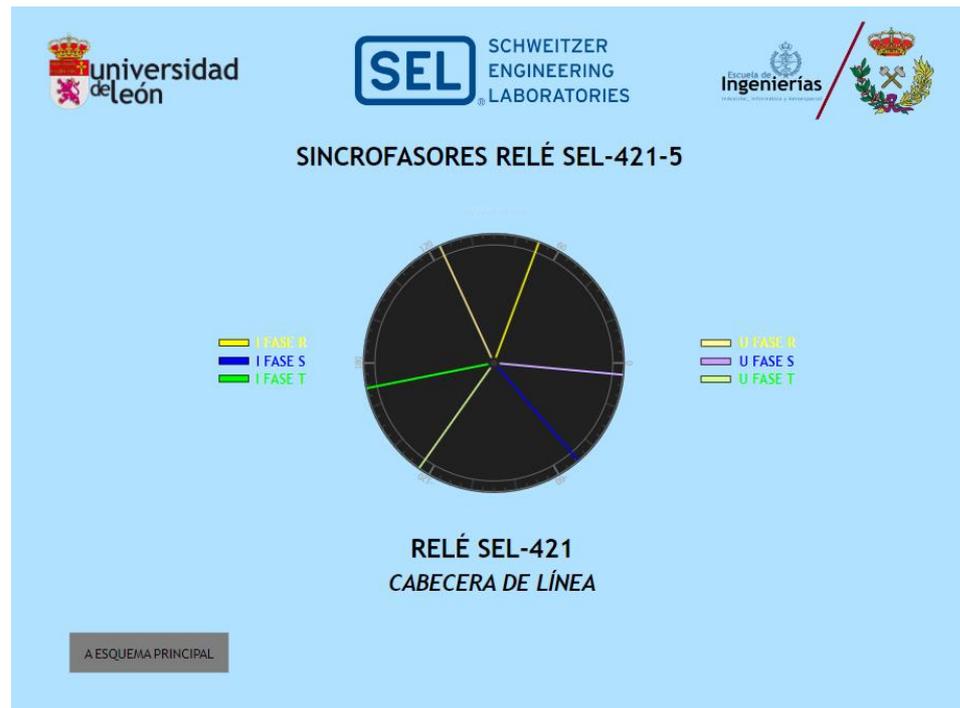


Figura 7.18: Sincrofasores del relé SEL-421-5 (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

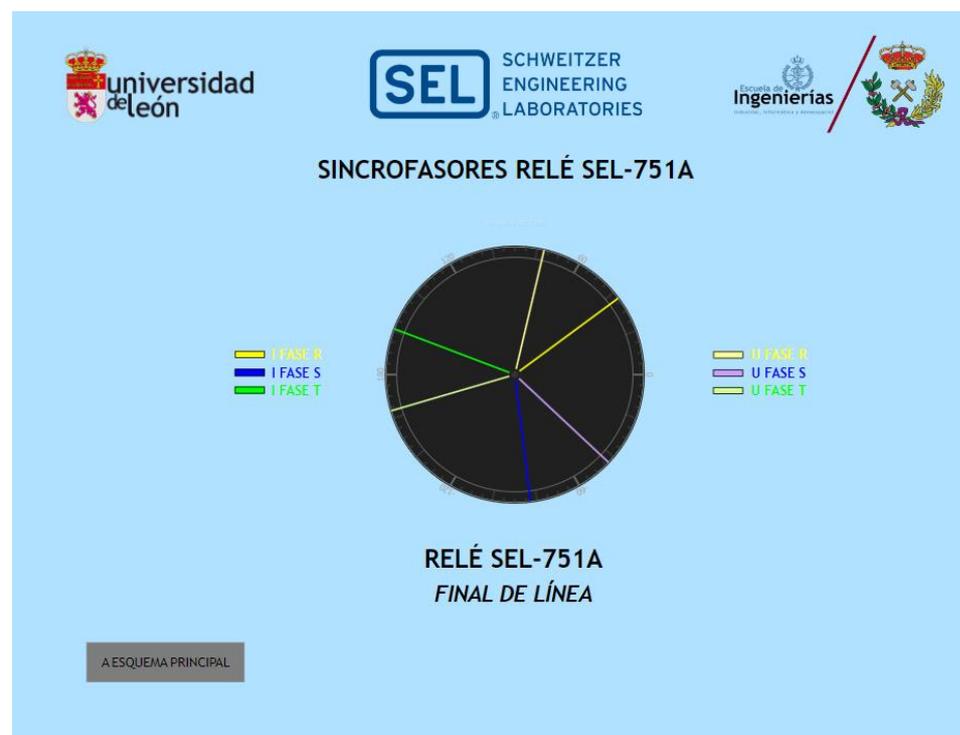


Figura 7.19: Sincrofasores del relé SEL-751A (línea de 138 km con carga impedante) (Fuente: elaboración propia)

Se aprecia en la Figura 7.14 y en la Figura 7.15 cómo se reportan debidamente los valores de tensión y corriente que se encuentran midiendo los equipos sobre la línea.

En este otro caso surge algo similar a lo comentado en el punto 7.1. No se aprecian caídas de tensión en magnitud evidentes, según los equipos (ver Figura 7.14 y Figura 7.15); del mismo modo, tampoco se observa una caída de magnitud en la intensidad para este caso. Se achaca de nuevo a los posibles inconvenientes que pueden estar presentes durante la simulación, que se citaron en el punto 7.1.

Sin embargo, en la Figura 7.16 y la Figura 7.17 sí que se contemplan los desfases introducidos en tensiones y corrientes respectivamente, entre los puntos inicial y final de la línea. Concuerdan los retrasos de fasores del punto final respecto del inicial, según el modelo en Pi.

Y, finalmente, en la Figura 7.18 y la Figura 7.19 se comprueba de nuevo el retraso de las corrientes con respecto de la tensión en cada fase de los sincrofasores reportados por los equipos en cabecera y al final de línea, que coincide de nuevo con las impedancias incluidas en la simulación.

#### **7.4 Caso particular: simulación de mediciones en un mismo punto**

En esta última simulación se propone un caso particular: la medición de sincrofasores en un mismo punto. Dado que lo permite el módulo de simulación de línea aérea MAT 400 kV, para este caso final se encontrarán midiendo ambos equipos en el punto de cabecera de la línea. Se simulará sobre la línea de 46 km y con una carga final impedante, distinta en este caso al resto de simulaciones anteriores. Los resultados se observan de la Figura 7.20 a la Figura 7.25.



Figura 7.20: Valores instantáneos en cabecera de línea SEL-421-5 (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)



Figura 7.21: Valores instantáneos en cabecera de línea SEL-751A (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)

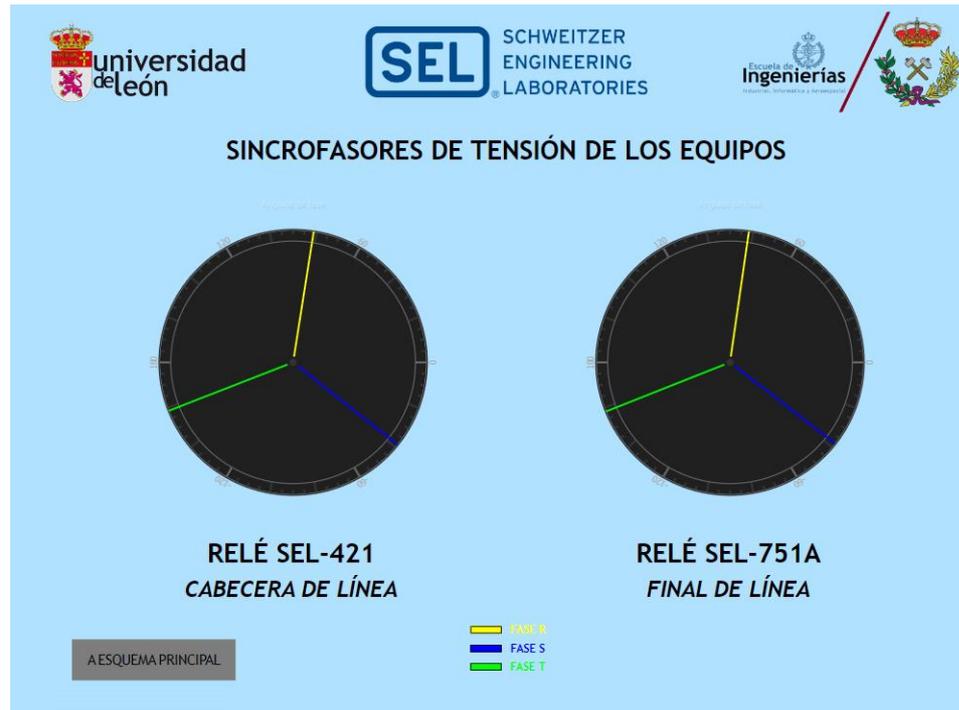


Figura 7.22: Sincrofasores de tensión de los relés (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)

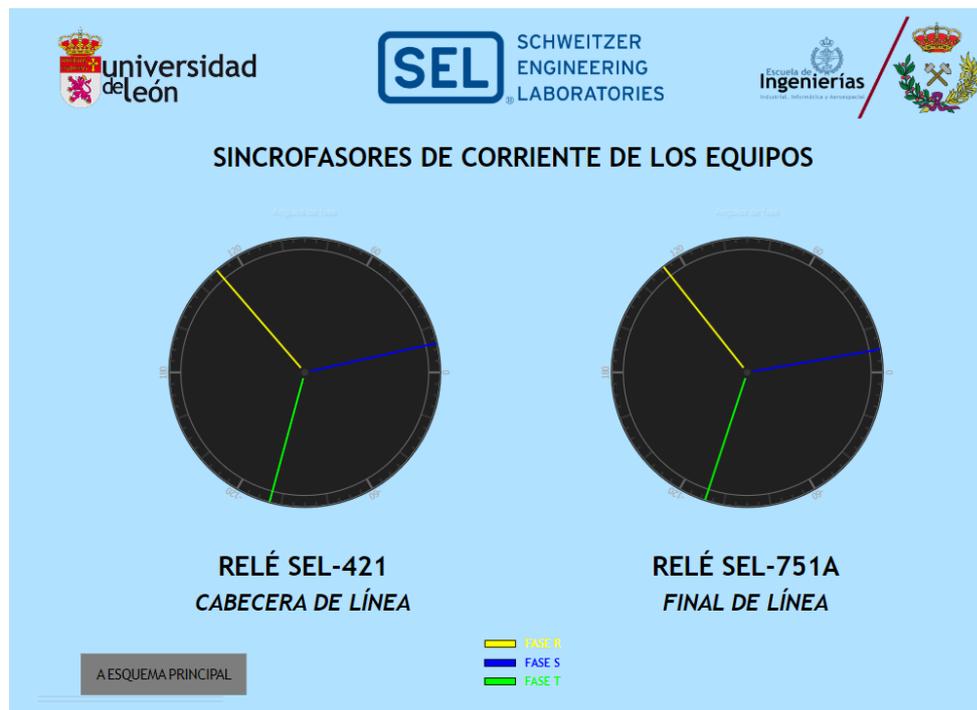


Figura 7.23: Sincrofasores de corriente de los relés (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)

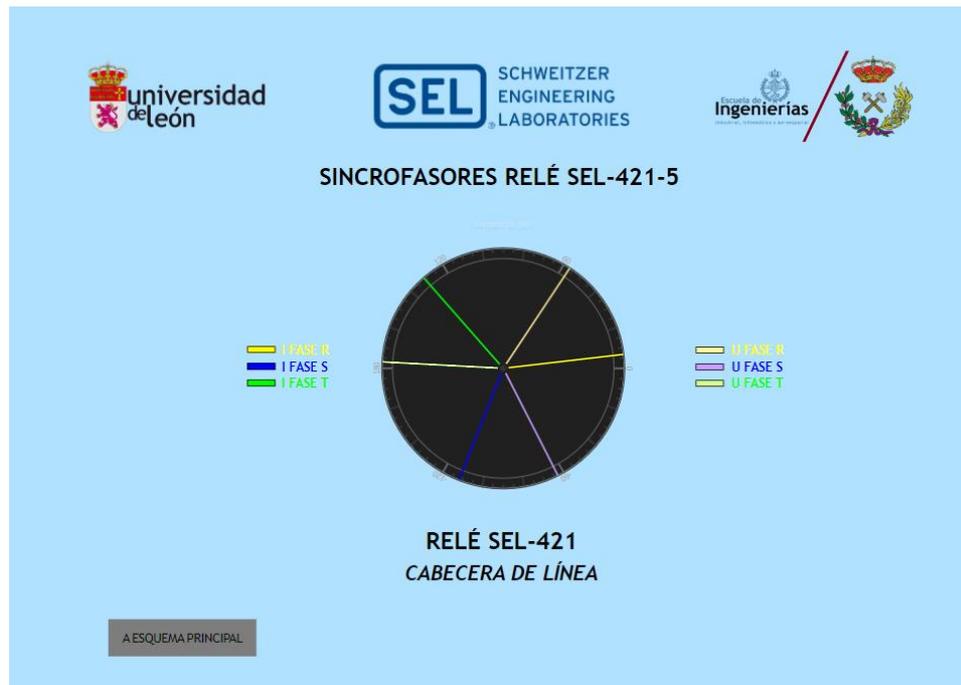


Figura 7.24: Sincrofases del relé SEL-421-5 (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)

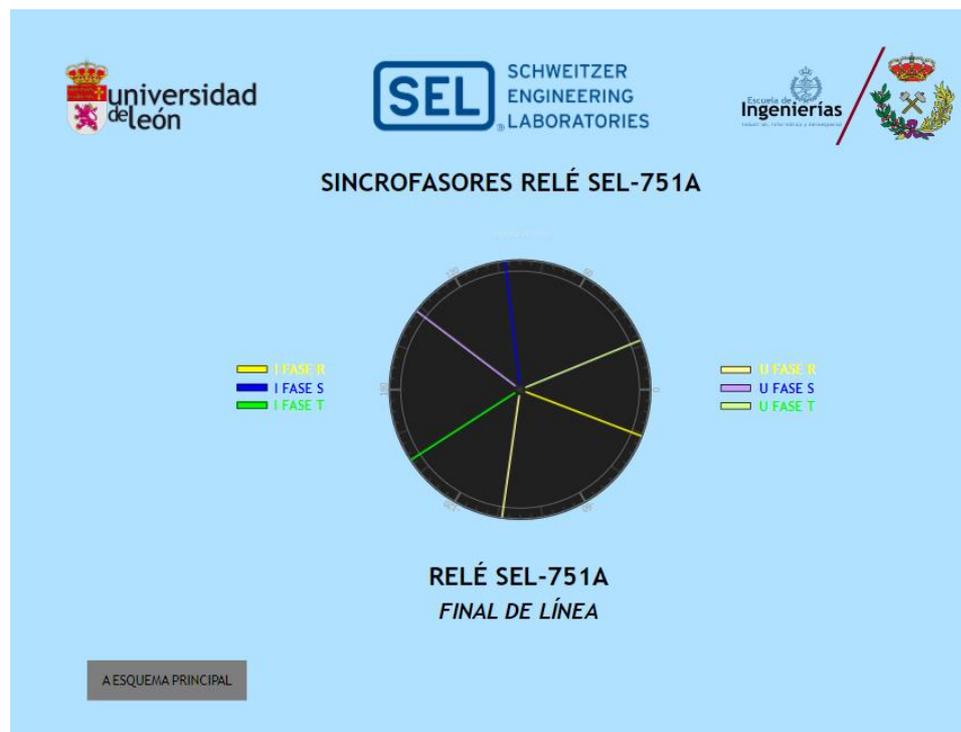


Figura 7.25: Sincrofases del relé SEL-751A (misma ubicación de equipos de medida) (Fuente: elaboración propia)

El propósito de esta última simulación es verificar que si dos o más equipos de medida de fasores se encuentran tomando mediciones en un mismo punto, estos deberán de reportar los sincrofases asociados a las medidas de forma

idéntica. Según esta simulación es posible verificar lo anterior, pues si atendemos al valor de las magnitudes de tensión y corriente estas son prácticamente idénticas en los dos relés (ver Figura 7.20 y Figura 7.21). De igual modo, los sincrofasores de tensión (ver Figura 7.22) reportados son iguales en ambos equipos, y lo mismo para el caso de los sincrofasores de corriente (ver Figura 7.23).

No es posible establecer una similitud entre la Figura 7.24 y la Figura 7.25, debido al comentario realizado en el punto 7.2, sobre la frecuencia del sistema mayor o menor a la frecuencia nominal. No obstante, si los sincrofasores de tensión y corriente son idénticos para ambos equipos (en cada caso), deberían de serlo también llegados a este punto. Sí es posible verificar que los desfases entre tensiones y corrientes de cada equipo son iguales también en cada caso.

## 8 Conclusiones

Los sincrofasores pueden ser considerados como una de las herramientas más útiles dentro del control, gestión y visualización de estado de un sistema eléctrico. Cuando se aplican a una red de nodos relativamente extensa pueden ser empleados junto con técnicas tradicionales de protección eléctrica, como puede ser en funciones de protección de sobreintensidad, de distancia, de sincronismo, o diferenciales mayormente de línea. Podrán integrarse también en elementos de control y visualización de estado del sistema, como puede ser dentro de estimadores de estado del sistema eléctrico, o usados como información para toma de decisiones o de análisis posterior a una perturbación.

Se ha pretendido en este trabajo establecer una configuración de medición de sincrofasores con dos relés de protección que cuentan con la funcionalidad de medición de fasores sincronizados, y posteriormente concentrar las medidas reportadas por estos en un controlador en tiempo real. Este equipo tiene a su vez la función de sincronizar de forma horaria los relés a partir de una señal de sincronización recibida de un reloj sincronizado por satélite. Los fasores sincronizados reportados por los relés se plasman finalmente en una interfaz HMI como herramienta de visualización del estado del sistema creada a tal efecto, que se encuentra cargada en el propio controlador en tiempo real. Todo lo anterior conlleva realizar las configuraciones apropiadas desde cero.

A la par de todo ello se ejecuta la integración de estos equipos dentro del modelo de *smart grid* instalado en la ESTIM de la Universidad de León, pudiendo acceder por tanto a las configuraciones de los equipos y a la interfaz HMI desde los laboratorios incluidos dentro de esta *smart grid*.

Como líneas futuras de ampliación de este trabajo puede plantearse la utilización de estos sincrofasores para la implementación de un algoritmo de protección diferencial de línea en el controlador en tiempo real, o establecer en este mismo equipo un estimador de estado de los flujos de potencia del sistema empleando igualmente estas medidas. Como aspecto más teórico, se plantea la posibilidad de realizar una investigación exhaustiva sobre los sincrofasores, sus métodos de generación, o sus posibles deficiencias.

No obstante lo anterior, se propone en el ANEXO II una modificación del propio módulo de simulación para incluir de forma definitiva los nuevos equipos en dicho módulo. Se plantea también una modificación en los circuitos eléctricos para poder simular dos líneas en paralelo de 46 km y 92 km, a mayores de los casos ya posibles.

## 9 Referencias

- [1] J. Cabeza López-Vázquez, “Estudio de la situación actual de las smart grids,” *Study of the present situation of the smart grids*, Sep. 2016, Accessed: Aug. 23, 2022. [Online]. Available: <https://repositorio.unican.es/xmlui/handle/10902/9143>
- [2] “La Escuela de Industriales analiza hoy las redes inteligentes o ‘Smart Grids’ | Universidad de León.” <https://www.unileon.es/noticias/la-escuela-de-industriales-analiza-hoy-las-redes-inteligentes-o-smart-grids> (accessed Aug. 23, 2022).
- [3] K. E. Martin *et al.*, “Exploring the IEEE Standard C37.118-2005 Synchrophasors for Power Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 4, pp. 1805-1811, Oct. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.916092.
- [4] A. G. Phadke and J. S. Thorp, “HISTORY AND APPLICATIONS OF PHASOR MEASUREMENTS,” in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Oct. 2006, pp. 331-335. doi: 10.1109/PSC.2006.296328.
- [5] Roberto Cimadevilla, “Fundamentos de la medición de sincrofasores,” *Com. Estud. B5 - Prot. Sist. Autom. Subestaciones*, vol. 1, May 2009.
- [6] “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” *IEEE Std C371181-2011 Revis. IEEE Std C37118-2005*, pp. 1-61, Dec. 2011, doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219.
- [7] “IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems,” *IEEE Std 1344-1995R2001*, pp. i-, 1995, doi: 10.1109/IEEESTD.1995.93278.
- [8] M. Rhodes, R. Quint, and A. Silverstein, “Integrating Synchrophasor Technology into Power System Protection Applications,” in *2019 International Conference on Smart Grid Synchronized Measurements and Analytics (SGSMA)*, May 2019, pp. 1-8. doi: 10.1109/SGSMA.2019.8784482.
- [9] A. E. Pérez Fernández, “Sincrofasores y su aplicación en control de área amplia en sistemas de potencia,” *InstnameUniversidad Autónoma Occidente*, May 2012, Accessed: Aug. 23, 2022. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10614/3145>
- [10] S. Lopez, J. Gomez, R. Cimadevilla, and O. Bolado, “Synchrophasor Applications of the National Electric System Operator of Spain,” in *2008 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers*, Apr. 2008, pp. 436-456. doi: 10.1109/CPRE.2008.4515070.
- [11] P. Pena, A. Etxegarai, L. Valverde, I. Zamora, and R. Cimadevilla, “Synchrophasor-based anti-islanding detection,” in *2013 IEEE Grenoble Conference*, Jun. 2013, pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2013.6652280.
- [12] E. O. Schweitzer, D. Whitehead, G. Zweigle, and K. G. Ravikumar, “Synchrophasor-based power system protection and control applications,” in *2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX, USA, Mar. 2010, pp. 1-10. doi: 10.1109/CPRE.2010.5469481.
- [13] RCC Telecommunications and Timing Group, “IRIG Serial Time Code Formats,” *RCC 200-16*, Aug. 2016.
- [14] M. A. Mejía *et al.*, “Protocolos y topologías utilizadas en los sistemas de comunicación de las microrredes eléctricas,” *Cienc. Ing. Apl.*, vol. 4, no. 1, Art. no. 1, Jul. 2021, doi: 10.22206/cyap.2021.v4i1.pp81-95.
- [15] K. E. Martin, “Synchrophasor Standards Development - IEEE C37.118 & IEC 61850,” Feb. 2011, pp. 1-8. doi: 10.1109/HICSS.2011.393.
- [16] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., “SEL-2404 Satellite-Synchronized Clock Instruction Manual.” Nov. 19, 2019.
- [17] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., “SEL-751A Feeder Protection Relay Instruction Manual.” Jun. 10, 2022.
- [18] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., “SEL-421-4, -5 Protection, Automation and Control System Instruction Manual.” Jun. 30, 2022.

- [19] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., “SEL-3530 Real-Time Automation Controller (RTAC) Instruction Manual.” Jul. 29, 2022.
- [20] J. Beach and C. Garrison, “Understanding Fundamental SEL Relay Settings That Are Needed for Implementing IEEE C37.118 (Synchrophasors) Protocol on an SEL RTAC,” p. 18.
- [21] D. Kite and J. Burns, “Managing Time in the RTAC,” p. 20.
- [22] J. L. Córdova Pazmiño, “Estudio de ajuste y coordinación de protecciones con relés digitales (IED) del sistema eléctrico Quito en niveles devoltaje de 138kV y 46kV,” Sep. 2008, Accessed: Aug. 23, 2022. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/882>

# 10 ANEXO I

Se relacionan en este ANEXO I algunas de las funciones de protección más características con las que cuentan los relés de protección, con codificación ANSI:

- ANSI 21: función de protección de distancia
- ANSI 25: función de autosincronismo
- ANSI 27: función de protección de mínima tensión
- ANSI 32: función de protección direccional de potencia
- ANSI 37: función de protección de subintensidad
- ANSI 46: función de protección de equilibrio de fases
- ANSI 49: función de protección de imagen térmica
- ANSI 50: función de protección instantánea de sobreintensidad
- ANSI 51: función de protección temporizada de sobreintensidad
- ANSI 59: función de protección de sobretensión
- ANSI 67: función de protección de sobreintensidad direccional
- ANSI 79: función de automatismo de reenganche automático
- ANSI 81: función de protección de sobre o subfrecuencia
- ANSI 87: función de protección diferencial

Si precedido al número ANSI se indica una N, se expresa que el elemento de protección aplica al neutro. De forma similar, si se indica una O se expresa que el elemento será de máximo, y si se indica una U será de mínimo. Si aparece una R, indicará una tasa de cambio o una variación.

# 11 ANEXO II

En este ANEXO II se añade una serie de esquemas eléctricos confeccionados con objeto de llevar a cabo modificaciones sobre el módulo de simulación utilizado en este trabajo. Es el módulo de Línea Aérea de Muy Alta Tensión de 400 kV, y con esta propuesta de modificación se pretende modificar el cableado de dicho módulo para poder obtener más posibilidades de simulación, así como también integrar de forma efectiva los equipos de protección, asignarles un punto de medida fijo en la línea, y emplearlos como equipos reales de protección (a mayores del uso actual de supervisión).

En la página siguiente se añade un índice de los planos adjuntados a posteriori.

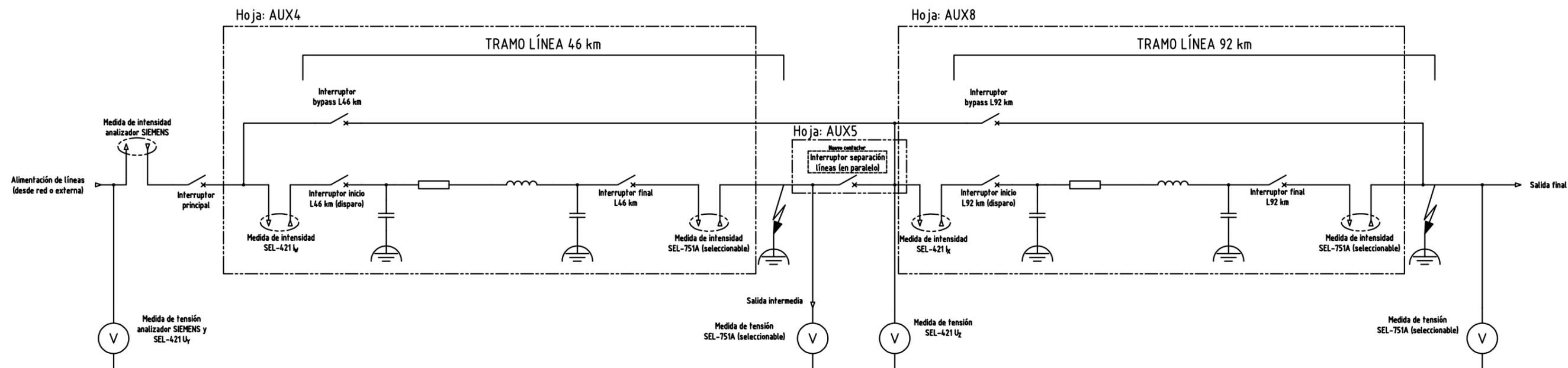
# Índice de hojas

Hoja	Descripción de hoja	Campos adicionales de hoja	Fecha
0.2	Plano general de la línea	PLANO GENERAL	22/11/2022
1	Relé SEL-751A Feeder	AUX1 (nuevo)	22/11/2022
2	Reloj SEL-2404	AUX2 (nuevo)	22/11/2022
3	RTAC SEL-3530	AUX3 (nuevo)	22/11/2022
4	Tramo línea de 46 km con bypass y puntos de medida	AUX4 (modif. 5 y 6)	22/11/2022
5	Separación de líneas de 46 km y 92 km (configuración de líneas en paralelo)	AUX5 (nuevo)	22/11/2022
6	Conmutación punto de medida tensión de relé Feeder SEL-751A (final L46 o L92)	AUX6 (nuevo)	22/11/2022
7	Conmutación punto de medida intensidad de relé Feeder SEL-751A (final L46 o L92)	AUX7 (nuevo)	22/11/2022
8	Tramo línea de 92 km con bypass y puntos de medida	AUX8 (modif. 8 y 9)	22/11/2022
9	Int. Auto, Diferencial General (2P), Fte 48 Vdc y SEL 3530 (modificado de original)	11A (modif. 11)	22/11/2022
10	SEL-421-5 (ampliación) (modificado de original)	12A (ampliac. 12)	22/11/2022

NOTA: Para las correspondencias entre conexiones/conductores en planos de nueva creación y/o modificados, se han tomado en consideración los campos adicionales de hoja, sustrayendo el texto entre paréntesis (e.g 11A, AUX1, etcétera).

Existen referencias a hojas del conjunto de planos originales, por lo que es necesario tomarlos en consideración. Los planos indicados como modificados o ampliados serán los válidos tras realizar las modificaciones (separar los planos originales correspondientes).

UNIVERSIDAD DE LEÓN Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Proyecto: Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV		
Plano: Índice de planos		Escala: NA	Fecha: 22.11.22	Nº Plano: 0.1
El alumno: Sergio Vidales Alonso		Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica		



Simulaciones posibles con esta configuración

1. LÍNEA DE 46 km

Int. ppal. cerrado, int. inic. L46 cerrado, int. final L46 cerrado, int. separación líneas cerrado, int. bypass L92 cerrado. El resto de interruptores abiertos. Medida de intensidad de SEL-421 en  $I_w$ . Medida en intensidad de SEL-751A en tramo de 46 km, al final. Medida de tensión de SEL-421 en  $U_y$ . Medida de tensión de SEL-751A en salida intermedia. Se puede provocar disparo por 50/51 o 50N/51N sobre int. inic. L46.

2. LÍNEA DE 92 km

Int. ppal. cerrado, int. bypass L46 cerrado, int. inic. L92 cerrado, int. separación líneas cerrado, int. final L92 cerrado. El resto de interruptores abiertos. Medida de intensidad de SEL-421 en  $I_x$ . Medida en intensidad de SEL-751A en tramo de 92 km, al final. Medida de tensión de SEL-421 en  $U_z$ . Medida de tensión de SEL-751A en salida final. Se puede provocar disparo por 50/51 o 50N/51N sobre int. inic. L92.

3. LÍNEA DE 138 km

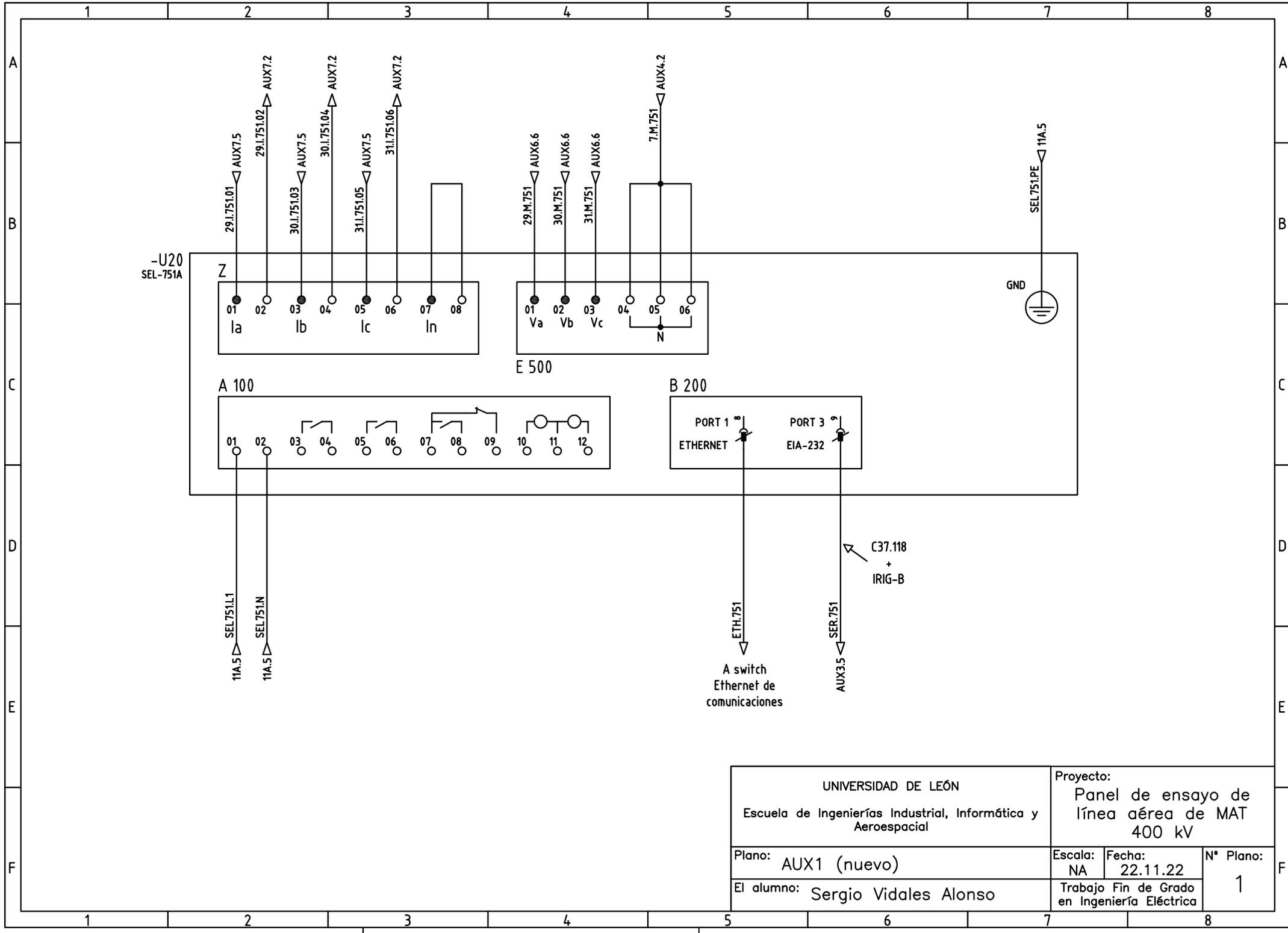
Int. ppal. cerrado, int. inic. L46 cerrado, int. final L46 cerrado, int. separación líneas cerrado, int. inic. L92 cerrado, int. final L92 cerrado. El resto de interruptores abiertos. Medida de intensidades de SEL-421 en  $I_w$ . Medida en intensidad de SEL-751A en tramo de 92 km, al final. Medida de tensión de SEL-421 en  $U_y$ . Medida de tensión de SEL-751A en tramo de 92 km, al final. Se puede provocar disparo por 50/51 o 50N/51N sobre int. inic. L46.

4. LÍNEAS EN PARARELO DE 46 Y 92 km

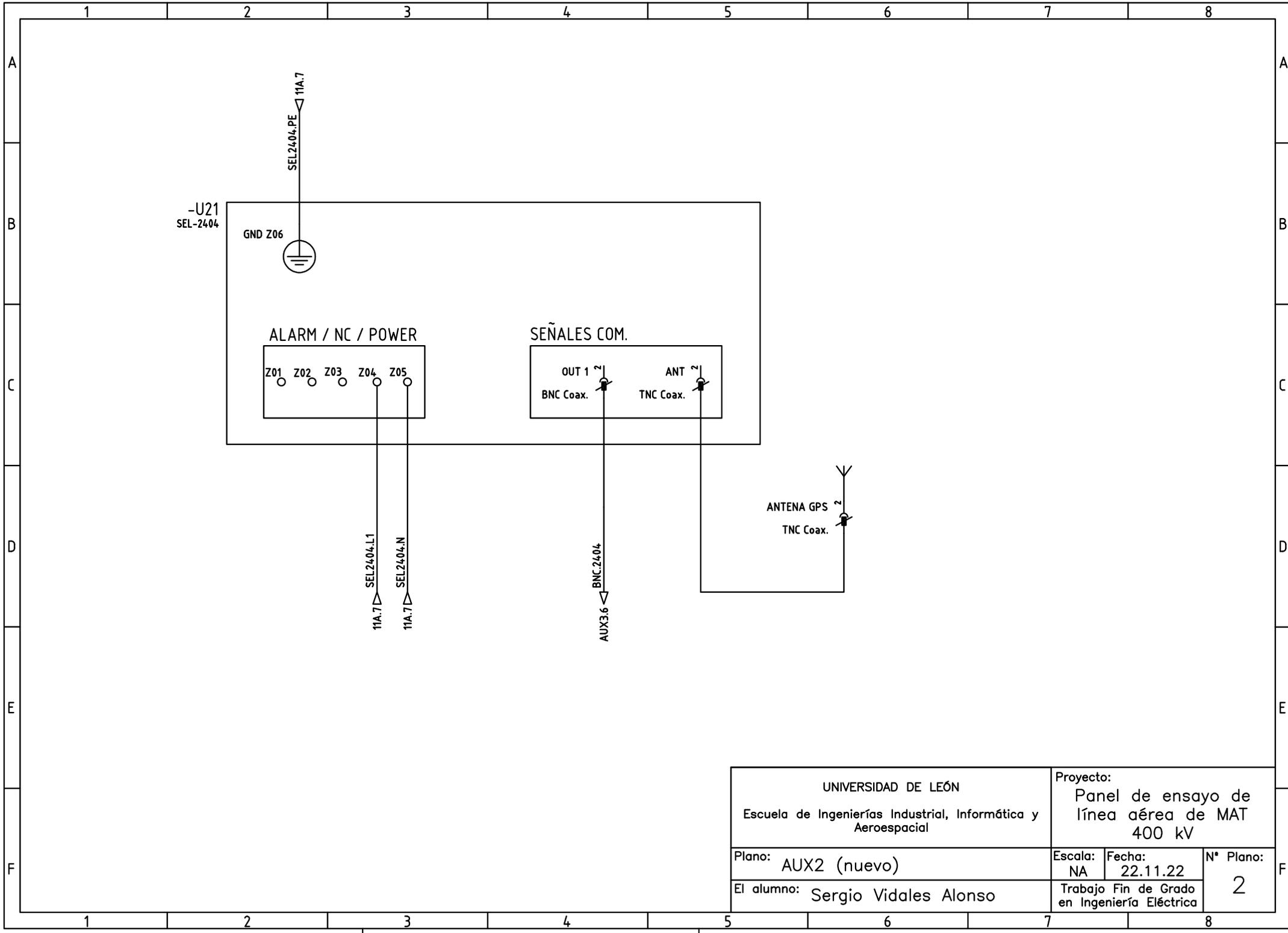
Int. ppal. cerrado, int. bypass L46 cerrado, int. inic. L46 cerrado, int. final L46 cerrado, int. inic. L92 cerrado, int. final L92 cerrado. El resto de interruptores abiertos. Medida de intensidad de SEL-421 en  $I_w$  e  $I_x$ . Medida en intensidad de SEL-751A en salida intermedia, o en tramo de 92 km, al final (seleccionable). Medida de tensión de SEL-421 en  $U_y$  y  $U_z$ . Medida de tensión de SEL-751A en salida intermedia o salida final (seleccionable). Se puede provocar disparo por 50/51 o 50N/51N sobre int. inic. L46 y int. inic. L92.

Los disparos por 50/51 o 50N/51N se indican a modo de ejemplo. Podrán configurarse otras, como 67/67N; la idea es actuar sobre los interruptores (contactores) mencionados en caso de falta.

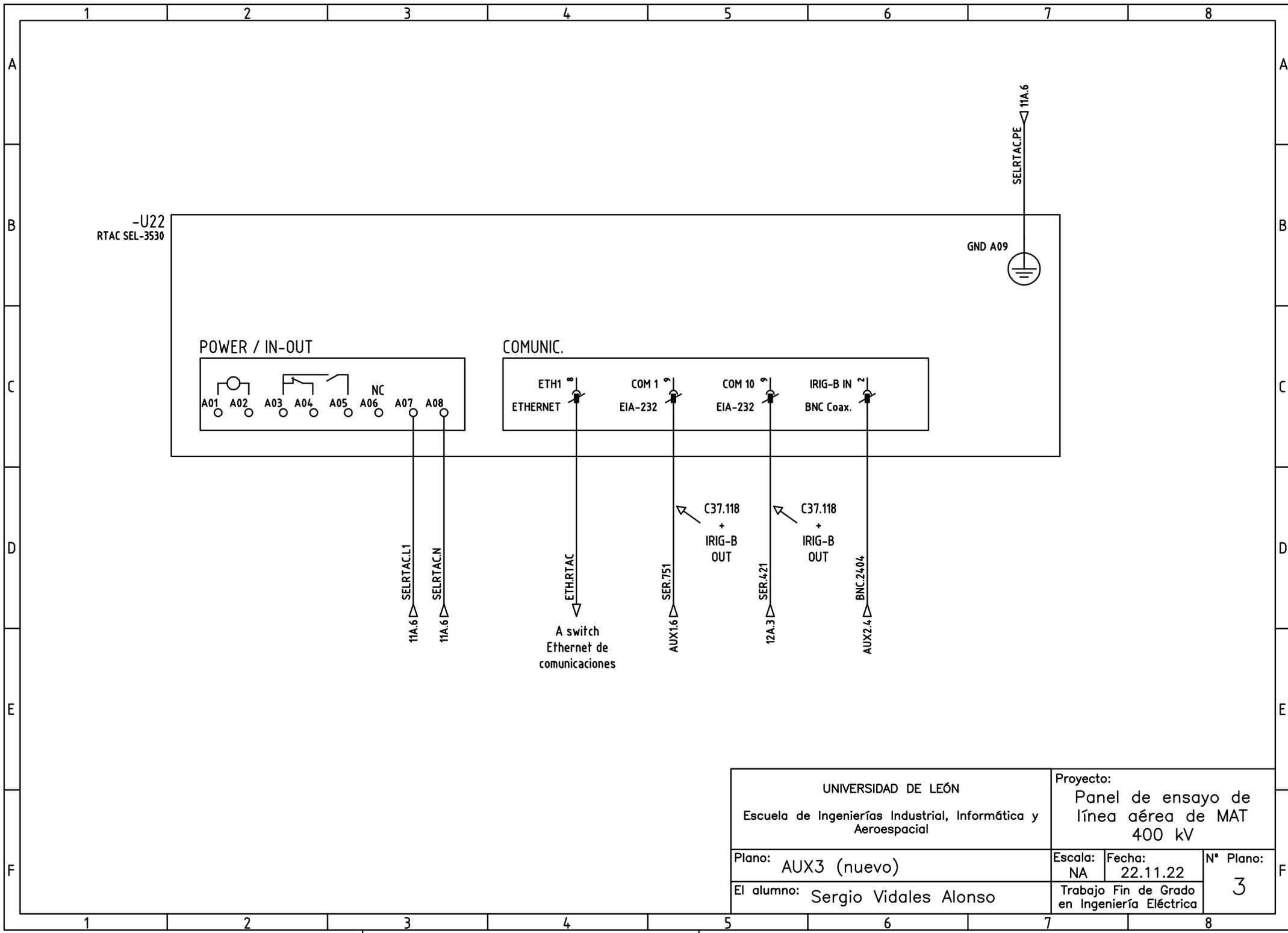
UNIVERSIDAD DE LEÓN Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Proyecto: Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV	
Plano: PLANO GENERAL		Escala: NA	Fecha: 22.11.22
El alumno: Sergio Vidales Alonso		Nº Plano: 0.2	
		Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica	



UNIVERSIDAD DE LEÓN Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Proyecto: Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV	
Plano: AUX1 (nuevo)		Escala: NA	Fecha: 22.11.22
El alumno: Sergio Vidales Alonso		Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica	
			Nº Plano: 1



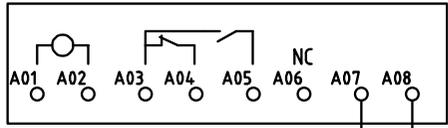
UNIVERSIDAD DE LEÓN Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Proyecto: Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV	
Plano:	AUX2 (nuevo)	Escala:	Fecha:
		NA	22.11.22
El alumno:	Sergio Vidales Alonso	Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica	
			Nº Plano: 2



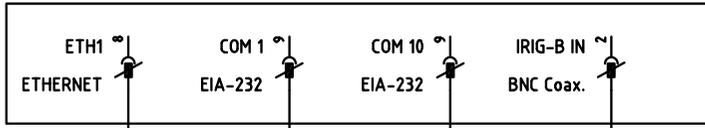
-U22  
RTAC SEL-3530



POWER / IN-OUT



COMUNIC.



SELRTAC.L1  
11A.6

SELRTAC.N  
11A.6

ETH.RTAC

A switch  
Ethernet de  
comunicaciones

SER.751  
AUX1.6

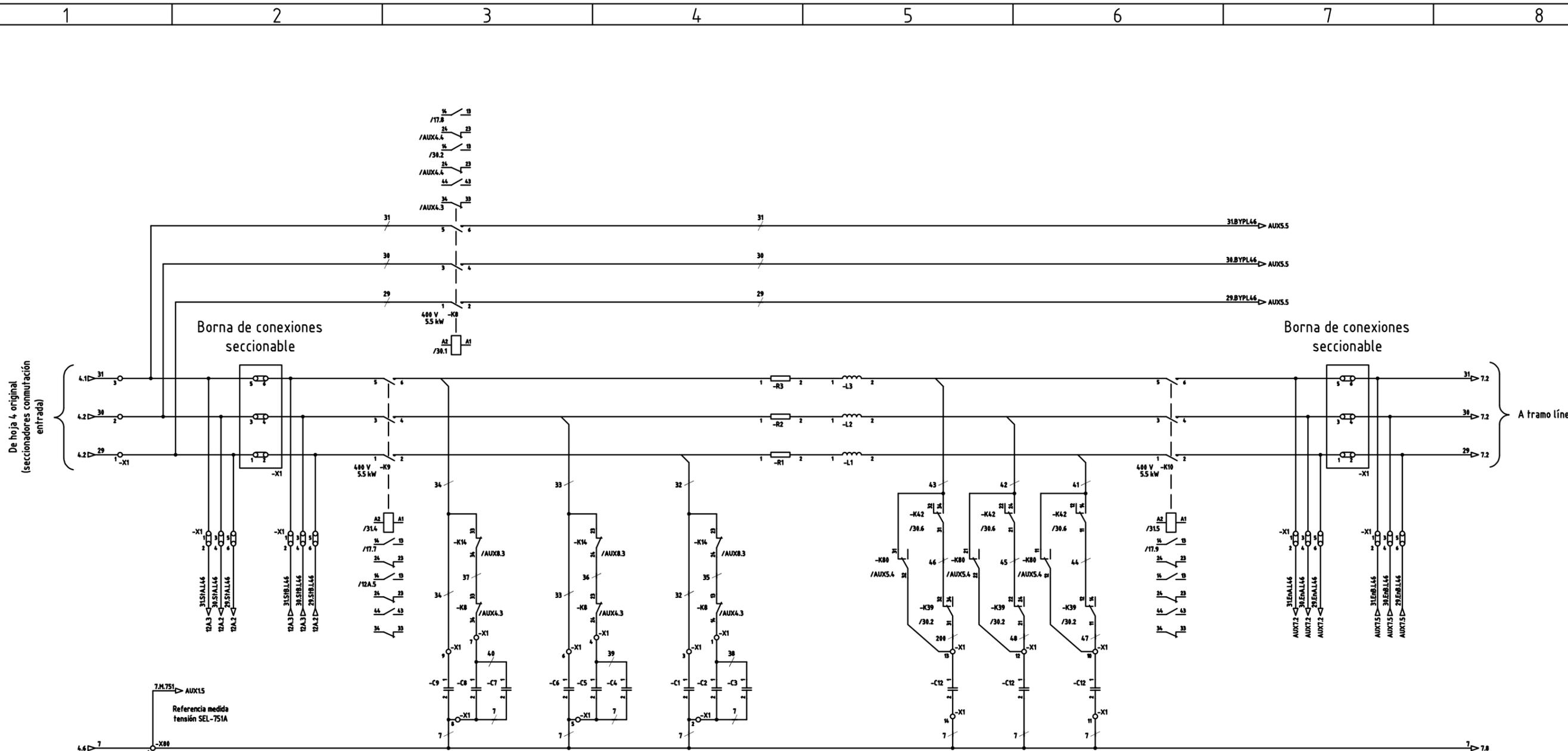
C37.118  
+  
IRIG-B  
OUT

SER.421  
12A.3

C37.118  
+  
IRIG-B  
OUT

BNC.2404  
AUX2.4

UNIVERSIDAD DE LEÓN		Proyecto:	
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV	
Plano:	AUX3 (nuevo)	Escala:	Fecha:
		NA	22.11.22
El alumno:	Sergio Vidales Alonso	Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica	
		N° Plano: 3	



De hoja 4 original  
(seccionadores conmutación  
entrada)

A tramo línea de 92 km

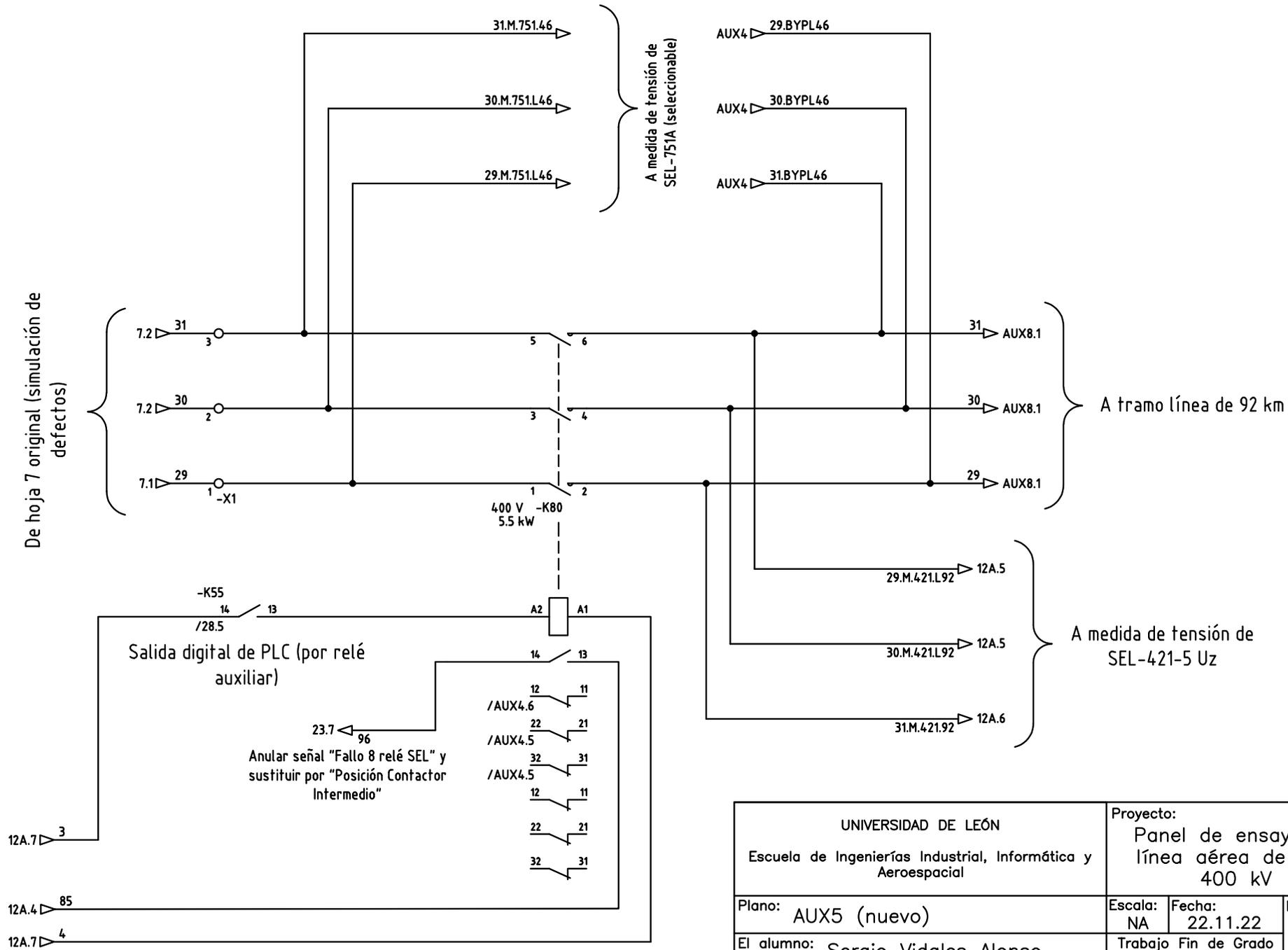
Borna de conexiones  
seccionable

Borna de conexiones  
seccionable

7.M.751 → AUX15  
Referencia medida  
tensión SEL-751A

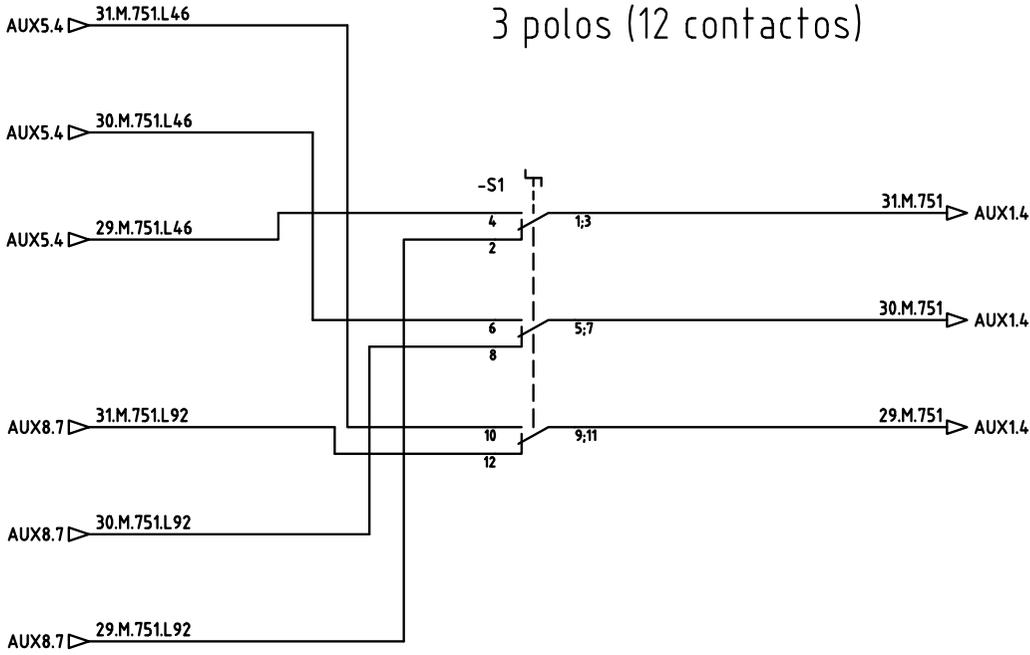
UNIVERSIDAD DE LEÓN Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Proyecto: Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV	
Plano: AUX4 (modif. 5 y 6)	Escala: NA	Fecha: 22.11.22	Nº Plano: 4
El alumno: Sergio Vidales Alonso		Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica	

De hoja 7 original (simulación de defectos)

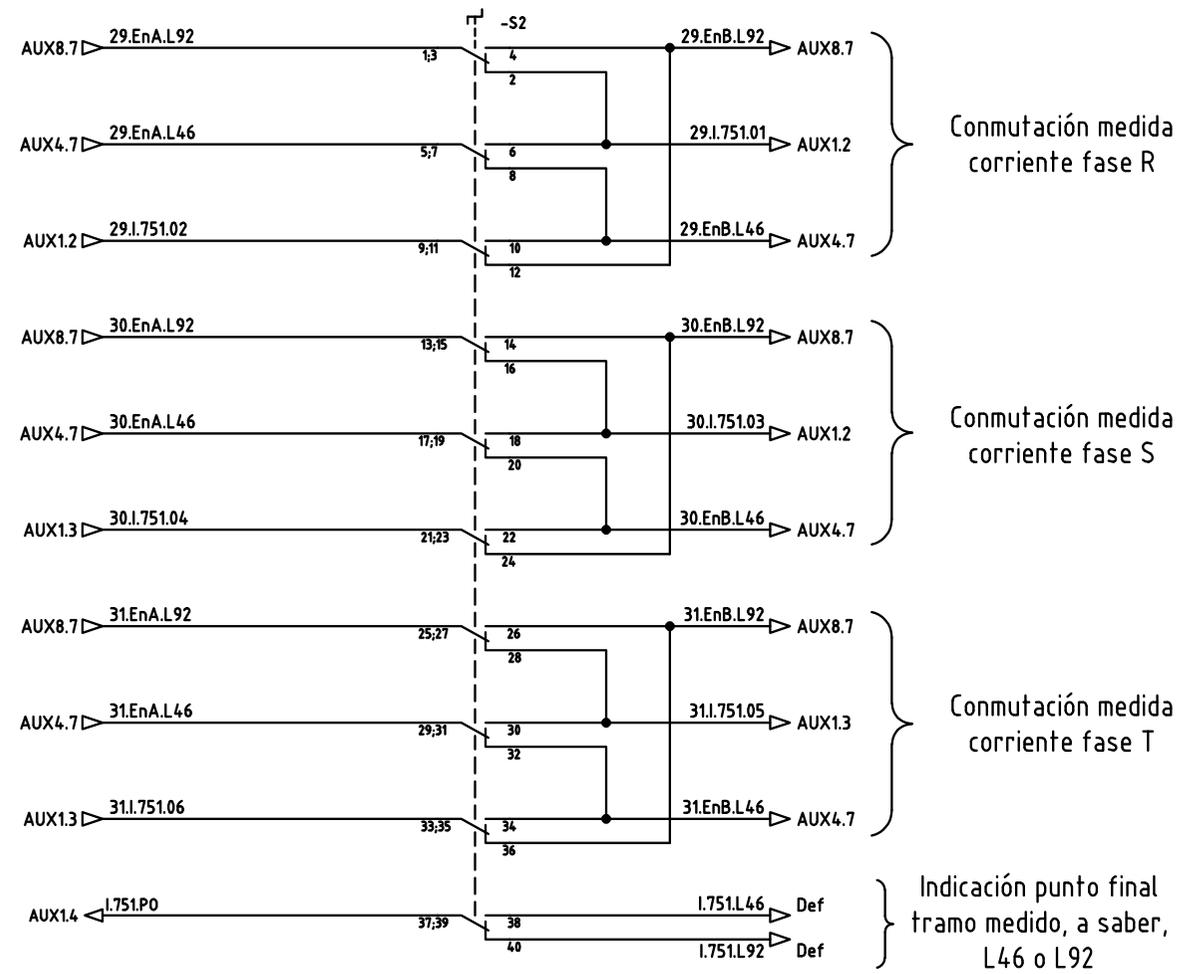


UNIVERSIDAD DE LEÓN		Proyecto:	
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV	
Plano:	AUX5 (nuevo)	Escala:	Fecha:
El alumno:	Sergio Vidales Alonso	NA	22.11.22
			Nº Plano:
			5

Efectuar conmutación mediante interruptor manual de levas de 3 polos (12 contactos)

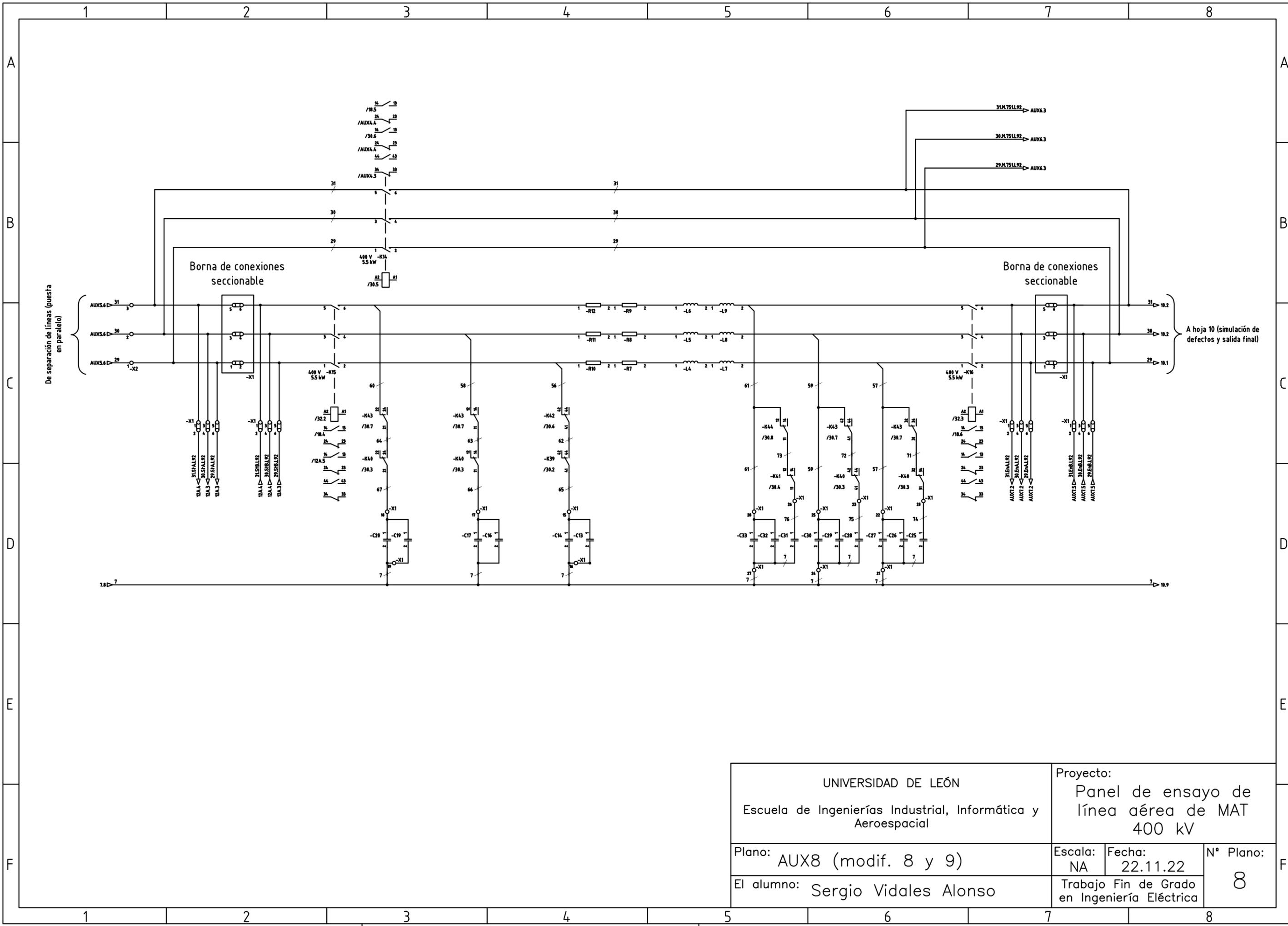


UNIVERSIDAD DE LEÓN		Proyecto:	
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV	
Plano:	AUX6 (nuevo)	Escala:	Fecha:
		NA	22.11.22
El alumno:	Sergio Vidales Alonso	Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica	
		Nº Plano:	
		6	

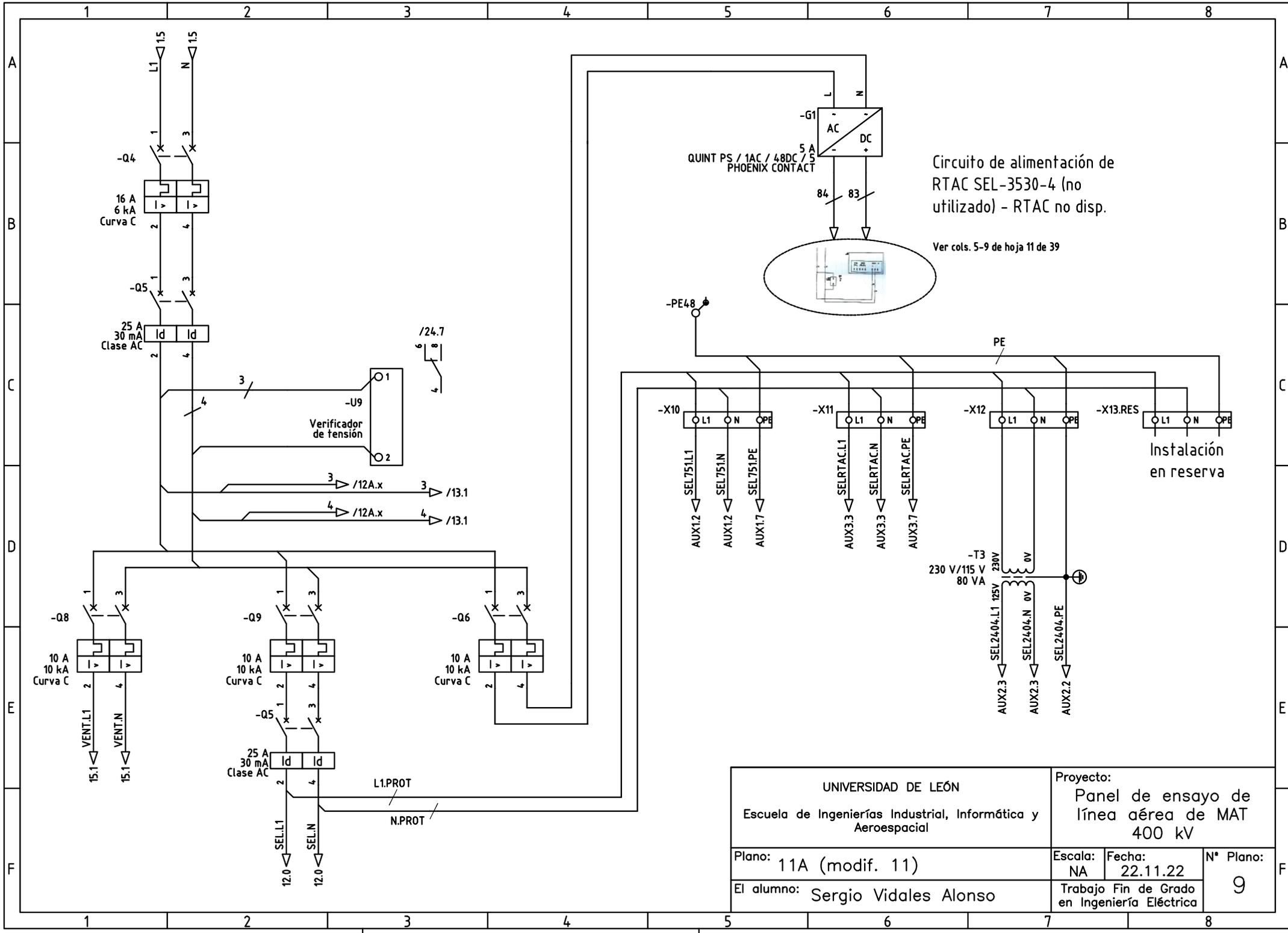


Efectuar conmutación mediante interruptor manual de levas de 10 polos (40 contactos)

UNIVERSIDAD DE LEÓN		Proyecto:		
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV		
Plano:	AUX7 (nuevo)	Escala:	Fecha:	Nº Plano:
El alumno:	Sergio Vidales Alonso	NA	22.11.22	7
		Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica		

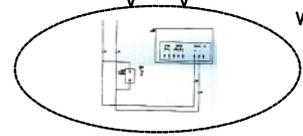


UNIVERSIDAD DE LEÓN Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Proyecto: Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV	
Plano: AUX8 (modif. 8 y 9)		Escala: NA	Fecha: 22.11.22
El alumno: Sergio Vidales Alonso		Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica	
			N° Plano: 8



Circuito de alimentación de RTAC SEL-3530-4 (no utilizado) - RTAC no disp.

Ver cols. 5-9 de hoja 11 de 39



UNIVERSIDAD DE LEÓN		Proyecto:	
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial		Panel de ensayo de línea aérea de MAT 400 kV	
Plano:	11A (modif. 11)	Escala:	Fecha:
El alumno:	Sergio Vidales Alonso	NA	22.11.22
		Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Eléctrica	Nº Plano:
			9

