



Universidad Autónoma de San Luis Potosí

Facultad de Ingeniería

Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

Implementación de monitoreo en punto de interconexión de centrales eléctricas asíncronas tipo D de acuerdo con el Código de Red 2.0.

Trabajo Recepcional

Que para obtener el grado de:

Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:

Jorge Colunga Martínez

Asesores:

M.I.D.E. Moisés Campeas Balpuesta

MTL. Francisco Javier Ramírez Aguilera

San Luis Potosí, S.L.P.

Junio de 2025





21 de noviembre de 2024

**ING. JORGE COLUNGA MARTÍNEZ
P R E S E N T E**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por el **M.I.D.E. Moisés Campeas Balpuesta y el MTL. Francisco Javier Ramírez Aguilera**, Asesor y Coasesor del Trabajo Recepcional que desarrollará usted, con el objeto de obtener el Grado de **Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia**, me es grato comunicarle que en la sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 21 de noviembre del presente año, fue aprobado el Temario propuesto:

TEMARIO:

"Implementación de monitoreo en punto de interconexión de centrales eléctricas asíncronas tipo D de acuerdo con el Código de Red 2.0"

1. Introducción.
2. Normativas y leyes de la industria eléctrica en México.
3. Desarrollo de implementación de monitoreo en punto de interconexión.
4. Pruebas de la implementación y resultados.
5. Conclusiones.

Bibliografía.

"MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO"

A T E N T A M E N T E


DR. EMILIO JORGE GONZÁLEZ GALVÁN
DIRECTOR
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA
DE SAN LUIS POTOSÍ
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCION

www.uaslp.mx

Copia. Archivo
*etn.

Av. Manuel Nava 8
Zona Universitaria • CP 78290
San Luis Potosí, S.L.P.
tel. (444) 826 2330 al39
fax (444) 826 2336

"UASLP, con profesionistas abiertos al mundo"



UASLP
Universidad Autónoma
de San Luis Potosí



FACULTAD DE
INGENIERÍA



CENTRO DE
**INVESTIGACIÓN
Y ESTUDIOS
DE POSGRADO**

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE SAN LUIS POTOSÍ
FACULTAD DE INGENIERÍA
Área de Investigación y Estudios de Posgrado

DECLARACIÓN

El presente trabajo que lleva por título:

Implementación de monitoreo en punto de interconexión de centrales eléctricas asíncronas
tipo D de acuerdo con el Código de Red 2.0.

se realizó en el periodo noviembre de 2022 a junio de 2025 bajo la dirección del M.I.D.E.
Moisés Campeas Balpuesta y la codirección del MTL. Francisco Javier Ramírez Aguilera.

Originalidad

Por este medio aseguro que he realizado el trabajo reportado, y la escritura de este documento de trabajo recepcional para fines académicos sin ayuda indebida de terceros y sin utilizar otros medios más que los indicados.

Las referencias e información tomadas directa o indirectamente de otras fuentes se han definido en el texto como tales y se ha dado el debido crédito a las mismas.

El autor exime a la UASLP de las opiniones vertidas en este trabajo escrito y asume la responsabilidad total del mismo.

Este trabajo no ha sido sometido como tesis o trabajo terminal a ninguna otra institución nacional o internacional en forma parcial o total, exceptuando el caso cuando existe un convenio específico de doble titulación celebrado entre ambas instituciones.

Se autoriza a la UASLP para que divulgue este documento para fines académicos.

El autor del trabajo escrito, Jorge Colunga Martínez.

AGRADECIMIENTOS

La culminación de este trabajo recepcional, como parte del proceso para obtener el grado de Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia, representa no solo el cierre de una etapa académica, sino también el resultado de un proceso de desarrollo profesional y personal que no habría sido posible sin el respaldo de diversas personas e instituciones.

En primer lugar, expreso mi más sincero agradecimiento a Schweitzer Engineering Laboratories y a la Universidad Autónoma de San Luis Potosí por brindarme el espacio, los recursos y la confianza necesarios para desarrollar este trabajo recepcional en el marco de mi labor profesional.

De manera especial, agradezco a mis compañeros de Schweitzer Engineering Laboratories por su guía, apertura y constante disposición para compartir sus conocimientos y experiencias. Su apoyo ha sido fundamental, así como el ambiente de crecimiento personal y profesional que promueven dentro de la organización, el cual ha sido clave en mi formación durante este proceso.

A mis profesores y tutores de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, les agradezco profundamente su acompañamiento académico, los desafíos planteados y su compromiso con una formación crítica y rigurosa.

De manera especial, extendiendo mi gratitud a quienes impartieron las asignaturas y participaron directamente en el desarrollo de este trabajo recepcional. Su orientación, paciencia y valiosas observaciones fueron fundamentales para enriquecer y dar solidez a este proyecto.

A mis compañeros de generación, gracias por las conversaciones, el apoyo mutuo y la camaradería que hicieron de este camino una experiencia más llevadera y enriquecedora.

Finalmente, expreso mi agradecimiento a mi familia y seres queridos, en particular a mi esposa e hijos, por su comprensión, apoyo constante y confianza en mí a lo largo de este proceso. Su presencia y respaldo han sido fundamentales para la realización de este trabajo recepcional, el cual también les pertenece.

Muchas gracias.

RESUMEN

Este trabajo describe y explica el desarrollo de monitoreo en punto de interconexión de centrales eléctricas asíncronas tipo D de acuerdo con el Código de Red 2.0. Esta implementación tiene como principal objetivo servir como una herramienta de supervisión en los sistemas SCADA ya instalados en las subestaciones elevadoras de los usuarios e integrantes del Sistema eléctrico Nacional (SEN), referidos en el título de este documento. Con el fin de alertar a los usuarios sobre cualquier violación de criterios específicos establecidos en el Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional.

El desarrollo de este monitoreo consiste en la medición de parámetros de corriente y voltaje con un medidor multifunción SEL-735 en el punto de interconexión de la central eléctrica al SEN y realizar ciertas evaluaciones en conjunto con el Controlador de automatización en tiempo real (SEL-RTAC).

También en el presente documento se mencionan pruebas realizadas para validar el desarrollo de la implementación y se muestra cómo se estaría realizando el monitoreo con la visualización de alarmas y el registro de estas como eventos.

Al final se presentan las conclusiones obtenidas de este trabajo recepcional, aportando apuntes sobre la interpretación de la evaluación sobre los criterios de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN y observaciones sobre las ventajas o aportes que puedan generar la implementación del monitoreo en este tipo de centrales eléctricas.

INDICE

PORTADA.....	I
APROBACION DE TEMARIO	II
DECLARACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
RESUMEN	VI
INDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS	XII
INDICE DE ABREVIATURAS.....	XIII
CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1-OBJETIVO GENERAL	7
1.2-OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
1.3-CONTENIDO DEL DOCUMENTO	9
CAPITULO 2. NORMATIVAS Y LEYES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO	11
2.1-ESTANDARES Y NORMAS INTERNACIONALES	11
2.2-NORMAS, LEYES Y ORGANISMOS QUE RIGEN EL SEN MEXICANO	12
2.3-CODIGO DE RED 2.0	14
2.4-REQUERIMIENTOS DE CRITERIOS A EVALUAR DEL MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	20
2.4.1-RANGOS DE FRECUENCIA	23
2.4.2-LIMITACIÓN TOTAL DE POTENCIA ACTIVA	23
2.4.3-RANGO DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN.....	24
2.4.4-CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA MAXIMA Y DEBAJO DE LA POTENCIA MÁXIMA / CONTROL DE POTENCIA REACTIVA	24
2.4.5-CONTROL DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN	26
2.4.6-CONTROL DE FACTOR DE POTENCIA.....	27
2.4.7-CONDICIONES PARA RECONEXIÓN AUTOMÁTICA.....	28
2.4.8-REQUERIMIENTOS GENERALES DE DESBALANCE MÁXIMO EN LA TENSIÓN	28

2.4.9-REQUERIMIENTOS GENERALES DE SEVERIDAD DEL PARPADEO	29
2.4.10-REQUERIMIENTOS GENERALES DE CONTENIDO ARMÓNICO MÁXIMO	30
CAPITULO 3. DESARROLLO DE IMPLEMENTACIÓN DE MONITOREO EN PUNTO DE INTERCONEXIÓN	32
3.1-EQUIPO DE PRUEBAS Y DISPOSITIVOS DEL SISTEMA DE MONITOREO	32
3.2-PROCEDIMIENTOS, GENERACION DE BDD Y AJUSTES.....	33
3.2.1-BASES DE DATOS GENERADAS	35
3.2.2-AJUSTES DE INTEGRACION ENTRE SEL-735 Y SEL-RTAC	38
3.2.3-AJUSTES DE LOGICAS DE SEL-735 Y SEL-RTAC	44
3.2.3.1-RANGOS DE FRECUENCIA	45
3.2.3.2-CONTROL DE POTENCIA REACTIVA/CONTROL DE TENSION/CONTROL DE FACTOR DE POTENCIA	46
3.2.3.3-CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA MÁXIMA/ CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA DEBAJO DE LA POTENCIA MÁXIMA	49
3.2.3.4-RANGO DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN.....	51
3.2.3.5-LIMITACIÓN TOTAL DE POTENCIA ACTIVA/RECONEXIÓN AUTOMÁTICA (RAMPA DE VARIACIÓN DE POTENCIA ACTIVA)	52
3.2.3.6-CALIDAD DE LA POTENCIA	53
3.2.3.6.1-DESBALANCE MÁXIMO EN LA TENSIÓN	54
3.2.3.6.2-SEVERIDAD DEL PARPADEO.....	55
3.2.3.6.3-CONTENIDO ARMÓNICO MÁXIMO.....	56
3.2.4-AJUSTES DE DESARROLLO DE IHM EN SEL-RTAC/DIAGRAM BUILDER	58
CAPITULO 4. PRUEBAS DE LA IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS	62
4.1- EQUIPOS DE PRUEBAS.....	62
4.2- ESCENARIO DE PRUEBAS, CONEXIÓN Y PRUEBAS.....	63
4.2.1-RANGOS DE FRECUENCIA	66
4.2.2-CONTROL DE POTENCIA REACTIVA/CONTROL DE TENSION/CONTROL DE FACTOR DE POTENCIA	67
4.2.3-CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA MÁXIMA/ CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA DEBAJO DE LA POTENCIA MÁXIMA	72
4.2.4-RANGO DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN.....	74
4.2.5-LIMITACIÓN TOTAL DE POTENCIA ACTIVA/RECONEXIÓN AUTOMÁTICA (RAMPA DE VARIACIÓN DE POTENCIA ACTIVA)	75
4.2.6-CALIDAD DE LA POTENCIA	77

4.2.6.1-DESBALANCE MÁXIMO EN LA TENSIÓN	78
4.2.6.2-SEVERIDAD DEL PARPADEO.....	79
4.2.6.3-CONTENIDO ARMÓNICO MÁXIMO.....	80
4.3- GENERACION DE REPORTES DE EVENTOS Y ALARMAS	81
CAPITULO 5. CONCLUSIONES.....	85
BIBLIOGRAFIA	88

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Representación de conexión de medidor SEL-735 en punto de interconexión de la central eléctrica al SEN	7
Figura 2.- Prelación Jerárquica en el Código de Red 2.0.....	18
Figura 3.- Diagrama V-P-Q/Pmax de una central eléctrica asíncrona tipo D.	26
Figura 4.- Arquitectura de comunicación del sistema a implementar.	34
Figura 5.- Protocolos de comunicación que intervienen entre DEL's.	35
Figura 6.- Modelado de SEL-RTAC en software Architect.	38
Figura 7.- Generación de DataSet de SEL-RTAC y suscripción de mensajes GOOSE de SEL-735 en software Architect.....	39
Figura 8.- Generación de DataSet de SEL-735 y suscripción de reporte MMS de SEL-RTAC en software Architect.	40
Figura 9.-Señales virtual tag list y mapa DNP Server.	41
Figura 10.- Configuración de señales analógicas en registros configurables.....	41
Figura 11.- Mapeo DNP de registros configurables en el Map 1 - Analog Input 1.	42
Figura 12.- Mapeo DNP de señales binarias en el MAP 1 - Binary Input 1.	42
Figura 13.- Ajustes para enlace DNP en el SEL-735.	43
Figura 14.- Ajustes para enlace DNP en el SEL-RTAC.....	43
Figura 15.- Intervalo y solicitud de sondeo DNP personalizado.	44
Figura 16.- Configuración de Function Block para evaluación de rangos de frecuencia.....	46
Figura 17.- Configuración de Function Block para evaluación de modos de control.	48
Figura 18.- Configuración de Function Block para evaluación de capacidad de potencia reactiva.	50
Figura 19.- Desbalance de la tensión asignado en registro configurable.	54
Figura 20.- Parpadeo de corta y larga duración asignado en registro configurable.	55
Figura 21.- Ajustes de armónicos e interarmónicos y asignación en registros configurables.	57
Figura 22.- Desplegado IHM de la implementación del monitoreo.	59
Figura 23.- Escenario de pruebas.	64
Figura 24.- Configuración de State Sequencer en software Test Universe.	65
Figura 25.- Operación de FB y visualización de señales de rangos de frecuencia en SEL-RTAC.....	67
Figura 26.- Representación de pruebas y evaluación de control de tensión.	71
Figura 27.- Visualización de alarma de Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima y debajo de potencia máxima en SEL-RTAC.....	73
Figura 28.- Visualización de alarmas de Rangos de tensión en IHM de SEL-RTAC y secuencial de eventos del SEL-735.	74

Figura 29.- Representación de pruebas y evaluación de limitación total de potencia activa.	76
Figura 30.- Representación de pruebas y evaluación de rampa admisible máxima de potencia activa.	77
Figura 31.- Módulo de prueba Generador de señales PQ del OMICRON para simular eventos de calidad de la potencia.	78
Figura 32.- Visualización de alarmas de desbalance de tensión en IHM de SEL-RTAC.	79
Figura 33.- Visualización de alarmas de severidad del parpadeo en IHM de SEL-RTAC.	80
Figura 34.- Visualización de alarmas de contenido armónico máximo en IHM de SEL-RTAC.	81
Figura 35.- Exportación de reporte de secuencial de eventos (SOE Viewer) de la IHM del SEL-RTAC.	82
Figura 36.- Configuración de la extensión EmailPlus y recepción de alarma de sistema monitoreo mediante correo electrónico.	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Clasificación de una Central Eléctrica según su Capacidad Instalada Neta.....	2
Tabla 2.- Periodos mínimos durante los cuales una Central Eléctrica debe mantenerse en operación, aun cuando la frecuencia de la red se desvíe del valor nominal, sin proceder a su desconexión.	23
Tabla 3.- Límites operativos dentro de los cuales las centrales eléctricas deben mantenerse conectadas a la red sin desconectarse.	24
Tabla 4.- Límites armónicos en la tensión para Centrales Eléctricas de tipo D.	31
Tabla 5.- Entradas digitales control supervisorio.....	37
Tabla 6.- Registros configurables en medidor SEL-735.	51

INDICE DE ABREVIATURAS

CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
F.P.	Factor de Potencia
Hz	Hertz
kV	Kilo Volts
kVA	Kilo Volt Ampere
Kvar	Kilo Volt Ampere Reactivos
kW	Kilo Watts
LT	Línea de Transmisión
MVA	Mega Volt Ampere
MVAr	Mega Volt Ampere Reactivos
MW	Mega Watt
P	Potencia Activa
P _{máx}	Potencia Máxima
PPC	Power Plant Controller (Controlador de Planta)
ANSI/IEEE	American National Standards Institute/Institute of Electrical and Electronics Engineers
pu	Por Unidad
Q	Potencia Reactiva
RNT	Red Nacional de Transmisión
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
DEI	Dispositivo Electrónico Inteligente
S.E.	Subestación Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SOE	Sequence of Events
V	Volts
IEC	International Electrotechnical Commission

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN

La historia de la producción de energía eléctrica en territorio mexicano se remonta a 1879, cuando las primeras empresas del sector privado, principalmente de capital internacional, comenzaron a producir electricidad. Desde entonces, el panorama energético del país ha experimentado transformaciones significativas, moldeando lo que hoy conocemos como el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Actualmente, la gran parte de la energía eléctrica en México se genera por la quema de combustibles fósiles, como hidrocarburos, petróleo, gas y carbón. Sin embargo, en los últimos años, ha habido un impulso notable hacia la producción de energías renovables, incluyendo la hidroeléctrica, solar, eólica y geotérmica. Este cambio responde a la necesidad de garantizar una mayor seguridad energética y reducir la contaminación, apoyando así con el objetivo de cumplir con las metas de disminución de emisiones establecidas por la comunidad internacional y reflejadas en las leyes y programas nacionales [1] CFE (2024, 1 de julio).

Dentro de estas leyes y programas se encuentran las normas administrativas generales que establecen los lineamientos para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional; conocido como el Código de Red (CdR) 2.0 (en su segunda revisión, la cual se encuentra vigente desde diciembre del 2021 hasta la fecha). Estas disposiciones son emitidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y tiene como finalidad definir los lineamientos técnicos que deben ser observados y cumplidos obligatoriamente por todos los participantes de la Industria Eléctrica en el desarrollo de sus actividades.

Los actores de la industria eléctrica colaboran para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en México. Entre ellos se encuentran las centrales eléctricas, que deben cumplir con ciertos requisitos establecidos según su capacidad instalada neta y el sistema interconectado al que se integran. [2] Secretaría de Gobernación (2021, 31 de diciembre). Estos requisitos determinan su clasificación y categorización, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1.- Clasificación de una Central Eléctrica según su Capacidad Instalada Neta.

Sistema interconectado	Central Eléctrica tipo A	Central Eléctrica tipo B	Central Eléctrica tipo C	Central Eléctrica tipo D
Sistema interconectado Nacional	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$10 \text{ MW} \leq P < 30 \text{ MW}$	$P \geq 30 \text{ MW}$
Sistema Baja California	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$	$5 \text{ MW} \leq P < 20 \text{ MW}$	$P \geq 20 \text{ MW}$
Sistema Baja California Sur	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$3 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$
Sistema interconectado Mulegé	$P < 0.5 \text{ MW}$	$0.5 \text{ MW} \leq P < 1 \text{ MW}$	$1 \text{ MW} \leq P < 3 \text{ MW}$	$P \geq 3 \text{ MW}$

Además de lo indicado en la tabla anterior, se especifican requerimientos particulares para las centrales eléctricas, dependiendo de la forma en que generan electricidad. Estas se definen de la siguiente manera:

- **Central Eléctrica Asíncrona.** Se trata de una unidad o un conjunto de unidades generadoras de electricidad que están interconectadas a la red de forma no sincronizada, o a través de sistemas de electrónica de potencia.
- **Central Eléctrica Síncrona.** Es el sistema compuesto por instalaciones y equipos encargados de generar energía eléctrica, asegurando que la

frecuencia de la tensión producida, la velocidad de las unidades generadoras y la frecuencia de la red eléctrica permanezcan estables y sincronizadas.

Para este trabajo recepcional, se decidió enfocar el desarrollo de una herramienta de monitoreo para la interconexión de centrales eléctricas asincrónicas tipo D. Este tipo de centrales, debido principalmente a su alta capacidad instalada neta, ha recibido mayor promoción de inversión público-privada para mejorar la eficiencia del sector eléctrico, lo que ha llevado a un aumento significativo en la inversión en energías renovables, especialmente en centrales solares y eólicas.

Dentro de las disposiciones del CdR 2.0 relacionadas con la integración de energías renovables y el cumplimiento de los estándares regulatorios, se encuentran las Disposiciones Generales de Red Eléctrica Inteligente en materia de Telemetría, Interoperabilidad y Seguridad de la Información (REI) para la operación del SEN, así como el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista. Para cumplir con estas disposiciones, se implementan sistemas de medición, sistemas SCADA, unidades de medición fasorial (PMU), entre otros.

Schweitzer Engineering Laboratories México (SEL México), como especialista en el desarrollo de dispositivos y soluciones para cumplir con estas disposiciones, ofrece productos como el Medidor de calidad de la energía y facturación SEL-735 y el Controlador de automatización en tiempo real (RTAC). Estos dispositivos no solo forman parte de la implementación de los sistemas mencionados, sino que también tienen la capacidad de realizar mediciones y monitoreo en el punto de interconexión de la central eléctrica al SEN, de acuerdo con el CdR 2.0 en los lineamientos

determinados dentro del “Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al Sistema Eléctrico Nacional”, al que en lo sucesivo se hará referencia simplemente como “el Manual”.

Por lo tanto, se decidió realizar este desarrollo con los dispositivos SEL-735 y SEL-RTAC, indicando a continuación las razones por las cuales se implementan como sistema integrado para este trabajo recepcional:

- El RTAC como concentrador de datos permite recopilar y procesar datos de múltiples dispositivos en tiempo real.
- El RTAC como convertidor de protocolos facilita la comunicación entre dispositivos que utilizan diferentes protocolos.
- El RTAC, como concentrador de datos, recoge y archiva automáticamente los eventos de dispositivos integrados mediante algún protocolo, así como los eventos de lógicas internas. Además, genera reportes y envía correos electrónicos.
- El RTAC como controlador lógico flexible y de alto nivel de procesamiento tiene la capacidad de desarrollar aplicaciones control y monitoreo especializadas.
- El SEL-735 cuenta con la capacidad de realizar mediciones de alta precisión para aplicaciones de facturación y análisis de calidad de energía.
- El SEL-735 como analizador de calidad de energía identifica anomalías en el sistema eléctrico y ayuda a mitigar su impacto.
- Sin el RTAC se tendría que utilizar un SCADA similar para la recopilación, procesamiento y control de datos, ya que el SEL-735 cuenta con una

capacidad limitada para la realización de lógicas requeridas para el monitoreo de una gran cantidad de datos.

A la central eléctrica asíncrona tipo D, como parte de la industria eléctrica, se le aplican pruebas y criterios de aceptación para su interconexión y operación dentro del SEN, con el fin de cumplir con las solicitudes establecidas en “el Manual” del CdR 2.0. Sin embargo, una vez que la central está interconectada y en operación, el incumplimiento de los requerimientos se revisa de manera “ex post”, es decir, en retrospectiva. Estos análisis son realizados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) o la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para la CRE, y pueden detectar que en ciertos periodos no se ha cumplido con el CdR 2.0, incluso durante eventos de disturbios en el SEN, como pérdidas de líneas de transmisión, pérdida de generación eléctrica, desconexión repentina de grandes cargas, entre otros elementos críticos del SEN. Como consecuencia, la CRE puede imponer sanciones por incumplimiento del CdR 2.0, según lo previsto en la Ley de la Industria Eléctrica.

De lo mencionado anteriormente en este apartado introductorio, este documento explica cómo se configuro el medidor SEL-735 y el Controlador de automatización en tiempo real (RTAC) SEL-RTAC, además de cómo se realizaron las pruebas en laboratorio con equipo de pruebas para implementar monitoreo en tiempo real de las mediciones en el punto de interconexión de la central y las consignas (modos de control de la planta) ejecutadas en el Controlador de Planta de la central eléctrica (Power Plant Controller por sus siglas en ingles PPC), con un dispositivo de medición que tiene la resolución requerida en las metodologías estipuladas. Y poder

brindar de esta manera un apoyo para mantener rangos de operación normal que estén dentro de los parámetros y requisitos establecidos para el cumplimiento del CdR 2.0 en el punto de interconexión al SEN de centrales eléctricas asíncronas tipo D.

La Figura 1 muestra la representación de manera simplificada de la conexión del medidor multifunción SEL-735 en el punto de interconexión de la central eléctrica al SEN.

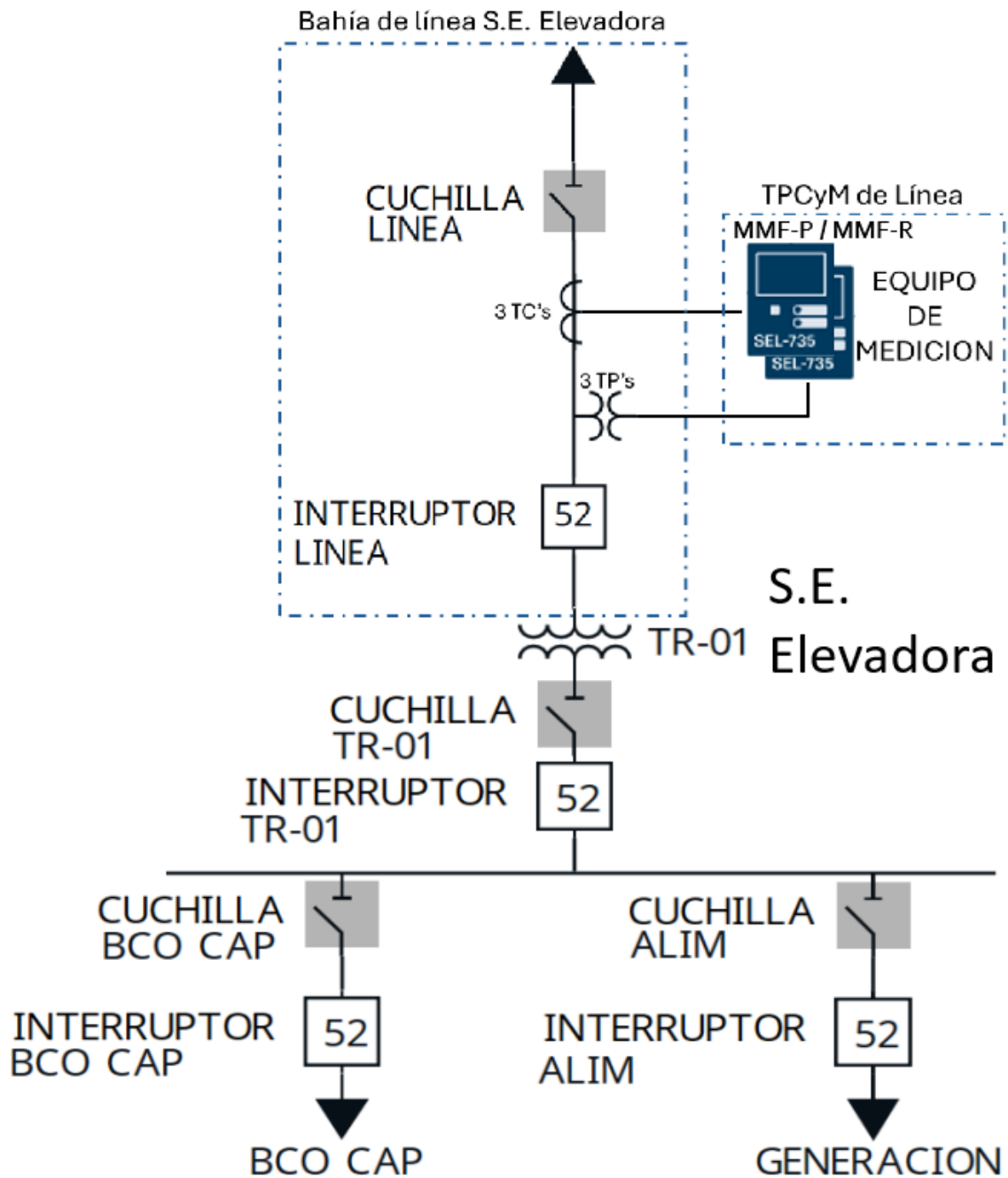


Figura 1.- Representación de conexión de medidor SEL-735 en punto de interconexión de la central eléctrica al SEN

1.1-OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una herramienta en una plataforma RTAC que interactúe con el equipo SEL-735 para análisis de mediciones, evaluación de requerimientos técnicos de

interés y dictamen de cumplimiento con base a la normativa establecida en el CdR 2.0.

1.2-OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar los criterios estadísticos de evaluación de cumplimiento que se van a monitorear, ya que el CdR 2.0 no indica el cómo se debe realizar la evaluación.
- Diseñar e implementar un listado de señales generadas en medidor SEL-735 y dispositivo RTAC, las cuales interactuarán para facilitar el monitoreo de los criterios estadísticos establecidos. Estos criterios incluyen: rangos de frecuencia, limitación total de la potencia activa, rango de tensión en el punto de interconexión, capacidad de potencia reactiva a potencia máxima, capacidad de potencia reactiva por debajo de la potencia máxima, control de tensión en el punto de interconexión, control de potencia reactiva, control del factor de potencia, reconexión automática (incluyendo la rampa de variación de la potencia activa), desbalance máximo de tensión, severidad del parpadeo y contenido armónico máximo.
- Desarrollar ajustes en el medidor SEL-735 y el dispositivo RTAC para su integración e implementación como parte de una herramienta destinada al análisis de datos estadísticos. Esta herramienta se desarrollará en función de criterios de evaluación previamente establecidos, permitiendo su operación en línea para generar alarmas y registrar un acumulativo de las mismas en caso de presentarse alguna violación a los criterios definidos en el CdR 2.0.

- Diseñar una interfaz gráfica que despliegue información relevante generada a partir de las funciones desarrolladas en el medidor SEL-735 y el dispositivo RTAC. Además, la aplicación permitirá ingresar los periodos de evaluación correspondientes a cada criterio que se deba monitorear.
- Realizar escenario de pruebas y casos de simulación para evaluar los diferentes estados operativos en el monitoreo de los criterios estadísticos establecidos. Para ello, se utilizará equipo de pruebas especializado, Ómicron.

1.3-CONTENIDO DEL DOCUMENTO

El contenido restante de este documento se organiza en cuatro capítulos, cuya descripción se presenta a continuación de manera breve:

El capítulo 2, como parte del marco teórico, analiza las normativas y leyes de la industria eléctrica en México y enfatiza la importancia de la regulación y estándares para garantizar el desarrollo eficiente y sustentable del sistema eléctrico. Describiendo primeramente los estándares internacionales (IEC, ANSI/IEEE) y enfoques, los cuales permiten la interoperabilidad, seguridad y eficiencia en los sistemas eléctricos. Este punto es relevante porque contextualiza cómo los sistemas eléctricos en México están influenciados y deben alinearse con prácticas y normas globales. En un segundo apartado de este capítulo se aborda sobre las leyes y organismos que regulan la industria eléctrica en México, destacando su objetivo de garantizar un suministro eléctrico competitivo, de alta calidad y sustentable. Y por último se profundiza sobre las regulaciones de la Comisión Reguladora de Energía,

haciendo énfasis en las disposiciones del CdR y las diferencias entre sus versiones 1.0 y 2.0; además de la definición de los criterios a evaluar. Este capítulo es clave para entender el fundamento teórico y normativo que justifica el enfoque de este trabajo recepcional.

En el capítulo 3 se detalla el proceso de implementación de un sistema de monitoreo en el punto de interconexión, enfocado en los criterios del CdR 2.0. Este capítulo se centra en describir los pasos necesarios para llevar a cabo el ajuste, integración y desarrollo de herramientas técnicas y tecnológicas que permitan evaluar y garantizar el cumplimiento normativo. Además, este capítulo es un componente técnico esencial dentro de la metodología de este trabajo recepcional. Su propósito es presentar de manera clara cómo se implementan los sistemas y herramientas necesarias para cumplir con los estándares del CdR 2.0.

El capítulo 4 se centra en validar la implementación del sistema de monitoreo en el punto de interconexión, garantizando que este cumpla con los criterios definidos del CdR 2.0. Este capítulo describe los procedimientos realizados, escenario y casos diseñados para las pruebas y los resultados obtenidos, destacando cómo estos respaldan el cumplimiento de los objetivos planteados.

El capítulo 5 reúne las conclusiones derivadas de los capítulos previos. Este apartado destaca cómo cada capítulo contribuyó al logro de los objetivos establecidos del trabajo recepcional y valida la relevancia del proyecto dentro del contexto de la industria eléctrica en México.

CAPITULO 2. NORMATIVAS Y LEYES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO

2.1-ESTANDARES Y NORMAS INTERNACIONALES

Dentro de la industria eléctrica a nivel mundial, existen estándares y normas internacionales y nacionales que regulan diferentes regiones y países para diseñar y coordinar adecuadamente los sistemas eléctricos.

Los organismos de normalización, como ANSI/IEEE (principalmente en Norteamérica y Centroamérica) y aquellos que se rigen por la norma IEC (en Europa, Asia y Oriente Medio), adoptan enfoques específicos para desarrollar y aprobar normas de diseño y pruebas. Estas normas internacionales aseguran la integración, seguridad y eficiencia de los sistemas eléctricos.

La IEC es una organización a nivel mundial dedicada a desarrollar y publicar normas internacionales para todas las tecnologías eléctricas y electrónicas. Algunas de las normativas IEC más trascendentes para instalaciones eléctricas incluyen:

- IEC 61850: Se enfoca en la automatización y control de subestaciones y la comunicación entre dispositivos, lo cual es esencial para la integración y operación de centrales eléctricas.
- IEC 60034: Sobre máquinas eléctricas rotativas, incluyendo motores asíncronos.

La IEEE es una asociación profesional comprometida con el progreso tecnológico para mejorar la calidad de vida. Sus estándares y directrices técnicas son

ampliamente adoptados en el sector eléctrico. Algunas de las normas IEEE más relevantes incluyen:

- IEEE Std 519: Proporciona directrices para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia, lo cual es crucial para la operación eficiente de generadores asíncronos.
- IEEE C2: Establece criterios de seguridad para la instalación, operación y mantenimiento de sistemas eléctricos y de comunicación.

Siendo que la ANSI/IEEE son normas basadas en el diseño, mientras que IEC tiende a ser una norma basada en el rendimiento. Dan como resultado que en muchos países donde haya empresas de la industria eléctrica que puedan ser de carácter privado o público, estas normativas converjan en sus propias normativas para garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia de sus sistemas eléctricos de potencia.

2.2-NORMAS, LEYES Y ORGANISMOS QUE RIGEN EL SEN MEXICANO

En México, las normativas, leyes y especificaciones que regulan la industria eléctrica del país, son aplicadas por diversos organismos, comisiones y secretarías que coordinan, controlan y supervisan su cumplimiento. Su objetivo es garantizar un abastecimiento de energía eléctrica que sea competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente factible y ambientalmente sostenible, en línea con las necesidades del desarrollo nacional [3] Gobierno de México (2024, 3 de julio). Algunas de estas instituciones, organismos o dependencias son:

- **El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE):** se enfoca en la operación y control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), gestionando el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y formulando programas de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica [4] Gobierno de México (2024, 3 de julio).
- **La Comisión Reguladora de Energía (CRE):** regula el mercado energético, protegiendo los intereses de los usuarios y promoviendo la competencia y el desarrollo eficiente de la industria [5] Gobierno de México (2024, 3 de julio).
- **La Secretaría de Energía (SENER):** establece y coordina la política energética del país, supervisando su cumplimiento y realizando la planificación energética a largo plazo [3] Gobierno de México (2024, 3 de julio).

La Reforma Energética decretada en el año 2013 en México, tuvo entre sus objetivos y premisas fundamentales modernizar y fortalecer sector energético del país. Esto trajo consigo cambios circunstanciales al sector eléctrico en las solicitudes que son necesarias para estar en condición de interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Como la expedición de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ambas en agosto del 2014 y posterior a estas se publicó una regulación técnica que establece los lineamientos mínimos para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Siendo esta la primera versión del CdR que se publicó el 8 de abril de 2016 en el Diario Oficial de la Federación (DOF) [6] Hermilo Ceja Lucas (2024, 23 de abril).

2.3-CODIGO DE RED 2.0

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) está facultado para emitir, supervisar y garantizar el cumplimiento del marco regulatorio relacionado con la confiabilidad del suministro eléctrico. De acuerdo con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la CRE ha desarrollado y actualizado diversos instrumentos normativos con el propósito de asegurar que el suministro de energía eléctrica a los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se realice bajo condiciones de mejora continua, seguridad, calidad y continuidad. El principal instrumento en materia de confiabilidad emitido y actualizado por la CRE se refiere a las disposiciones administrativas generales que definen los lineamientos técnicos en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: CdR 2.0, emitiéndose la versión vigente a través de la resolución RES/550/2021, publicada en el DOF el 31 de diciembre de 2021, entrando en vigor el 1 de enero de 2022. El CdR 2.0 define, mediante requerimientos técnicos mínimos, los deberes que deben cumplimentar todos los usuarios del SEN en el desarrollo de sus actividades, con el fin de garantizar la operación, expansión, acceso y utilización del sistema eléctrico bajo condiciones que favorezcan la continuidad y calidad del suministro de energía [6] Hermilo Ceja Lucas (2024, 23 de abril).

El CdR 2.0 establece requerimientos técnicos específicos para cada usuario del SEN, según el tipo de actividad que desempeñe. En este sentido, el documento incluye disposiciones aplicables al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), en su calidad de responsable del control operativo del SEN y proponer

anualmente el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) que forman parte del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); a los portadores y distribuidores, como encargado de la administración física de la RNT y las RGD; y a las Centrales Eléctricas y Centros de Carga, como usufructuarios interconectados o conectados, que hacen uso del SEN [6] Hermilo Ceja Lucas (2024, 23 de abril).

El CdR 2.0 se conforma por dos amplias secciones. Primeramente, nos referiremos a las Disposiciones Generales del SEN, que prevén lineamientos de índole general con respecto a la totalidad de las actividades que regula el referido documento. Los lineamientos generales son las de más alto escalafón dentro del CdR 2.0 [2] Secretaría de Gobernación (2021, 31 de diciembre). Los capítulos siguientes desarrollan el contenido de los lineamientos generales:

- **El Capítulo 1** aborda las condiciones obligatorias para los programas destinados a expandir y actualizar la infraestructura de transmisión y distribución, siguiendo la política de la Secretaría de Energía (SENER).
- **El Capítulo 2** se centra en mantener el abastecimiento de energía eléctrica de forma segura y continua.
- **El Capítulo 3 y el Capítulo 4** describen los lineamientos técnicos para acoplar centrales eléctricas y centros de carga al SEN, respectivamente.
- **El Capítulo 5** determina lineamientos para la red eléctrica inteligente, incluyendo telecontrol, control operativo y seguridad informática.
- **El Capítulo 6** trata sobre la operación de sistemas aislados del Sistema Interconectado Nacional.

- **El Capítulo 7** aplica disposiciones específicas al Sistema Eléctrico de Baja California debido a su enlace eléctrico internacional.

El subsecuente apartado aborda los lineamientos operativos del SEN, las cuales están conformadas por manuales regulatorios, métodos y apéndices técnicos. Estos son seis Manuales Regulatorios: de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al SEN, de Coordinación Operativa, de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN, de Estados Operativos del SEN, de Control y Operación de la Generación y Recursos de Demanda Controlable en el SEN y de Planificación del SEN [2] Secretaría de Gobernación (2021, 31 de diciembre).

Por lo anterior, la CRE define en el CdR 2.0 las demandas técnicas mínimas para medir, planificar, gestionar operativa y físicamente, así como el acceso y utilización de la infraestructura eléctrica en México. Estas solicitudes aseguran que el SEN opere con niveles de reserva suficientes y dentro de sus límites técnicos para soportar la eventualidad más drástica sin violar los rangos operativos. A esta forma de operación se le designa "nivel adecuado de confiabilidad" [2] Secretaría de Gobernación (2021, 31 de diciembre).

Este CdR 2.0 define sus lineamientos a partir de los siguientes principios:

- Gestionar el SEN para maximizar el tiempo dentro de los parámetros técnicos establecidos durante su funcionamiento normal.
- El SEN tendrá que operar de forma que soporte la contingencia más severa cumpliendo siempre con los lineamientos de suministro eléctrico.

- Proteger la infraestructura física del SEN ante fallas derivadas de operaciones que excedan sus límites técnicos.
- Las áreas eléctricas aisladas por eventos deben reintegrarse de forma segura, eficiente y rápida.
- Ampliar y Modernizar de la infraestructura del SEN para mejorar la continuidad, sustentabilidad, seguridad, eficiencia, confiabilidad y calidad.
- La interconexión de Centrales Eléctricas debe mejorar la robustez del SEN.
- No afectar negativamente al SEN la conexión de Centros de Carga.
- Utilizar sistemas de transmisión y recepción de datos que contribuyan a la eficiencia operativa dentro de un marco de interoperabilidad y seguridad de datos del SEN.
- Contribuir en todas sus líneas, con la estabilidad y el perfeccionamiento del funcionamiento del SEN y del MEM.

Como ya se mencionó, hay prioridad jerárquica en las Disposiciones Generales dentro del CdR 2.0, como se muestra en la Figura 2. Por lo tanto, los documentos de menor jerarquía que conforman las Disposiciones Operativas deben estar alineados con estas, como se muestra en la imagen siguiente. Asimismo, los Manuales Regulatorios y los Procedimientos que las integran están vinculados a los distintos capítulos que conforman las Disposiciones Generales [6] Hermilo Ceja Lucas (2024, 23 de abril).

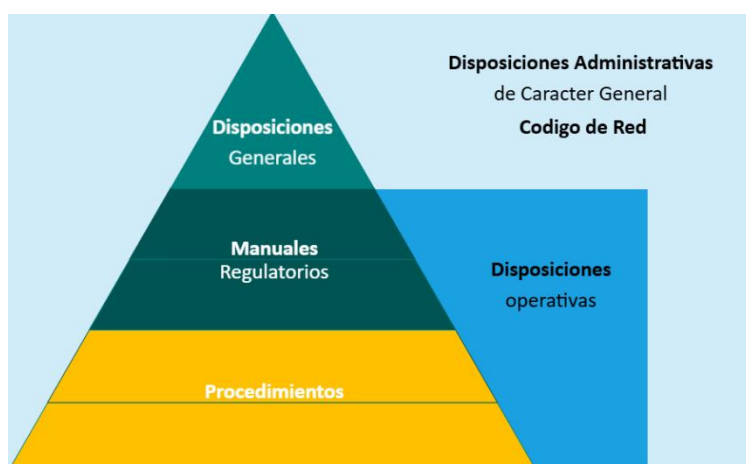


Figura 2.- Prelación Jerárquica en el Código de Red 2.0.

Será responsabilidad de la CRE interpretar y supervisar el cumplimiento del CdR 2.0. Esta función de vigilancia se llevará a cabo conforme a la normativa que la propia CRE emita, la cual podrá contemplar diversos elementos, tales como indicadores, métricas y mecanismos destinados a evaluar el desempeño del SEN [2] Secretaría de Gobernación (2021, 31 de diciembre).

Para llevar a cabo las tareas de monitoreo y supervisión del cumplimiento del CdR 2.0, la CRE podrá contar con el apoyo del CENACE, así como del porteador y del distribuidor, siempre que dichas acciones estén debidamente justificadas. Además, la CRE tiene la facultad de realizar inspecciones cuando lo considere necesario, ya sea directamente a través del personal de entidades públicas o mediante unidades de inspección autorizadas.

Los usuarios del SEN que, a criterio de la CRE, infrinjan gravemente lo dispuesto en el CdR 2.0, se les aplicarán las sanciones correspondientes por las infracciones relacionadas con la calidad del servicio eléctrico y el incumplimiento de obligaciones de mantenimiento [6] Hermilo Ceja Lucas (2024, 23 de abril).

La CRE será la encargada de determinar la gravedad del incumplimiento, y podrá solicitar el respaldo técnico del CENACE cuando lo considere necesario. Para esta evaluación, se tomarán en cuenta los siguientes factores:

- Cantidad de afectados (usuarios finales)
- Duración de la interrupción en el suministro eléctrico
- Cantidad de energía sin suministrar
- Interrupción de carga manual no controlable

Dependiendo de la magnitud de la infracción, la CRE podrá dictaminar que el usufructuario del SEN que no cumpla con el CdR 2.0, además de estar sujeto a la penalización que le aplique, deberá presentar obligatoriamente un cronograma de actividades.

El representante legal deberá presentar el cronograma de actividades requerido ante la Oficialía de Partes o la Oficialía de Partes Electrónica de la CRE, dentro de un plazo máximo de 30 días hábiles contados a partir de la fecha en que reciba la notificación del requerimiento emitido por la Comisión. [2] Secretaría de Gobernación (2021, 31 de diciembre).

El CdR ha evolucionado desde su primera versión (1.0) hasta la versión más reciente (2.0). Las diferencias entre el CdR 1.0 y el CdR 2.0 son significativas, especialmente en lo que respecta a las centrales eléctricas. A continuación, se presenta una pequeña comparativa referida a las centrales eléctricas, donde se enuncian algunas diferencias entre ambas:

- El **Código de Red 1.0** establece los requerimientos técnicos mínimos para la planeación, operación y uso de la infraestructura eléctrica del SEN, incluyendo criterios básicos para la interconexión y operación de centrales eléctricas, siendo de carácter obligatorio.

- El **Código de Red 2.0** adiciona mejoras y actualizaciones en los criterios técnicos para adaptarse a las nuevas tecnologías y necesidades del SEN, da mayor énfasis en la integración de fuentes de energía renovable, incorporando requisitos más estrictos y detallados para la integración de energías renovables y tecnologías avanzadas, como criterios específicos para la interconexión de centrales eléctricas referidos a variaciones de frecuencia y tensión, control de tensión y potencia reactiva, y requerimientos generales para mantener la calidad de la potencia.

2.4-REQUERIMIENTOS DE CRITERIOS A EVALUAR DEL MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

Derivado de la supervisión, vigilancia, incumplimiento y sanciones del CdR 2.0, se ha definido en el presente documento la evaluación de ciertos criterios para la interconexión al SEN de centrales eléctricas asíncronas tipo D.

Los criterios específicos requeridos, estipulados en el Manual Regulatorio, son establecidos y evaluados por el CENACE y aprobados por la CRE. Estos criterios son aplicables a todas las centrales eléctricas que pretendan interconectarse al SEN, ya sean de nueva creación o centrales existentes antes de la publicación del CdR 2.0.

Los parámetros que deben observarse para la evaluación de las centrales eléctricas son requeridos en el punto de interconexión al SEN de la central. Esto es necesario para validar las pruebas de Puesta en Servicio que deben aplicarse a la central, así como los criterios de aceptación para cada una de ellas, a fin de cumplir con las solicitudes establecidas en “el Manual” del CdR 2.0 [2] Secretaría de Gobernación (2021, 31 de diciembre). Los criterios de monitoreo se definieron principalmente a partir de la experiencia profesional adquirida en proyectos donde, por requerimiento del cliente y/o usuario, se realizan integraciones, procesamiento y reporte de señales analógicas relacionadas con la medición de calidad de potencia, consignas de regulación y control supervisorio de las centrales eléctricas. Esta experiencia proporcionó una base sólida de conocimientos para desarrollar el monitoreo de los criterios establecidos.

Los criterios que no se incluyeron en el sistema de monitoreo se deben principalmente a la falta de experiencia y generación de conocimientos básicos relacionados con dichos criterios, ya que no han sido requeridos por parte del cliente y/o usuario en los proyectos en los que se ha participado. Otros criterios no considerados se deben a la ambigüedad en sus requerimientos o porque no están relacionados con la medición en el punto de interconexión de la central eléctrica. Algunos normalmente se cumplen mediante los sistemas SCADA de la subestación elevadora o de la central eléctrica.

Por ejemplo, en la Sección 2.2.5 de “el Manual”, se indica que el CENACE podrá requerir el control supervisorio en tiempo real de los controles primario y secundario de frecuencia, con el fin de verificar la respuesta de potencia activa ante variaciones

de frecuencia. Este control supervisorio incluirá el monitoreo de las siguientes variables:

- Estado operativo del Control Primario (habilitado/deshabilitado).
- Consigna de potencia activa.
- Medición en tiempo real de la potencia activa.
- Parámetros de ajuste actuales de respuesta de potencia activa a la frecuencia.
- Margen de potencia activa disponible respecto a la capacidad de generación.
- Característica de regulación.
- Ajuste de insensibilidad de respuesta a la frecuencia.
- Banda muerta de frecuencia.
- Límites de desactivación de la respuesta de potencia activa ante condiciones de frecuencia alta o baja.

Estas señales son concentradas por el SCADA de planta o el PPC de la central eléctrica y se reportan al CENACE a través del SCADA de la subestación elevadora, utilizando el protocolo DNP3.0.

Los parámetros definidos que se van a evaluar en el presente documento para centrales eléctricas asíncronas tipo D son los siguientes:

2.4.1-RANGOS DE FRECUENCIA

El objetivo es demostrar que la Central Eléctrica es capaz de mantenerse interconectada a la red y operando satisfactoriamente, incluso cuando se presenten variaciones de frecuencia dentro de los rangos definidos en la Tabla 2.1 de la Sección 2.1 de “el Manual”: Definición de las zonas de frecuencia con requerimiento mínimo de operación sin desconexión de la Red Eléctrica.

El requerimiento de rangos de frecuencia para la central eléctrica estipula que debe mantenerse interconectada a la red y operando satisfactoriamente, incluso cuando se presenten variaciones de frecuencia y tiempo, correspondientes al Sistema Interconectado Nacional y Baja California, los rangos se indican en la Tabla 2 de este documento, que se muestra a continuación:

Tabla 2.- Periodos mínimos durante los cuales una Central Eléctrica debe mantenerse en operación, aun cuando la frecuencia de la red se desvíe del valor nominal, sin proceder a su desconexión.

Área Sincrona	Rango de frecuencias	Tiempo mínimo acumulado de operación
Sistema interconectado Nacional y Sistema Interconectado Baja California	61.8 Hz $\leq$ f < 62.4 Hz	15 minutos
	61.2 Hz $\leq$ f < 61.8 Hz	30 minutos
	58.8 Hz $\leq$ f < 61.2 Hz	Ilimitado
	58.2 Hz $\leq$ f < 58.8 Hz	30 minutos
	57.0 Hz $\leq$ f < 58.2 Hz	15 minutos

2.4.2-LIMITACIÓN TOTAL DE POTENCIA ACTIVA

Demostrar que la Central Eléctrica es capaz de limitar su potencia activa de forma remota, conforme a lo indicado en la Sección 2.2.5 de “el Manual”: Restricción parcial o total de potencia activa a solicitud del CENACE.

El criterio de aceptación estipula que la central eléctrica deberá alcanzar las consignas en un tiempo menor a 5 segundos. La central deberá reducir su potencia a 0 MW.

2.4.3-RANGO DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN

Su finalidad es comprobar que la Central Eléctrica puede permanecer conectada al sistema eléctrico y operar adecuadamente dentro de los límites de tensión establecidos y durante los tiempos definidos para cada evento conforme a lo indicado en la Sección 3.1.1 de “el Manual”: Rangos de Tensión.

El lineamiento de los niveles de tensión correspondientes al Sistema Interconectado Nacional y Baja California se indican en la Tabla 3 de este documento, que se muestra a continuación:

Tabla 3.- Límites operativos dentro de los cuales las centrales eléctricas deben mantenerse conectadas a la red sin desconectarse.

Área Sincrona	Rango de tension del Punto de Interconexion	Tiempo mínimo de operación
Sistema interconectados: Nacional, Baja California, Baja California Sur y Mulegé	$1.05 \text{ pu} < V < 1.10 \text{ pu}$	30 minutos
	$0.95 \text{ pu} \leq V \leq 1.05 \text{ pu}$	Ilimitado
	$0.90 \text{ pu} < V < 0.95 \text{ pu}$	30 minutos

2.4.4-CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA MAXIMA Y DEBAJO DE LA POTENCIA MÁXIMA / CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

El objetivo es demostrar que la Central Eléctrica cumple con los requerimientos de potencia reactiva según lo indicado en las Secciones 3.5.1 y 3.5.2 de “el Manual”,

relacionados a la capacidad de potencia reactiva a potencia máxima y debajo de la potencia máxima.

Tal como se ilustra en la Figura 3, el requerimiento de potencia reactiva para una Central Eléctrica Asíncrona indica que, cuando la potencia activa es inferior a $P_{\text{máx}}$, la zona obligatoria (representada en blanco) corresponde a un factor de potencia de 0.95, tanto en adelanto como en atraso, o bien a un margen constante de ± 0.33 en la relación $Q/P_{\text{máx}}$, hasta alcanzar una potencia activa de 0.5 pu. Por debajo de este umbral (0.5 pu), la exigencia de potencia reactiva disminuye progresivamente desde ± 0.33 hasta llegar a cero, siguiendo la pendiente definida en la gráfica. Cabe señalar que la zona sombreada no es de cumplimiento obligatorio.

Verificando que la respuesta ante el cambio de consigna logre alcanzar el 90% de la consigna en un tiempo máximo de 3 segundos (t_1), y llegar al valor final especificado en un plazo que no exceda los 5 segundos (t_2). Además, en estado estable, se permite una desviación de hasta un 2% respecto a la consigna establecida.

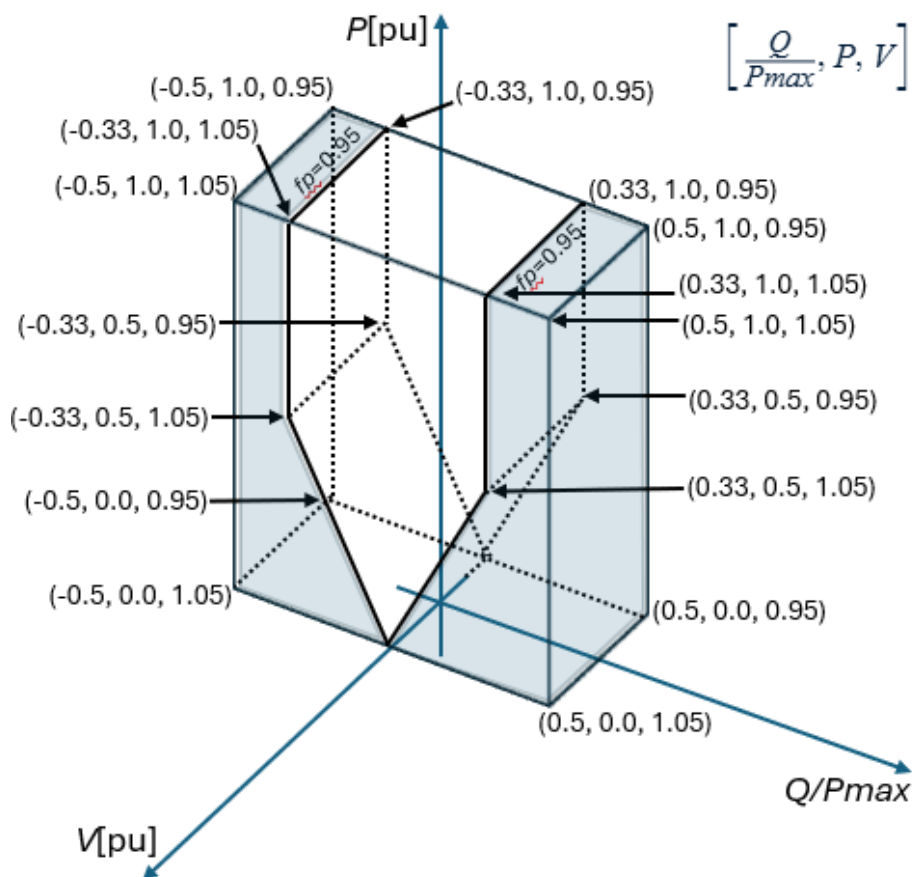


Figura 3.- Diagrama V-P-Q/Pmax de una central eléctrica asíncrona tipo D.

El diagrama V-P-Q/Pmáx representa la relación entre la tensión (V), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la potencia máxima (Pmáx) en sistemas eléctricos. Este diagrama permite entender cómo se comportan las centrales eléctricas bajo diferentes condiciones de carga y tensión. Se utiliza principalmente en la operación estable y eficiente del SEN, así como en el análisis del rendimiento de las centrales eléctricas, siendo fundamental para el cumplimiento regulatorio.

2.4.5-CONTROL DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN

El objetivo es demostrar que la Central Eléctrica contribuye al control automático de la tensión mediante la entrega de potencia reactiva a la red, conforme a lo indicado

en la Sección 3.5.3 de “el Manual”: Modos de control de potencia reactiva automático.

En el modo de control de tensión, se exige que la Central Eléctrica participe activamente en la regulación automática de la tensión, suministrando potencia reactiva a la red. Esta regulación debe realizarse dentro de un rango de consigna de tensión que abarque al menos de 0.95 a 1.05 pu, con incrementos no mayores a 0.01 pu. La pendiente de respuesta será determinada por el CENACE y no deberá superar pasos del 0.5 %.

Ante un cambio en la consigna, la Central Eléctrica asíncrona debe alcanzar al menos el 90 % del nuevo valor en un tiempo máximo t_1 de 3 segundos, y lograr el valor completo en un máximo tiempo t_2 de 5 segundos. En estado estable, la desviación respecto a la consigna no debe exceder el 0.5 %, y esta tolerancia será evaluada con base en el valor consignado.

2.4.6-CONTROL DE FACTOR DE POTENCIA

El objetivo es demostrar que la Central Eléctrica contribuye al control automático del factor de potencia mediante la entrega de potencia reactiva a la red, conforme a lo indicado en la Sección 3.5.3 de “el Manual”: Modos de control de potencia reactiva automático.

Esta regulación debe realizarse con un objetivo de factor de potencia ajustable en incrementos no mayores a 0.002. Ante una modificación en la consigna, la Central debe alcanzar al menos el 90 % del nuevo valor en un tiempo t_1 máximo de 3 segundos, y llegar al valor completo en un plazo no mayor de tiempo t_2 de 5

segundos. En condiciones de estado estable, se permite una desviación máxima del 0.1 % respecto al valor consignado, la cual será utilizada como referencia para evaluar el cumplimiento.

2.4.7-CONDICIONES PARA RECONEXIÓN AUTOMÁTICA

El objetivo es demostrar que la Central Eléctrica realiza las variaciones de carga (generación) conforme a lo indicado en la Sección 2.2.8 de “el Manual”: Condiciones para reconexión automática.

Como parte del criterio de aceptación, se requiere que la central eléctrica, al conectarse automáticamente al sistema, sea capaz de incrementar su potencia siguiendo una rampa continua de 10 % de su capacidad por minuto. Esta condición debe cumplirse siempre que la frecuencia del sistema esté entre 58.8 Hz y 60.2 Hz, y la tensión se mantenga dentro de un ± 5 % del valor nominal, durante un periodo mínimo de 5 minutos.

2.4.8-REQUERIMIENTOS GENERALES DE DESBALANCE MÁXIMO EN LA TENSIÓN

La verificación de los límites máximos de desbalance se llevará a cabo en intervalos de 10 minutos durante al menos una semana. Para cumplir con los criterios establecidos en el requerimiento 7.1.2 de “el Manual” del CdR 2.0, el 95 % percentil de las mediciones deberá permanecer dentro de los límites especificados. Además, el 99 % percentil de las mediciones no deberá superar 1.5 veces dichos valores límite.

Las Centrales Eléctricas de tipo C y D deben cumplir con los siguientes requerimientos de desbalance máximo:

- En condiciones de estado estable, el desbalance máximo permitido en la tensión (específicamente en su componente de secuencia negativa) no debe superar un valor del 1.4 %.

2.4.9-REQUERIMIENTOS GENERALES DE SEVERIDAD DEL PARPADEO

La severidad del parpadeo, tanto de corta (Pst) como de larga duración (Plt), se evaluará conforme a normas técnicas vigentes. Se tomará el valor más alto por fase durante al menos una semana de mediciones. El 95 % percentil de los datos debe cumplir con los límites del requerimiento 7.2.2, y el 99 % percentil no debe superar 1.5 veces dichos valores, según “el Manual” del CdR 2.0.

Las Centrales Eléctricas clasificadas como tipo C y D deben evitar generar emisiones de variaciones periódicas en la amplitud de la tensión por fase que excedan los límites permisibles establecidos para este tipo de instalaciones:

- Pst: Es un indicador que mide la severidad de las fluctuaciones de tensión a corto plazo, evaluadas en intervalos de 10 minutos. El valor límite permitido para este indicador es de 0.80.
- Plt: Representa la severidad de las variaciones de tensión a largo plazo, calculadas durante un periodo de 2 horas. El valor máximo aceptado para este parámetro es de 0.60.

2.4.10-REQUERIMIENTOS GENERALES DE CONTENIDO ARMÓNICO MÁXIMO

La Central Eléctrica, al operar e interconectarse con el SEN, no debe generar corrientes armónicas que excedan los niveles permitidos de distorsión armónica en la tensión.

La evaluación de la distorsión armónica total, individual y de los interarmónicos se realizará cada 10 minutos durante un periodo mínimo de una semana. Para cumplir con los criterios del requerimiento 7.4.2 de “el Manual”, al menos el 95 % percentil de las mediciones debe mantenerse dentro de los límites establecidos, y el 99 % percentil no debe superar 1.5 veces dichos valores.

- La distorsión armónica total permitida en la forma de onda de la tensión no debe superar el 3.0 %, considerando armónicos hasta el orden 50.
- Los valores máximos de distorsión armónica individual de tensión están especificados en la Tabla 4, correspondiente a los niveles armónicos aplicables a Centrales Eléctricas tipo D.
- En cuanto a los interarmónicos individuales, su magnitud no debe exceder el 0.2 % respecto al valor de la componente fundamental de tensión.

Tabla 4.- Limites armónicos en la tensión para Centrales Eléctricas de tipo D.

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	2.00	2	1.40
5	2.00	4	0.80
7	2.00	6	0.40
9	1.00	8	0.40
11	1.50	10	0.35
13	1.50	12	0.32
15	0.30	14	0.30
17	1.20	16	0.28
19	1.07	18	0.27
21	0.20	20	0.26
23	0.89	22	0.25
25	0.82	24	0.24
27	0.20	26	0.23
29	0.70	28	0.23
31	0.66	30	0.22
33	0.20	32	0.22
35	0.58	34	0.22
37	0.55	36	0.21
39	0.20	38	0.21
41	0.50	40	0.21
43	0.47	42	0.21
45	0.20	44	0.20
47	0.43	46	0.20
49	0.42	48	0.20
		50	0.20

CAPITULO 3. DESARROLLO DE IMPLEMENTACIÓN DE MONITOREO EN PUNTO DE INTERCONEXIÓN

A continuación, se describe el procedimiento, describiendo el desarrollo de los ajustes e implementación, así como las características de los dispositivos de prueba, dispositivos a emplear y herramientas de software que forman parte del desarrollo del monitoreo de criterios del CdR 2.0.

3.1-EQUIPO DE PRUEBAS Y DISPOSITIVOS DEL SISTEMA DE MONITOREO

Medidor multifunción para monitoreo de calidad de energía y medición para fines de facturación SEL-735. un medidor de alta precisión para calidad de energía y facturación, que cumple con las normas ANSI C12.20-2015 e IEC 62053-22, superando la clase 0.1 en un amplio rango de corriente hasta 22 amperios, tanto en factores de potencia de 1 como de 0.5. Ofrece medición bidireccional en cuatro cuadrantes, ideal para aplicaciones en generación, transmisión, distribución e industria. Su exactitud está respaldada por una garantía de error de solo $\pm 0.06\%$ en condiciones nominales de factor de potencia, y una precisión típica de $\pm 0.02\%$. Además, es compatible con protocolos DNP y IEC 61850, facilitando la comunicación e integración en sistemas de automatización de subestaciones, facilitando la comunicación entre dispositivos cliente-servidor y entre dispositivos a nivel bahía [7] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc (2021).

Controlador de automatización en tiempo real (RTAC). Se trata de un equipo diseñado para centralizar y gestionar información. Entre sus principales funciones y capacidades se encuentran las siguientes:

- Procesador Intel Xeon de cuatro núcleos a 2.0 GHz
- Motor de lógica IEC 61131 multiproceso
- 8 GB de memoria RAM con código de corrección de error (ECC)
- Tres interfaces de visualización de alta resolución para admitir una IHM local
- Tiempos de ciclo de tareas configurable con una velocidad de 1 milisegundo.

El sistema ofrece compatibilidad con diversos protocolos de comunicación, entre ellos: MMS y GOOSE conforme a IEC 61850, Modbus, DNP3, LG 8979, y los estándares IEC 60870-5-101/104. También admite tecnologías avanzadas como Redundancia Paralela (PRP), Protocolo de Tiempo Preciso (PTP) IEEE 1588 versión 2, y Mirrored Bits® para transmisión eficiente de datos. Además, permite la conexión e integración de dispositivos electrónicos inteligentes (DEI), tanto mediante interfaces Ethernet como seriales. Esta funcionalidad posibilita el acceso a registros de eventos en toda la estación, al permitir el registro y visualización de datos desde cualquier sistema o etiqueta asociada a los DEI [8] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc (2020).

3.2-PROCEDIMIENTOS, GENERACION DE BDD Y AJUSTES

Primeramente, se tiene que generar el listado de señales o base datos de las variables de alarmas que se utilizarán y serán las resultantes de lógicas programables, como evaluaciones de tiempo, comparaciones de magnitudes de señales y acumulación de eventos durante periodos de tiempo que se podrán definir mediante interfaz gráfica. En la Figura 4 se representa la adquisición de señales

físicas y lógicas se obtendrán de los equipos que forman parte del sistema SCADA (SEL-RTAC) y PCyM (SEL-735) de subestación elevadora, y del sistema SCADA de planta y PPC de la central eléctrica. La arquitectura de estos sistemas y de cómo interactúan entre si con el CENACE para la transferencia de datos entre los diferentes niveles mediante los enlaces de comunicación, la arquitectura de comunicaciones se muestra a continuación:

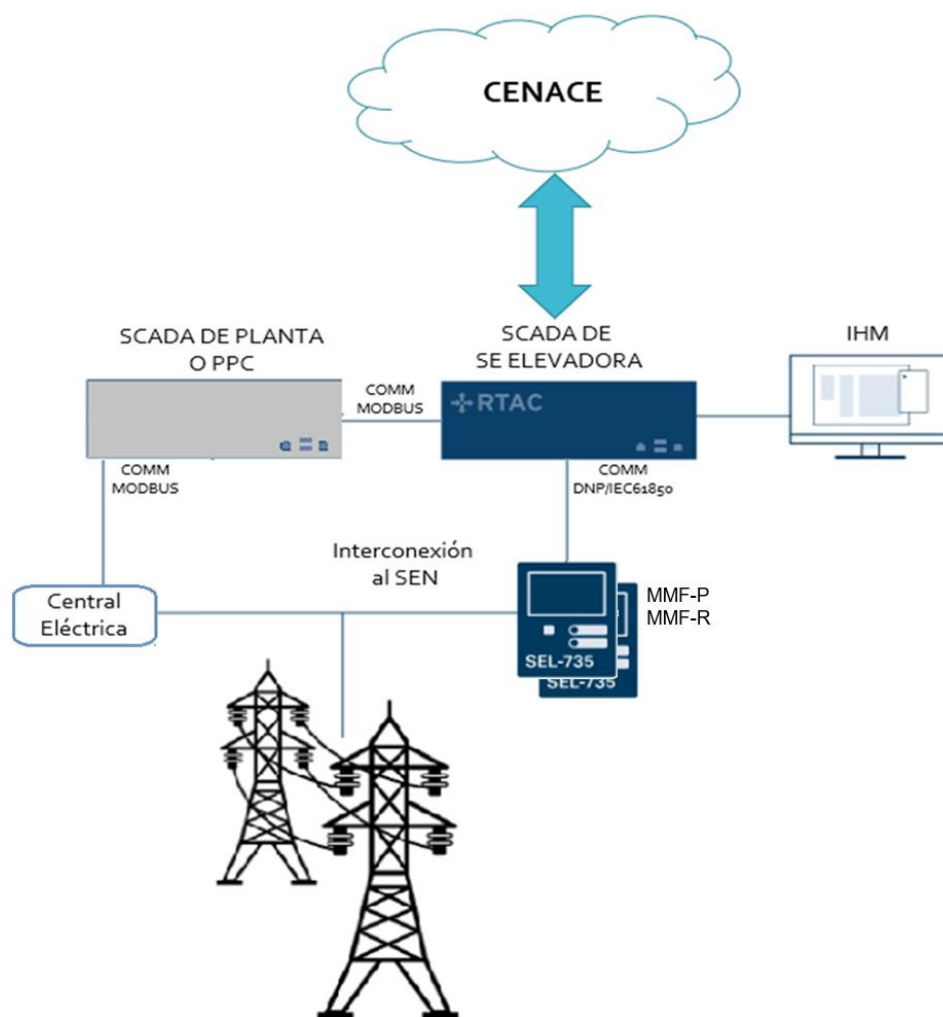


Figura 4.- Arquitectura de comunicación del sistema a implementar.

3.2.1-BASES DE DATOS GENERADAS

En el listado de señales (base de datos), se define el dispositivo que estará adquiriendo determinadas señales, ya que las lógicas programables a desarrollar se estarán realizando en estos dos dispositivos y estarán interactuando sus resultantes entre sí para el monitoreo de los criterios definidos. Las variables analógicas del medidor multifunción SEL-735 (principal o respaldo) como mediciones de voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, frecuencia, registros configurables, etc. Se reportan hacia el dispositivo SEL-RTAC mediante protocolo DNP y MMS del estándar IEC61850. En la Figura 5, se representan de manera simplificada los enlaces y protocolos de comunicación entre DEI's para la adquisición y reporte de datos.

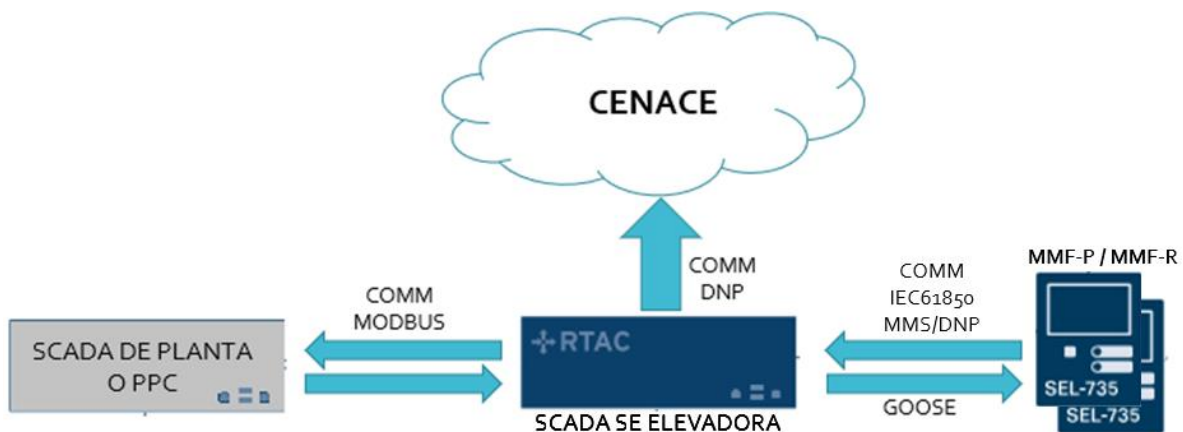


Figura 5.- Protocolos de comunicación que intervienen entre DEI's.

Las variables lógicas que se generan-reportan de diferentes dispositivos o niveles, como el CENACE, son los siguientes:

- Consignas ejecutadas desde el CENACE hacia SCADA de subestación elevadora (SEL-RTAC) en protocolo DNP3.0 y que este a su vez replica hacia SCADA de planta o PPC en protocolo Modbus TCP.
- Alarmas generadas en medidor SEL-735 mediante lógicas programables, que se reportan hacia SCADA SEL-RTAC en protocolo MMS del estándar IEC61850
- Mensajes GOOSE publicados por el SCADA SEL-RTAC, a los que se suscribe el medidor SEL-735, son variables digitales que se usan en lógicas programables para condicionar evaluaciones de tiempo y variables analógicas que se usan para realizar comparaciones de magnitudes de mediciones. En este caso se definió utilizar específicamente este protocolo, ya que estas variables se utilizan en evaluaciones de tiempo y este protocolo proporciona el intercambio de datos entre dos o más dispositivos dentro de la misma red Ethernet, en tiempos de 4 ms a 12 ms, estos tiempos son factibles para las evaluaciones que se realizan, ya que tomando como referencia el muestreo de un equipo de medición que se implementa como testigo y generador de registros que se presentan normalmente como evidencia en el cumplimiento de las pruebas del CdR 2.0 es de 50 ms.
- Señales del SCADA de planta o PPC de la central eléctrica, estados de habilitado/deshabilitado y local/remoto de recepción de consignas (modo de control) de potencia activa/rampa de potencia, potencia reactiva,

tensión y factor de potencia, las cuales se reportan hacia SCADA SEL-RTAC mediante protocolo Modbus TCP.

- Alarmas generadas de resultantes de lógicas programables en SCADA SEL-RTAC y contadores de eventos.

En la Tabla 5, se muestra uno de los listados de base de datos, este es el de entradas digitales, generado en la fase de desarrollo de implementación de monitoreo, el cual nos indica por columnas, el DEI donde se genera la señal, la descripción de la señal, la variable de la señal con la cual se identifica dentro del dispositivo, el mensaje que indica en qué estado se encuentra la señal dependiendo del estado lógico en el que se encuentre y el identificador (TAG) con el que se maneja en el motor lógico del SEL-RTAC.

Tabla 5.- Entradas digitales control supervisorio.

DI_MMS,Modbus/DNP					
DEI	DESCRIPCION FINAL	VARIABLE	ESTADO 0	ESTADO 1	TAG
SEL-735	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA MAXIMA	LT01	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.LTGGIO18.Ind01
SEL-735	CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA DEBAJO DE LA POTENCIA MAXIMA	LT02	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.LTGGIO18.Ind02
SEL-735	RANGO DE ALTA FRECUENCIA 15 MIN	LT04	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.LTGGIO18.Ind04
SEL-735	RANGO DE ALTA FRECUENCIA 30 MIN	LT05	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.LTGGIO18.Ind05
SEL-735	RANGO DE BAJA FRECUENCIA 30 MIN	LT06	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.LTGGIO18.Ind06
SEL-735	RANGO DE BAJA FRECUENCIA 15 MIN	LT07	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.LTGGIO18.Ind07
SEL-735	RANGO DE ALTO VOLTAJE 30 MIN	SV01T	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO17.Ind01
SEL-735	RANGO DE ALTO VOLTAJE	SV01	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO16.Ind01
SEL-735	RANGO DE BAJO VOLTAJE 30 MIN	SV02T	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO17.Ind02
SEL-735	RANGO DE BAJO VOLTAJE	SV02	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO16.Ind02
SEL-735	MODO DE CONTROL DE POTENCIA REACTIVA	LT08	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.LTGGIO18.Ind08
SEL-735	MODO DE CONTROL DE TENSION	LT09	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.LTGGIO18.Ind09
SEL-735	MODO DE CONTROL DE FACTOR POTENCIA	LT10	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.LTGGIO18.Ind10
SEL-735	LIMITACIÓN TOTAL DE POTENCIA ACTIVA	SV03T	NORMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO17.Ind03
SEL-735	PERMISIVO RECONEXION AUTOMATICA	SV04T	INACTIVO	ACTIVO	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO17.Ind04
SEL-735	RAMPA ADMISIBLE MAXIMA INCREMENTO DE POTENCIA	SV05T	NOMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO17.Ind05
SEL-735	MINUTO CERO DESDE LA MEDIA NOCHE	SV13T	NOMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO17.Ind13
SEL-735	PULSO DE UN MINUTO HACIA EL RTAC	SV15T	NOMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO17.Ind15
SEL-735	INICIO DE SEMANA	SV16T	NOMAL	ALARMA	SEL_735_1_850.ANN.SVTGGIO17.Ind16
RTAC	RANGO DE ALTA FRECUENCIA 15 MIN EXCEDIDO		NOMAL	ALARMA	IHM.RangFrec_0006
RTAC	RANGO DE ALTA FRECUENCIA 30 MIN EXCEDIDO		NOMAL	ALARMA	IHM.RangFrec_0007
RTAC	RANGO DE BAJA FRECUENCIA 30 MIN EXCEDIDO		NOMAL	ALARMA	IHM.RangFrec_0008
RTAC	RANGO DE BAJA FRECUENCIA 15 MIN EXCEDIDO		NOMAL	ALARMA	IHM.RangFrec_0009
RTAC	CONSIGNA POTENCIA REACTIVA FUERA DE PASO		NOMAL	ALARMA	IHM.MdoCtrlQ_0005
RTAC	CONSIGNA AL 90% POTENCIA REACTIVA		NOMAL	ALARMA	IHM.MdoCtrlQ_0006
RTAC	CONSIGNA TOTAL POTENCIA REACTIVA		NOMAL	ALARMA	IHM.MdoCtrlQ_0007
RTAC	CONSIGNA TENSION FUERA DE PASO		NOMAL	ALARMA	IHM.MdoCtrlV_0005
RTAC	CONSIGNA AL 90% TENSION		NOMAL	ALARMA	IHM.MdoCtrlV_0006
RTAC	CONSIGNA TOTAL TENSION		NOMAL	ALARMA	IHM.MdoCtrlV_0007
RTAC	CONSIGNA FP FUERA DE PASO		NOMAL	ALARMA	IHM.MdoCtrlFP_0005
RTAC	CONSIGNA AL 90% FP		NOMAL	ALARMA	IHM.MdoCtrlFP_0006
RTAC	CONSIGNA TOTAL FP		NOMAL	ALARMA	IHM.MdoCtrlFP_0007
PPC	CONSIGNA DE POTENCIA ACTIVA	WAPC	DESABILITADO	HABILITADO	
PPC	CONSIGNA DE POTENCIA ACTIVA L/R	WAPC_LR	REMOTO	LOCAL	

3.2.2-AJUSTES DE INTEGRACION ENTRE SEL-735 Y SEL-RTAC

Posteriormente se procede a realizar la integración de los equipos y generar las señales en los dispositivos SEL-RTAC de acuerdo con la arquitectura y base de datos definitivos en puntos anteriores, se muestra la configuración paso a paso de este punto:

Se dan de alta los dispositivos en la herramienta de software AcSELERator Architect, donde se modelan las señales correspondientes al dispositivo SEL-RTAC, tanto digitales como analógicas, como se muestra en la Figura 6.

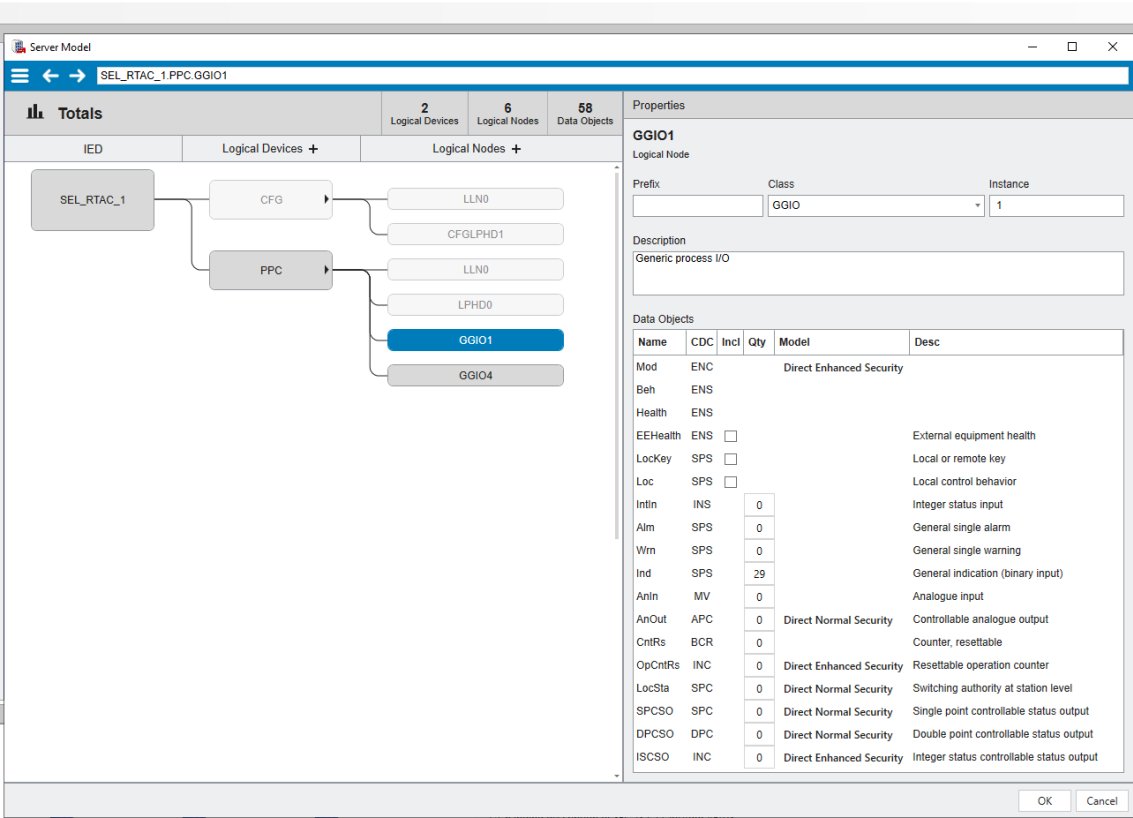


Figura 6.- Modelado de SEL-RTAC en software Architect.

Se generan los Dataset y GOOSE Transmite de señales digitales y analógicas que estará publicando el SEL-RTAC. Y se realiza la suscripción de estas señales en el GOOSE Receive del medidor SEL-735, como se muestra en la Figura 7.

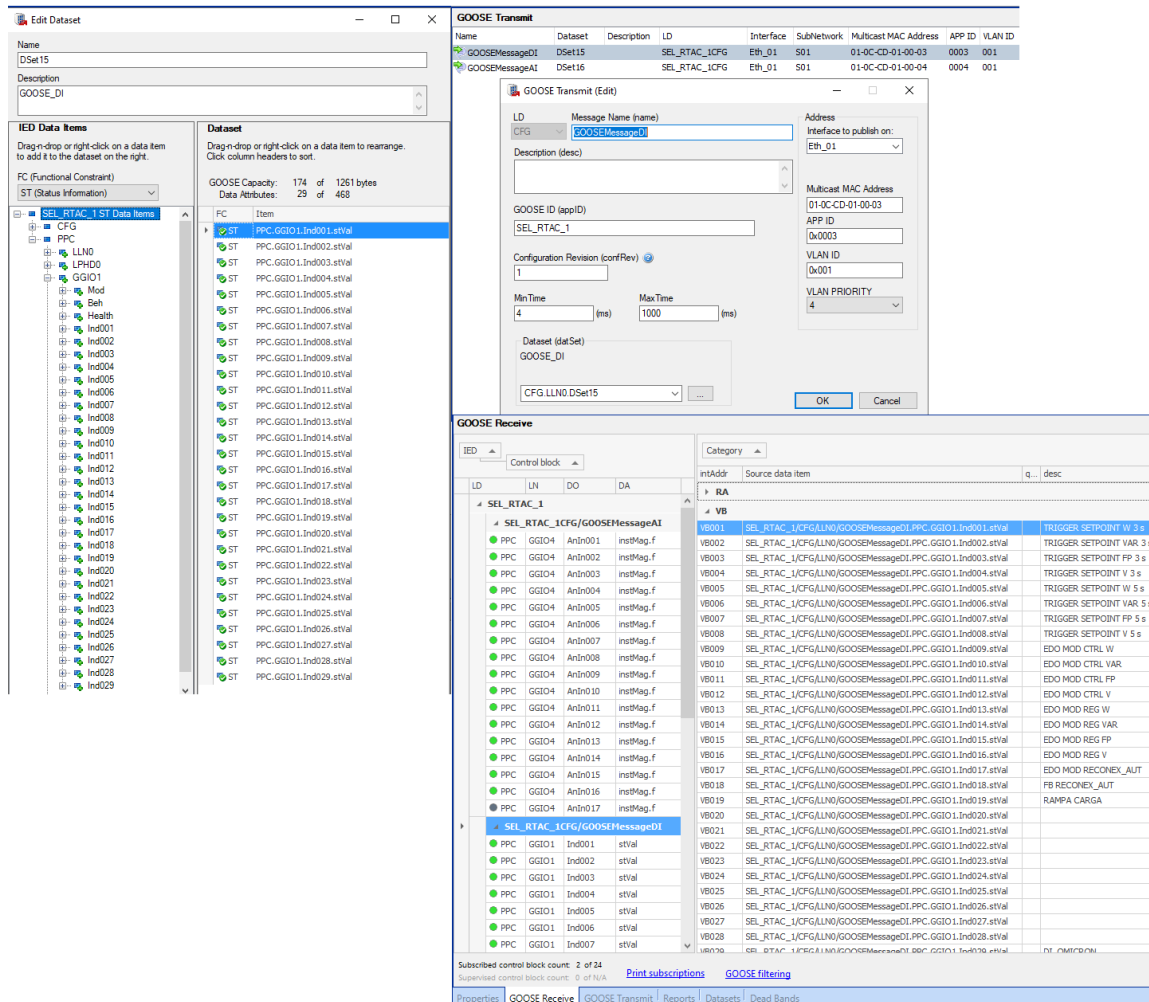


Figura 7.- Generación de DataSet de SEL-RTAC y suscripción de mensajes GOOSE de SEL-735 en software Architect.

En el caso de las señales que se generan en el medidor, se hace la verificación de la configuración, que en la práctica ya estaría predefinida, ya que forma parte del sistema SCADA existente que se tendría en la subestación elevadora. En la Figura 8, se muestra cómo se configuran los DataSet, reportes y dead band de las señales

analógicas que se reportan al SEL-RTAC; en este último se verifica la suscripción de los reportes del medidor.

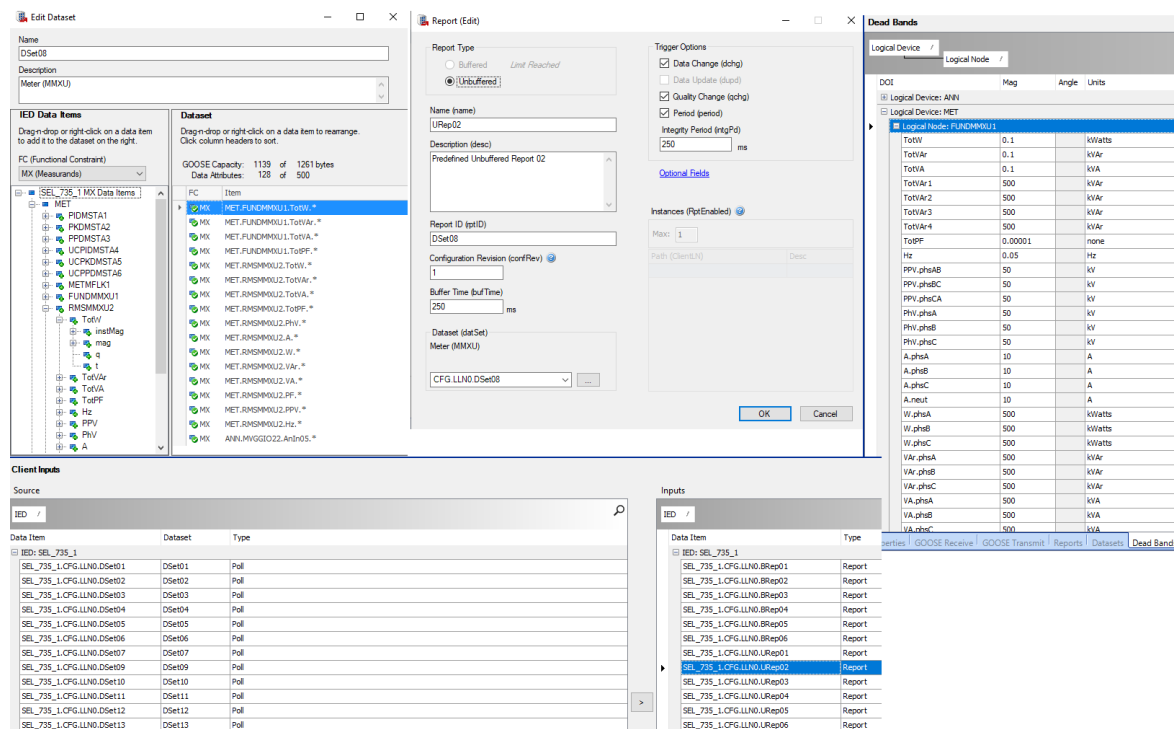


Figura 8.- Generación de DataSet de SEL-735 y suscripción de reporte MMS de SEL-RTAC en software Architect.

Se carga archivo SCD en la herramienta de software AcSELErator RTAC, se generan las señales internas que serán las resultantes y llevarán el conteo de los eventos y también se dan de alta las consignas que ejecutará el CENACE, como se muestra en la Figura 9.

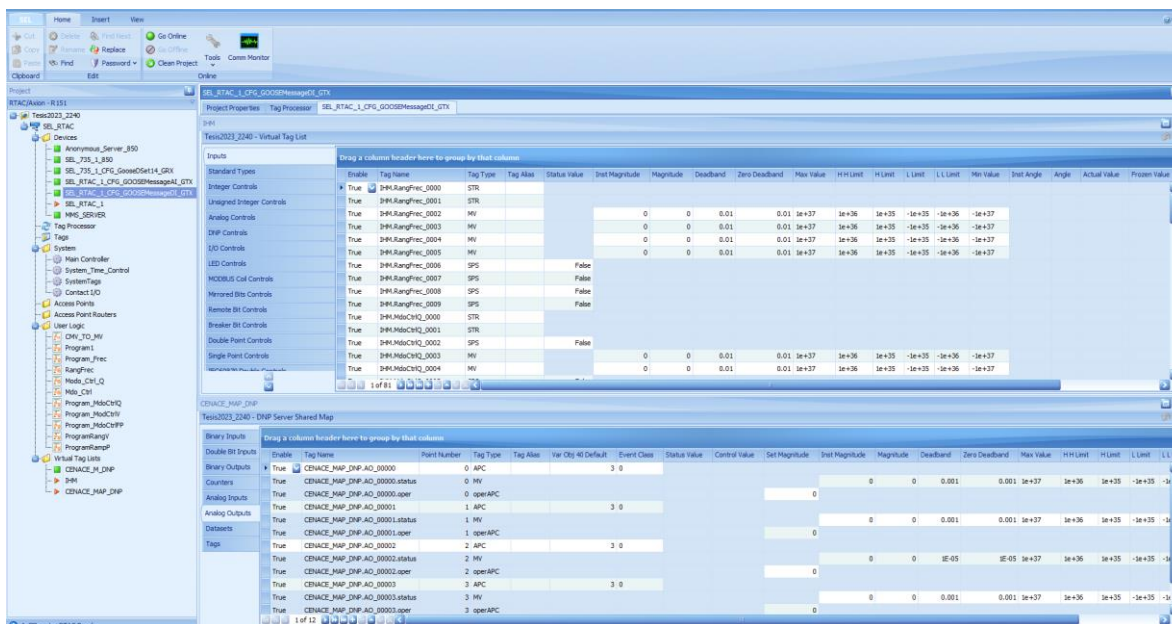


Figura 9.-Señales virtual tag list y mapa DNP Server.

Las magnitudes analógicas de voltaje relacionadas con la calidad de energía se configuran para cargarse en registros configurables disponibles en el SEL735, como se muestra en la Figura 10. Estos registros se comunican al RTAC a través de protocolo DNP.

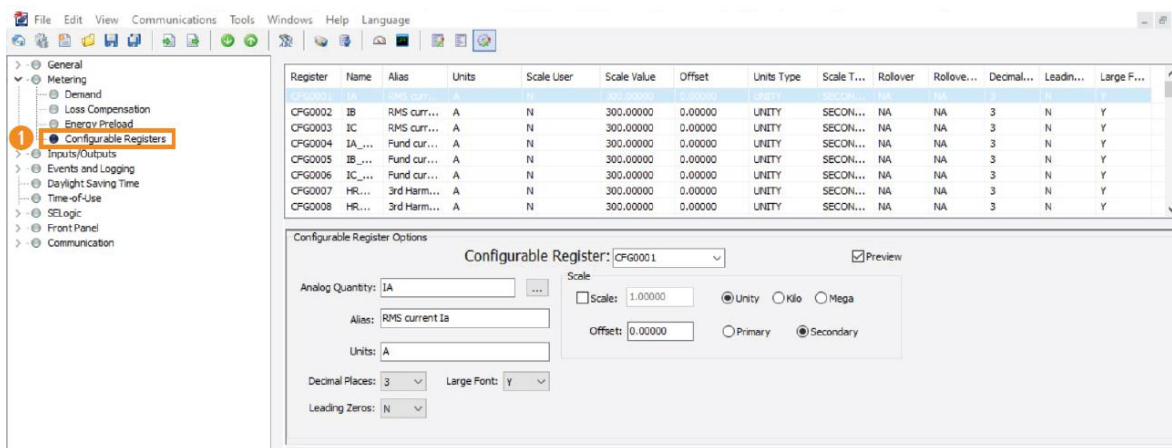


Figura 10.- Configuración de señales analógicas en registros configurables.

En la Figura 11, se muestra el mapeo de las señales analógicas de voltaje relacionadas con la calidad de energía configuradas en los registros configurables disponibles en el mapa DNP 1.

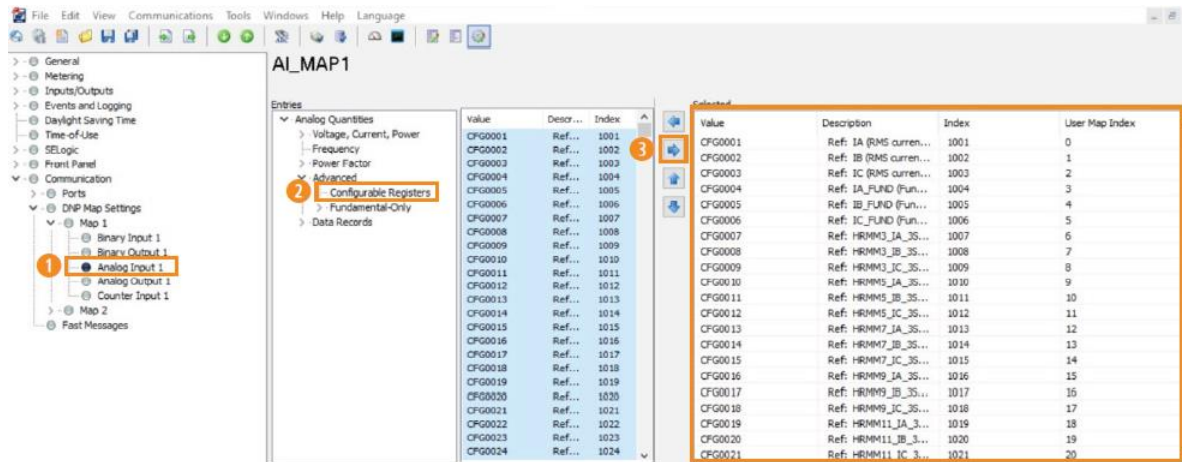


Figura 11.- Mapeo DNP de registros configurables en el Map 1 - Analog Input 1.

En la Figura 12, se muestra el mapeo las señales binarias SV13T, SV15T y SV16T que se implementarán para el restablecimiento de los conteos de excursiones y el conteo de las violaciones de los criterios.

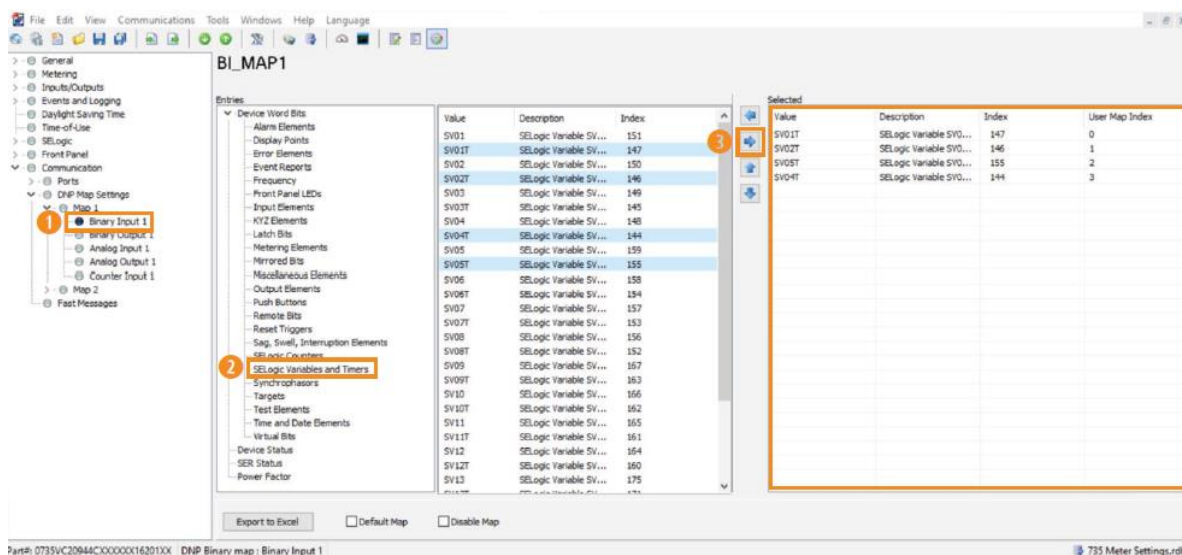


Figura 12.- Mapeo DNP de señales binarias en el MAP 1 - Binary Input 1.

En la Figura 13, se muestra el ajuste de los parámetros del puerto Ethernet y los ajustes de la sesión DNP en el SEL-735 para habilitar la comunicación con el SEL-RTAC.

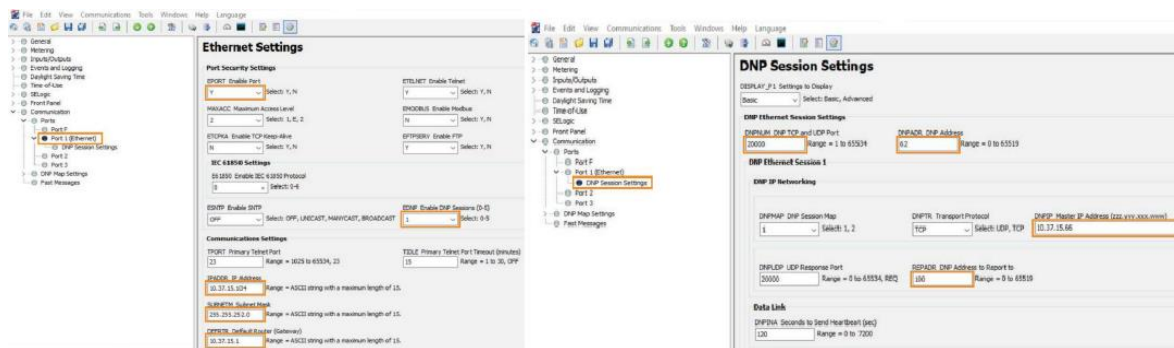


Figura 13.- Ajustes para enlace DNP en el SEL-735.

En la Figura 14, se muestra la configuración de los parámetros del puerto Ethernet y los ajustes de la sesión DNP en el SEL-RTAC para habilitar la comunicación con el SEL-735.

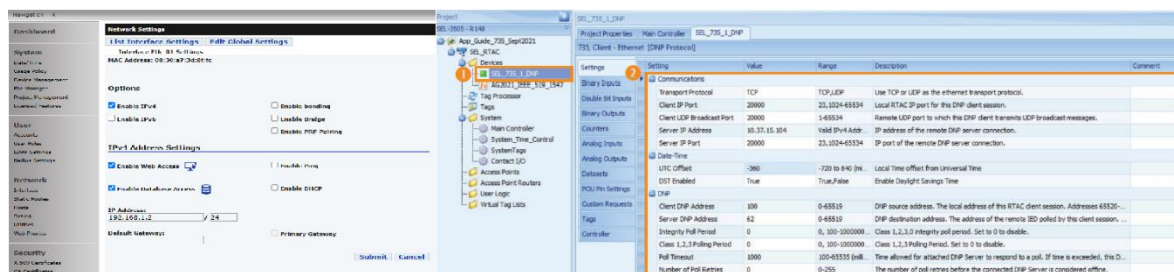


Figura 14.- Ajustes para enlace DNP en el SEL-RTAC.

En el SEL-RTAC se crean solicitudes de sondeo personalizadas que permitan sondear armónicos de corriente y voltaje analógicos cada 1 segundo y sondear bits de sincronización de tiempo digital cada 100 ms en lugar del sondeo predeterminado de clase 0, 1, 2 y 3, como se muestra en la Figura 15. Se utiliza el sondeo

personalizado ya que el sondeo predeterminado solo permite la adquisición de datos de entrada analógicos de 16 bits, lo que limita la capacidad de adquirir información analógica con precisión. Esta limitación se agrava aún más porque el SEL-735 está programado para multiplicar todos los datos analógicos por 1000. Esto conduce al consumo de más bits en la representación digital de los datos analógicos. Por lo tanto, si se comunica una cantidad analógica por encima de un valor decimal de 32767 a través de DNP3, esto excedería la capacidad del punto de datos de 16 bits. Los sondeos personalizados creados solicitan datos analógicos de 32 bits sin una marca de tiempo.

```

115  VAR CONSTANT
116      constPoleoDatosBinarios : TIME := T#100MS; //Período de sondeo de datos binarios.
117      constPoleoDatosAnalogos : TIME := T#1S; //Período de sondeo de datos analógicos.
118      constPoleoClase0 : TIME := T#1M; //Emitir un sondeo de clase 0 cada 1 minuto.
119      constPoleoLentoOffline : TIME := T#5S; //Se realiza un sondeo cada 5 segundos si el dispos
120
512
513      //Emitir un sondeo para datos binarios y datos analógicos en el SEL-735.
514      tonPoleoDatosBinarios(IN := NOT tonPoleoDatosBinarios.Q, PT := constPoleoDatosBinarios);
515      SEL_735_1_1_DNP_POU.Issue_Binary_Input_Poll := tonPoleoDatosBinarios.Q;
516
517      tonPoleoDatosAnalogos(IN := NOT tonPoleoDatosAnalogos.Q, PT := constPoleoDatosAnalogos);
518      SEL_735_1_1_DNP_POU.Issue_Analog_Input_Poll := tonPoleoDatosAnalogos.Q;
519
520      tonPoleoClase0(IN := NOT tonPoleoClase0.Q, PT := constPoleoClase0);
521      SEL_735_1_1_DNP_POU.Issue_Class_0_Poll := tonPoleoClase0.Q;

```

Figura 15.- Intervalo y solicitud de sondeo DNP personalizado.

3.2.3-AJUSTES DE LOGICAS DE SEL-735 Y SEL-RTAC

Con los datos disponibles en los dispositivos que estarán realizando el monitoreo de los criterios definidos del CdR 2.0, se procedió al desarrollo de lógicas programables en las herramientas de software de configuración correspondientes de cada dispositivo, para el medidor SEL-735 mediante el SELogic del AcSELerator

QuickSet y para el SEL-RTAC mediante el User Logic IEC 61131-3 del AcSELerator RTAC, se muestra la configuración de cada tipo de criterio paso a paso de este punto:

3.2.3.1-RANGOS DE FRECUENCIA

Se configuran los rangos de frecuencia de la Tabla 2 en las variables configurables Latch Bits del SELogic en el AcSELerator QuickSet LT04, LT05, LT06 y LT07.

- LT04 := FREQ >= 61.80 AND FREQ < 62.40
- LT05 := FREQ >= 61.20 AND FREQ < 61.80
- LT06 := FREQ >= 58.20 AND FREQ < 58.80
- LT07 := FREQ >= 57.00 AND FREQ < 58.20

En el SEL-RTAC se realiza la programación en function block para simplificar la aplicación y para su uso en otros proyectos, únicamente se requiere hacer la configuración de las variables de entrada y salida del function block.

En la Figura 16, se muestra cómo se crea el programa donde se declara el function block y se configuran sus variables de entrada y salida con los cuales se obtendrán los estados fuera de rango de frecuencia, el tiempo acumulado cuando estos se presentan y el conteo de los tiempos excedidos dentro de los periodos de tiempo de evaluación establecidos mediante la interfaz gráfica.

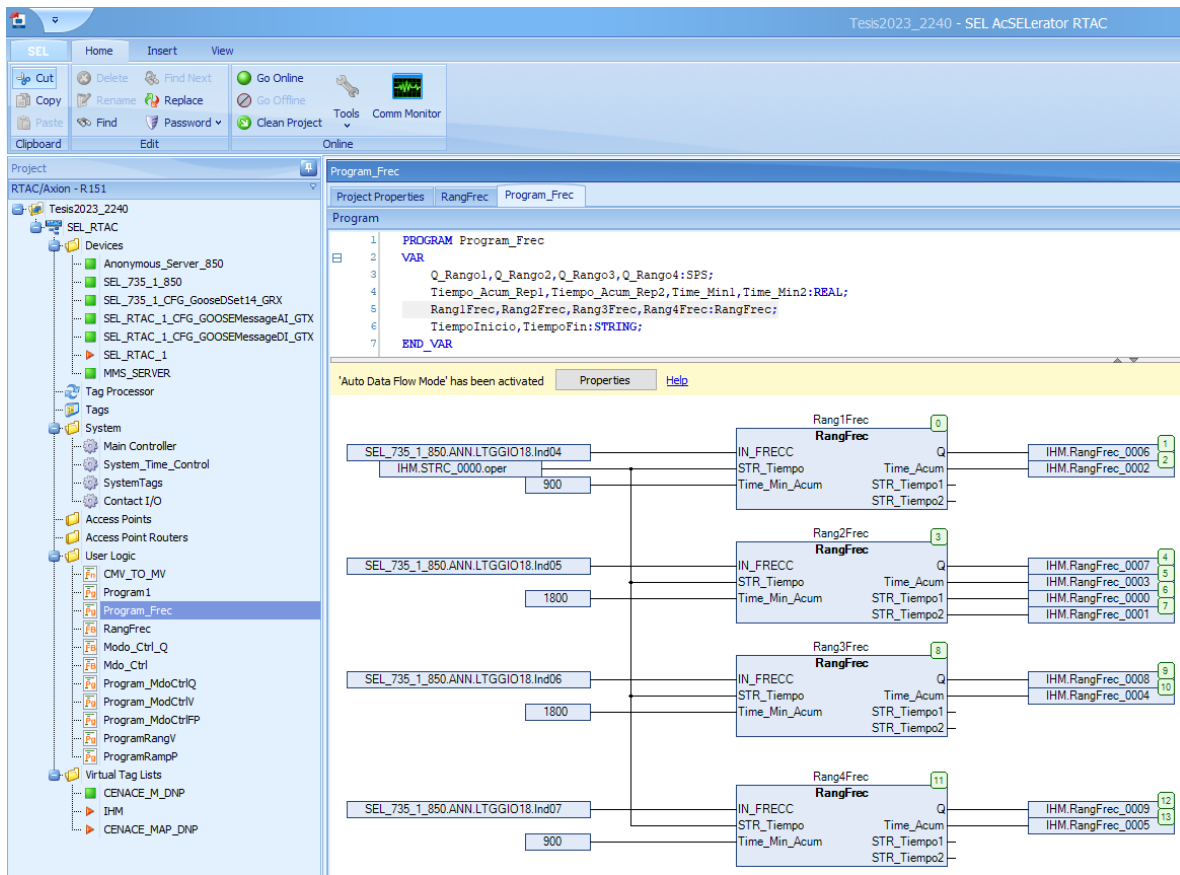


Figura 16.- Configuración de Function Block para evaluación de rangos de frecuencia.

3.2.3.2-CONTROL DE POTENCIA REACTIVA/CONTROL DE TENSION/CONTROL DE FACTOR DE POTENCIA

Para los modos de control automático, se desarrolló un solo function block de base en el SEL-RTAC para la generación de las señales que indicaran al medidor cuando este tenga que realizar las evaluaciones o comparaciones de variables analógicas físicas y lógicas en determinados lapsos de tiempo. Además de determinar que alarma se presenta en estos periodos de tiempo.

En el medidor se realizan las evaluaciones de las consignas fuera de paso, consignas al 90% dentro de un tiempo t1 máximo de 3 s, y al valor especificado de la consigna en un tiempo t2 máximo de 5 s, con la tolerancia de consigna en estado estable para cada modo de control, esto mediante los mensajes GOOSE (DI y AI) a los que el medidor se suscribe y que publica el SEL-RTAC. Se realiza la configuración en los Latch Bits del SELogic en el AcSELerator QuickSet LT08, LT09 y LT10.

- LT08 := (F_TRIG VB002 AND ((RA01 > 0.00 AND RA05 > CFG0013) OR (RA01 < 0.00 AND RA05 < CFG0013))) OR (VB006 AND SV06)
- SV06 := (RA01 > 0.00 AND (RA10 < CFG0013 OR RA11 > CFG0013)) OR (RA01 < 0.00 AND (RA10 > CFG0013 OR RA11 < CFG0013))
- LT09 := (F_TRIG VB004 AND RA07 > CFG0009) OR (VB008 AND (RA14 < CFG0009 OR RA15 > CFG0009))
- LT10 := (F_TRIG VB003 AND ((RA02 > 0.00 AND RA06 > CFG0083) OR (RA02 < 0.00 AND RA06 < CFG0083))) OR (VB007 AND SV07)
- SV07 := (RA02 > 0.00 AND (RA12 < CFG0083 OR RA13 > CFG0083)) OR (RA02 < 0.00 AND (RA12 > CFG0083 OR RA13 < CFG0083))

En la Figura 17, se muestra cómo se crea el programa donde se declara el function block y se configuran sus variables de entrada y salida con los cuales se obtendrán las alarmas de consigna fuera de paso, alarmas de las consignas al 90% dentro de un tiempo t1 máximo de 3 s, y al valor especificado de la consigna en un tiempo t2 máximo de 5 s, con la tolerancia de consigna en estado estable para cada modo de

control y el conteo de las mismas dentro de los periodos de tiempo de evaluación establecidos mediante la interfaz gráfica.

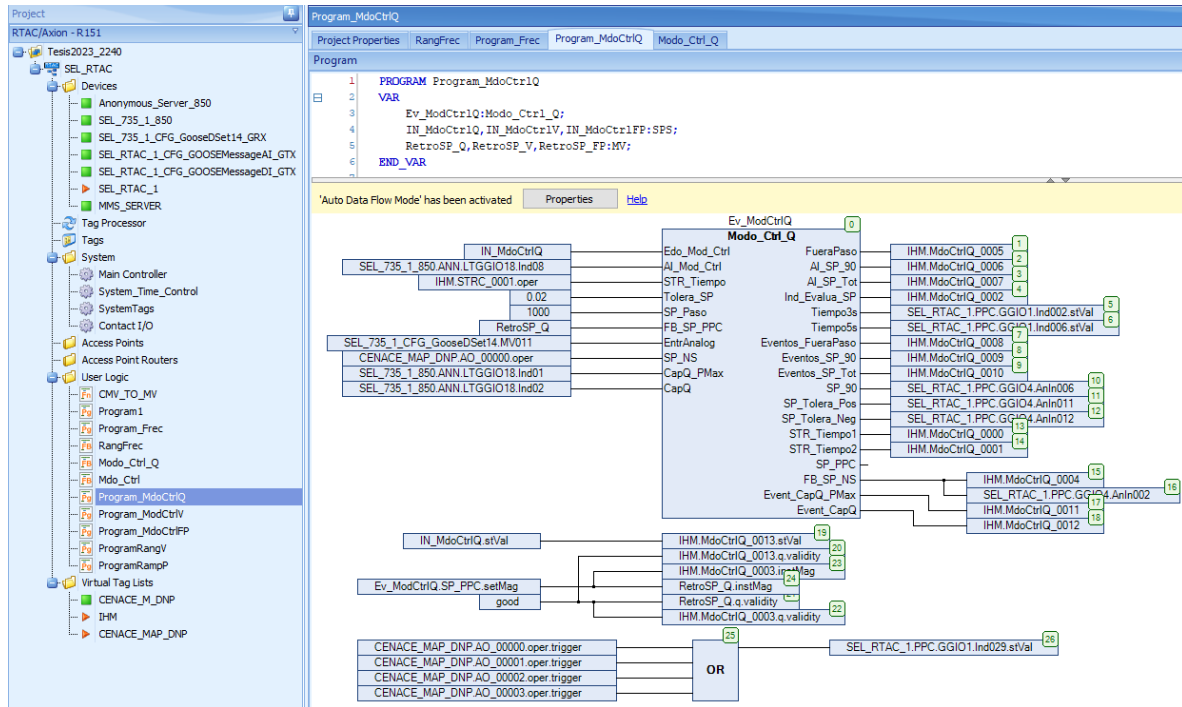


Figura 17.- Configuración de Function Block para evaluación de modos de control.

Para el modo de control de factor de potencia, se realizó una modificación en el function block, escalando por 1000 la retro de la consigna y los valores de las evaluaciones al 90% de la consigna dentro de un tiempo t1 máximo de 3 s, y al valor especificado de la consigna en un tiempo t2 máximo de 5 s, con la tolerancia de consigna en estado estable, ya que los mensajes GOOSE con datos analógicos se transmiten en enteros.

3.2.3.3-CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA MÁXIMA/ CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA DEBAJO DE LA POTENCIA MÁXIMA

Se configuran las capacidades de potencia reactiva de acuerdo con el requerimiento mínimo de $Q/P_{max} \geq 0.33$ y rango máximo de $Q/P_{max} \pm 0.5$ para potencia activa máxima, para potencia activa menor a $P_{m\acute{a}x}$ un rango constante de ± 0.33 desde $Q/P_{m\acute{a}x}$ hasta una potencia activa de 0.5 pu y un factor de potencia de 0.95 en atraso y en adelante. Para la potencia activa por debajo de 0.5 pu, la exigencia de potencia reactiva se reduce de forma progresiva desde ± 0.33 hasta llegar a cero, siguiendo la pendiente establecida por la curva característica V-P-Q/ $P_{m\acute{a}x}$. Estos requerimientos se ajustan en las variables configurables Latch Bits del SELogic en el AcSELerator QuickSet LT01 y LT02.

- LT01 := (CFG0011 >= 117600 AND CFG0011 <= 122400 AND RA00 = 120000) AND (PFT3 > -0.95 OR PFT3 < 0.95) AND LT02LT05 := FREQ >= 61.20 AND FREQ < 61.80
- LT02 := ((MV01 < 1.00 AND MV01 > 0.50) AND (MV02 < -0.33 OR MV02 > 0.33)) OR (MV01 < 0.50 AND (MV02 < MV03 OR MV02 > MV04)) AND LT03
- LT03 := MV06 < 0.95 OR MV06 > 1.05

Para el ajuste en el SEL-RTAC, se realizó una modificación en el function block del modo de control de potencia reactiva, como se muestra en la Figura 18, para agregarlos como variables de entrada y salida para el conteo eventos de estos

criterios dentro de los periodos de tiempo de evaluación establecidos mediante la interfaz gráfica.

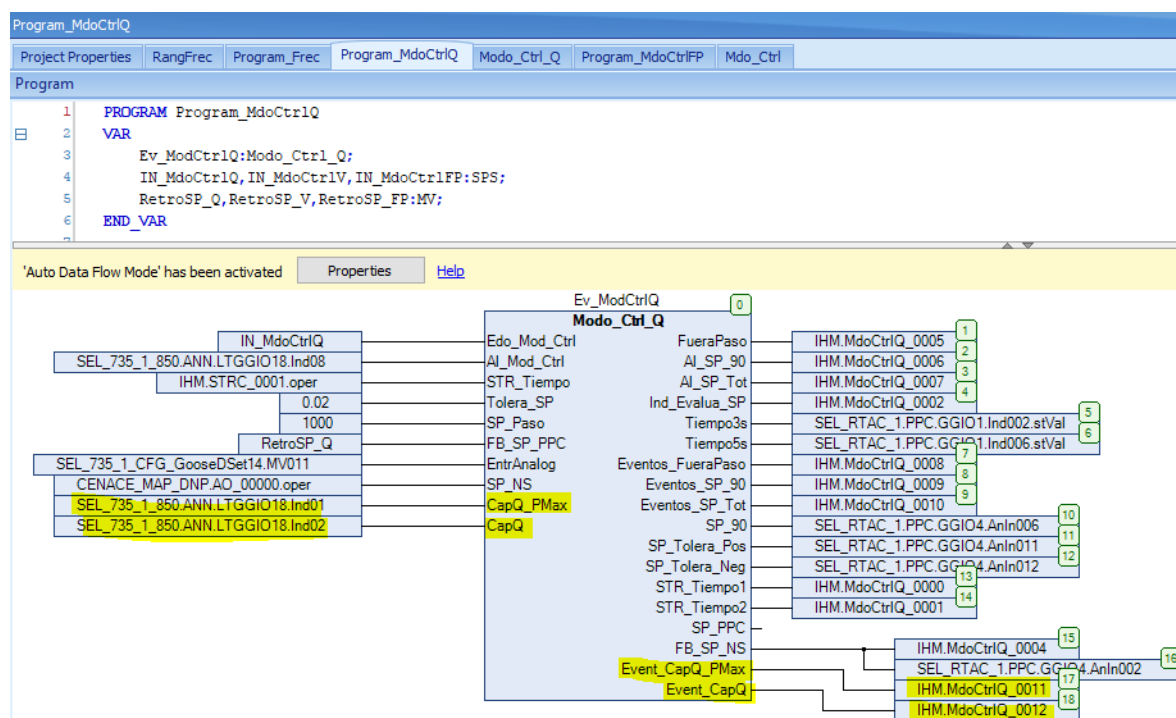


Figura 18.- Configuración de Function Block para evaluación de capacidad de potencia reactiva.

También se implementaron variables matemáticas en el medidor SEL-735 para realizar cálculos que se requieren para evaluar las mediciones de potencia de acuerdo con la gráfica V-P-Q/P_{máx} y para las evaluaciones en pu; además se configuraron mediciones de voltaje y potencias (activa y reactiva) para la evaluación de estas en valores primarios, ya que, en las variables nativas del medidor para su uso en el SELogic, estas las toma en valores secundarios, estos se muestran a continuación y en la Tabla 6:

- $MV01 := CFG0011 / 120000.00 \# P \text{ PU}$
- $MV02 := CFG0013 / 120000.00 \# Q/PMAX$

- $MV03 := MV01 / -1.52 \# - Q/PMAX$
- $MV04 := MV01 / 1.52 \# + Q/PMAX$
- $MV06 := CFG0009 / 115 \# V PU$

Tabla 6.- Registros configurables en medidor SEL-735.

CONFIGREG	Name	Alias	Units	Decimals	ScaleValue	ScaleType	UnitsType
9	VBC	VOLTAGE VBC	V	2	1000	PRIMARY	KILO
11	W3_FUND	Potencia Activa 3F	W	2	240000	PRIMARY	KILO
13	Q3_FUND	Potencia Reactiva 3F	VAR	2	240000	PRIMARY	KILO
83	PFT3	Factor de potencia		2	1000	PRIMARY	UNITY

3.2.3.4-RANGO DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN

Se configuran los rangos de tensión de la Tabla 3 en las variables configurables Control Equation Timers del SELogic en el AcSELerator QuickSet SV01, SV01T, SV02 y SV02T.

- $SV01 := MV06 < 1.10 \text{ AND } MV06 > 1.05$
- $SV01T := SV01PU := T\#1800s$
- $SV02 := MV06 < 0.95 \text{ AND } MV06 > 0.90$
- $SV02T := SV01PU := T\#1800s$

En el SEL-RTAC se realiza la programación con variables de entrada y salida con los cuales se obtendrán las alarmas cuando se encuentren fuera de rango las variables donde se evalúan los rangos de tensión en el medidor SEL-735, alarmas cuando se exceda el tiempo mínimo de operación y el conteo de cada uno de estos eventos cuando se presenten dentro de los periodos de tiempo de evaluación establecidos mediante la interfaz gráfica.

3.2.3.5-LIMITACIÓN TOTAL DE POTENCIA ACTIVA/RECONEXIÓN AUTOMÁTICA (RAMPA DE VARIACIÓN DE POTENCIA ACTIVA)

Para estos criterios se desarrolló la programación en el SEL-RTAC para la generación de las señales que indicarán al medidor cuando este tenga que realizar las evaluaciones o comparaciones de variables analógicas físicas y lógicas en determinados lapsos de tiempo, además de que tipo de evaluación ejecutará, determinándose por la consigna configurada, siendo el valor de la retro en 0 MW para el criterio de limitación de total de potencia y para el criterio de reconexión automática (rampa de variación de potencia activa) en valores de la retro equivalentes a escalones del 10% de la potencia máxima de la central eléctrica. También se realiza la programación con variables de entrada y salida con los cuales se obtendrán las alarmas cuando se encuentren fuera de rango las variables que evalúan la limitación total de potencia activa y la rampa admisible máxima en el medidor SEL-735, además de obtener la señalización del permisivo de reconexión automática y el conteo de cada uno de estos eventos cuando se presenten dentro de los periodos de tiempo de evaluación establecidos mediante la interfaz gráfica.

En el medidor se realizan las evaluaciones de las consignas de limitación total de potencia reactiva dentro de un tiempo t_1 máximo de 5 s, y las evaluaciones en los escalones de la rampa continua del 10% de la potencia activa por minuto hasta el valor de la consigna configurada en el SCADA de planta, esto mediante los mensajes GOOSE (DI y AI) a los que el medidor se suscribe y que publica el SEL-RTAC. Se realiza la configuración en los Control Equation Timers del SELogic en el AcSELerator QuickSet SV03, SV04, SV04T y SV05.

- $SV03 := VB005 \text{ AND } RA00 = 0 \text{ AND } W3 > 0.50$
- $SV04 := VB017 \text{ AND } FREQ \geq 58.80 \text{ AND } FREQ \leq 60.20 \text{ AND } CFG0009 \geq 109.25 \text{ AND } CFG0009 \leq 120.75$
- $SV04T := SV04PU := T\# 300 \text{ s}$
- $SV05 := VB018 \text{ AND } (VB019 \text{ AND } (CFG0009 > MV07 \text{ OR } CFG0009 < MV08))$

3.2.3.6-CALIDAD DE LA POTENCIA

Para evaluar los requerimientos de calidad de la potencia en los periodos de tiempo requeridos se implementa un oscilador de 2 horas y otro de 10 minutos, sincronizados con la referencia de tiempo del SEL-735 de tal manera que la salida del oscilador de 10 minutos se pulsa cada 10 minutos y del oscilador de horas se pulsa cada 2 horas, con un desfase de 5 minutos. Los osciladores se alinean en el tiempo del SEL-735 cada minuto y al inicio del día (00:00:00 hrs), se implementan temporizadores para agregar retrasos de tiempo de acuerdo con el ciclo de procesamiento del SEL-RTAC para la ejecución de su programación.

Las alarmas y los contadores de las violaciones o excursiones se reinician al inicio de la semana y al inicio del día dependiendo del requerimiento de la calidad de la potencia para cada señal. Además, todas las alarmas y los contadores de violación o excursión se pueden reiniciar manualmente en cualquier momento presionando el botón de reinicio en la IHM.

3.2.3.6.1-DESBALANCE MÁXIMO EN LA TENSIÓN

En la Figura 19, se muestra cómo se configura el desequilibrio de voltaje de secuencia negativa agregado cada 10 minutos para su evaluación en los registros configurables del SEL-735, los cuales se están reportando hacia el SEL-RTAC mediante protocolo DNP3.

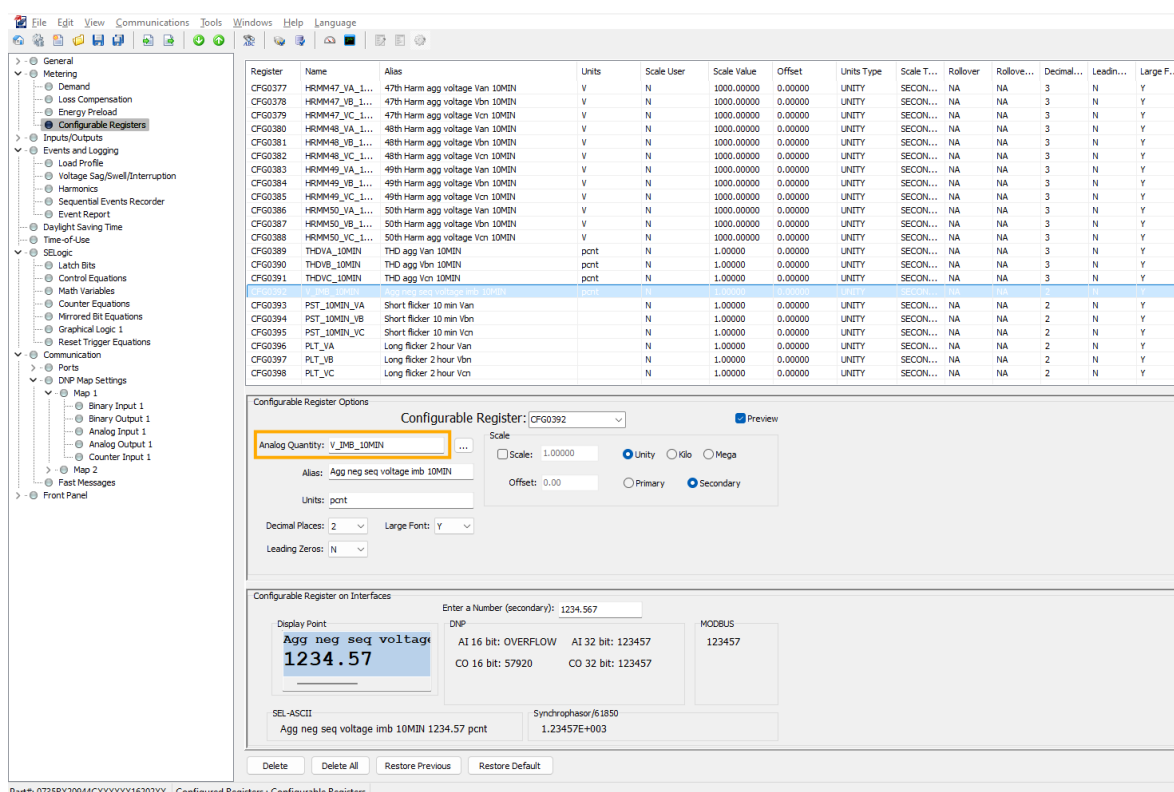


Figura 19.- Desbalance de la tensión asignado en registro configurable.

Se desarrolló la programación en el SEL-RTAC para evaluar el cumplimiento del 95% percentil del límite de desbalance máximo en la tensión a evaluar cada 10 minutos por un periodo de una semana y 99% percentil no deberá exceder 1.5 veces los límites de desbalance máximo en la tensión a evaluar cada 10 minutos por un periodo de una semana definidos en el requerimiento 7.1.2 de “el Manual” del CdR

2.0. Condicionando las evaluaciones con el temporizador de inicio de semana u hora y con el oscilador de 10 minutos para la generación de alarma de excursión y del incremento del contador que evalúa el límite de excursiones en el periodo de una semana.

3.2.3.6.2-SEVERIDAD DEL PARPADEO

En la Figura 20, se muestra cómo se configuran las variables de parpadeo de corta duración agregado cada 10 minutos (Pst) y de parpadeo de larga duración agregado cada 2 horas (Plt) para su evaluación en los registros configurables del SEL-735, los cuales se están reportando hacia el SEL-RTAC mediante protocolo DNP3.

Register	Name	Alias	Units	Scale User	Scale Value	Offset	Units Type	Scale T...	Rollover...	Rollove...	Decimal...	Leadn...	Large F...
CF0377	HRM447_VA_1...	47th Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0378	HRM447_VB_1...	47th Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0379	HRM447_VC_1...	47th Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0380	HRM448_VA_1...	48th Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0381	HRM448_VB_1...	48th Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0382	HRM448_VC_1...	48th Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0383	HRM449_VA_1...	49th Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0384	HRM449_VB_1...	49th Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0385	HRM449_VC_1...	49th Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0386	HRM450_VA_1...	50th Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0387	HRM450_VB_1...	50th Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0388	HRM450_VC_1...	50th Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0389	THDIVA_10MIN	THD agg Van 10MIN	point	N	1.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0390	THDVB_10MIN	THD agg Vbn 10MIN	point	N	1.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0391	THDIVC_10MIN	THD agg Vcn 10MIN	point	N	1.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	3	N	Y
CF0392	V_10MIN	Agg neg seq voltage imb 10MIN	point	N	1.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	2	N	Y
CF0393	PST_10MIN_VA	Short flicker 10 min Van		N	1.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	2	N	Y
CF0394	PST_10MIN_VB	Short flicker 10 min Vbn		N	1.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	2	N	Y
CF0396	PLT_VA	Long flicker 2 hour Van		N	1.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	2	N	Y
CF0397	PLT_VB	Long flicker 2 hour Vbn		N	1.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	2	N	Y
CF0398	PLT_VC	Long flicker 2 hour Vcn		N	1.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA	2	N	Y

Configurable Register Options

Configurable Register: CF0395

Analog Quantity: PST_10MIN_VC

Scale: 1.00000

Offset: 0.00

Units: Short flicker 10 min Vcn

Decimal Places: 2

Large Font: Y

Leading Zeros: N

Configurable Register on Interfaces

Enter a Number (secondary): 1234.567

Display Point

Short flicker 10 m:

1234.57

SEL-ASCII

Short flicker 10 min Vcn 1234.57

Synchrophasor/61850

1.23457E+003

Buttons: Delete, Delete All, Restore Previous, Restore Default

Figura 20.- Parpadeo de corta y larga duración asignado en registro configurable.

Se desarrolló la programación en el SEL-RTAC para evaluar el cumplimiento de parpadeo de corta y larga duración de forma independiente. El percentil 95% de las mediciones a evaluar cada 10 minutos y cada dos horas respectivamente por un periodo de una semana y percentil 99% sin exceder 1.5 veces los márgenes de parpadeo de corta y larga duración a evaluar cada 10 minutos y cada dos horas respectivamente por un periodo de una semana definidos en el requerimiento 7.2.2 de “el Manual” del CdR 2.0. Condicionando las evaluaciones con el temporizador de inicio de semana u hora, con el oscilador de 10 minutos en la evaluación del parpadeo de corta duración y el oscilador de 2 horas en la evaluación del parpadeo de larga duración para la generación de alarmas de excursión y del incremento de los contadores que evalúan el límite de excursiones en el periodo de una semana para cada requerimiento.

3.2.3.6.3-CONTENIDO ARMÓNICO MÁXIMO

En la Figura 21, se muestra cómo se configuran los parámetros en el apartado Harmonics Settings y se asignan a los registros configurables, las variables agregadas cada 10 minutos para su evaluación de distorsión armónica total, distorsión armónica e interarmónica de la tensión individual, considerando hasta la 50ª armónica del SEL-735, las cuales se está reportando hacia el SEL-RTAC mediante protocolo DNP3. Para cumplir con lo que pide el requerimiento, se configura el parámetro HARMCAL:=SUBGROUP para la evaluación de los armónicos y HARMCAL:=INTERHARM para la evaluación de los interarmónicos.

Register	Name	Alias	Units	Scale User	Scale Value	Offset	Units Type	Scale T...	Rollover	Roll
CFG0244	HRMM2_VC_10MIN	2nd Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0245	HRMM3_VA_10MIN	3rd Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0246	HRMM3_VB_10MIN	3rd Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0247	HRMM3_VC_10MIN	3rd Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0248	HRMM4_VA_10MIN	4th Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0249	HRMM4_VB_10MIN	4th Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0250	HRMM4_VC_10MIN	4th Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0251	HRMM5_VA_10MIN	5th Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0252	HRMM5_VB_10MIN	5th Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0253	HRMM5_VC_10MIN	5th Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0254	HRMM6_VA_10MIN	6th Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0255	HRMM6_VB_10MIN	6th Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0256	HRMM6_VC_10MIN	6th Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0257	HRMM7_VA_10MIN	7th Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0258	HRMM7_VB_10MIN	7th Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0259	HRMM7_VC_10MIN	7th Harm agg voltage Vcn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0260	HRMM8_VA_10MIN	8th Harm agg voltage Van 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA
CFG0261	HRMM8_VB_10MIN	8th Harm agg voltage Vbn 10MIN	V	N	1000.00000	0.00000	UNITY	SECON...	NA	NA

Configurable Register Options

Configurable Register: CFG0254

Analog Quantity: HRMM6_VA_10MIN

Alias: 6th Harm agg voltage Van 10MIN

Units: V

Decimal Places: 3

Large Font: Y

Leading Zeros: N

Scale

☐ Scale: 1.00000
 ☒ Unity
 ☐ Kilo
 ☐ Mega

Offset: 0.00

☐ Primary
 ☒ Secondary

Configurable Register on Interfaces

Enter a Number (secondary): 1234.567

Display Point

6th Harm agg voltage

1234.567

DNP

AI 16 bit: OVERFLOW

AI 32 bit: 1234567

CO 16 bit: 54919

CO 32 bit: 1234567

MODBUS

1234567

SEL-ASCII

6th Harm agg voltage Van 10MIN 1234.567 V

Synchrophasor/61850

1.23457E+003

Harmonics Settings

DISPLAY_H Settings to Display

Advanced

Select: Basic, Advanced

Interharmonic Quantities

HARMCAL Harmonic Calculation Method

SUBGROUP

Select: HARM, GROUP, SUBGROUP, INTERHARM

Harmonics Settings

DISPLAY_H Settings to Display

Advanced

Select: Basic, Advanced

Interharmonic Quantities

HARMCAL Harmonic Calculation Method

INTERHARM

Select: HARM, GROUP, SUBGROUP, INTERHARM

Figura 21.- Ajustes de armónicos e interarmónicos y asignación en registros configurables.

Se desarrolló la programación en el SEL-RTAC para evaluar el cumplimiento del percentil 95% del límite de la medición de la distorsión armónica total, individual y de los interarmónicos individuales, la evaluación se llevará a cabo en intervalos de 10 minutos durante al menos una semana. El valor correspondiente al percentil 99% de estas mediciones se evaluará en los mismos periodos de tiempo y sin superar

1.5 veces los límites establecidos para cada tipo de distorsión definidos en el requerimiento 7.4.2 de “el Manual” del CdR 2.0. Condicionando las evaluaciones con el temporizador de inicio de semana u hora y con el oscilador de 10 minutos para la generación de alarma de excursión y del incremento del contador que evalúa el límite de excursiones en el periodo de una semana.

3.2.4-AJUSTES DE DESARROLLO DE IHM EN SEL-RTAC/DIAGRAM BUILDER

Por último, se desarrolla la interfaz gráfica con la herramienta de software AcSELerator Diagram Builder, que mostrará la información en tiempo real del monitoreo de los criterios que se evalúan en los dispositivos SEL-RTAC y medidor SEL-735; además de que esta se pueda visualizar de forma fácilmente comprensible y ordenada. También a través del desarrollo de esta aplicación se podrán ingresar mediante comandos los periodos de tiempo en los cuales se estarán contabilizando los eventos que se generen por cada desviación del cumplimiento de los criterios del CdR 2.0 que no estipulan los periodos de tiempo de evaluación. La Figura 22, muestra el desplegado del sistema de monitoreo, donde se indica para cada función de los objetos dinámicos que componen la interfaz, el numero al que pertenece la breve descripción que se presenta después de la Figura 22.

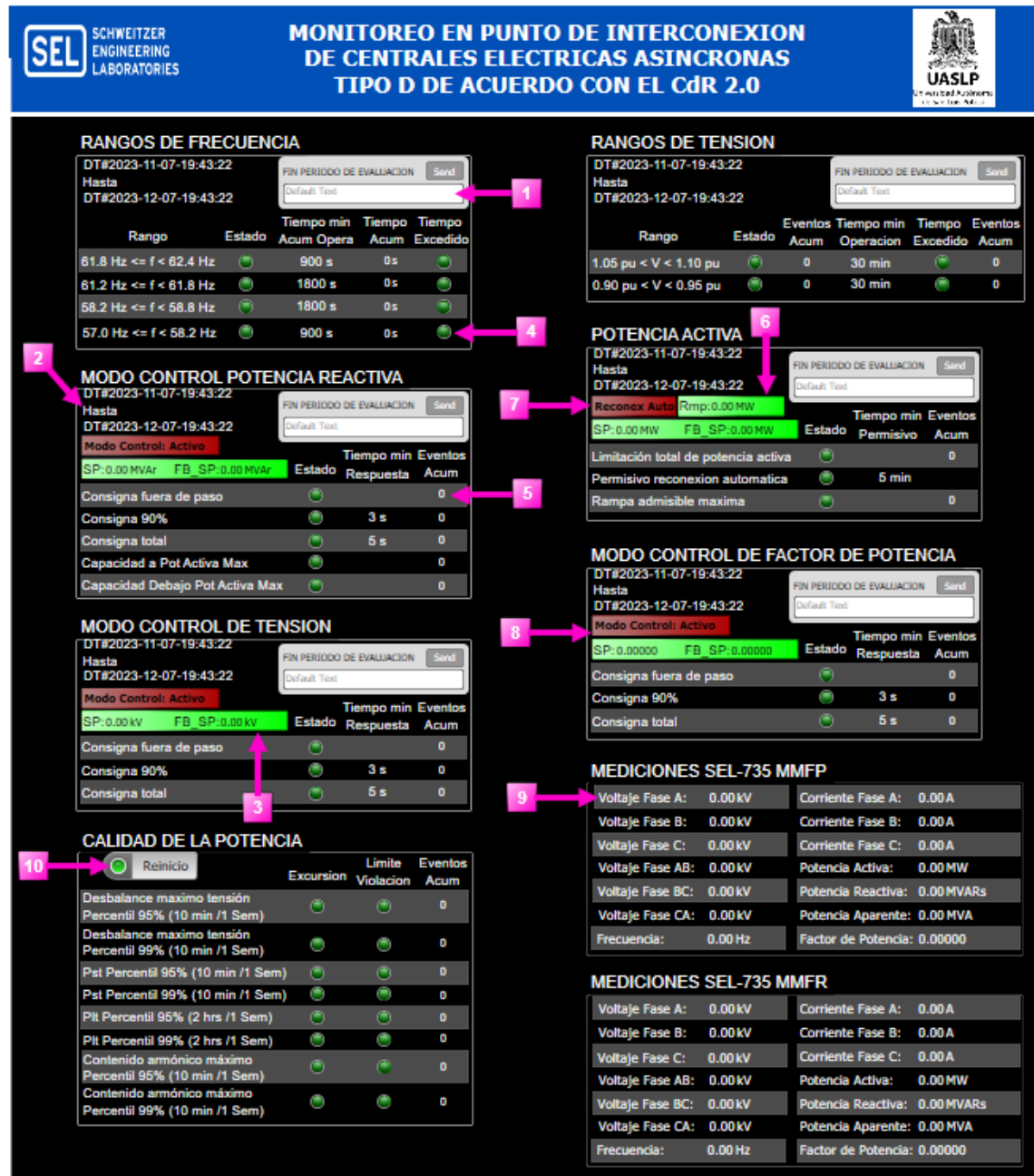


Figura 22.- Desplegado IHM de la implementación del monitoreo.

- 1.- Comando por el cual se ingresa la fecha final del periodo de evaluación para el acumulativo de eventos.
- 2.- Periodo de evaluación para el acumulativo de eventos, estos se despliegan cuando se ejecuta el comando del punto anterior, mostrado en la parte superior la

fecha y hora en el momento en que el dispositivo SEL-RTAC lo recibe, que es el inicio del periodo y para la parte inferior mostrará la fecha final ingresada que es el final del periodo.

3.- Apartado en el que se muestran la consigna y su retro; además el estado de barra indica el tiempo en que se están realizando las evaluaciones de tiempo, siendo en estado lógico “1” (color rojo) cuando está llevándose a cabo el proceso y en estado lógico “0” (color verde) en condición normal o sin ningún tipo de evaluación en proceso.

4.- Led que indica en estado lógico “1” (color rojo) una condición de alarma, activado o que se cumple y en estado lógico “0” (color verde) un estado normal.

5.- Indica la cantidad de eventos que se han acumulado durante el periodo de tiempo que se despliega para la evaluación del criterio.

6.- Apartado en el que se muestran la magnitud del escalón que se estará tomando para la evaluación de la rampa continua del 10% de la potencia activa por minuto, hasta el valor de la consigna configurada en el SCADA de planta y el estado de la barra indica el tiempo en que se están realizando las evaluaciones de tiempo en cada minuto, siendo en estado lógico “1” (color rojo) cuando está llevándose a cabo el proceso y en estado lógico “0” (color verde) en condición normal o sin ningún tipo de evaluación en proceso.

7.- El estado de la barra indica si se encuentra habilitado en el SCADA de planta la función de reconexión automática, siendo en estado lógico “1” (color rojo) cuando

se encuentra activo y en estado lógico “0” (color verde) en condición normal o inactivo.

8.- El estado de la barra indica si se encuentra habilitado en el SCADA de planta la función de modo de control (potencia reactiva, tensión o factor de potencia), siendo en estado lógico “1” (color rojo) cuando está activo y en estado lógico “0” (color verde) en condición normal o inactivo.

9.- Objeto dinámico que muestra mediciones en tiempo real, para esta interfaz gráfica, se tiene mapeadas o ligadas las mediciones que reporta el medidor SEL-735 mediante protocolo MMS del estándar IEC 61850, al cual esta suscrito el dispositivo SEL-RTAC. Estas mediciones normalmente se encuentran ya integradas en el sistema SCADA de subestación elevadora, se consideraron incluirse en el desplegado, como referencia de las consignas y sus retroalimentaciones.

10.- Reinicio de alarmas de violación y acumuladores de eventos de calidad de la potencia.

CAPITULO 4. PRUEBAS DE LA IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS

4.1- EQUIPOS DE PRUEBAS

Equipo de pruebas CMC 256plus Omicron. Este instrumento ha sido concebido para realizar pruebas de relés y funciones de calibración con una precisión excepcional, siendo ideal para entornos que demandan alta exactitud. Dispone de una fuente de señales multifásicas de gran fidelidad y, junto con un software operativo altamente adaptable, se posiciona como una referencia en la verificación y ajuste de equipos de medición eléctrica.

El CMC 256plus también se emplea en la evaluación de una amplia gama de dispositivos de protección, abarcando así todas las pruebas necesarias para equipos secundarios. Está especialmente diseñado para la calibración de medidores de energía de cuatro cuadrantes (clase 0.2), convertidores de medida, analizadores de calidad de energía conforme a la norma IEC 61000, unidades de medida fasorial (PMU), y otros instrumentos utilizados en sistemas SCADA, registradores de disturbios y equipos de medición de variables eléctricas como voltaje, corriente, frecuencia y potencia [9] OMICRON (2024, noviembre).

Equipo de pruebas ASE2000. Simulador para pruebas de protocolo y comunicación de ASE, introducidos por primera vez en 1989, se utilizan actualmente en todo el mundo por fabricantes de equipos RTU e IED, lo utilizan las empresas de suministro de energía eléctrica y proveedores de sistemas SCADA. Los equipos de prueba RTU ASE2000 soportan más de 75 protocolos [10] ASE (2024, 1 de noviembre).

Protocolos tecnológicos actuales:

- Serie DNP3
- Red de área local (LAN) y red de área amplia (WAN) DNP3
- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104
- Serie Modbus (RTU y ASCII)
- Red Modbus (TCP)

Protocolos más antiguos y ampliamente utilizados como:

- CDC Tipos I y II
- Conitel (la mayoría de las variantes)
- Harris 5000/6000
- Telegira 8979

4.2- ESCENARIO DE PRUEBAS, CONEXIÓN Y PRUEBAS

El equipo de inyección de corrientes y voltajes usado para las pruebas de las aplicaciones desarrolladas para el monitoreo de criterios del CdR 2.0, es el equipo universal de pruebas de relés y herramienta de puesta en servicio CMC 256plus marca Omicron. El equipo de prueba se conectó de acuerdo con el trifilar de un esquema de línea típico, para la inyección de las señales de corriente y voltaje en medidor multifunción SEL-735. El escenario se complementó con una señal de disparo para el equipo de pruebas, mediante una entrada digital del CMC 256plus que se activa por una salida digital del medidor la cual se opera por un mensaje GOOSE que publica el dispositivo SEL-RTAC y a la cual se suscribe el medidor

SEL-735, también se implementa de manera simulada, la ejecución de las consignas mediante la herramienta de software ASE2000, el escenario de pruebas queda representado como se muestra en la Figura 23.

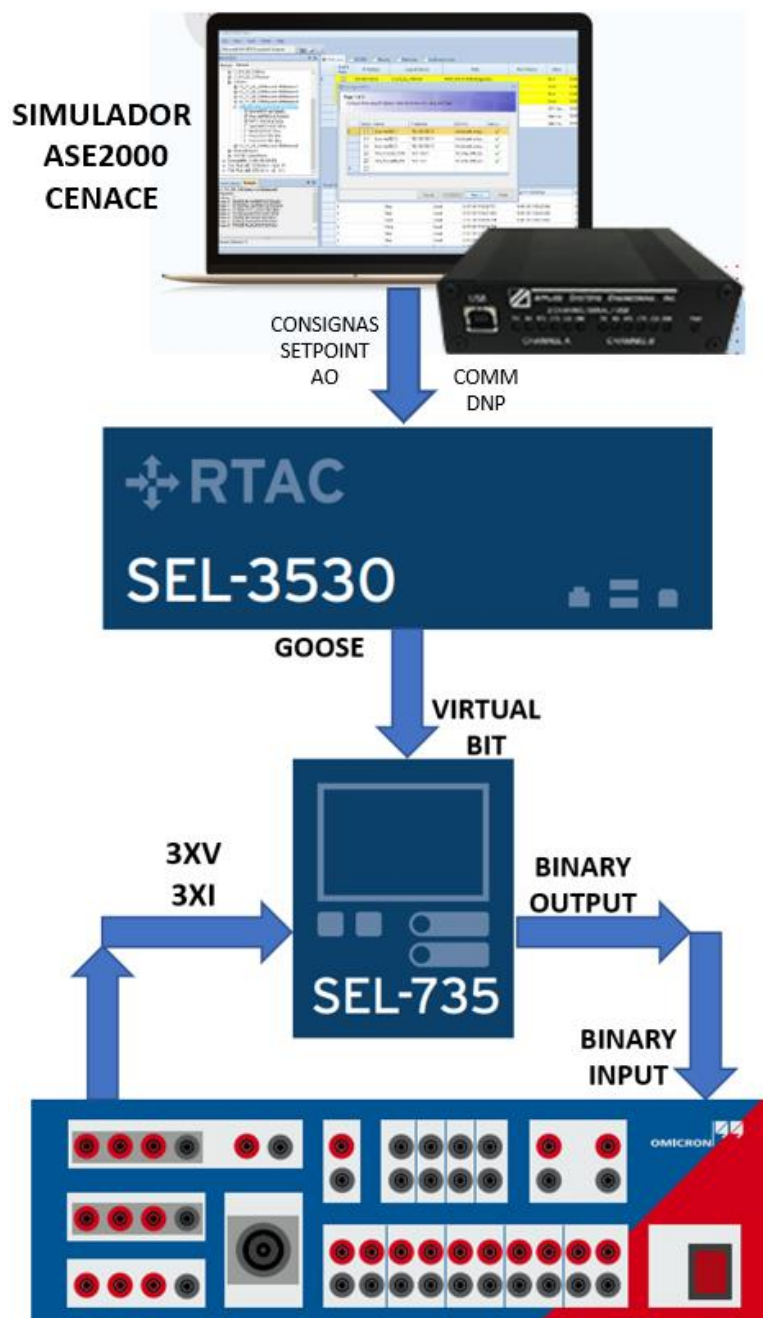


Figura 23.- Escenario de pruebas.

El State Sequencer es un módulo de prueba muy flexible dentro del software Test Universe con el que se desarrollaron las plantillas de pruebas para evaluar los criterios de: rangos de frecuencia, limitación de potencia activa, rango de tensión en el punto de interconexión, capacidad de potencia reactiva a potencia máxima y debajo de la potencia máxima, control de tensión y potencia reactiva en el punto de interconexión, control de factor de potencia y reconexión automática. Se configuraron los pasos cada 500 ms para la configuración de los estados con valores de salida (voltajes y corrientes) dentro de las tendencias para los casos de prueba donde se evalúa el cumplimiento y violación de los criterios que se están monitoreando. En la Figura 24, se muestra la interfaz de configuración de los estados del “State Sequencer” en pasos cada 500 ms.

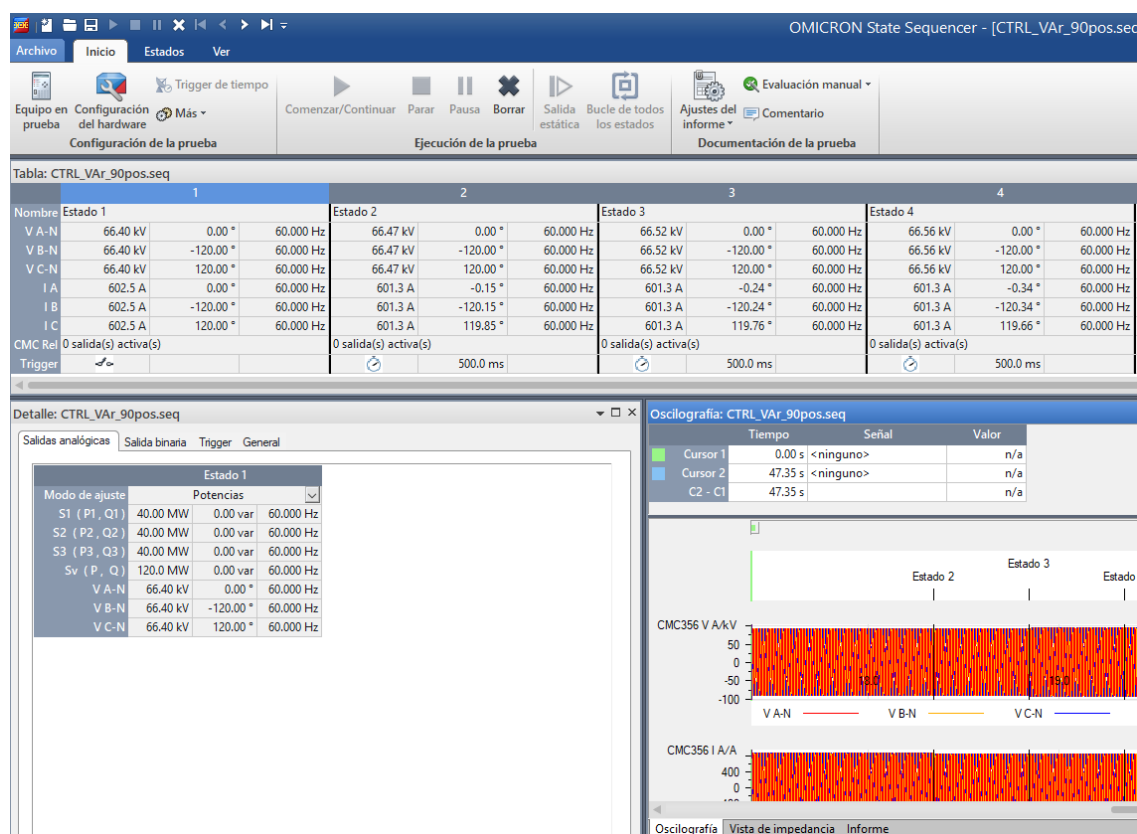


Figura 24.- Configuración de State Sequencer en software Test Universe.

Para las plantillas de prueba que generan las desviaciones a los criterios que se están evaluando, se configuran los estados en los tiempos donde se realizan las evaluaciones en el medidor SEL-735 generándose las alarmas del sistema de monitoreo y estas se puedan visualizar en su interfaz gráfica, donde también se podrá observar el conteo de estas alarmas, si está ingresado por comando desde el desplegado el periodo de tiempo para el acumulativo de eventos. Las pruebas donde se generan alarmas y eventos para cada criterio definido a monitorear en los objetivos específicos se muestran a continuación:

4.2.1-RANGOS DE FRECUENCIA

Se configuraron los estados del State Sequencer, que se inicia con la señal de disparo generada por el simulador de protocolos. Se realizaron inyecciones en intervalos de tiempo en los cuales la frecuencia se encuentra fuera y dentro de los rangos definidos (ilimitado, quince minutos y treinta minutos) en la Tabla 2 y de la Sección 2.1 de “el Manual”: Definición de las zonas de frecuencia con requerimiento mínimo de operación sin desconexión de la Red Eléctrica.

Estas inyecciones se obtienen en el medidor SEL-735, que evalúa los rangos de frecuencia y, dependiendo del rango en el que se encuentre, envía una señal al SEL-RTAC. Este último, mediante estampas de tiempo, realiza el acumulado de tiempos, despliega las alarmas en la IHM y registra el tiempo acumulado en el SOE del SEL-RTAC para cada rango de frecuencia. En la Figura 25 se muestra la operación en línea del SEL-RTAC durante las pruebas y la visualización en la IHM de las alarmas y eventos del monitoreo de los rangos de frecuencia.

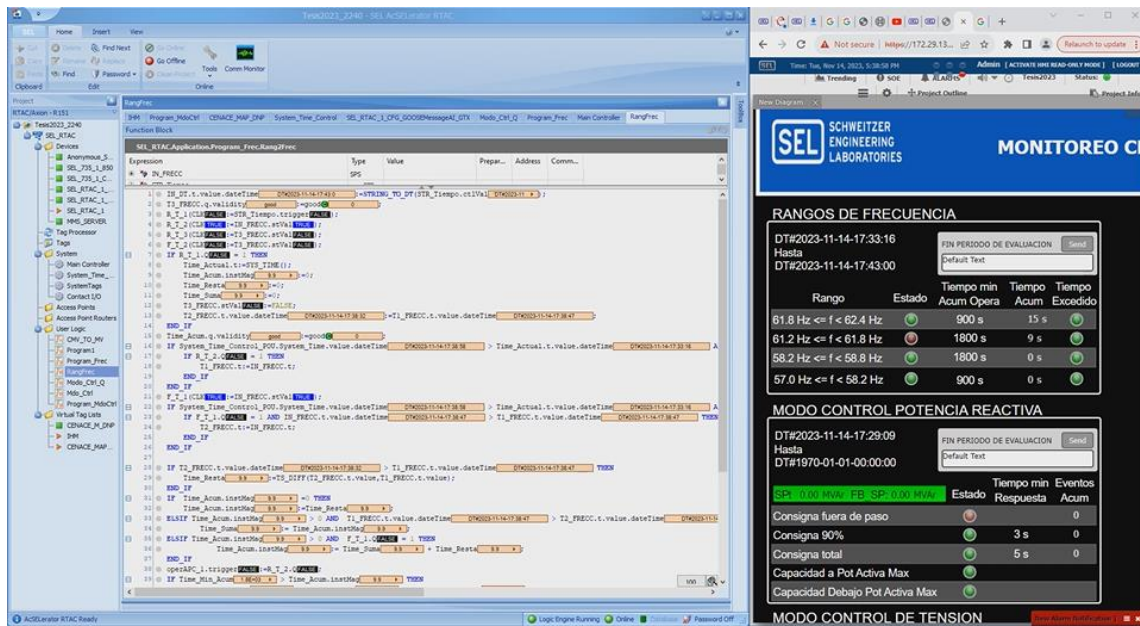


Figura 25.- Operación de FB y visualización de señales de rangos de frecuencia en SEL-RTAC.

4.2.2-CONTROL DE POTENCIA REACTIVA/CONTROL DE TENSION/CONTROL DE FACTOR DE POTENCIA

Para probar estos criterios se realizó la configuración de los estados del State Sequencer que se inicia con la señal de disparo que se genera con el simulador de protocolos y los ajustes de los DEI's considerando una potencia máxima de 120 MW y una tensión nominal de 115 kV para la central eléctrica, realizando secuencias para los casos en los que, con un valor inicial, se realicen variaciones de inyecciones cada quinientos milisegundos hasta llegar al requerimiento de la respuesta ante el cambio de consigna o en el caso para generar las alarmas, que no se llegue al requerimiento para cada modo de control de la central eléctrica (potencia reactiva, tensión y factor de potencia).

- **Control de potencia reactiva:** Con valor inicial de 1 MVAR, se realizan incrementos y decrementos de potencia reactiva en secuencias de un minuto en los cuales se logre alcanzar el 90% de la consigna ejecutada desde el simulador de protocolos dentro de un tiempo t_1 máximo de 3 s, y además se logre ubicar en el valor total de la consigna en un tiempo t_2 máximo de 5 s, con una tolerancia de consigna en estado estable de hasta el 2% sin que genere alguna alarma por consigna 90% o consigna total; con valor inicial a 1 MVAR, se realizan incrementos y decrementos de potencia reactiva en secuencias de un minuto en los cuales no se logre alcanzar el 90% de la consigna ejecutada desde el simulador de protocolos dentro de un tiempo t_1 máximo de 3 s, generándose la alarma y el evento acumulado de Consigna 90%, mostrándose en el desplegado de IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC; con valor inicial de 1 MVAR, se realizan incrementos y decrementos de potencia reactiva en secuencias de un minuto en los cuales se logre alcanzar el 90% de la consigna ejecutada desde el simulador de protocolos dentro de un tiempo t_1 máximo de 3 s, pero no se logre ubicar en el valor total de la consigna en un tiempo t_2 máximo de 5 s, generándose la alarma y el evento acumulado de Consigna total, mostrándose en el desplegado de la IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC. Para este modo de control se puede ajustar de manera opcional el valor de la consigna fuera de paso, ejecutando una consigna mayor a lo configurado para este modo de control, con valor inicial de 1 MVAR, teniendo un ajuste fuera de paso de 1 MVAR, se realiza una consigna de 2.5 MVAR, generándose la alarma y el

evento acumulado de Consigna fuera de paso, mostrándose en el desplegado de la IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC.

- **Control de tensión:** Con valor inicial de 115 kV, se realizan incrementos y decrementos de tensión de 1.15 kV en secuencias de un minuto en los cuales se logre alcanzar el 90% de la consigna ejecutada desde el simulador de protocolos dentro de un tiempo t_1 máximo de 3 s, y además se logre ubicar en el valor total de la consigna en un tiempo t_2 máximo de 5 s, con una tolerancia de consigna en estado estable no mayor al 5% sin que genere alguna alarma por consigna 90% o consigna total; con valor inicial a 115 kV, se realizan incrementos y decrementos de tensión de 1.15 kV en secuencias de un minuto en los cuales no se logre alcanzar el 90% de la consigna ejecutada desde el simulador de protocolos dentro de un tiempo t_1 máximo de 3 s, generándose la alarma y el evento acumulado de Consigna 90%, mostrándose en el desplegado de IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC; con valor inicial de 115 kV, se realizan incrementos y decrementos de tensión de 1.15 kV en secuencias de un minuto en los cuales se logre alcanzar el 90% de la consigna ejecutada desde el simulador de protocolos dentro de un tiempo t_1 máximo de 3 s, pero no se logre ubicar en el valor total de la consigna en un tiempo t_2 máximo de 5 s, generándose la alarma y el evento acumulado de Consigna total, mostrándose en el desplegado de la IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC. Para este modo de control se puede ajustar de manera opcional el valor de la consigna fuera de paso, ejecutando una consigna mayor a lo configurado para este modo de control, con valor inicial de 115 kV, teniendo un ajuste fuera de paso de 1.15 kV, se

realiza una consigna de 116.20 kV, generándose la alarma y el evento acumulado de Consigna fuera de paso, mostrándose en el desplegado de la IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC.

- **Control de factor de potencia:** Con valor inicial de factor de potencia de 1, se realizan variaciones de factor de potencia en secuencias de un minuto en los cuales se logre alcanzar el 90% de la consigna ejecutada desde el simulador de protocolos dentro de un tiempo t_1 máximo de 3 s, y además se logre ubicar en el valor total de la consigna en un tiempo t_2 máximo de 5 s, con una tolerancia de consigna en estado estable no mayor al 0.1% sin que genere alguna alarma por consigna 90% o consigna total; con valor inicial de factor de potencia de 1, se realizan variaciones de factor de potencia en secuencias de un minuto en los cuales no se logre alcanzar el 90% de la consigna ejecutada desde el simulador de protocolos dentro de un tiempo t_1 máximo de 3 s, generándose la alarma y el evento acumulado de Consigna 90%, mostrándose en el desplegado de IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC; con valor inicial de factor de potencia de 1, se realizan variaciones de factor de potencia en secuencias de un minuto en los cuales se logre alcanzar el 90% de la consigna ejecutada desde el simulador de protocolos dentro de un tiempo t_1 máximo de 3 s, pero no se logre ubicar en el valor total de la consigna en un tiempo t_2 máximo de 5 s, generándose la alarma y el evento acumulado de Consigna total, mostrándose en el desplegado de la IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC. Para este modo de control se puede ajustar de manera opcional el valor de la consigna fuera de paso, ejecutando una consigna mayor a lo configurado para este

modo de control, con valor inicial de factor de potencia de 1, teniendo un ajuste fuera de paso de 0.01, se realiza una consigna de factor de potencia de 0.98, generándose la alarma y el evento acumulado de Consigna fuera de paso, mostrándose en el desplegado de la IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC.

En la Figura 26 se presenta la secuencia de pruebas para el control de tensión, junto con su evaluación simplificada mediante gráficos. Se muestran dos escenarios: uno en el que se alcanzan los niveles de consigna dentro de los tiempos establecidos, y otro en el que no se cumple con el criterio.

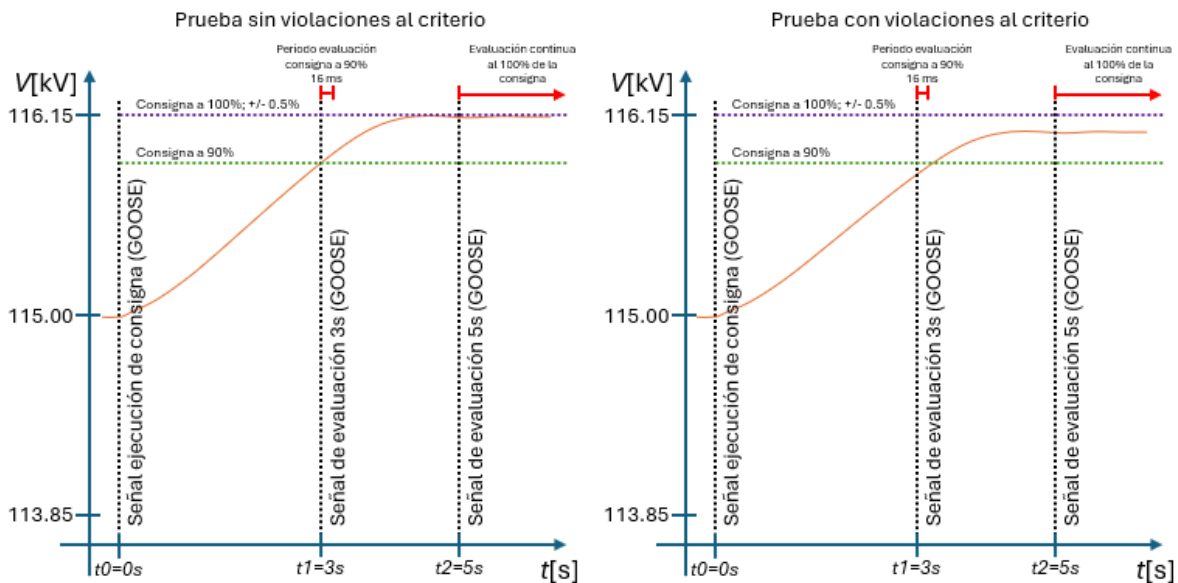


Figura 26.- Representación de pruebas y evaluación de control de tensión.

4.2.3-CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA A POTENCIA MÁXIMA/ CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA DEBAJO DE LA POTENCIA MÁXIMA

Se realizó la configuración de los estados del “State Sequencer” para probar estos criterios, que se inician con la señal de disparo que se genera con el simulador de protocolos y los ajustes de los DEI’s considerando una potencia máxima de 120 MW y una tensión nominal de 115 kV para la central eléctrica, realizando secuencias para los casos en los que, con un valor inicial, realice variaciones de potencia reactiva cada quinientos milisegundos dentro y fuera de los requerimientos de voltaje y Q/Pmax a potencia máxima y debajo de potencia máxima de acuerdo con lo que se establece en la Figura 3.

- **Potencia máxima:** A potencia de 120 MW y un factor de potencia de 1, se procede con secuencias de un minuto manteniendo el voltaje entre 109.25 y 120.75 kV y la potencia reactiva entre +/- 39.6 MVar sin que genere alarma de “Capacidad de potencia reactiva a potencia activa máxima”; con una potencia de 120 MW y un factor de potencia de 1, se procede con secuencias de un minuto, generando mediciones fuera y dentro de los rangos del voltaje entre 109.25 y 120.75 kV y de la potencia reactiva entre +/- 39.6 MVar generando alarmas y eventos acumulados de “Capacidad de potencia reactiva a potencia activa máxima”, mostrándose en el desplegado de la IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC.
- **Debajo de la potencia máxima:** A potencia de 60 MW y un factor de potencia de 1, se procede con secuencias de un minuto, decrementando la potencia hasta 10 MW, manteniendo el voltaje entre 109.25 y 120.75 kV y la potencia

reactiva disminuyendo desde +/- 39.6 MVar hasta +/- 6.58 MVar siguiendo la pendiente del diagrama V-P-Q/Pmax, sin que se genere alarma de “Capacidad de potencia reactiva debajo de potencia activa máxima”; con una potencia de 60 MW y un factor de potencia de 1, se procede con secuencias de un minuto, decrementando la potencia hasta 10 MW, generando mediciones fuera y dentro de los rangos del voltaje entre 109.25 y 120.75 kV y de la potencia reactiva disminuyendo desde +/- 39.6 MVar hasta +/- 6.58 MVar siguiendo la pendiente del diagrama V-P-Q/Pmax, generando alarmas y eventos acumulados de “Capacidad de potencia reactiva debajo de la potencia activa máxima”, registrándose en el SOE del SEL-RTAC y mostrándose como en la Figura 27, en el desplegado de la aplicación de IHM.

MODO CONTROL POTENCIA REACTIVA				
DT#2023-11-10-16:09:56		FIN PERIODO DE EVALUACION		
Hasta		Send		
DT#2023-11-10-17:08:33		Default Text		
SP:0.00 MVar FB_SP:0.00 MVar		Estado	Tiempo min Respuesta	Eventos Acum
Consigna fuera de paso				0
Consigna 90%			3 s	0
Consigna total			5 s	0
Capacidad a Pot Activa Max				2
Capacidad Debajo Pot Activa Max				1

Figura 27.- Visualización de alarma de Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima y debajo de potencia máxima en SEL-RTAC.

4.2.4-RANGO DE TENSIÓN EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN

Para probar este criterio se realizó la configuración de los estados del “State Sequencer” que se inicia con la señal de disparo que se genera con el simulador de protocolos, realizando inyecciones en intervalos de tiempo en los cuales la tensión se encuentre fuera y dentro de los rangos definidos (ilimitado y treinta minutos) en la Tabla 5.2 que corresponde a la Sección 3.1.1 de “el Manual”: Rangos de Tensión.

Estas inyecciones se están obteniendo en el medidor SEL-735 el cual realiza la evaluación de los rangos de tensión y dependiendo del rango en el que determine que se encuentra, generando alarmas y eventos acumulados de “Rango de tensión tiempo mínimo de operación y Rango de tensión tiempo excedido de operación para los rangos $1.05 \text{ pu} < V < 1.10 \text{ pu}$ y $0.90 \text{ pu} < V < 0.95 \text{ pu}$ ”, registrándose en el SOE del SEL-RTAC y mostrándose como en la Figura 28, en el desplegado de la aplicación de IHM y secuencial de eventos (SER) del SEL-735.

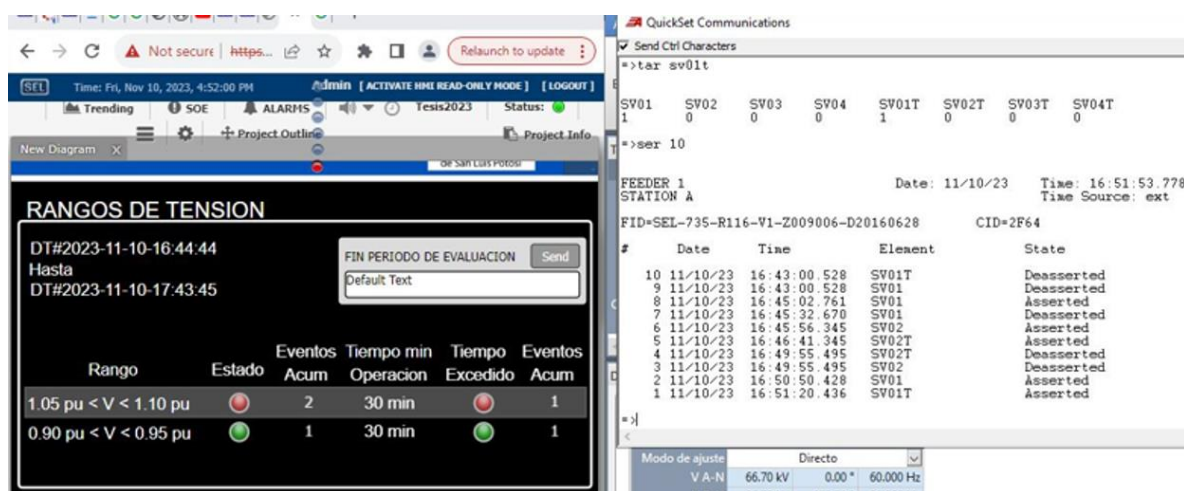


Figura 28.- Visualización de alarmas de Rangos de tensión en IHM de SEL-RTAC y secuencial de eventos del SEL-735.

4.2.5-LIMITACIÓN TOTAL DE POTENCIA ACTIVA/RECONEXIÓN AUTOMÁTICA (RAMPA DE VARIACIÓN DE POTENCIA ACTIVA)

Para probar estos criterios se realizó la configuración de los estados del “State Sequencer” que se inicia con la señal de disparo que se genera con el simulador de protocolos y los ajustes de los DEI’s considerando una potencia máxima de 120 MW.

- **Limitación total de potencia activa:** Con la simulación de la planta inyectando 120 MW al punto de interconexión, se simula una consigna del CENACE de 0 MW, bajo esta consigna se simula la central como si no respetara las rampas/escalones y bajará la inyección de potencia a la red a 0 MW en 5 segundos o menos, sin que se genere alarma de “Limitación total de potencia activa”; con la simulación de la planta inyectando 120 MW al punto de interconexión, se simula una consigna del CENACE de 0 MW, bajo esta consigna, se simula la central decrementando la potencia hasta 10 MW en un lapso de 6 segundos, generando alarma y evento acumulado de “Limitación total de potencia activa”, mostrándose en el desplegado de la IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC. En la Figura 29 se presenta la secuencia de pruebas de limitación total de potencia activa, junto con su evaluación simplificada mediante gráficos. Se muestran dos escenarios: uno en el que se alcanzan los niveles de consigna dentro del tiempo establecido, y otro en el que no se cumple con el criterio.

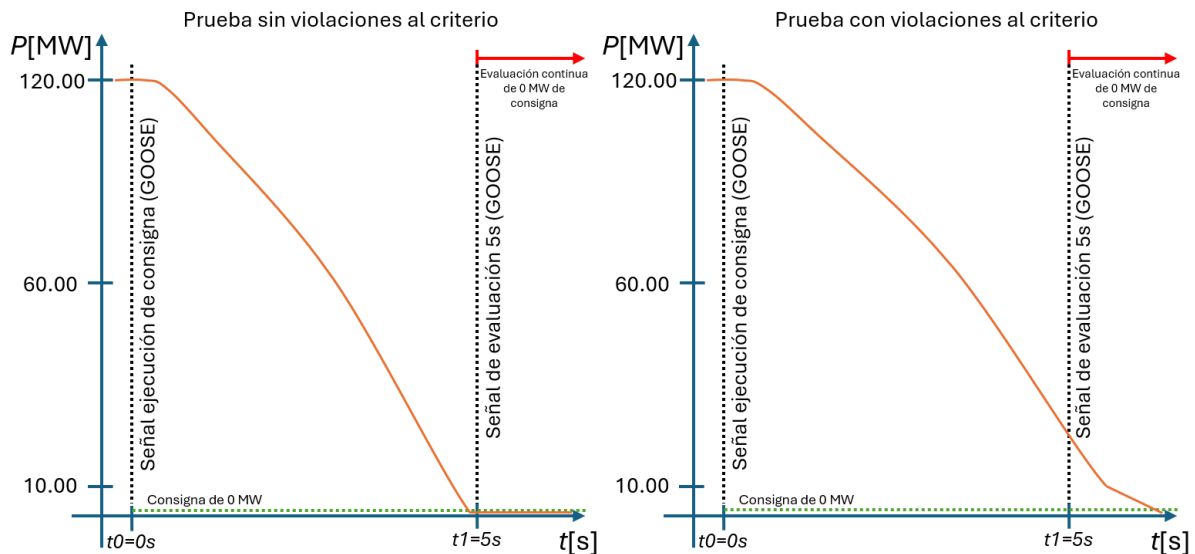


Figura 29.- Representación de pruebas y evaluación de limitación total de potencia activa.

- **Rampa admisible máxima de potencia activa:** Con la simulación de la planta inyectando 60 MW al punto de interconexión y con la señal activa de reconexión automática, se simulan rampas/escalones de 12 MW/min hasta llegar a 120 MW y manteniendo las condiciones de frecuencia en rangos de 58.8 Hz a 60.2 y de tensión en rangos de 109.25 kV a 120.75 kV durante 5 minutos, sin que se genere alarma de “Rampa admisible máxima de potencia activa” o de “Permisivo de reconexión automática”; Con la simulación de la planta inyectando 60 MW al punto de interconexión y con la señal activa de reconexión automática, se simulan como si no respetara las rampas/escalones de 12 MW/min y sin mantener las condiciones de frecuencia en rangos de 58.8 Hz a 60.2 y de tensión en rangos de 109.25 kV a 120.75 kV, generándose alarmas de “Rampa admisible máxima de potencia activa” o de “Permisivo de reconexión automática”, mostrándose en el desplegado de la IHM y registrándose en el SOE del SEL-RTAC. En la Figura

30 se presenta la secuencia de pruebas de rampa admisible máxima de potencia activa, junto con su evaluación simplificada mediante gráficos. Se muestran dos escenarios: uno en el que se alcanzan los niveles de consigna dentro de los tiempos establecidos, y otro en el que no se cumple con el criterio.

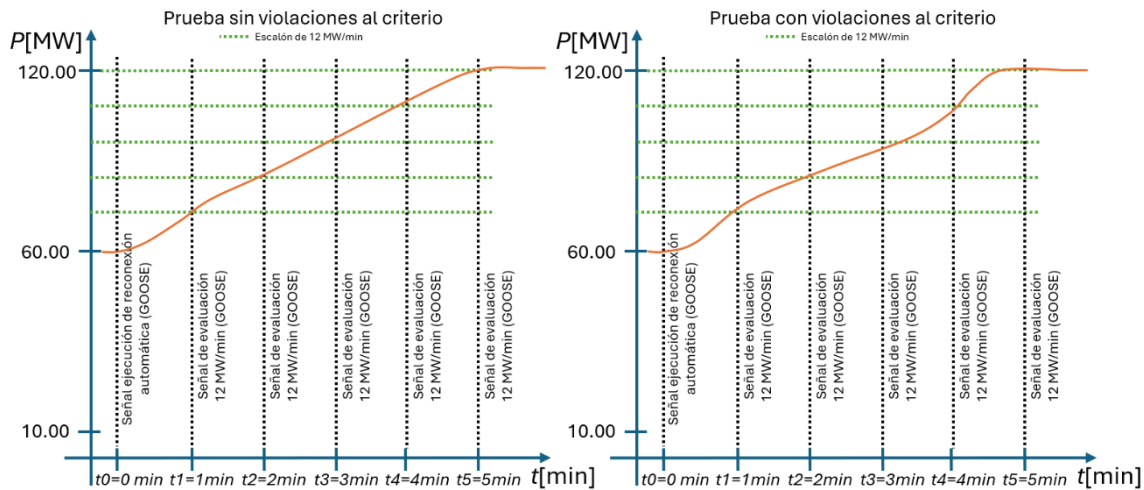


Figura 30.- Representación de pruebas y evaluación de rampa admisible máxima de potencia activa.

4.2.6-CALIDAD DE LA POTENCIA

Para probar estos criterios se realizó la configuración de los estados del “PQ Signal Generator” del equipo de prueba OMICRON, que se inicia con la señal de disparo que se genera con el simulador de protocolos y los ajustes de los DEI’s considerando una potencia máxima de 120 MW y un voltaje nominal de la central de 115 kV. Con el módulo de prueba “PQ Signal Generator” se generan señales para simular los eventos de la calidad de la potencia de acuerdo con la norma IEC 61000-4-30 que se implementa para el monitoreo de la calidad de la potencia incluido en los analizadores clase A. En la Figura 31 se presenta la interfaz de

configuración del módulo "PQ Signal Generator", donde se ajustan los tiempos de pre-incidente, incidente y post-incidente, así como el tipo de prueba. Para estos casos, los tipos de prueba que se configuran para la simulación de eventos son: "Desequilibrio de la tensión", "Parpadeo", "Armónicos" e "Interarmónicos".

The screenshot shows the 'Prueba: PQ Signal Generator' window. It features a table with columns: Nombre, Tipo, Grupo, and Nº de bucles. The table lists five test types: Desequilibrio de la tensión 1, Parpadeo 1, Bajadas y subidas de tensión 1 (highlighted), Armónicos 1, and Interarmónicos 1. Below the table, there is a checkbox for 'Iniciar cada estado con trigger de tiempo'. The 'Detalle: Bajadas y subidas de tensión 1 - Bajadas y subidas de tensión' section contains various input fields: Tiempo pre-incidente (1.000 s), Tiempo incidente (1.000 s), Tiempo post-incidente (1.000 s), Tensión nominal (L-L) (120.0 V), Frecuencia nominal (60.0000 Hz), Valor incidente (62.35 V), Tiempo de rampa (0.00 s), Umbral (65.82 V), and Tiempo del evento (1.000 s). A 'Señales' section on the right has three checked options: V A-N, V B-N, and V C-N.

Nombre	Tipo	Grupo	Nº de bucles
1 Desequilibrio de la tensión 1	Desequilibrio de la tensión		
2 Parpadeo 1	Parpadeo		
3 Bajadas y subidas de tensión 1	Bajadas y subidas de tensión	1	1
4 Armónicos 1	Armónicos		
5 Interarmónicos 1	Interarmónicos		
	<Seleccione el tipo de estado>		

☐ Iniciar cada estado con trigger de tiempo

Detalle: Bajadas y subidas de tensión 1 - Bajadas y subidas de tensión

Tiempo pre-incidente: 1.000 s

Tiempo incidente: 1.000 s

Tiempo post-incidente: 1.000 s

Tensión nominal (L-L): 120.0 V

Frecuencia nominal: 60.0000 Hz

Valor incidente: 62.35 V

Tiempo de rampa: 0.00 s

Umbral: 65.82 V

Tiempo del evento: 1.000 s

Señales

- ☒ V A-N
- ☒ V B-N
- ☒ V C-N

Figura 31.- Módulo de prueba Generador de señales PQ del OMICRON para simular eventos de calidad de la potencia.

4.2.6.1-DESBALANCE MÁXIMO EN LA TENSIÓN

Se realizó la configuración de los estados del "PQ Signal Generator" que se inicia con la señal de disparo que se genera con el simulador de protocolos, realizando inyecciones en un intervalo de tiempo en el cual la tensión se encuentre en un sistema simétrico con los valores nominales para preparar el equipo en prueba para el incidente, durante este tiempo (Tiempo pre-incidente) no se generaran alarmas de excursión o violación de desbalance de la tensión. Posterior al "Tiempo pre-incidente" se ejecutan inyecciones en intervalos de tiempo (Tiempo-incidente) en

los cuales se aplica el sistema desequilibrado de la tensión que se ha definido para exceder el 1.4% y el 2.1%, generando alarmas de exclusión y violación de los requerimientos, así como eventos acumulados del desbalance al percentil 95% y percentil 99%, registrándose en el SOE del SEL-RTAC y mostrándose como en la Figura 32, en el desplegado de la aplicación de IHM.

CALIDAD DE LA POTENCIA			
 Reinicio	Excursion	Limite Violacion	Eventos Acum
Desbalance maximo tensión			32
Percentil 95% (10 min /1 Sem)			
Desbalance maximo tensión			11
Percentil 99% (10 min /1 Sem)			
Pst Percentil 95% (10 min /1 Sem)			0
Pst Percentil 99% (10 min /1 Sem)			0
Plt Percentil 95% (2 hrs /1 Sem)			0
Plt Percentil 99% (2 hrs /1 Sem)			0
Contenido armónico máximo			
Percentil 95% (10 min /1 Sem)			0
Contenido armónico máximo			
Percentil 99% (10 min /1 Sem)			0

Figura 32.- Visualización de alarmas de desbalance de tensión en IHM de SEL-RTAC.

4.2.6.2-SEVERIDAD DEL PARPADEO

Para probar este criterio se realizó la configuración de los estados del “PQ Signal Generator” que se inicia con la señal de disparo que se genera con el simulador de protocolos, realizando inyecciones en un intervalo de tiempo en el cual la tensión se encuentre en un sistema simétrico con los valores nominales para preparar el equipo en prueba para el incidente, durante este tiempo (Tiempo pre-incidente) no se generaran alarmas de excursión o violación de severidad del parpadeo. Posterior al “Tiempo pre-incidente” se ejecutan inyecciones en intervalos de tiempo en los cuales se aplica variación de la magnitud de tensión, con una frecuencia de

variación relativamente baja para inducir distorsiones de corta duración (Pst) y de larga duración (Plt), de acuerdo con lo definido en el módulo “PQ Signal Generator” para exceder el límite de 0.80 y 1.2 de severidad del parpadeo de corta duración, y exceder el límite de 0.60 y 0.90 de severidad del parpadeo de larga duración. Generando alarmas de exclusión y violación de los requerimientos, así como eventos acumulados de severidad de parpadeo de corta y larga duración al percentil 95% y percentil 99%, registrándose en el SOE del SEL-RTAC y mostrándose como en la Figura 33, en el desplegado de la aplicación de IHM.

CALIDAD DE LA POTENCIA			
 Reinicio	Excursion	Limite Violacion	Eventos Acum
Desbalance maximo tensión			0
Percentil 95% (10 min /1 Sem)			
Desbalance maximo tensión			0
Percentil 99% (10 min /1 Sem)			
Pst Percentil 95% (10 min /1 Sem)			51
Pst Percentil 99% (10 min /1 Sem)			7
Plt Percentil 95% (2 hrs /1 Sem)			51
Plt Percentil 99% (2 hrs /1 Sem)			11
Contenido armónico máximo			
Percentil 95% (10 min /1 Sem)			0
Contenido armónico máximo			
Percentil 99% (10 min /1 Sem)			0

Figura 33.- Visualización de alarmas de severidad del parpadeo en IHM de SEL-RTAC.

4.2.6.3-CONTENIDO ARMÓNICO MÁXIMO

Para probar este criterio se realizó la configuración de los estados del “PQ Signal Generator” que se inicia con la señal de disparo que se genera con el simulador de protocolos, realizando inyecciones en un intervalo de tiempo en el cual se aplican valores nominales al equipo en prueba para prepararlo para el incidente real, durante este tiempo (Tiempo pre-incidente) no se generaran alarmas de excursión

o violación de contenido armónico. Posterior al “Tiempo pre-incidente” se ejecutan inyecciones en intervalos de tiempo en los cuales se aplican los armónicos e interarmónicos, de acuerdo con lo definido en el módulo “PQ Signal Generator” para exceder el valor máximo permitido en el requerimiento 7.4.2 y la tabla 7.5.2 de “el Manual” del CdR 2.0. Generando alarmas de exclusión y violación de los requerimientos, así como eventos acumulados de contenido armónico máximo al percentil 95% y percentil 99%, registrándose en el SOE del SEL-RTAC y mostrándose como en la Figura 34, en el desplegado de la aplicación de IHM.

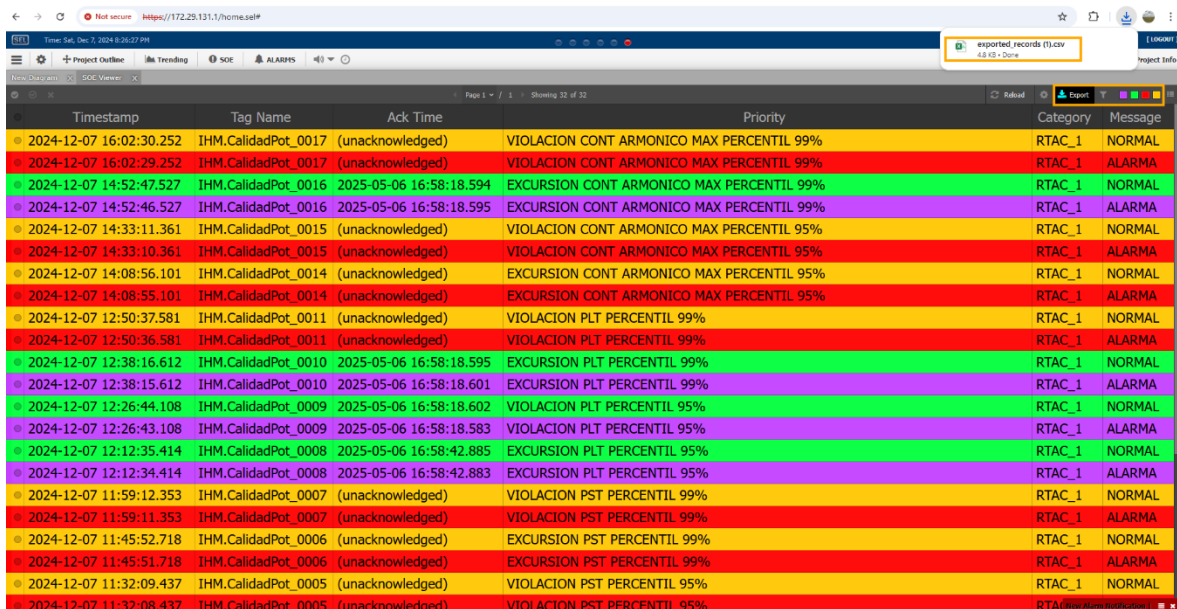
CALIDAD DE LA POTENCIA			
	Excursion	Limite Violacion	Eventos Acum
Desbalance maximo tensión			0
Percentil 95% (10 min /1 Sem)			0
Desbalance maximo tensión			0
Percentil 99% (10 min /1 Sem)			0
Pst Percentil 95% (10 min /1 Sem)			0
Pst Percentil 99% (10 min /1 Sem)			0
Plt Percentil 95% (2 hrs /1 Sem)			0
Plt Percentil 99% (2 hrs /1 Sem)			0
Contenido armónico máximo			51
Percentil 95% (10 min /1 Sem)			9
Contenido armónico máximo			9
Percentil 99% (10 min /1 Sem)			9

Figura 34.- Visualización de alarmas de contenido armónico máximo en IHM de SEL-RTAC.

4.3- GENERACION DE REPORTES DE EVENTOS Y ALARMAS

Como resultante o salida del desarrollo de la aplicación de monitoreo presentado en este trabajo terminal, se tiene la generación de reportes del secuenciador de eventos (SOE por sus siglas en ingles) y el envío de monitoreo de alarmas por correo electrónico en el SEL RTAC.

- **Generación de Reportes del SOE:** Accediendo a los registros del SOE a través de la interfaz web del SEL-RTAC, se puede obtener información detallada sobre los eventos generados por el sistema de monitoreo. Utilizando las funciones de exportación de la interfaz web del SEL-RTAC, es posible descargar los reportes del SOE en un servidor, consola de ingeniería o computadora personal. En la Figura 35 se muestra cómo generar estos reportes, los cuales pueden ser personalizados o genéricos según los datos disponibles. Los reportes se pueden exportar en formato de valores separado por comas (CSV por sus siglas en ingles), que se puede abrir y editar con aplicaciones como Excel, Google Sheets, Notepad o Notepad++.



Timestamp	Tag Name	Ack Time	Priority	Category	Message
2024-12-07 16:02:30.252	IHM.CalidadPot_0017	(unacknowledged)	VIOLACION CONT ARMONICO MAX PERCENTIL 99%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 16:02:29.252	IHM.CalidadPot_0017	(unacknowledged)	VIOLACION CONT ARMONICO MAX PERCENTIL 99%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 14:52:47.527	IHM.CalidadPot_0016	2025-05-06 16:58:18.594	EXCURSION CONT ARMONICO MAX PERCENTIL 99%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 14:52:46.527	IHM.CalidadPot_0016	2025-05-06 16:58:18.595	EXCURSION CONT ARMONICO MAX PERCENTIL 99%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 14:33:11.361	IHM.CalidadPot_0015	(unacknowledged)	VIOLACION CONT ARMONICO MAX PERCENTIL 95%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 14:33:10.361	IHM.CalidadPot_0015	(unacknowledged)	VIOLACION CONT ARMONICO MAX PERCENTIL 95%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 14:08:56.101	IHM.CalidadPot_0014	(unacknowledged)	EXCURSION CONT ARMONICO MAX PERCENTIL 95%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 14:08:55.101	IHM.CalidadPot_0014	(unacknowledged)	EXCURSION CONT ARMONICO MAX PERCENTIL 95%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 12:50:37.581	IHM.CalidadPot_0011	(unacknowledged)	VIOLACION PLT PERCENTIL 99%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 12:50:36.581	IHM.CalidadPot_0011	(unacknowledged)	VIOLACION PLT PERCENTIL 99%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 12:38:16.612	IHM.CalidadPot_0010	2025-05-06 16:58:18.595	EXCURSION PLT PERCENTIL 99%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 12:38:15.612	IHM.CalidadPot_0010	2025-05-06 16:58:18.601	EXCURSION PLT PERCENTIL 99%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 12:26:44.108	IHM.CalidadPot_0009	2025-05-06 16:58:18.602	VIOLACION PLT PERCENTIL 95%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 12:26:43.108	IHM.CalidadPot_0009	2025-05-06 16:58:18.583	VIOLACION PLT PERCENTIL 95%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 12:12:35.414	IHM.CalidadPot_0008	2025-05-06 16:58:42.885	EXCURSION PLT PERCENTIL 95%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 12:12:34.414	IHM.CalidadPot_0008	2025-05-06 16:58:42.883	EXCURSION PLT PERCENTIL 95%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 11:59:12.353	IHM.CalidadPot_0007	(unacknowledged)	VIOLACION PST PERCENTIL 99%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 11:59:11.353	IHM.CalidadPot_0007	(unacknowledged)	VIOLACION PST PERCENTIL 99%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 11:45:52.718	IHM.CalidadPot_0006	(unacknowledged)	EXCURSION PST PERCENTIL 99%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 11:45:51.718	IHM.CalidadPot_0006	(unacknowledged)	EXCURSION PST PERCENTIL 99%	RTAC_1	ALARMA
2024-12-07 11:32:09.437	IHM.CalidadPot_0005	(unacknowledged)	VIOLACION PST PERCENTIL 95%	RTAC_1	NORMAL
2024-12-07 11:32:08.437	IHM.CalidadPot_0005	(unacknowledged)	VIOLACION PST PERCENTIL 95%	RTAC_1	ALARMA

Figura 35.- Exportación de reporte de secuencial de eventos (SOE Viewer) de la IHM del SEL-RTAC.

- **Envío de notificaciones de alarmas por correo electrónico:** Utilizando la librería EmailPlus del SEL-RTAC, se configura su extensión para enviar notificaciones por correo electrónico cuando se activan o desactivan alarmas

que se generan del sistema de monitoreo, mediante mensajes autenticados del Protocolo Simple de Transferencia de Correo (SMTP) a través de Gmail.

Para esto se configuran los parámetros del servidor SMTP de Gmail:

- Servidor SMTP: smtp.gmail.com
- Puerto: 587 (para TLS) o 465 (para SSL)
- Usar TLS/SSL: Según el puerto que se defina.
- Autenticación: Credenciales de una cuenta de Gmail (correo electrónico y contraseña).

También se configuran los grupos de destinatarios previamente definidos, ingresando las direcciones de correo electrónico de los destinatarios correspondientes a cada grupo. Además, se establecen las preferencias de envío para cada grupo de destinatarios, incluyendo las condiciones bajo las cuales se enviarán los correos electrónicos (por ejemplo, cuando se active una alarma específica para un grupo determinado).

La configuración de alarmas monitoreadas que se enviaran como notificaciones por correo electrónico al definir las condiciones bajo las cuales se activará la alarma en los datos de referencia. Se configuran para que la alarma se active cuando una etiqueta específica cambie de estado (de falso a verdadero o viceversa). Además, se personaliza el texto que se enviará en el correo electrónico cuando la alarma se active o desactive. También es posible establecer retrasos de activación y desactivación para evitar falsas alarmas, y especificar los grupos de destinatarios que recibirán las notificaciones. En la Figura 36 se muestra la configuración de la extensión

EmailPlus descrita y la recepción de una alarma del sistema de monitoreo enviada mediante correo electrónico.

Email Plus Extension - Send triggered emails with formatted, dynamic body content. (Version 1.34.1.0)

Setting	Value
Body Editor	- Mailer Type: Monitored Alarms - Send Trigger: [] - Maintenance Mode: []
Recipient Groups	- SMTP Server Address: SMTP.gmail.com - SMTP Server Port: 587 - Use SMTPS: False - SMTP Username: selsoportesp@gmail.com - SMTP Password: xnejcgdexeyrmi - Body Content Type: Plain Text - Timeout: 10 - Maximum Attachment Size: 1 - Sender: selsoportesp@gmail.com - Recipients: [] - Cc Recipients: [] - Bcc Recipients: [] - Subject: Alarmas Sistema Monitoreo Central Electrica - Log Runtime Errors: False - Startup Delay: 5

Email Plus Extension - Send triggered emails with formatted, dynamic body content. (Version 1.34.1.0)

Settings	Enable	Email Address	Group 1	Group 2	Group 3
Body Editor	True	jorge_colunga@selinc.com	True	False	False
Recipient Groups	True	jorgecolunga87@gmail.com	False	True	False
Monitored Events	True	8717896312@sms.telcel.com	False	False	True

Email Plus Extension - Send triggered emails with formatted, dynamic body content. (Version 1.34.1.0)

Settings	Enable	Data Reference	Tag Type	Group Assignment	Assert Text	PU Delay (in ms)	Deassert Text
Body Editor	True	IHM.RangFrec_0006	SPS	Group 1	ALARMA RANGO ALTA FRECUENCIA 15 MIN	0	NORMAL RANGO ALTA FRECUENCIA 15 MIN
Recipient Groups	True	IHM.RangFrec_0007	SPS	Group 1	ALARMA RANGO ALTA FRECUENCIA 30 MIN	0	NORMAL RANGO ALTA FRECUENCIA 30 MIN
Monitored Alarms	True	IHM.RangFrec_0008	SPS	Group 1	ALARMA RANGO BAJA FRECUENCIA 30 MIN	0	NORMAL RANGO BAJA FRECUENCIA 30 MIN
Monitored Events	True	IHM.RangFrec_0009	SPS	Group 1	ALARMA RANGO BAJA FRECUENCIA 15 MIN	0	NORMAL RANGO BAJA FRECUENCIA 15 MIN
Controller	True	IHM.MdoCtrlQ_0005	SPS	Group 2	ALARMA CONSIGNA POT REACT FUERA DE PASO	0	NORMAL CONSIGNA POT REACT FUERA DE PASO
	True	IHM.MdoCtrlQ_0006	SPS	Group 2	ALARMA CONSIGNA AL 90% POTENCIA REACTIVA	0	NORMAL CONSIGNA AL 90% POTENCIA REACTIVA
	True	IHM.MdoCtrlQ_0007	SPS	Group 2	ALARMA CONSIGNA TOTAL POTENCIA REACTIVA	0	NORMAL CONSIGNA TOTAL POTENCIA REACTIVA
	True	IHM.CalidadPot_0004	SPS	Group 3	ALARMA EXCURSION PST PERCENTIL 95%	0	NORMAL EXCURSION PST PERCENTIL 95%
	True	IHM.CalidadPot_0005	SPS	Group 3	ALARMA VIOLACION PST PERCENTIL 95%	0	NORMAL VIOLACION PST PERCENTIL 95%

Figura 36.- Configuración de la extensión EmailPlus y recepción de alarma de sistema monitoreo mediante correo electrónico.

CAPITULO 5. CONCLUSIONES

Se realizó el monitoreo de las variables eléctricas físicas y lógicas según el desarrollo del listado de señales y las lógicas programables implementadas en los dispositivos de medición y control. Esto se basó en las pruebas de Puesta en Servicio aplicadas a Centrales Eléctricas Asíncronas tipo D, cumpliendo con los requisitos de “el Manual” del CdR 2.0. Se monitorearon los siguientes criterios: rangos de frecuencia, limitación de potencia activa, rango de tensión en el punto de interconexión, capacidad de potencia reactiva a potencia máxima y debajo de la potencia máxima, control de tensión y potencia reactiva en el punto de interconexión, control de factor de potencia, reconexión automática, desbalance de tensión, severidad del parpadeo y contenido armónico máximo.

Las pruebas se realizaron en un escenario de laboratorio, ajustando los dispositivos de medición y control, y generando una interfaz gráfica. Los resultados fueron satisfactorios, cumpliendo con los objetivos establecidos.

Este sistema ofrece una gran utilidad para los clientes y usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), proporcionando herramientas avanzadas para la visualización de datos en tiempo real y la secuencia de eventos. Estas funcionalidades permiten identificar desviaciones en la operación de la central eléctrica de manera sencilla y práctica, contribuyendo a la reducción de costos y tiempos de interrupción. Además de la visualización en tiempo real a través de la interfaz hombre-máquina (IHM), la capacidad de exportar reportes del secuenciador de eventos facilita un análisis preciso de los eventos ocurridos en el sistema,

mejorando la identificación de problemas y la toma de decisiones informadas. El envío de alarmas por correo electrónico asegura que los operadores y las personas adecuadas reciban notificaciones oportunas, incluso si no están frente a un ordenador con acceso a la IHM, permitiendo una respuesta rápida y efectiva.

Algunas de las aportaciones que se concluyen en este trabajo recepcional son las siguientes:

- **Respaldo ante eventos relevantes:** En caso de un evento significativo dentro del SEN, donde sea necesario presentarse ante un panel de controversias para deslindar responsabilidades, se contará con un respaldo que garantice la correcta operación de la central eléctrica durante los periodos en que ocurrieron los eventos.
- **Evaluación de criterios por CENACE:** El CENACE podrá solicitar a la central eléctrica asíncrona tipo D periodos de evaluación de determinados criterios. La aplicación de monitoreo desarrollada puede ahorrar costos, tiempos de interrupción y trabajos con secciones energizadas, evitando el uso de equipos de medición adicionales como testigos y generadores de registros de variables eléctricas.

Para este trabajo recepcional se aplicaron diversos conocimientos adquiridos en la maestría en sistemas eléctricos de potencia, como lo fueron las materias de operación de sistemas eléctricos de potencia y de calidad de la energía, ya que parte del enfoque de estas materias se relacionan con técnicas de medición y

análisis de los criterios de la calidad de la potencia o en comprender el impacto de no cumplir con los criterios por la interconexión de una central eléctrica al SEN.

En conclusión, debido a que el CdR 2.0 es relativamente reciente, aún existen ambigüedades en los criterios estipulados. Esto probablemente llevará a futuras actualizaciones y anexos, estableciendo nuevas disposiciones a cumplir. Este desarrollo tiene el potencial de ampliarse en trabajos futuros, incorporando criterios adicionales no considerados en este trabajo, como los requerimientos generales de interconexión ante variaciones de frecuencia de la red eléctrica. Es esencial contar con una metodología clara y actualizada para realizar evaluaciones precisas, permitiendo a la central eléctrica mejorar continuamente su servicio al estar interconectada al SEN. Este trabajo recepcional puede servir como base para futuras etapas de implementación de monitoreo en puntos de interconexión de centrales eléctricas asíncronas tipo D u otros usuarios del SEN.

BIBLIOGRAFIA

[1] CFE (2024, 1 de julio). Historia de la CFE [en línea]. CFE Sección Nuestra empresa. Recuperado el 1 de julio de 2024 de <https://www.cfe.mx/nuestraempresa/pages/historia.aspx>

[2] Secretaría de Gobernación (2021, 31 de diciembre). Código de red [en línea]. Secretaria de Gobernación Sección Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 3 de julio de 2024 de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gs.c.tab=0

[3] Gobierno de México (2024, 3 de julio). ¿Qué hacemos? [en línea]. Gobierno de México Sección Secretaria de Energía. Recuperado el 3 de julio de 2024 de <https://www.gob.mx/sener/que-hacemos>

[4] Gobierno de México (2024, 3 de julio). Quienes somos [en línea]. Gobierno de México Sección CENACE. Recuperado el 3 de julio de 2024 de <https://www.cenace.gob.mx/CENACE.aspx>

[5] Gobierno de México (2024, 3 de julio). ¿Qué hacemos? [en línea]. Gobierno de México Sección Comisión Reguladora de Energía. Recuperado el 3 de julio de 2024 de <https://www.gob.mx/cre/que-hacemos>

[6] Hermilo Ceja Lucas (2024, 23 de abril). Código de red y energías renovables [en línea]. Centro Nacional de Metrología Sección Diálogos Sectoriales del CENAM. Recuperado el 3 de julio de 2024 de

<https://www.cenam.mx/dialogosCENAM/files/Presentaciones/05El%C3%A9ctrico-Renovables/03%20Hermilo%20Cej%C3%A1%20Lucas.pdf>

[7] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc (2021) Medidor de calidad de la energía y facturación [en línea]. Literatura Sección Folletos. Recuperado el 1 de julio de 2024 de <https://selinc.com/api/download/10108/?lang=es>

[8] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc (2020) Controlador de automatización en tiempo real (RTAC) [en línea]. Literatura Sección Folletos. Recuperado el 1 de julio de 2024 de <https://selinc.com/api/download/107948/?lang=es>

[9] OMICRON (2024, noviembre). Folleto CMC 256plus [en línea]. OMICRON Sección Productos. Recuperado el 1 de noviembre de 2024 de <https://www.omicronenergy.com/download/document/62CA2E4C-1198-41A0-86A5-FEE701AD11E7>

[10] ASE (2024, 1 de noviembre). ASE2000 V1 RTU Test Set [en línea]. ASE Sección Productos. Recuperado el 1 de noviembre de 2024 de <https://www.ase-systems.com/products/ase2000-v1/#>