



**Universidad Autónoma de San Luis Potosí**

Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia

Facultad de Ingeniería

## EXPERIENCIA PROFESIONAL

### Título

*Servidor SCADA Redundante con Estándar IEC-61850 en Proyecto  
SCADA Red Eléctrica Inteligente*

Que para obtener el grado de:

Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:

Alan Arturo Almada Pérez

Asesor:

Dr. Juan Segundo Ramírez

Mtro. Moises Campeas Balpuesta



## Carta de autorización de tema y temario



20 de junio de 2024

**ING. ALAN ARTURO ALMADA PÉREZ  
P R E S E N T E**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por el **Dr. Juan Segundo Ramírez** y el **M.I.D.E. Moisés Campeas Balpuesta**, Asesor y Coasesor del trabajo de Memorias de Actividad Profesional 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 20 de junio del presente año, fue aprobado el Temario propuesto:

**TEMARIO:**

**"Servidor SCADA Redundante con Estándar IEC-61850 en Proyecto SCADA Red Eléctrica Inteligente"**

Introducción.

1. Proyecto SCADA Red Eléctrica Inteligente.
2. Estándar de comunicaciones IEC-61850.
3. Equipamiento requerido.
4. Configuración de Servidor SCADA.
5. Capacitación Otorgada a CFE.

Conclusiones.

Referencias.

**"MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO"**

**ATENTAMENTE**

**DR. EMILIO JORGE GONZÁLEZ GALVÁN  
DIRECTOR.**



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA  
DE SAN LUIS POTOSÍ  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN

[www.uaslp.mx](http://www.uaslp.mx)

Copia. Archivo  
\*etn.

Av. Manuel Nava 8  
Zona Universitaria • CP 78290  
San Luis Potosí, S.L.P.  
tel. (444) 836 2330 al 39  
fax (444) 826 2336

"UASLP, con profesionistas abiertos al mundo"

## **Dedicatoria**

Dedico este trabajo a mi madre que siempre me guió por el camino de la honestidad y el esfuerzo, así como a mi hermosa esposa e hijos que me dan la fuerza y motivación para alcanzar este tipo de logros.

## **Agradecimiento**

El presente trabajo fue posible gracias al apoyo y motivación de los docentes del posgrado de la Maestría en Sistemas Eléctrico de Potencia de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí.

Quiero ofrecer un especial agradecimiento a Schweitzer Engineering Laboratories, por su apoyo y confianza al otorgarme los recursos para obtener el grado.

## Símbolos y abreviaturas:

- **SEL:** Schweitzer Engineering Laboratories.
- **REI:** Red Eléctrica Inteligente.
- **CFE:** Comisión Federal de Electricidad.
- **SEP:** Sistema Eléctrico de Potencia.
- **DT-CTRL-10:** Especificación sistema de subestaciones IEC-61850.
- **SAS:** Sistema de Automatización de Subestaciones.
- **UCB:** Unidad Control de Bahía.
- **DEI:** Dispositivo Electrónico Inteligente.
- **MCAD:** Módulo de Control y Adquisición de Datos.
- **UTR:** Unidad Terminal Remota.
- **UTM:** Unidad Terminal Maestra.
- **GPS:** Sistema de Posicionamiento Global.
- **NTP:** Protocolo de tiempo sobre red ethernet.
- **CENACE:** Centro Nacional de Control de Enérgica.
- **SCADA:** Adquisición de datos para supervisión y control, por sus siglas en ingles.
- **RNT:** Red Nacional de Transmisión.
- **RGD:** Redes Generales de Distribución.
- **ETH:** Puerto de comunicación Ethernet.
- **FO:** Fibra Óptica.
- **ODF:** Distribuidor de fibra óptica
- **LN:** Nodo Lógico.
- **DI:** Entradas Digitales.
- **DO:** Salidas Digitales.
- **I/O:** Entradas/Salida.
- **XML:** Extensible Markup Lenguaje.
- **RTAC:** Controlador automático en tiempo real por sus siglas en ingles.
- **VLAN:** Red LAN virtual.

- **DNP3:** Protocolo de red distribuido por sus siglas en ingles.
- **SNMP:** Protocolo “administrador simple de protocolo de red” por sus siglas en ingles.
- **Irig-b:** Protocolo de sincronización de tiempo.
- **SAS:** Sistema de automatización de subestación.
- **Mirrored Bits:** Protocolo de comunicación de alta velocidad “de bits reflejados” por sus siglas en ingles.
- **MMS:** protocolo de comunicación “especificación de mensajes de fabricación” por sus siglas en ingles.
- **GOOSE:** Protocolo de comunicación de alta velocidad “eventos de subestación genéricos orientado a objetos” por sus siglas en ingles.

# Índice

|                                                      |    |
|------------------------------------------------------|----|
| Introducción                                         | 9  |
| I. Descripción general del problema                  | 12 |
| II. Objetivo del trabajo                             | 13 |
| Capítulo 1. Proyecto SCADA Red Electrica Inteligente | 15 |
| 1.1 Características Técnicas DT-CTRL-10              | 16 |
| Capítulo 2. Estándar de comunicaciones IEC-61850     | 19 |
| 2.1 Lenguaje de configuración de subestación SCL     | 21 |
| 2.2 Definiciones dentro del estándar                 | 22 |
| 2.3 Protocolos dentro del estándar                   | 28 |
| 2.4 Sincronización de tiempo                         | 33 |
| Capítulo 3. Equipamiento requerido                   | 34 |
| 3.1 Subestación Tipo I                               | 34 |
| 3.2 Subestación Tipo II                              | 35 |
| 3.3 Subestación Tipo III                             | 36 |
| 3.4 Características técnicas de equipamiento SE-CCC  | 38 |
| Capítulo 4. Configuración de Servidor SCADA          | 39 |
| 4.1 Configuración de proyecto IEC-61850              | 39 |
| 4.2 Configuración Servidor SCADA                     | 42 |

|                                         |    |
|-----------------------------------------|----|
| Capítulo 5. Capacitación Otorgada a CFE | 56 |
| Conclusión                              | 60 |
| Referencias                             | 62 |

## **Introducción**

El SEP está formado por tres entidades: generación, transmisión y distribución. En México CFE es una empresa pública de carácter social autorizada como el único proveedor de los servicios transmisión y distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional.

CFE tiene como objetivo generar valor y rentabilidad al Estado Mexicano mediante el incremento de la productividad de sus procesos de manera eficiente y con criterios de austeridad. Es responsabilidad de la CFE la ampliación, modernización y eficiencia de la operación y mantenimiento de la RNT y RGD.

El 98.95% de los habitantes en México cuentan con el servicio de energía eléctrica gracias a CFE, la cual sigue invirtiendo en el desarrollo y la eficiencia del SEN.

En 2016 se publicó la reforma eléctrica, la cual trajo varios cambios en la estructura de CFE, uno de los cuales fue la separación administrativa de las diferentes direcciones convirtiéndolas en empresas productivas del estado, con estos cambios ahora las subestaciones eléctricas con los dos niveles de tensión pertenecen a las dos entidades de CFE (transmisión y distribución) y cada una de ellas deberá tener su propia infraestructura de comunicaciones y control.

## **Historia de la energía eléctrica en México.**

La primera planta de generación de energía eléctrica en Estados Unidos Mexicanos fue instalada en 1879 en Leon Guanajuato la cual fue instalada exclusivamente para dar energía eléctrica a la industria textil “fábrica La Americana” prolongándose este tipo de energía casi inmediatamente a la industria minera de la región y en muy baja escala para iluminación residencial y público.

La primera planta hidroeléctrica en México fue instalada en Batopilas Chihuahua y ofreció su sistema de distribución a mercados comerciales y urbanos de población de mayor nivel adquisitivo.

Durante el gobierno del expresidente Porfirio Díaz se comenzó la implementación del servicio eléctrico de carácter público con el cual se inició la iluminación de las principales vialidades de la Ciudad de México.

El 14 de agosto de 1937 el gobierno mexicano creó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE por sus siglas) cuyo objetivo era organizar la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, los principios de la CFE son técnicos y económicos, siendo una empresa sin fines de lucro siempre al servicio de los intereses generales.

La industria eléctrica se nacionalizó el 27 de septiembre de 1960 con el presidente Adolfo López Mateos con el fin de aumentar la cobertura de electrificación, el cual paso de lo que hasta ese momento era de apenas el 44% al 94.70% a principios del año 2000.

El sistema eléctrico nacional en México cambio por completo en octubre del año 2009 ya que CFE tomó el control del 100% de la responsabilidad de prestar el servicio de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica nacional, absorbiendo lo que hasta ese momento correspondía a luz y fuerza de México (LyF).

*En 2013 se promulgó la reforma energética y en el 2016 se dividió a la CFE en 9 Empresas Subsidiarias y 4 Filiales que iniciaron las subastas en el Mercado Eléctrico Mayorista [1].*

Con la entrada en vigor de la reforma energética y las leyes secundarias, CFE Transmisión y CFE Distribución ya no son parte de la misma empresa por lo cual se tienen que dividir los activos en el cual la frontera operativa es el nivel de tensión de 69 kV en base a los “*Términos*

*para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad” [1]. la cual se publicó el 11 de enero de 2016 en el DOF, que define:*

*“3.1.4 Los activos comprendidos en las actividades de transmisión incluirán las líneas y subestaciones con tensión igual o superior 69 kV y el equipo relacionado, considerando las excepciones establecidas en la disposición 3.3.1. Transitorios*

*Décimo Séptimo. Las redes eléctricas a cargo de la CFE que estén temporalmente a cargo de las divisiones de distribución de la CFE o de las EPS creadas para realizar actividades de Distribución, en una tensión igual o superior a 69kV, le serán asignadas a la EPS que haya sido creada por la CFE para prestar el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica, antes del 31 de diciembre de 2017” [2].*

La separación de la CFE en diferentes empresas productivas del estado trajo nuevos retos para las partes involucradas, uno de ellos es el monitoreo y operación de las subestaciones eléctricas ya que ahora se requieren 2 servidores SCADA por subestación, uno para transmisión y otro para distribución.

Para resolver esta problemática CFE transmisión ha venido ejecutando la Red Eléctrica Inteligente (REI), el cual tiene la finalidad de modernizar la infraestructura de control, comunicaciones, digitalización y monitoreo de las subestaciones eléctricas lo cual les permitirá mejorar en sus procesos de mantenimiento y gestión de activos.

El día 30 de agosto de 2020, CFE Transmisión publicó la convocatoria con las bases de licitación para el proyecto *“Adquisición Plurianual SCADA Red Eléctrica Inteligente”* con número de concurso CFE-0001-CAAAT-0098-2020, de la cual Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) ganó 5 partidas convirtiéndose así en el proyecto más grande para SEL México [3].

## **Descripción del problema:**

CFE Transmisión y CFE Distribución cuentan con múltiples procesos en común tales como subestaciones o equipos primarios, líneas y redes, protecciones, comunicaciones y control, para propósitos de este documento cuando hablemos de CFE Transmisión y CFE Distribución, nos estaremos refiriendo exclusivamente a “comunicaciones y control”.

A pesar de que CFE Transmisión y CFE distribución, previo a la reforma energética, pertenecían a la misma empresa “CFE”, históricamente se han manejado dentro de direcciones independientes, por lo que cada dirección cuenta con procesos de especificaciones independientes para los sistemas de control y comunicaciones de sus subestaciones siendo la especificación CFE G0000-74 la utilizada por CFE distribución y la especificación DT-CTRL-10 la utilizada por CFE Transmisión:

### ***CFE G0000-74 “Unidad Terminal Remota Para Subestaciones Eléctricas”***

Especificación que define las características mínimas con las que deben de contar las UTR o sistemas de control supervisorio que se instalarán en las subestaciones “nuevas o existentes” pertenecientes a CFE Distribución y Transmisión, siendo el proceso de distribución la quien la ha seguido utilizando en los últimos años.

Dentro de las características que se definen en esta especificación se encuentran las características técnicas de la UTR la cual está compuesta por: servidor SCADA, fuentes de alimentación, módulos de control y adquisición de datos (MCAD), sincronización de tiempo, impresora de eventos, equipo de pruebas (simulador), licencias, etc. La CFE G0000-74 también define las características constructivas tales como gabinetes, ensambles o sub-ensamblajes, circuitos impresos y control de calidad.

Dentro de esta especificación están definidos los medios de comunicación y protocolos de comunicación con los que se pueden comunicar los distintos DEIs con el servidor SCADA de la UTR, siendo el protocolo DNP3 el más predominante en CFE distribución.

### ***DT-CTRL-10 SISTEMA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES CFE TRANSMISIÓN IEC 61850***

*Especificación que describe los requerimientos generales para las aplicaciones de los Sistemas de Automatización de Subestaciones en Instalaciones Eléctricas de la CFE Transmisión, mediante los equipos de Control Supervisorio con base al Estándar IEC-61850 para la supervisión, control y operación del equipo eléctrico primario y sistemas auxiliares [4].*

Esta especificación aplica para proyectos de subestaciones nuevas y para la modernización o ampliación de subestaciones existentes dentro de los niveles de tensión de 69 a 400 kV, las cuales pertenecen a Transmisión.

En la DT-CTRL-10 se definen las características generales, normas aplicables, así como las características de la SAS IEC-61850 (arquitectura del sistema de automatización de subestaciones IEC-61850).

## **Objetivos del trabajo**

### **Objetivo Específico:**

Describir las características técnicas del proyecto SCADA REI, particularmente de los servidores SCADA redundantes y su cumplimiento a la disponibilidad de telemetría requerida por el CENACE, así como describir el proceso de capacitación del proyecto el cual fue otorgado al personal de la CFE GRT ya que esta capacitación es de gran importancia para la comprensión del proyecto por parte del personal operativo de CFE GRT quienes serán los encargados de su puesta en servicio, mantenimiento y futuras ampliaciones.

### **Objetivos particulares:**

- Documentar el equipamiento utilizado para el proyecto SCADA REI.
- Describir las características técnicas en términos de control y comunicaciones definidos en el proyecto SCADA REI.
- Describir elementos lógicos tales como funciones, bloques de función y programas entre los que destacan lo utilizados para la implementación de la lógica de redundancia de los servidores SCADA.

- Documentar el proceso de capacitación otorgado a la CFE durante el desarrollo del proyecto SCADA REI.

# Capítulo 1

## Proyecto SCADA Red Eléctrica Inteligente

El concepto de Red Eléctrica Inteligente es aplicable en toda la cadena de suministro de energía: generación, transmisión, distribución y consumo. La REI cuenta con la capacidad de cumplir con las necesidades particulares de una región, país o de una empresa de servicios eléctricos.

Características principales de la REI:

1. El aumento del uso de la información digital y la tecnología de control para incrementar la confiabilidad, la seguridad y la eficiencia de la red eléctrica.
2. Optimización dinámica de la operación y de los recursos de la red, con seguridad informática.
3. Integración y despliegue de recursos y generación distribuida, incluyendo recursos renovables.
4. Desarrollo e incorporación de respuesta de la demanda, gestión de la demanda y recursos de eficiencia energética.
5. Despliegue de tecnologías inteligentes (que operan en tiempo real, de forma automatizada e interactiva que optimizan el funcionamiento físico de los aparatos y dispositivos del consumidor) para la medición, la comunicación relativa al estado y operación de la red, así como la automatización de la distribución.
6. Integración de aparatos inteligentes y dispositivos en el consumo.
7. Despliegue e integración de tecnologías avanzadas de almacenamiento de electricidad y tecnologías de administración de carga para reducir la demanda máxima, incluyendo las conexiones de vehículos eléctricos, y del almacenamiento térmico para aire acondicionado.
8. Suministro oportuno de información y opciones de control de la demanda para los consumidores.

9. Desarrollo de estándares para la comunicación y la interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a la red eléctrica, incluyendo la infraestructura de servicio de la red.
10. Identificación y reducción de las barreras injustificadas o innecesarias para la adopción de tecnologías, prácticas y servicios asociados a la REI [13].

Debido a que el proyecto SCADA REI está basado en la especificación DT-CTRL-10 que esta a su vez está basada en la SAS-61850 y en el estándar IEC-61850, primero es necesario comprender y revisar dichas especificaciones técnicas, así como el estándar IEC-61850, dentro de ella podremos ver las características principales de:

- Los servidores SCADA, BCU, switches ethernet, servidores GPS e IED
- El funcionamiento de los protocolos de comunicación DNP3, Irig-B, PTP, SNMP y Mirrored Bits los cuales son protocolos utilizados dentro del proyecto adicionales al estándar IEC-61850.
- Protocolo de pruebas indicados dentro del Anexo 10 del código de RED: *“MANUAL REGULATORIO DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”* [6].
- Métodos de configuración de equipo SEL utilizado para el desarrollo del proyecto.

## **1.1 Características Técnicas DT-CTRL-10**

### **SAS-61850**

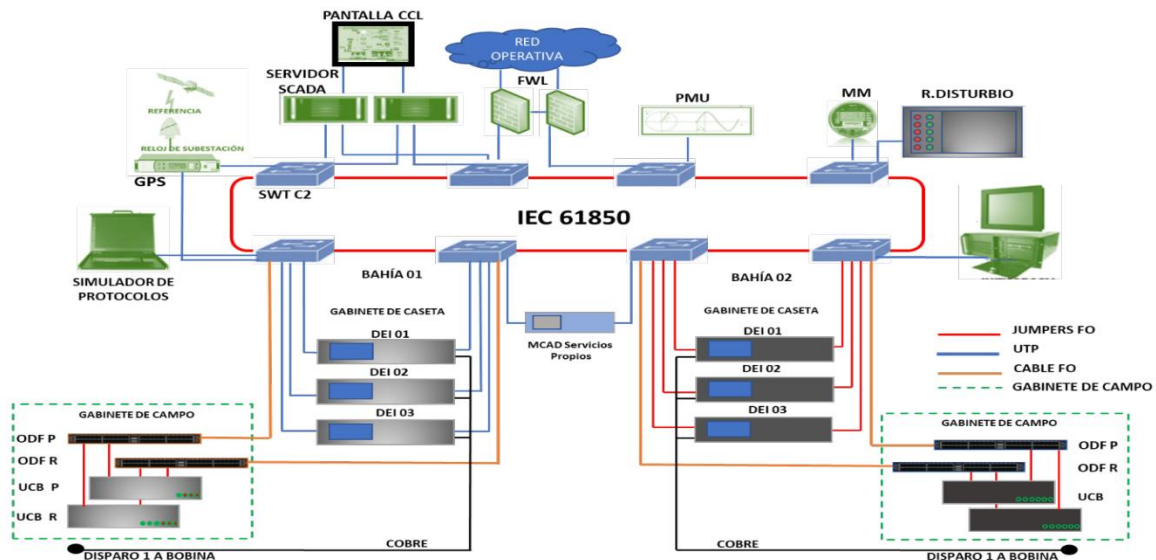
SAS-61850 tiene el objetivo de describir y definir las características generales para el manejo de la información de todos los dispositivos que forman parte de los sistemas SCADA tales como servidores SCADA, consola de ingeniería e DEIs; los cuales deberán basarse en los protocolos de comunicación MMS y GOOSE que son parte del estándar IEC-61850.

El equipamiento requerido debe de cumplir con los estándares necesarios dentro del ambiente de subestaciones eléctricas los cuales deberán garantizar la operación de control y adquisición de datos en tiempo real 24 horas los 365 días del año.

**Modelo de datos:** En el apéndice F, de la norma SAS-61850 [4], se describe el modelo de datos en base al estándar IEC-61850 dentro de los cuales se encuentran los nodos lógicos asociados al equipo primario tales como XCBR, XSWI, CSWI; grupos de alarmas e interlocks CALH, CILO; accesorios de transformador, control y monitoreo del servidor SCADA, en dicho documento se especifican los Data Objects (definición de tipo de datos dentro del estándar) mandatorios y opcionales para la norma SAS-61850. CFE Transmisión da particular énfasis a este punto dentro de sus requerimientos para el concurso SCADA REI, siendo factor de rechazo el no cumplir con este punto.

## Arquitectura de comunicación

Como se muestra en la Figura 1, la arquitectura SAS IEC-61850 se define como un sistema redundante en forma de anillo para así garantizar el desempeño, confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico de potencia (control y operación de subestaciones), así mismo deberá permitir la integración de nuevas bahías de manera estructurada y ordenada sin afectar el desempeño de los demás equipos dentro de la subestación.



**Figura 1.** Arquitectura SAS IEC-61850, imagen obtenida de especificación CFE DT-CTRL-10

El sistema deberá estar definido para trabajar con los siguientes niveles de operación:

- Bus de Bahía: Control y supervisión desde los DEIs, MCADs y UCBs mediante una pantalla gráfica. (en caso de que sea solicitado).
- Bus de Proceso: Automatismos locales de equipo primario.
- Bus de estación: Control y supervisión desde la aplicación de CCL y Servidor SCADA.
- Nivel superior: Telecontrol y supervisión desde el nivel superior en tiempo real a través de los Centros de Control (Estaciones maestras) [4].

Así mismo el servidor SCADA y los dispositivos IED deberán soportar los protocolos de comunicación MMS, GOOSE, DNP3, Irig-B o NTP como mínimo para el proyecto SCADA REI, además de los protocolos antes mencionados, se requieren los protocolos de comunicación Mirrored Bits, PTP y SNMP.

## Capítulo 2

### Estándar de comunicaciones IEC-61850

IEC-61850 es un estándar de comunicación, sin embargo, es común confundir estándar de comunicación con protocolo de comunicación, durante la capacitación otorgada al personal de CFE al llegar a la sección de estándar IEC-61850 comenzamos con ver la diferencia entre protocolo de comunicación y estándar de comunicación en donde se definen las características básicas de cada uno:

- Protocolo de comunicación: Son las reglas que definen la forma en que los diferentes dispositivos o equipos establecerán la comunicación. Entre las reglas de comunicación efectiva podemos encontrar:
  - Comprobación de errores.
  - Confirmación de recepción de mensaje.
  - Validación de los datos correctos mediante bit de calidad, estampa de tiempo, etc.

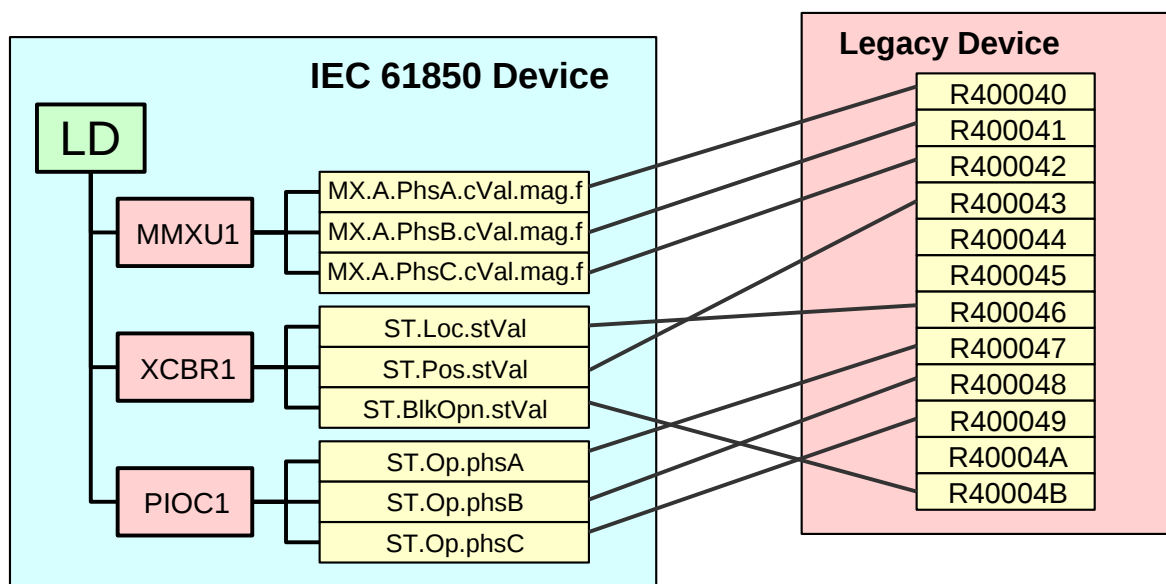
Como ejemplo de protocolo de comunicación tenemos: Modbus, DNP3, SEL, Mirrored Bits, MMS, GOOSE y SV siendo estos tres últimos protocolos parte del estándar IEC-61850.

- Estándar de comunicación: Los estándares son documentos técnicos legales, los cuales se utilizan para determinar y especificar las características técnicas de uno o varios protocolos, con el fin de garantizar la interoperabilidad, los estándares normalmente son elaborados por consenso de diferentes fabricantes, usuarios, consumidores, centros de investigación, universidades, etc. y finalmente son aprobados por organismos regionales, nacionales o internacionales.

IEC 61850 es un estándar de modelo de subestaciones orientado a objetos cuyo objetivo es digitalizar todas las señales y dispositivos dentro de una subestación eléctrica tales como interruptores, transformadores, líneas de transmisión, etc. Esto quiere decir que un

dispositivo físico tendrá su equivalente digital el cual deberá de cumplir con los requerimientos definidos dentro del documento. Dentro del estándar se define la terminología con la cual los distintos fabricantes y participantes dentro del entorno de comunicación de referirán a los distintos dispositivos de potencia, comunicación y elementos de protección.

Las partes 3 y 4 del estándar proveen los métodos y mejores prácticas de ingeniería para el modelado de los dispositivos de protección, integración, control, medición y pruebas que deberán estar disponibles y/u opcionales dentro de los dispositivos en el mercado, esto con el objetivo de lograr una interoperabilidad entre los equipos de distintos fabricantes, sin embargo, tal como se muestra en el ejemplo de la Figura 2, cada fabricante puede utilizar sus propios mecanismos internos para lograr la digitalización de los elementos antes mencionados.



**Figura 2.** Ejemplo de digitalización de registros a modelo de datos IEC-61850.

Para lograr dicha digitalización los dispositivos de la marca SEL utilizan registros para representar para sus variables internas o *relay word bits*, los cuales ya se encuentran definido por su propia ingeniería, para lograr la implementación IEC-61850, SEL utiliza mecanismos propios de redireccionamiento de variables hacia los distintos nodos lógicos

definidos dentro del estándar, el ejemplo mostrado en la Figura 3 trata de la digitalización al estándar IEC-61850 del elemento de disparo de protección por sobrecorriente de tiempo inverso “51P1T” al nodo lógico “PTOC.OP” en un relevador de protección de la marca SEL modelo SEL-751.

```
<LN lnType="PTOC1" prefix="P1T" lnClass="PTOC" inst="13">
  <DOI name="Str">
    <DAI esel:datasrc="db:51P1P" name="general" />
    <DAI name="dirGeneral">
      <Val>unknown</Val>
    </DAI>
  </DOI>
  <DOI name="Op">
    <DAI esel:datasrc="db:51P1T" name="general" />
  </DOI>
</LN>
```

**Figura 3.** Nodo lógico PTOC en relevador marca SEL, imagen tomada de software XML marker.

Como parte del entrenamiento del proyecto SCADA REI, se explicó a los estudiantes de manera detallada el cómo SEL realiza este modelado, nos adentramos a los archivos ICD de los diferentes relevadores marca SEL utilizados en el proyecto, para lograr esta explicación, fue necesario apoyarse en softwares como note++ y XMLmarker. Como dato importante es necesario mencionar que CFE transmisión dentro de la especificación DT-CTRL-10 define que ciertos dispositivos lógicos deberán incluir la nomenclatura de los diferentes elementos de potencia dentro de la subestación (transformadores, líneas, interruptores y cuchillas), por tal motivo cobra vital importancia, que los ingenieros y técnicos encargados del mantenimiento y puesta en marcha del proyecto tengan el conocimiento y la capacidad técnica de poder visualizar y manipular los archivos de configuración IEC-61850 y su lenguaje de configuración.

## 2.1 Lenguaje de configuración de subestación SCL.

La configuración de los elementos dentro de IEC-61850 se realiza mediante un conjunto de archivo con formato estandarizado el cual utiliza el lenguaje XML, esto obliga a todos los fabricantes a proveer un archivo SCL de sus dispositivos que cuenten con IEC-61850, el formato SCL se encuentra definido dentro de la parte 6 del estándar IEC-61850.

Este lenguaje de configuración es muy conveniente para los usuarios como CFE ya que les permite agregar tipos de datos que no se encuentran dentro del estándar IEC-61850 pero son parte de la especificación propia de los usuarios (DT-CTRL-10).

El lenguaje de configuración SCL considera seis diferentes tipos de archivos:

- System Exchange Description (SED): Permite el intercambio de información entre dos sistemas de diferentes proyectos.
- Instantiated IED Description (IID): Define la configuración de un IED específico para un proyecto.
- System Specification Description (SSD): Define las funciones del sistema de potencia.
- Substation Configuration Description (SCD): En él se encuentran todos los dispositivos y datos definidos dentro del proyecto de la subestación.
- Configured IED Description (CID): Define las características particulares configuradas en un DEI dentro del proyecto.
- IED Capability Description (ICD): Define las características generales de un DEI, no se encuentran configuradas las características particulares.

Con el objetivo de en mente de que los estudiantes logren un mayor dominio en la configuración y mantenimiento del proyecto SCADA REI, se decidió enfocarse en los archivos ICD, CID y SCD, resaltando la importancia de cada uno de ellos dentro de su sistema.

## **2.2 Definiciones dentro del estándar**

El modelo de datos orientado a objetos descrito en el estándar tiene por objetivo la digitalización de los dispositivos físicos y sus funciones dentro de una subestación, esto facilita su operación y mantenimiento, las Figuras 4 y 5 muestran una mejor aproximación de dicho modelo orientado a objetos definidos dentro del estándar, el cual está conformado por:

**Dispositivo físico:** Son los DEIs dentro de una subestación eléctrica los cuales interactúan dentro del proyecto IEC-61850. Como ejemplo tenemos relevadores de protección de líneas, transformadores, alimentadores, medidores, servidores SCADA, UCBs, etc.

**Dispositivo lógico:** Representación lógica de las funciones disponibles dentro los dispositivos físicos, como ejemplo en los relevadores de protección SEL tenemos los dispositivos lógicos para las funciones de protección (PRO), funciones de medición (MET), anunciadores (ANN), control (CON) y configuración (CFG).

**Nodo lógico (LN):** Representa las funciones particulares dentro de los dispositivos lógicos, por ejemplo, dentro del dispositivo lógico PRO tenemos todos los elementos de protección disponible dentro del relevador tales como elemento de sobrecorriente instantáneo PIOC, sobrecorriente de tiempo inverso PTOC, elemento diferencial PDIF, etc.

**Objeto de dato (DO) y atributos:** son los valores finales de los nodos lógicos, como ejemplo tenemos el estado (verdadero o falso) del pickup y de salida del elemento de sobre corriente de tiempo inverso.

Cada DO está definido por un tipo de datos denominado CDC (common data class por sus siglas en inglés):

Status information:

- Single point status information (SPS).
- Double point status (DPS).
- Integer status (ISI).
- Protection activation (ACT).
- Directional protection activation (ACD).
- Security violation counting (SEC).
- Device name plate (DPL).
- Logical node name plate (LPL).
- Binary counter reading (BCR).

Controllable status:

- Controllable single point (SPC).
- Controllable double point (DPC).
- Controllable integer status (ISC).
- Binary controlled step position (BSC).
- Integer controlled step position (ISC).

Controllable analogues:

- Controllable analogue set point (APC).

Measurands:

- Measured value (MV).
- Complex measured value (CMV).
- Sampled value (SAV).
- WYE
- Delta (DEL).
- Sequence (SEQ).
- Harmonic value (HMV).
- Harmonic value for WYE (HWYE).
- Harmonic value for DEL (HDEL).

Status settings:

- Single point setting (SPG).
- Integer status setting (ISG).

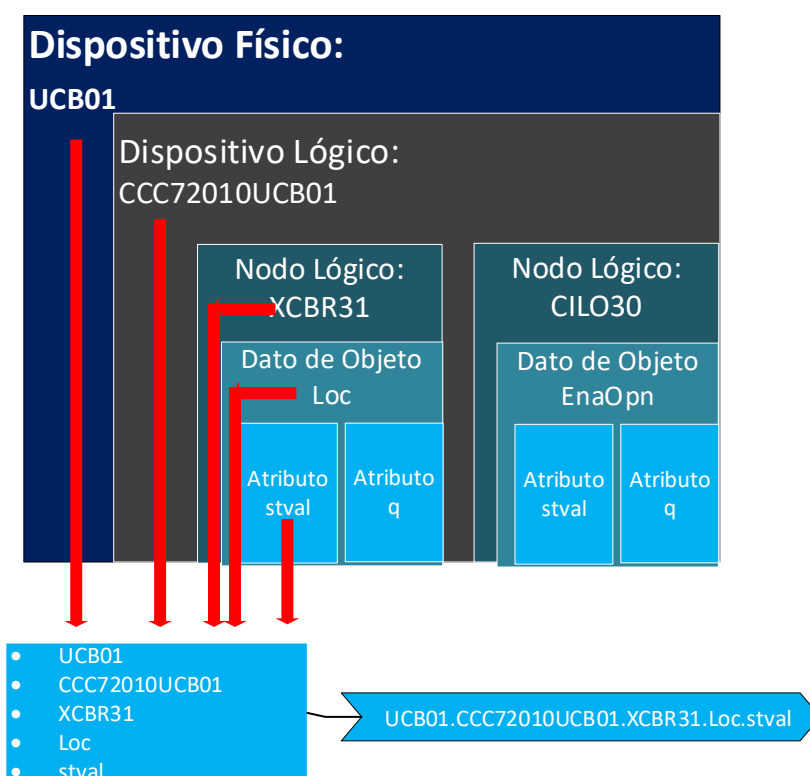
Analogue settings:

- Analogue setting (ASG).
- Setting curve (CURVE).

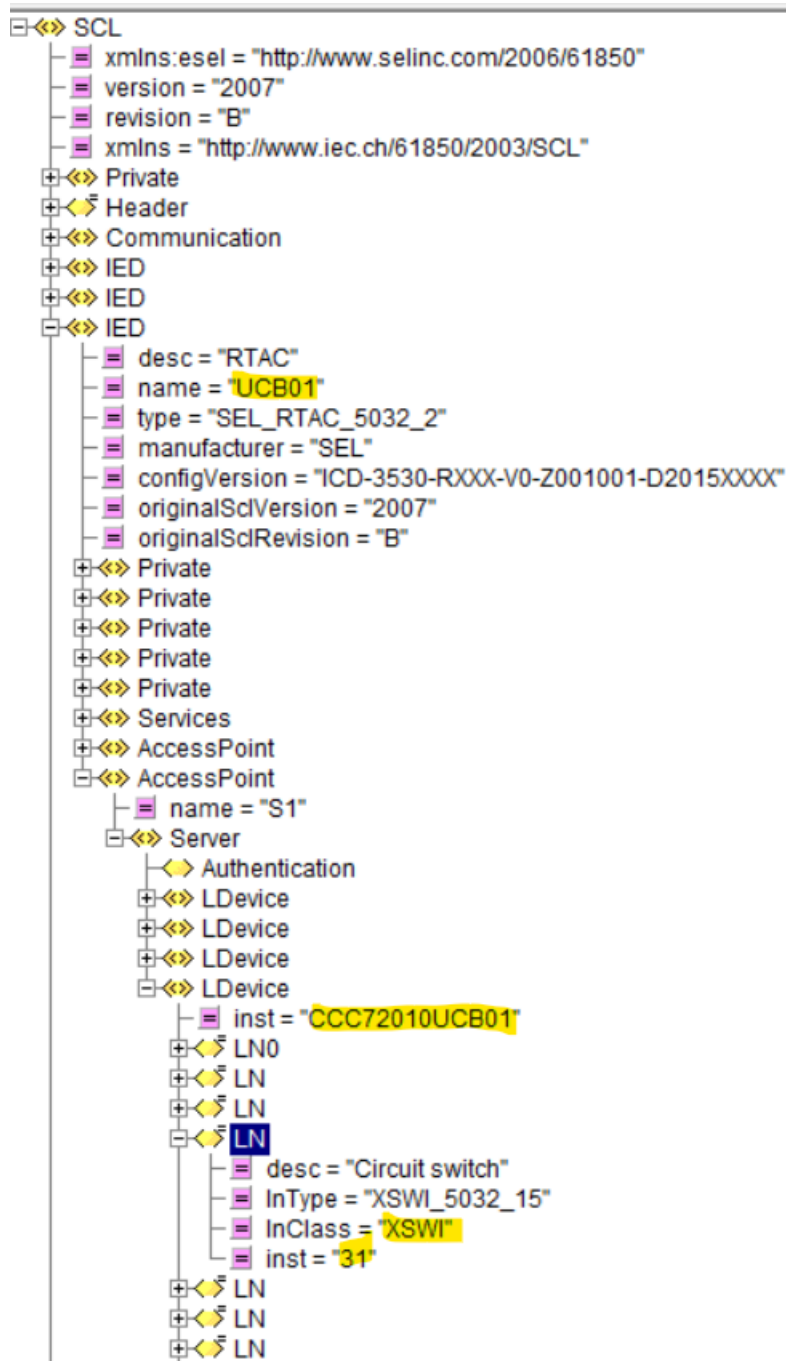
Toda la información de la variable se transmite dentro de la trama del mensaje, con lo cual si se implementa correctamente el estándar, seremos capaces de identificar el origen y la función rápidamente de cada señal dentro de la red ethernet con una simple herramienta

de análisis de red tal como Wireshark o IED-Explorer, la Figura 4 muestra la estructura del modelo de datos definido dentro del estándar IEC-61850 y la Figura 5 muestra como la empresa SEL implementa el modelo de datos dentro de sus dispositivos, este modelo de datos está conformada por:

- Dispositivo físico.
- Dispositivo lógico.
- Nodo lógico.
- Dato de objeto y atributos.

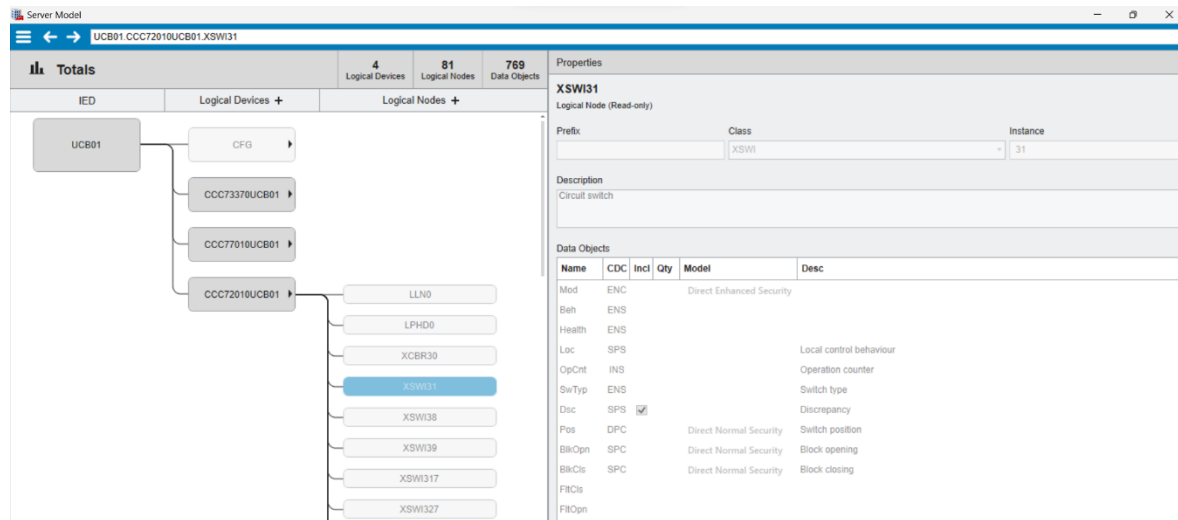


**Figura 4.** Modelo de datos IEC-61850



**Figura 5.** Modelo de datos visualizado con editor XML, imagen tomada en software XML marker.

La Figura 6 muestra el modelo de datos de un dispositivo UCB de la subestación eléctrica Culiacán Centro (S.E. CCC) perteneciente al proyecto REI, a continuación, estaremos analizando específicamente el **dispositivo físico** UCB01:



**Figura 6.** Modelo de datos de UCB, imagen tomada en software SEL Acseleator Architect.

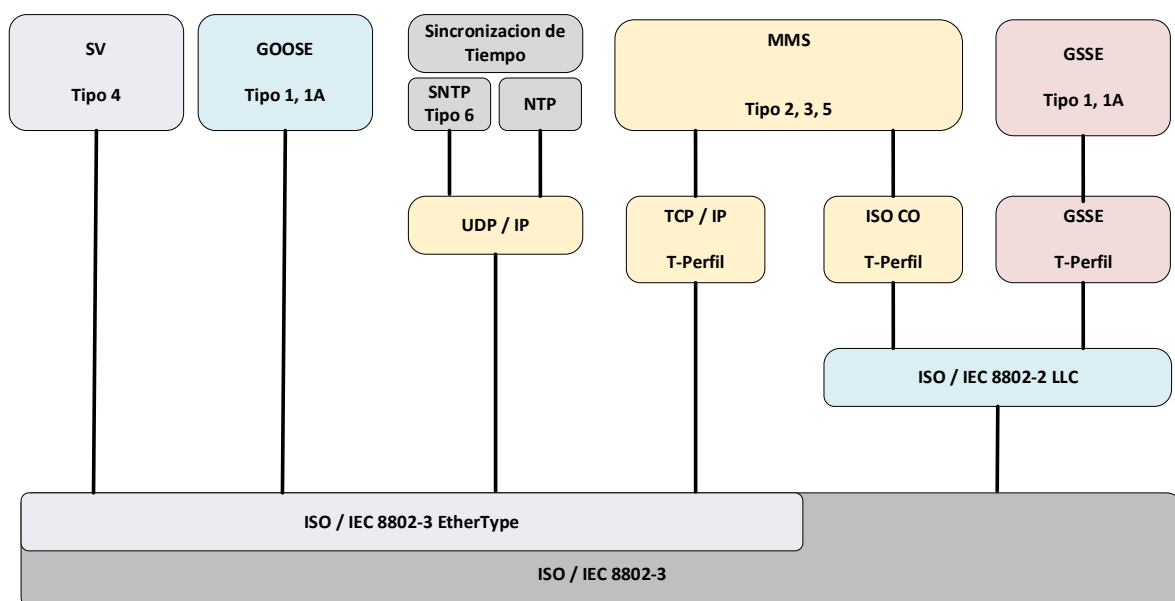
- UCB01 es uno de los 4 dispositivos lógicos dentro de la subestación, UCB01 representa una de las dos unidades de control de bahía de la subestación, dentro de este dispositivo físico y continuando con el ejemplo, tenemos 4 dispositivos lógicos (CFG, CCC73370UCB01, CCC77010UCB01, CCC72010UCB01), CFG representa el dispositivo lógico de configuración, dentro de él se encuentran los parámetros de comunicación, los datasets, los reportes MMS, mensajes GOOSE a transmitir y las subscripciones a mensajes GOOSE proveniente de otros dispositivos. CCC73370UCB01, CCC77010UCB01, CCC72010UCB01 representan interruptores dentro de la subestación y su nomenclatura obedece a la norma DT-CTRL-10:
  - CCC: Nombre de la subestación.
  - 73073: nombre del interruptor dentro de la subestación al cual está ligado el dispositivo físico.
  - UCB01: función del dispositivo lógico (unidad control de bahía).
- Dentro del dispositivo lógico CCC72010UCB01 tenemos varios nodos lógicos, LLN0, LPHD0, XCBR30, XCBR31, etc.; estos nodos lógicos tienen funciones particulares,

podemos apreciar que tenemos varios nodos lógicos pertenecientes a control de interruptor “XCBR: X= switchgear CRB= circuit breaker”.

- El nodo lógico XCBR31 a su vez está conformado por distintos Data objects: Mod, Beth, Health, Loc, Pos, etc. Los cuales representan diferentes objetos dentro del nodo lógico, por ejemplo, Pos indica la posición el interruptor.
- Data object Loc: cómo podemos apreciar el objeto, está representado por un tipo de datos CDC = SPS el cual está definido como “single point status” por sus siglas en inglés, esto significa que este objeto está formado por tres atributos:
  - a. Stval: valor de estado (booleano).
  - b. Q: Calidad del dato.
  - c. T: tiempo de actualización.

## 2.3 Protocolos dentro del estándar

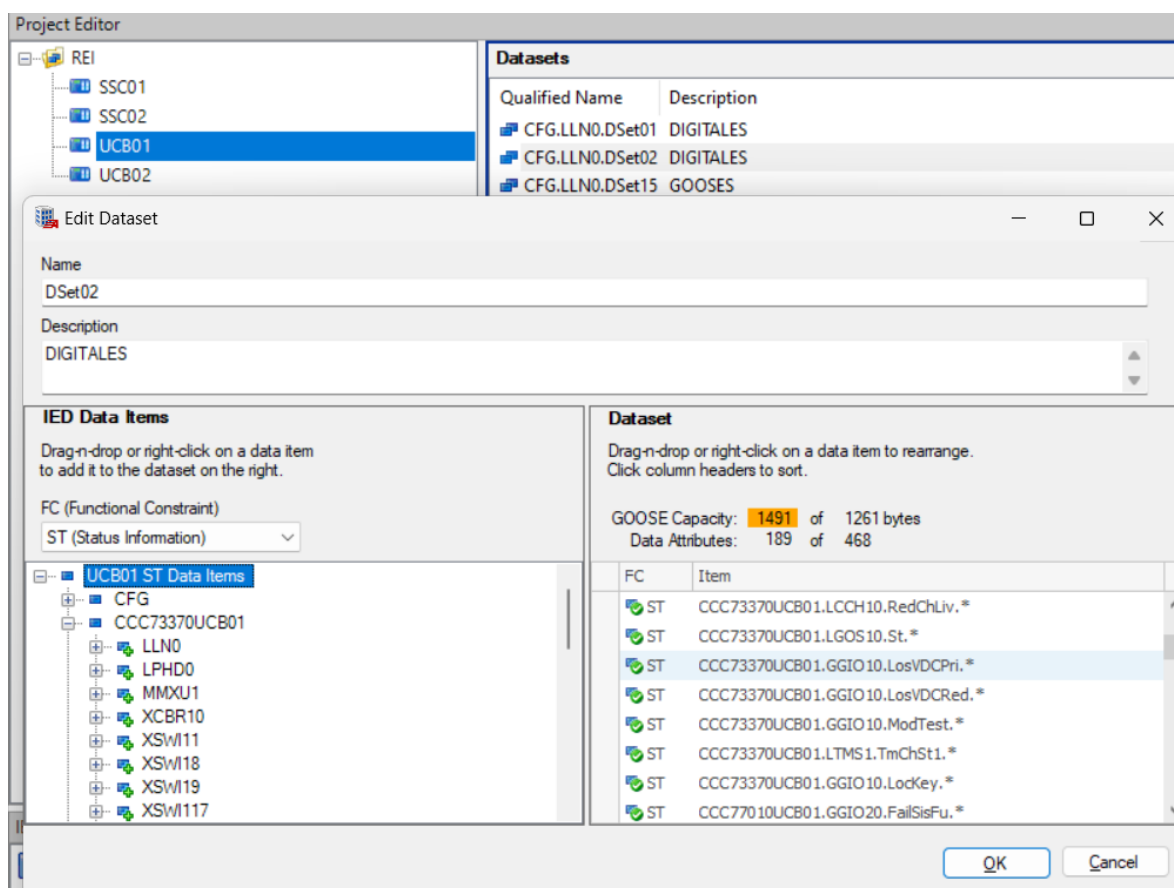
IEC-61850 es un estándar de comunicaciones que trabaja únicamente sobre red ethernet el cual define y utiliza lo protocolos de comunicación que se muestran en la Figura 7, los cuales son Sample Values, MMS, GOOSE, GSSE y PTP.



**Figura 7.** Protocolos de estándar IEC-61850

Debido a que en el proyecto no se utilizan los protocolos sample values y PTP en lo sucesivo en el documento solo se mencionaran los protocolos de MMS, GOOSE y NTP del estándar debido a que son los protocolos que actualmente utiliza la CFE.

Los equipos que forman parte de un proyecto IEC-61850 deberán ser flexibles al momento de publicar la información requerida por los diferentes clientes o subscriptores, para lograr este requerimiento los dispositivo toman la información (analógica, digital y controles) proveniente de los distintos nodos lógicos y los colocan dentro de **Datasets**, una vez definido los grupos de señales o datasets, estos pueden ser utilizados en los distintos protocolos definidos dentro del estándar; en la Figura 8 podemos ver el dataset “Dset02” definido dentro del proyecto SCADA REI para el dispositivo físico MCAD01 de la subestación CCC.

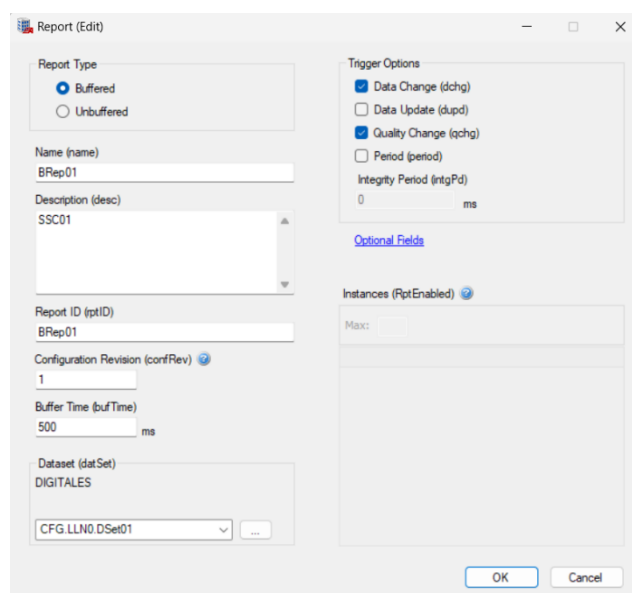


**Figura 8.** Dataset UCB01 Subestación eléctrica CCC, imagen tomada en software SEL Acseleator Architect.

**MMS** (por sus siglas en inglés: Manufacturing Message specification) es un protocolo de comunicación orientado a objetos definidos por nodos lógicos los cuales engloban

funciones específicas, es un protocolo que tiene sus orígenes o deriva de UCA (por sus siglas en inglés: Utilities Communication Architect). MMS es utilizado para comunicar a los distintos IED dentro de la subestación con el servidor SCADA, su modelo de comunicación se define como cliente (SCADA) / servidor (IED). En este protocolo la exactitud de en la sincronía de tiempo mínima puede llegar a ser 1 ms.

El dispositivo servidor publica los reportes MMS con toda la información requerida por el proyecto, el dispositivo cliente obtiene la información al subscribirse a los reportes MMS originados por el servidor, también es posible utilizar el método de poleo (poll) con este método se interroga al servidor cada determinado tiempo (polling time) esta configuración se puede realizar al crear un reporte, la Figura 9 muestra un ejemplo de cómo editar un reporte dentro del software Accelerator Architect.



**Figura 9.** Ejemplo de reporte MMS, imagen tomada en software SEL Accelerator Architect.

Dentro de los reportes MMS existen dos tipos:

- Reporte con buffer de eventos: los reportes almacenados en buffer guardan todos los cambios dentro de las variables definidas, estos cambios cuentan una estampa de tiempo y la calidad de la señal, este tipo de reportes es importante debido a que, si se pierde la comunicación entre cliente y servidor, todos los eventos son guardados por el servidor esperando recuperar comunicación para enviarlos al

cliente. Este tipo de reportes es más comúnmente utilizado para señales digitales, tales como funciones de protección, operaciones de interruptores, etc., y le dan una mejor herramienta de análisis al usuario ante una falla eléctrica.

- Reporte sin buffer de eventos: los reportes no almacenados en buffer, no guardan cambios de estado de las variables, la estampa de tiempo no es importante y solo envía el estado actual de todas variables al momento de ser requeridos por el cliente. Este tipo de reportes es más comúnmente utilizado para señales analógicas ya que nos ayuda en estar monitoreando señales tales como corriente, voltaje y frecuencia en tiempo real.

GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event por sus siglas en inglés) es un protocolo de mensaje de estados (digitales y/o analógicos) el cual es utilizado para el intercambio ultrarrápido de información entre dos o más IED dentro del mismo nivel de operación (IED-IED) o entre distintos niveles de operación (IED-SCADA), este tipo de comunicación es multicast, esto quiere decir que no hay conexión directa y comúnmente se le denomina comunicación punto a punto, los participantes dentro de este modelo de comunicaciones son el publicador (dispositivo que desea transmitir información) y subscriptor (dispositivo que desea ver la información publicada por otros dispositivos).

Entre las características más importantes de este protocolo se encuentra la velocidad de transmisión ya que esta va desde los 4 ms a los 16 ms, esto se cumple ya que los mensajes GOOSE funciona sobre la capa 2 ethernet, siendo este tiempo menor a 16 ms, requisito indispensable para la CFE ya que de esto depende la integridad del sistema eléctrico nacional.

CFE utiliza los mensajes GOOSE de la siguiente manera:

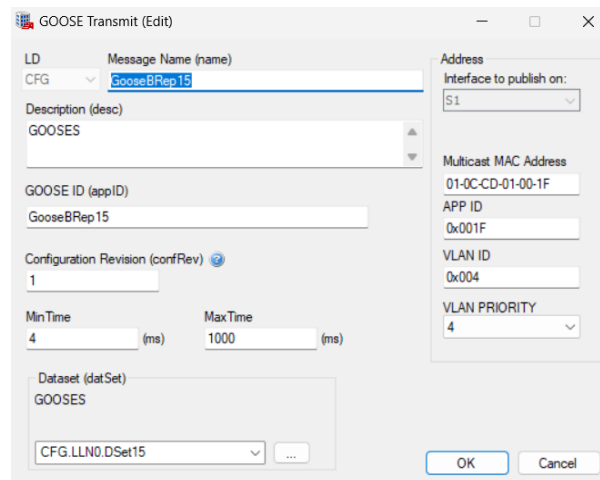
- Los UCB colectan todas las señales de campo (interruptor, transformador, ETC) y las publican en el bus de proceso. Estos a su vez se subscriben a los mensajes GOOSE publicados por los relevadores de protección y otros UCBs que comúnmente son operaciones de apertura y cierre u operaciones de protección, y con esto toman

acciones tales como abrir o cerrar interruptores o lógicas de control internas por ejemplo interlocks.

- Los relevadores de protección se suscriben a las señales publicadas por UCBs y otros relevadores y toman decisiones de operación en base a las mediciones (corrientes, voltajes y frecuencia) y las señales recibidas, los relevadores a su vez publican señales de operación o alarmas procesados para que otros dispositivos puedan utilizarla de manera adecuada.

Para los mensajes GOOSE la estampa de tiempo no es requerida, así como el bit de calidad de cada variable, sin embargo, si es importante monitorear la calidad de la conexión GOOSE.

La manera con la que los relevadores SEL verifican el correcto funcionamiento de los mensajes GOOSE es generando un reporte GOOSE desde una interfaz ASCII (terminal). La Figura 10 muestra la configuración de necesaria para la transmisión de los mensajes GOOSE, en dicha configuración se define la dirección MAC del mensaje la VLAN, prioridad, tiempo mínimo y máximo entre mensajes y el dataset a publicar como mensaje GOOSE.



**Figura 10.** Ejemplo de cómo crear mensaje GOOSE, imagen tomada en software SEL Acceleator Architect.

## 2.4 Sincronización de tiempo

La sincronización de tiempo es de gran importancia para los sistemas eléctricos de potencia, ya que es de gran ayuda durante el análisis de fallas (oscilografías y registros secuenciales de eventos digitales), localización de fallas (método de onda viajera), sincrofasores (PMU) y sample values. En la Tabla 1 se puede apreciar la clase de desempeño mínima requerida por diferentes tipos de aplicación, siendo las aplicaciones mas criticas las que requieren una mayor exactitud  $TS5 = \pm 1 \mu s$ .

| CLASES DE RENDIMIENTO DE SINCRONIZACIÓN SEGÚN IEC 61850-5 |                 |                                                               |
|-----------------------------------------------------------|-----------------|---------------------------------------------------------------|
| Clase de desempeño                                        | Exactitud       | aplicación                                                    |
| TS5                                                       | $\pm 1 \mu s$   | Critical process bus and synchrophasors                       |
| TS4                                                       | $\pm 4 \mu s$   | Process bus and synchrophasors                                |
| TS3                                                       | $\pm 25 \mu s$  | Miscellaneous                                                 |
| TS2                                                       | $\pm 100 \mu s$ | Point-on-wave switching, zero crossing, and synchronism check |
| TS1                                                       | $\pm 1 ms$      | Event time tags (1 ms)                                        |
| TS0                                                       | $\pm 10 ms$     | Event time tags (10 ms)                                       |

**Tabla 1.** Rendimiento de sincronización de tiempo según IEC-61850.

IEC-61850-5 recomienda la implementación de sincronía de tiempo a través del mismo medio de comunicación ethernet que se utiliza para el intercambio de información dentro de las subestaciones eléctricas. Para este objetivo se cuenta con dos métodos de sincronización: NTP para clase TS0  $\pm 10 ms$  y PTP para el resto de las clases TS1 a TS5.

**PTP** (precise time protocol, por sus siglas en inglés) protocolo de sincronización de tiempo basado en paquetes ethernet, PTP está definido por IEEE 1588-2008. La precisión de tiempo que los relojes PTP pueden proveer depende del método utilizado, PTP hardware o PTP software siendo el primero el más preciso alcanzando una exactitud de  $1 \mu s$ .

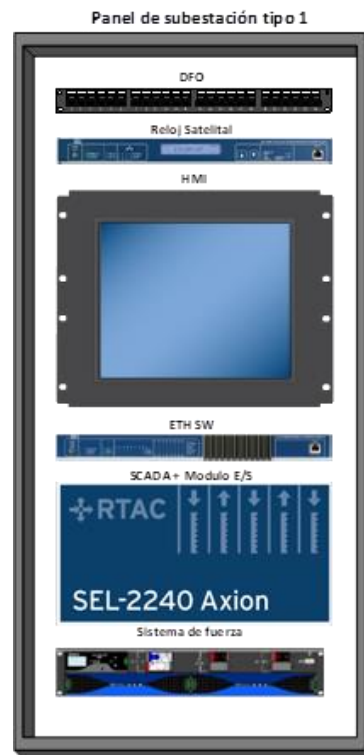
# Capítulo 3

## Equipamiento requerido

El proyecto SCADA REI define tres tipos de subestaciones:

### 3.1 Subestación Tipo I

Define un servidor SCADA y sus módulos de entradas y salidas, los cuales deberán de ser capaz de administrar las alarmas e indicaciones, así como los controles digitales y operaciones dentro de subestaciones de hasta 2 bahías. La solución SEL para la subestación tipo 1 como muestra la Figura 11, consta de un panel dentro del cual se tienen integrados:



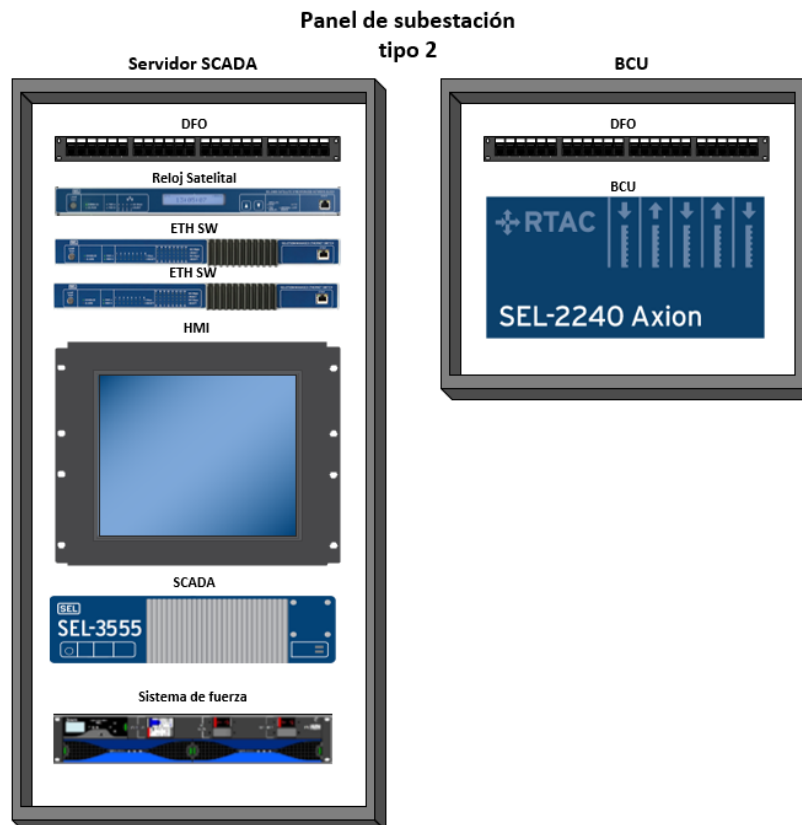
**Figura 11.** Panel subestación tipo I.

- DFO marca MEXFO modelo FDP-1U.
- Switch Ethernet marca SEL modelo SEL-2730.
- Reloj satelital marca SEL modelo SEL-2488.
- Servidor SCADA, marca SEL:

- 1 pza. SEL-2241 (controlador).
- 2 pza. SEL-2243 (fuente de poder).
- 2 pza. SEL-2244-2 (modulo DI).
- 1 pza. SEL-2244-3 (modulo DO).
- Sistema de fuerza marca MEI.
- Monitor HMI marca ELO.

### 3.2 Subestación Tipo II

Define un servidor SCADA y sus módulos de entradas y salidas, los cuales deberán de ser capaz de administrar las alarmas e indicaciones, así como los controles digitales y operaciones dentro de subestaciones de hasta 3 bahías. La solución SEL para la subestación tipo 2 como muestra la Figura 12 consta de dos paneles, un panel para el servidor SCADA y un panel para BCU:



**Figura 12.** Panel subestación tipo II.

#### Panel servidor SCADA tipo interior

- DFO marca MEXFO modelo FDP-1U.
- 2 pza. Switch Ethernet marca SEL modelo SEL-2730.
- Reloj satelital marca SEL modelo SEL-2488.
- Servidor SCADA, marca SEL modelo SEL-3555.
- Sistema de fuerza marca MEI.
- Monitor HMI marca ELO.

#### Panel BCU tipo exterior:

- DFO marca MEXFO modelo FDP-1U.
- BCU, marca SEL:
  - 1 pza. SEL-2241 (controlador).
  - 2 pza. SEL-2243 (fuente de poder).
  - 2 pza. SEL-2244-2 (modulo DI).
  - 1 pza. SEL-2244-3 (modulo DO).

### 3.3 Subestación Tipo III

Define un sistema de servidores SCADA redundantes y sus módulos de entradas y salidas, los cuales deberán de ser capaz de administrar las alarmas e indicaciones, así como los controles digitales y operaciones dentro de subestaciones de hasta 4 bahías. La solución SEL para la subestación tipo 3 como muestra la Figura 13 consta de tres paneles, un panel para el sistema SCADA y dos paneles para BCU:

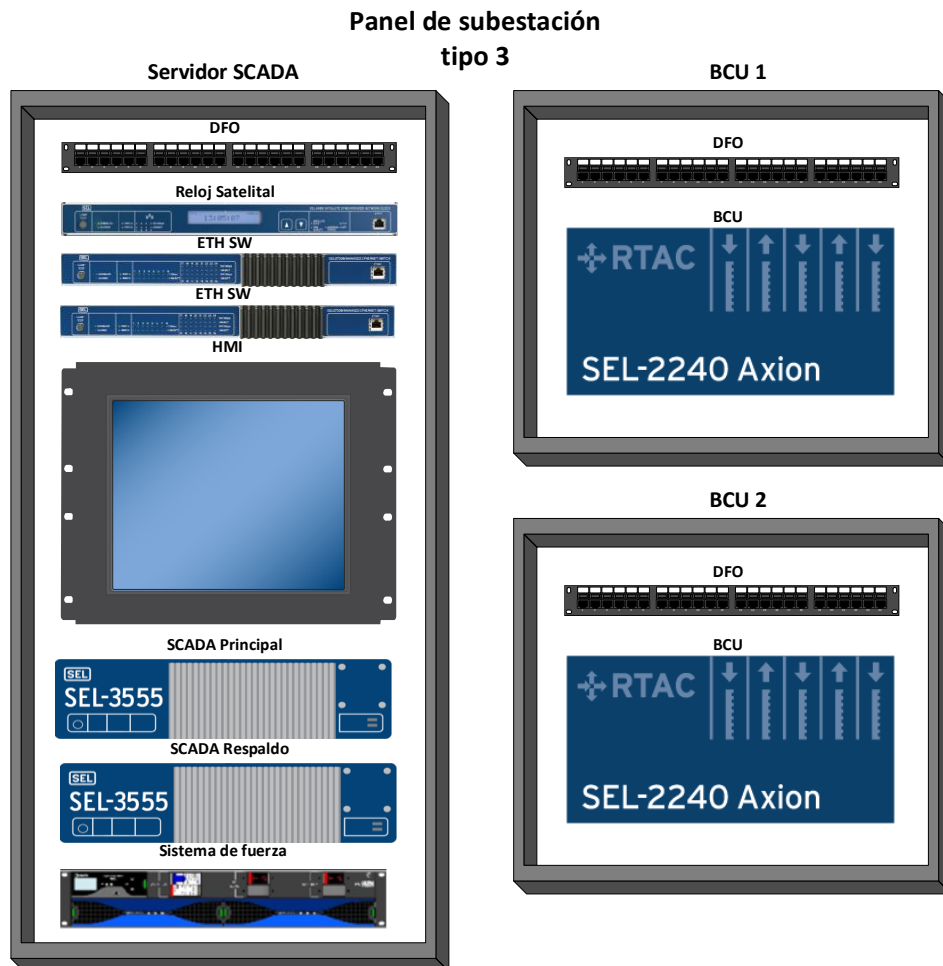
#### Panel servidor SCADA tipo interior

- DFO marca MEXFO modelo FDP-1U.
- 2 pza. Switch Ethernet marca SEL modelo SEL-2730.
- Reloj satelital marca SEL modelo SEL-2488.
- 2 pza. Servidor SCADA, marca SEL modelo SEL-3555.
- Sistema de fuerza marca MEI.

- Monitor HMI marca ELO.

Panel BCU1 y BCU2 tipo exterior:

- DFO marca MEXFO modelo FDP-1U.
- BCU, marca SEL:
  - 1 pza. SEL-2241 (controlador).
  - 2 pza. SEL-2243 (fuente de poder).
  - 2 pza. SEL-2244-2 (modulo DI).
  - 1 pza. SEL-2244-3 (modulo DO).



**Figura 13.** Panel subestación tipo III.

### 3.4 Características técnicas de equipamiento SE-CCC

La subestación Culiacán Centro de la gerencia regional de transmisión Noroeste GRTNO es una de las subestaciones modernizadas con el proyecto SCADA REI, este proyecto en particular es de Tipo 3, en los siguientes enlaces mostrados en la tabla 2, se podrán ver las características particulares del equipamiento SEL utilizado de los paneles otorgados a la CFE y de los cuales se capacitó al personal técnico de transmisión.

| Equipo        | Comentarios                      | Enlace                                                                                                                     |
|---------------|----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Crear usuario | Página web SEL                   | <a href="#">mySEL Account   Schweitzer Engineering Laboratories (selinc.com)</a>                                           |
| SEL-2488      | Reloj satelital                  | <a href="#">SEL-2488 Satellite-Synchronized Network Clock   Summary   Schweitzer Engineering Laboratories (selinc.com)</a> |
| SEL-2730M     | Switch Ethernet                  | <a href="#">SEL-2730M Managed 24-Port Ethernet Switch   Summary   Schweitzer Engineering Laboratories (selinc.com)</a>     |
| SEL-3555      | Servidor SCADA                   | <a href="#">SEL-3555 RTAC   Summary   Schweitzer Engineering Laboratories (selinc.com)</a>                                 |
| SEL-2241      | Módulo de control BCU            | <a href="#">SEL-2242 Chassis/Backplane   Summary   Schweitzer Engineering Laboratories (selinc.com)</a>                    |
| SEL-2243      | Módulo de fuente de alimentación | <a href="#">SEL-2243 Power Coupler   Summary   Schweitzer Engineering Laboratories (selinc.com)</a>                        |
| SEL-2244-3    | Módulo de entradas digitales     | <a href="#">SEL-2244-3 Digital Output Module   Summary   Schweitzer Engineering Laboratories (selinc.com)</a>              |
| SEL-2244-2    | Módulo de salidas digitales      | <a href="#">SEL-2244-2 Digital Input Module   Summary   Schweitzer Engineering Laboratories (selinc.com)</a>               |

**Tabla 2. Tabla de características particulares de equipamiento utilizado en proyecto SCADA REI, enlaces obtenidos de página web de SEL.**

# Capítulo 4

## Configuración de Servidor SCADA

Los servidores SCADA son los equipos principales dentro del proyecto SCADA REI, se utilizaron equipos de la marca SEL específicamente el modelo SEL-3555 RTAC. El entrenamiento en el funcionamiento, configuración y pruebas de estos equipos cobra vital importancia para la CFE GRT ya que los mismos trabajadores de la GRT son los encargados de la puesta en servicio y posterior mantenimiento o ampliación.

Para configurar los servidores SCADA SEL-3555 RTAC es necesario utilizar distintos programas:

- **Accelerator RTAC (SEL-5033):** en él se dan de alta todas las conexiones cliente y servidor por medio de las cuales los SCADA interrogan a los DEIs a través de los distintos protocolos de comunicación, también es posible crear lógicas a través de programas, bloques de función, funciones o librerías, creación de nuevas variables, administración y distribución de tiempo, etc. y finalmente podemos utilizar el software para análisis y solucionar problemas de comunicación.
- **Accelerator Architect (SEL-5032):** Se utiliza para desarrollar el proyecto SCD o proyecto IEC-61850 de una subestación o sistema, en el se realiza el modelado de datos de los equipos RTAC, se crean los datasets, reportes MMS, se configuran la publicación y suscripción de los mensajes GOOSE y los servidores SCADA se pueden suscribir a los reportes MMS.
- **Diagram builder (SEL-5035):** En él se diseña la IHM para los servidores SCADA RTAC.

Nota: En este documento nos concentraremos en la configuración del SS1 (Servidor SSCADA principal)

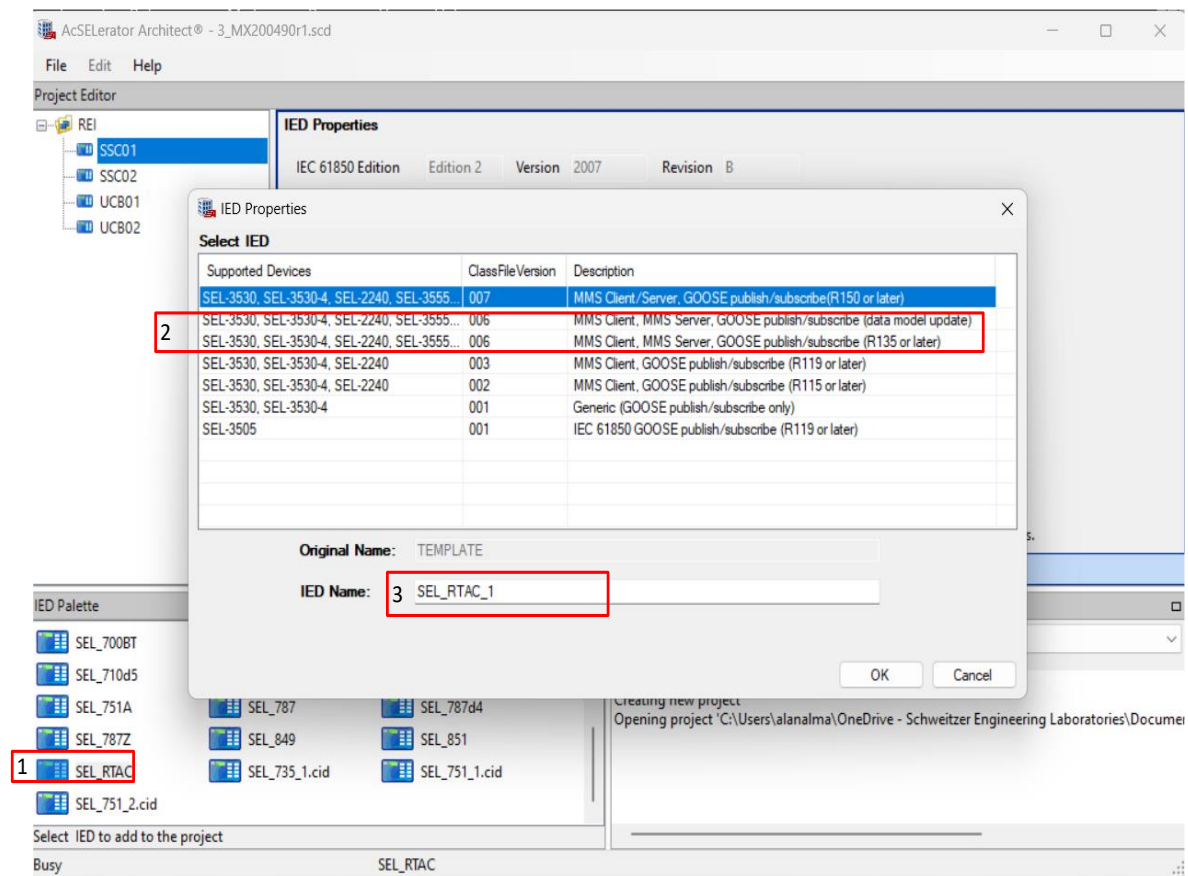
### 4.1 Configuración de proyecto IEC-61850:

Una de las funciones del servidor SCADA tanto principal como respaldo es la obtener las señales digitales y analógicas de los DEIs, así como enviar señales de control hacia a los DEIs

por medio del protocolo de comunicación MMS, esto quiere decir que en el entorno de comunicación el servidor SCADA será el cliente y los DEIs serán los servidores. Para este objetivo los pasos a seguir son:

#### Agregar dispositivo a proyecto IEC-61850 (Figura 14):

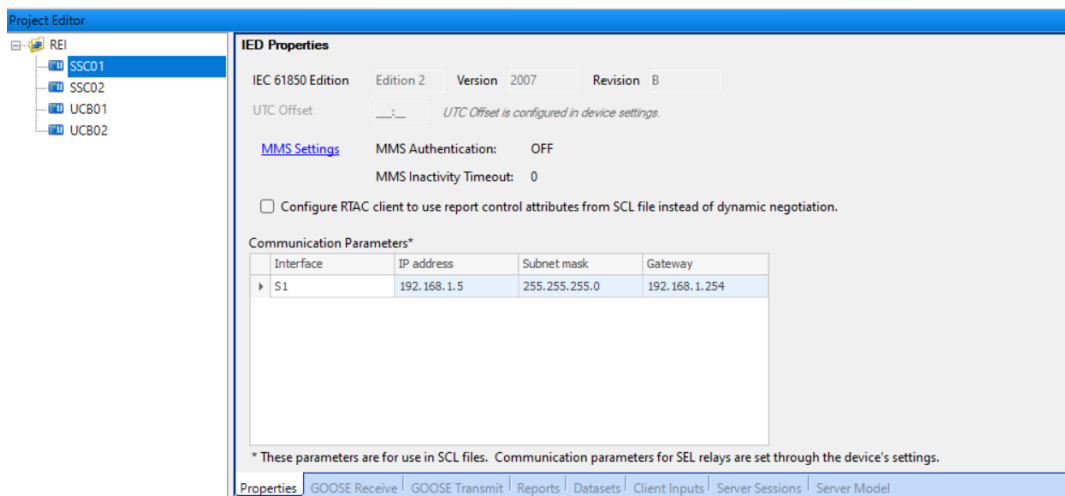
1. Seleccionar tipo de equipo SEL\_RTAC dentro de la paleta de DEIs.
2. Seleccionar la versión de dispositivo de acuerdo con la versión de firmware del dispositivo, en este caso los servidores SCADA SEL-3555 cuentan con firmware R147.
3. Agregar el nombre deseado para el dispositivo: SSC01.



**Figura 14.** Agregar SEL-RTAC a proyecto IEC-61850, imagen tomada en software SEL AcSelerator Architect.

## Parámetros de comunicación (Figura 15):

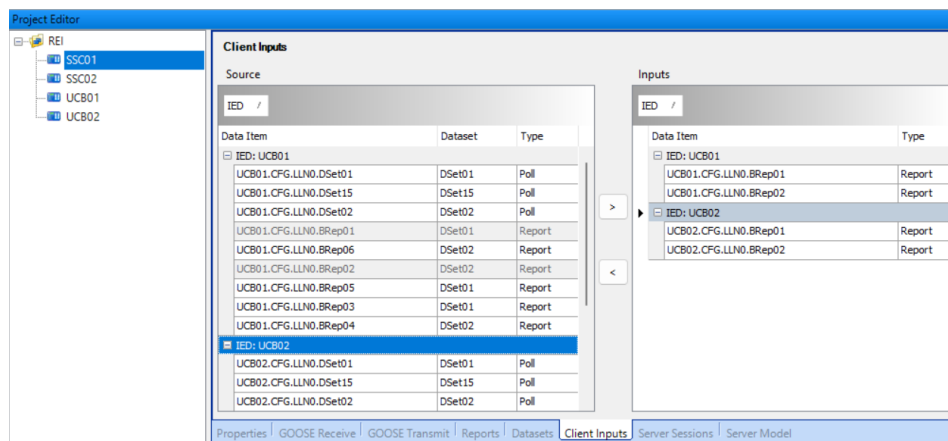
Una vez agregado el dispositivo, es necesario agregar los parámetros de comunicación ethernet del servidor SCADA SSC01, dentro de la pestaña de propiedades agregar dirección IP, mascara subred, y Gateway definidos para los equipos.



**Figura 15.** Parámetros de IED en proyecto IEC-61850, imagen tomada en software SEL Accelelator Architect.

## Suscripción a reportes MMS (Figura 16):

Dentro de la pestaña Client input, se agregan los reportes MMS deseados para el servidor SCADA “SSC01”. Una vez suscrito a los reportes MMS es necesario guardar el proyecto como archivo SCD, dicho proyecto IEC-61850 lo utilizaremos durante la configuración de los servidores SCADA.



**Figura 16.** Suscripción de reportes MMS en proyecto IEC-61850, imagen tomada en software SEL Accelelator Architect.

## 4.2 Configuración Servidor SCADA

Para explicar la configuración de los servidores SCADA dentro del software acselerator RTAC es necesario dividir la configuración en secciones tales como comunicación hacia los dispositivos o conexiones, procesamiento de señales y lógicas, también es importante establecer el rol que desempeñan los dispositivos en el ejercicio de comunicación (cliente-servidor) así como los tipos de comunicación:

### Tipo de comunicación:

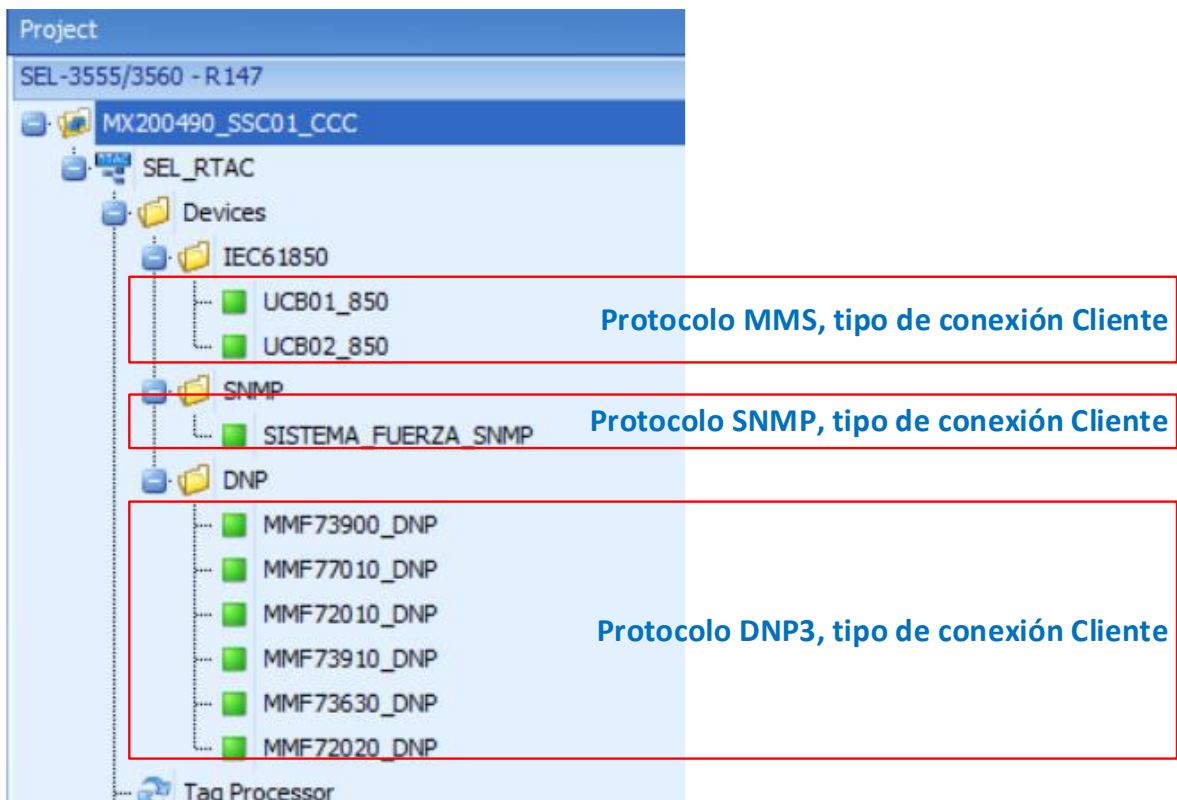
- Ethernet.
- Para comunicación serial se utiliza el tipo EIA-232.
- Para comunicación en paralelo se utiliza el tipo serial paralelo EIA-485.

### Roles de los dispositivos en base al tipo de comunicación:

- Cliente: durante el proceso de comunicación el cliente es el dispositivo RTAC (servidor SCADA) y los servidores son los DEIs (relevadores, medidores, BCU, etc.), el cliente es el que inicia la comunicación, el cliente solicita información hacia los servidores, entre la información solicitada tenemos señales analógicas y digitales, el cliente también tiene la capacidad de enviar señales de control digitales (apertura y cierre de interruptor, bloqueo de recierres, etc.) y analógicas (set points, control de taps, etc.).
- Servidor: durante este proceso de comunicación el servidor es el dispositivo RTAC (servidor SCADA) y los clientes serán las unidades

maestras o UTM, el servidor responderá a todas las solicitudes de información y de control provenientes de los clientes.

**Conexiones cliente:** En la Figura 17 se muestran las conexiones tipo cliente que tenemos dentro de la configuración son realizadas con los protocolos de comunicación MMS, DNP3 y SNMP y estas se establecen mediante la red de comunicación ethernet:

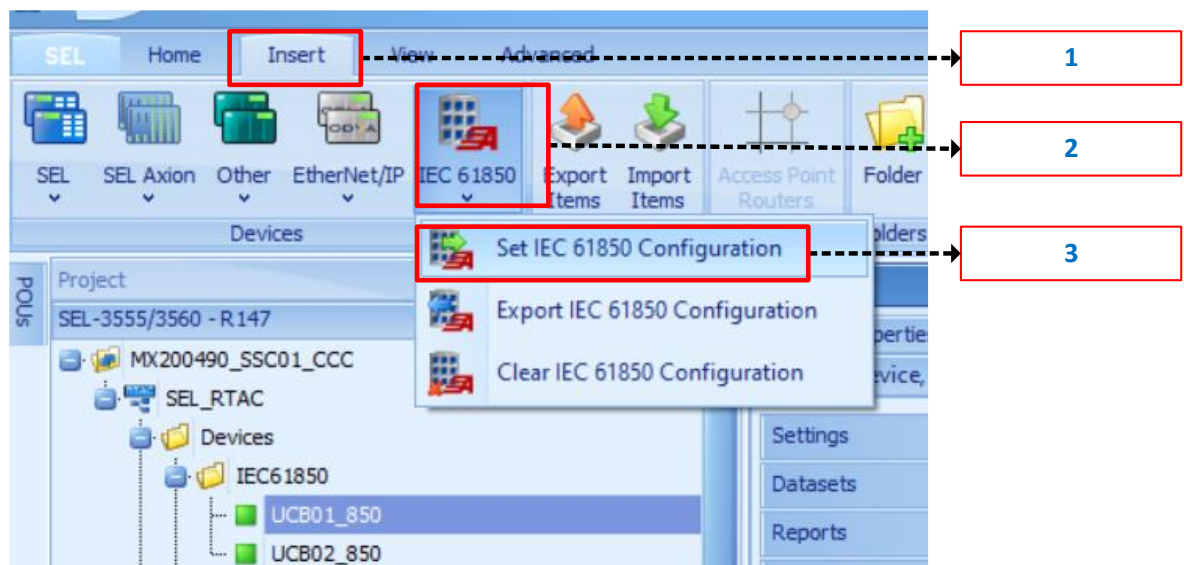


**Figura 17.** Conexiones tipo cliente en SS1, imagen obtenida de software SEL Accelerator RTAC.

- MMS: como vimos en la sección **Proyecto IEC-61850**, la configuración IEC-61850 se desarrolló dentro del software acselerator architect, una vez generado el proyecto SCD es necesario importarlo dentro del software acselerator RTAC, para esto es hay que seleccionar: **Insert / IEC-61850 / Set IEC 61850 Configuration**; selecciona el archivo SCD y

después el RTAC que corresponde al proyecto. El software se encarga de importar todos los protocolos definidos dentro del proyecto SCD.

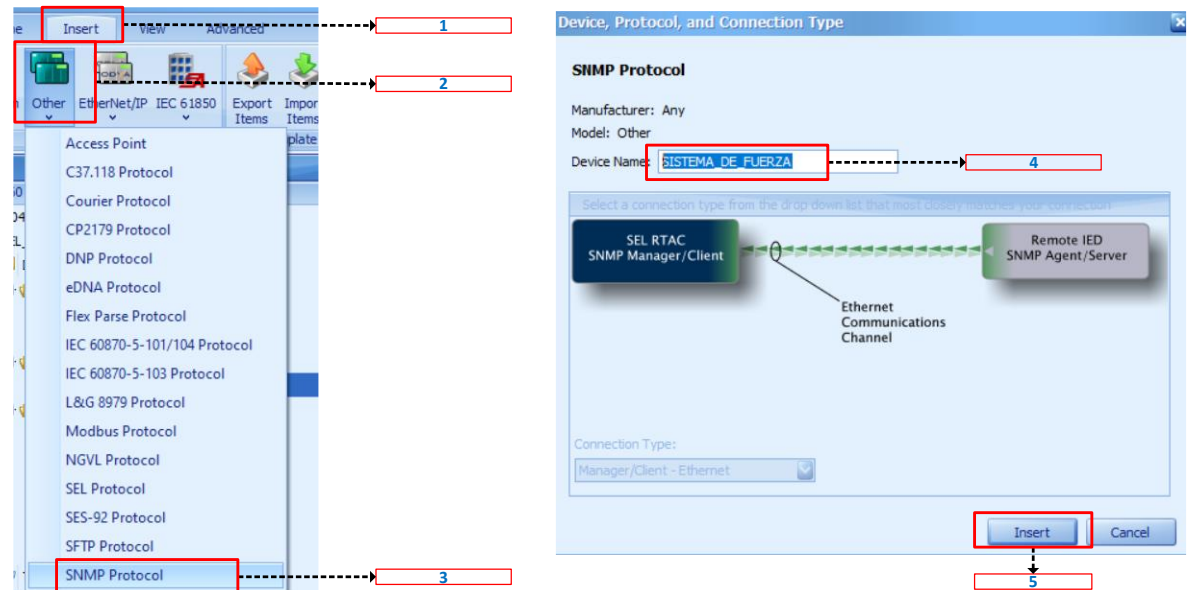
En la Figura 18 podemos ver que los equipos correspondientes a MMS son UCB01\_850 y UCB02\_850, con esto podemos aprender que la extensión “\_850” significa que es protocolo MMS.



**Figura 18.** Configuración IEC-61850 en SS1, imagen obtenida de software SEL Acceleator RTAC.

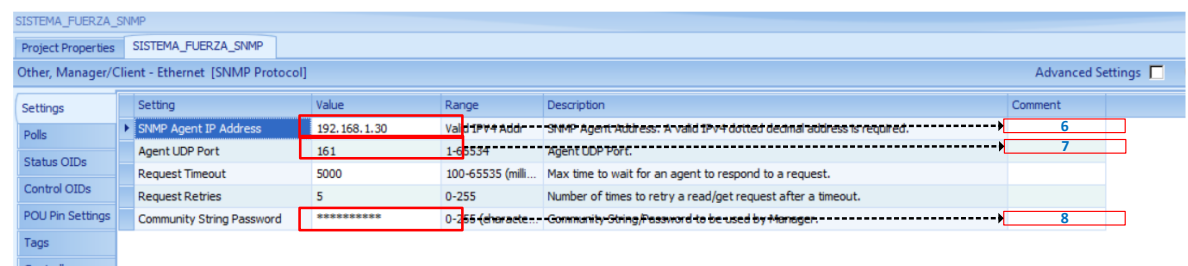
- **SNMP:** por sus siglas en ingles se define como protocolo simple de manejo de red y este se utiliza para monitorear equipos de red que no están obligados técnicamente a incluir protocolos como DNP3, MMS, Modbus, etc. En este proyecto en particular se utiliza el protocolo SNMP para obtener información del sistema de fuerza instalado en el panel SCADA tipo 3, como se muestra en la Figura 19, para agregar conexiones tipo SNMP es necesario seleccionar: **Insert(1) / Other(2) / SNMP Protocol(3)**; una vez seleccionado el tipo de protocolo de despliega una ventana en la cual es necesario nombrar el dispositivo, utilizando guion

bajo como espacio entre palabras, en **Device Name(4)** y finalmente se da clic en **insertar(5)**.



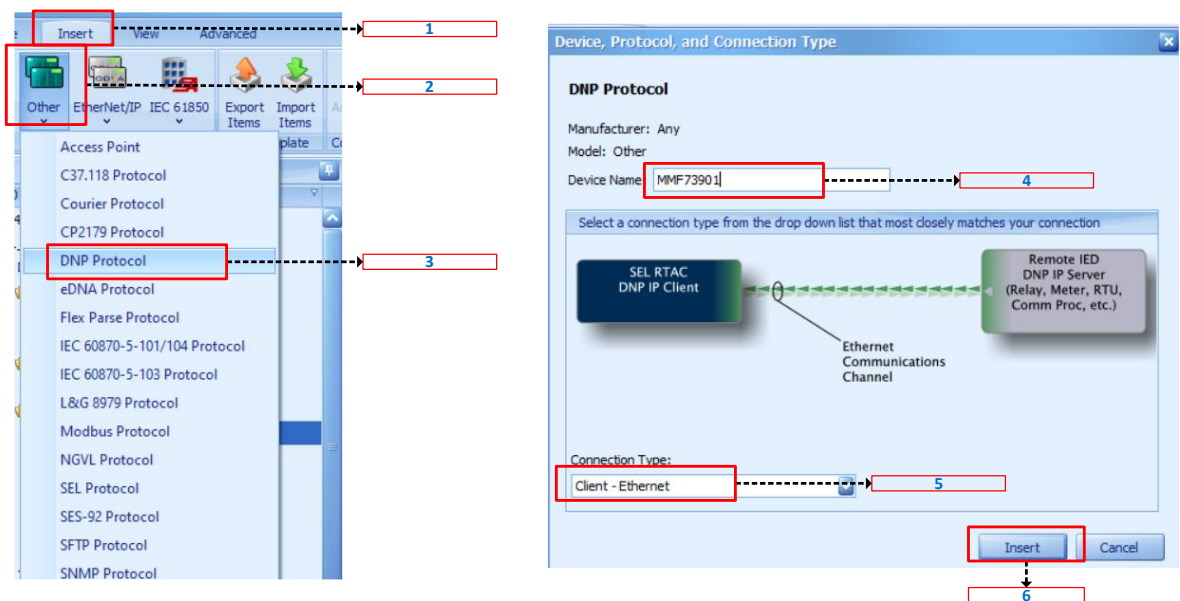
**Figura 19.** Configuración protocolo SNMP en SS1, imagen obtenida de software SEL Acselelator RTAC.

Dentro de los ajustes de comunicación y como ajustes principales es necesario agregar la dirección IP del servidor (DEI) SNMP (Figura 20) en **SNMP Agent IP Address (6)**, el puerto UDP en **Agent UDP Port (7)** y contraseña de comunicación en **Community String Password (8)**.



**Figura 20.** Ajuste de comunicación de protocolo SNMP en SS1, imagen obtenida de software SEL Acselelator RTAC.

- **DNP3:** Como podemos apreciar en la Figura 17 se utiliza este protocolo para extraer información de los medidores multifunción **MMF** de las distintas líneas ej. **73900** (MMF73900), para agregar conexiones tipo DNP3 (Figura 21) es necesario seleccionar: **Insert(1) / Other(2) / DNP3 Protocol(3)**; una vez seleccionado el tipo de protocolo se despliega una ventana en la cual es necesario nombrar el dispositivo, utilizando guion bajo como espacio entre palabras, en **Device Name(4)**, seleccionar el tipo de conexión en **connection type(5)** y finalmente se da clic en **insertar(6)**.



**Figura 21.** Configuración de protocolo DNP3 cliente en SS1, imagen obtenida de software SEL Acceleator RTAC.

Dentro de los ajustes de comunicación del dispositivo DNP3, los ajustes principales son los mostrados en la Figura 22:

| Other, Client - Ethernet [DNP Protocol] |                            |              |                     |                                                                                           |         |
|-----------------------------------------|----------------------------|--------------|---------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| Settings                                | Setting                    | Value        | Range               | Description                                                                               | Comment |
| Binary Inputs                           | Communications             |              |                     |                                                                                           |         |
| Double Bit Inputs                       | Transport Protocol         | TCP          | TCP,UDP             | Use TCP or UDP as the ethernet transport protocol.                                        |         |
| Binary Outputs                          | Client IP Port             | 20040        | 23,1024-65534       | Local RTAC IP port for this DNP client session.                                           |         |
| Counters                                | Client UDP Broadcast Port  | 20000        | 1-65534             | Remote UDP port to which this DNP client transmits UDP broadcast messages.                |         |
| Analog Inputs                           | Server IP Address          | 192.168.1.40 | Valid IPv4 Addr...  | IP address of the remote DNP server connection.                                           |         |
| Analog Outputs                          | Server IP Port             | 20040        | 23,1024-65534       | IP port of the remote DNP server connection.                                              |         |
| Datasets                                | Date-Time                  |              |                     |                                                                                           |         |
| PQIU Pin Settings                       | UTC Offset                 | -360         | -720 to 840 (mi...  | Local Time offset from Universal Time                                                     |         |
| Custom Requests                         | DST Enabled                | True         | True,False          | Enable Daylight Savings Time                                                              |         |
| Tags                                    | DNP                        |              |                     |                                                                                           |         |
| Controller                              | Client DNP Address         | 0            | 0-65519             | DNP source address. The local address of this RTAC client session. Addresses 65520-...    |         |
|                                         | Server DNP Address         | 40           | 0-65519             | DNP destination address. The address of the remote IED polled by this client session. ... |         |
|                                         | Integrity Poll Period      | 60000        | 0, 100-1000000...   | Class 1,2,3,0 integrity poll period. Set to 0 to disable.                                 |         |
|                                         | Class 1,2,3 Polling Period | 800          | 0, 100-1000000...   | Class 1,2,3 Polling Period. Set to 0 to disable.                                          |         |
|                                         | Poll Timeout               | 7000         | 100-65535 (milli... | Time allowed for attached DNP Server to respond to a poll. If time is exceeded, this D... |         |
|                                         | Number of Poll Retries     | 1            | 0-255               | The number of poll retries before the connected DNP Server is considered offline.         |         |

**Figura 22.** Ajustes de comunicación de protocolo DNP3 servidor, imagen obtenida de software SEL Accselerator RTAC.

- Dirección IP (servidor): La dirección IP es única e irrepetible para cada dispositivo dentro de la red local, se utiliza la dirección IP del dispositivo servidor responsable de esta comunicación.
- Los puertos TCP (cliente/servidor): Por medio de la comunicación ethernet tenemos múltiples tareas corriendo simultáneamente, recordemos que el servidor SCADA se comunica con múltiples dispositivos a través de diferentes protocolos de comunicación, esta comunicación se realiza por medio del mismo puerto ethernet del servidor SCADA, para poder separar cada una de estas tareas se utilizan los puertos TCP, es decir se cuenta con un puerto único e irrepetible para cada proceso que el servidor SCADA realiza dentro de la red ethernet.

- Dirección DNP (cliente/servidor): esta dirección se utiliza para asegurarnos de la correcta comunicación entre dispositivos a través del protocolo DNP.
- Poleo por clases y de integridad: el poleo determina cada cuanto tiempo el servidor SCADA interrogara a los DEIs, para esto se utilizan dos tipos de poleo, por clases (eventos digitales o analógicos) y de integridad (estado actual de todas las variables).

Una vez definido los parámetros de comunicación de la conexión, es necesario definir la información que deseamos coleccionar (Figura 23), en este punto se agregan cantidad de puntos digitales (Binary Inputs), puntos analógicos (Analog Inputs) y controles digitales (Binary Outputs), es importante mencionar que estos puntos deberán de estar configurados dentro de cada DEI.

| Settings          | Enable | Tag Name              | Point Number | Tag Type | Tag Alias | Status Value | Inst Magnitude | Magnitude | Deadband | Zero Deadband | Max Value | H Limit | H Limit | L Limit | L Limit | Min Value | Comment                      |
|-------------------|--------|-----------------------|--------------|----------|-----------|--------------|----------------|-----------|----------|---------------|-----------|---------|---------|---------|---------|-----------|------------------------------|
| Binary Inputs     | True   | MMF73900_DNP_AI_00000 | 0            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | VOLTAJE FASE AB              |
| Binary Inputs     | True   | MMF73900_DNP_AI_00001 | 1            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | VOLTAJE FASE BC              |
| Binary Inputs     | True   | MMF73900_DNP_AI_00002 | 2            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | VOLTAJE FASE CA              |
| Counters          | True   | MMF73900_DNP_AI_00003 | 3            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | CORRIENTE FASE A             |
| Analog Inputs     | True   | MMF73900_DNP_AI_00004 | 4            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | CORRIENTE FASE B             |
| Analog Inputs     | True   | MMF73900_DNP_AI_00005 | 5            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | CORRIENTE FASE C             |
| Datasets          | True   | MMF73900_DNP_AI_00006 | 6            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | POTENCIA ACTIVA TRIFASICA    |
| POLI Pin Settings | True   | MMF73900_DNP_AI_00007 | 7            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | POTENCIA REACTIVA TRIFASICA  |
| Custom Requests   | True   | MMF73900_DNP_AI_00008 | 8            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | POTENCIA APARENTE TRIFASICA  |
| Tags              | True   | MMF73900_DNP_AI_00009 | 9            | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | FACTOR DE POTENCIA TRIFASICO |
| Controller        | True   | MMF73900_DNP_AI_00010 | 10           | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | FRECUENCIA                   |
| Controller        | True   | MMF73900_DNP_AI_00011 | 11           | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | VOLTAJE FASE A               |
| Controller        | True   | MMF73900_DNP_AI_00012 | 12           | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | VOLTAJE FASE B               |
| Controller        | True   | MMF73900_DNP_AI_00013 | 13           | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | VOLTAJE FASE C               |
| Controller        | True   | MMF73900_DNP_AI_00014 | 14           | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | VOLTAJE B1                   |
| Controller        | True   | MMF73900_DNP_AI_00015 | 15           | MV       |           |              | 0              | 0         | 100      |               | 2         | 1e+37   | 1e+36   | 1e+35   | -1e+36  | -1e+37    | VOLTAJE BT                   |

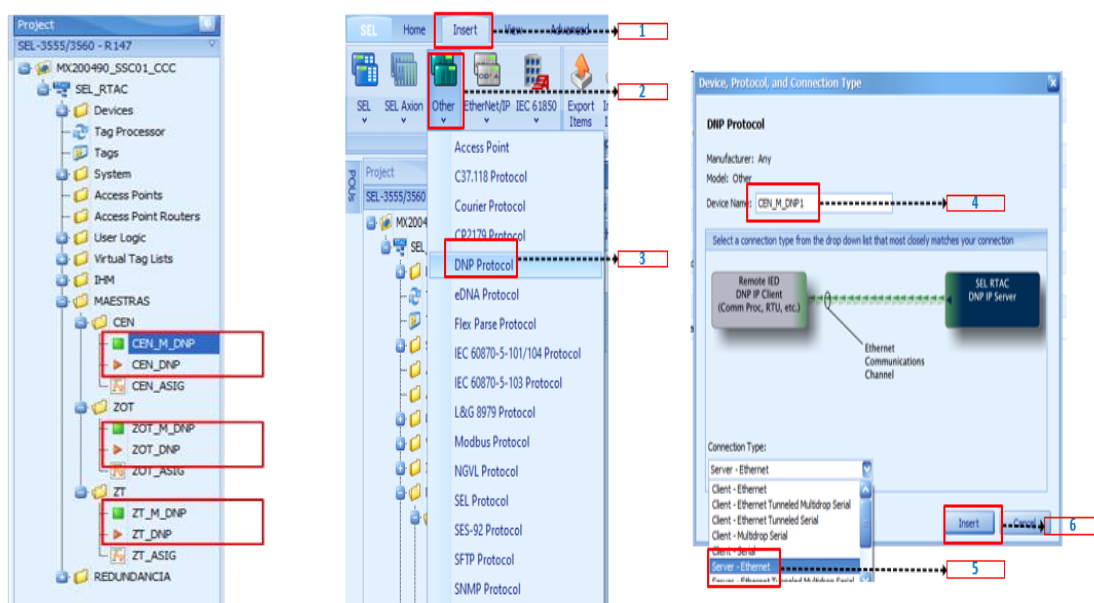
**Figura 23.** Configuración de mapa DNP3 servidor, imagen obtenida de software SEL Acceleator RTAC.

**Conexiones servidor:** Debido a los requerimientos del Anexo 10 dentro del código de red [6]. las conexiones tipo servidor que tenemos dentro del

proyecto son realizadas con los protocolos de comunicación DNP3 sobre TCP. Una vez colectada la información de todos los dispositivos aguas abajo o servidores, CFE procesa las señales mediante lógicas o conversión de protocolos para poder reenviar la información hacia los sistemas maestros (CENACE, Zona de operación Transmisión y Zonas de Transmisión) a través del protocolo DNP3 antes mencionado, durante este proceso de comunicación el servidor es el servidor SCADA, valga la redundancia, y los clientes serán las UTM's.

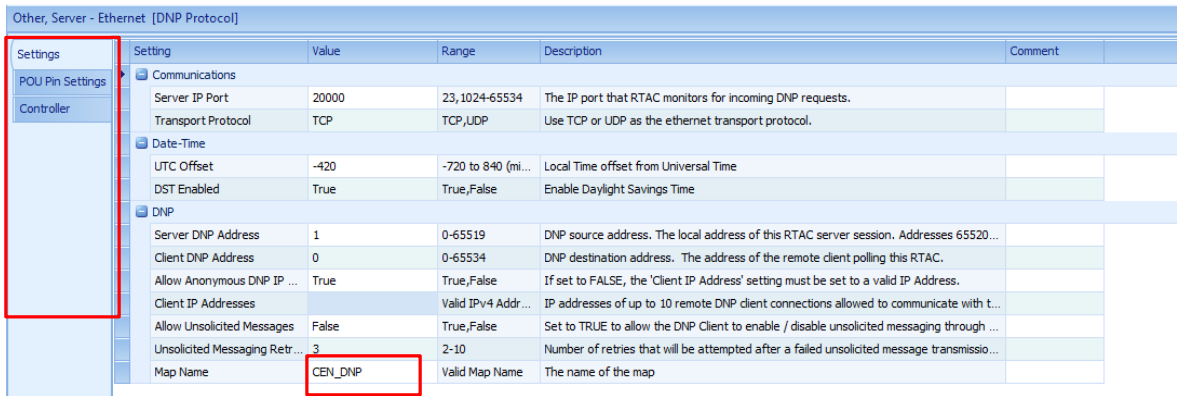
- **Servidor DNP3:** Para dar de alta las conexiones DNP3 hacia los sistemas maestros es necesario seguir los pasos indicados en la Figura 24:

**Insert/Other/DNP Protocol** escribir el nombre de la conexión en **Device Name**, seleccionar el tipo de conexión **Server Ethernet** y dar clic en **Insert**.



**Figura 24.** Configuración de protocolo DNP3 servidor en SS1, imagen obtenida de software SEL Accelerator RTAC.

Al igual que en las conexiones DNP3 tipo cliente, en este caso es necesario definir los parámetros de comunicación (Figura 25) tales como puertos TCP, IP del dispositivo cliente y dirección DNP (cliente y servidor), sin embargo, al ser conexión del tipo servidor, no son requeridos los tiempos de poleo por clases y poleo de integridad, un ajuste sumamente importante dentro de este tipo de conexiones es seleccionar el mapa DNP a transmitir (**Map Name**) debido a podemos trasmitir el mismo mapa DNP3 a diferentes dispositivos maestros o clientes.



| Setting                       | Value   | Range               | Description                                                                                | Comment |
|-------------------------------|---------|---------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| <b>Communications</b>         |         |                     |                                                                                            |         |
| Server IP Port                | 20000   | 23, 1024-65534      | The IP port that RTAC monitors for incoming DNP requests.                                  |         |
| Transport Protocol            | TCP     | TCP, UDP            | Use TCP or UDP as the ethernet transport protocol.                                         |         |
| <b>Date-Time</b>              |         |                     |                                                                                            |         |
| UTC Offset                    | -420    | -720 to 840 (mi...) | Local Time offset from Universal Time                                                      |         |
| DST Enabled                   | True    | True, False         | Enable Daylight Savings Time                                                               |         |
| <b>DNP</b>                    |         |                     |                                                                                            |         |
| Server DNP Address            | 1       | 0-65519             | DNP source address. The local address of this RTAC server session. Addresses 65520...      |         |
| Client DNP Address            | 0       | 0-65534             | DNP destination address. The address of the remote client polling this RTAC.               |         |
| Allow Anonymous DNP IP ...    | True    | True, False         | If set to FALSE, the 'Client IP Address' setting must be set to a valid IP Address.        |         |
| Client IP Addresses           |         | Valid IPv4 Addr...  | IP addresses of up to 10 remote DNP client connections allowed to communicate with t...    |         |
| Allow Unsolicited Messages    | False   | True, False         | Set to TRUE to allow the DNP Client to enable / disable unsolicited messaging through ...  |         |
| Unsolicited Messaging Retr... | 3       | 2-10                | Number of retries that will be attempted after a failed unsolicited message transmissio... |         |
| Map Name                      | CEN_DNP | Valid Map Name      | The name of the map                                                                        |         |

**Figura 25.** Ajustes de comunicación de protocolo DNP3 cliente, imagen obtenida de software SEL Acseleator RTAC.

Para definir las señales de entrada binarias y analógicas, así como las señales de control a ser transmitidas y recibidas en el ejercicio de comunicación es necesario crear el mapa DNP, como se muestra en la Figura 26, en el cual se definir todos los puntos, dentro de la definición de estos puntos (características de señales digitales y analógicas) se encuentran los objetos y variaciones los cuales se encuentran especificados por el usuario final o CFE GRT. Para insertar un mapa DNP solo es necesario ir a **Insert / Tag List / DNP Server Shared Map**.

| DNP Server Shared Map                             |        |                  |              |          |           |              |                   |                   |             |         |
|---------------------------------------------------|--------|------------------|--------------|----------|-----------|--------------|-------------------|-------------------|-------------|---------|
| Drag a column header here to group by that column |        |                  |              |          |           |              |                   |                   |             |         |
| Binary Inputs                                     | Enable | Tag Name         | Point Number | Tag Type | Tag Alias | Status Value | Var Obj 1 Default | Var Obj 2 Default | Event Class | Comment |
| Double Bit Inputs                                 | True   | CEN_DNP.AI_00000 | 0            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
| Binary Outputs                                    | True   | CEN_DNP.BI_00001 | 1            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
| Counters                                          | True   | CEN_DNP.BI_00002 | 2            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
| Analog Inputs                                     | True   | CEN_DNP.BI_00003 | 3            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
| Analog Outputs                                    | True   | CEN_DNP.BI_00004 | 4            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
| Datasets                                          | True   | CEN_DNP.BI_00005 | 5            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
| Tags                                              | True   | CEN_DNP.BI_00006 | 6            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
|                                                   | True   | CEN_DNP.BI_00007 | 7            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
|                                                   | True   | CEN_DNP.BI_00008 | 8            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
|                                                   | True   | CEN_DNP.BI_00009 | 9            | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
|                                                   | True   | CEN_DNP.BI_00010 | 10           | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |
|                                                   | True   | CEN_DNP.BI_00011 | 11           | SPS      |           | False        | 2                 | 2                 | 1           |         |

**Figura 26.** Configuración de mapa DNP3 cliente, imagen obtenida de software SEL Accelelator RTAC.

## Lógica de asignación de señales:

Una vez definidos las señales, digitales y analógicas, a extraer de los DEIs y enviar hacia los dispositivos maestros es necesario desarrollar la lógica de mapeo de señales, para esta tarea la CFE GRT decidió que sería a través de un programa o lógica en texto estructurado, como se muestra en la Figura 27:

```

175 //////////////////////////////////////////////////SEÑALES ANALÓGICAS ////////////////////////////////////////////
176
177 CEN_DNP.AI_00000.instMag:=MMF73900_DNP.AI_00012.instMag; CEN_DNP.AI_00000.q:=MMF73900_DNP.AI_00012.q; CEN_DNP.AI_00000.t:=MMF73900_DNP.AI_00012.t;
178 CEN_DNP.AI_00001.instMag:=MMF73900_DNP.AI_00010.instMag; CEN_DNP.AI_00001.q:=MMF73900_DNP.AI_00010.q; CEN_DNP.AI_00001.t:=MMF73900_DNP.AI_00010.t;
179 CEN_DNP.AI_00002.instMag:=MMF73900_DNP.AI_00006.instMag; CEN_DNP.AI_00002.q:=MMF73900_DNP.AI_00006.q; CEN_DNP.AI_00002.t:=MMF73900_DNP.AI_00006.t;
180 VAR MV.instMag: REAL; g:=MMF73900_DNP.AI_00007.instMag; CEN_DNP.AI_00003.q:=MMF73900_DNP.AI_00007.q; CEN_DNP.AI_00003.t:=MMF73900_DNP.AI_00007.t;
181 Initial value (declaration): 0; g:=MMF77010_DNP.AI_00006.instMag; CEN_DNP.AI_00004.q:=MMF77010_DNP.AI_00006.q; CEN_DNP.AI_00004.t:=MMF77010_DNP.AI_00006.t;
182 CEN_DNP.AI_00005.instMag:=MMF77010_DNP.AI_00007.instMag; CEN_DNP.AI_00005.q:=MMF77010_DNP.AI_00007.q; CEN_DNP.AI_00005.t:=MMF77010_DNP.AI_00007.t;
183 CEN_DNP.AI_00006.instMag:=MMF72010_DNP.AI_00006.instMag; CEN_DNP.AI_00006.q:=MMF72010_DNP.AI_00006.q; CEN_DNP.AI_00006.t:=MMF72010_DNP.AI_00006.t;
184 CEN_DNP.AI_00007.instMag:=MMF72010_DNP.AI_00007.instMag; CEN_DNP.AI_00007.q:=MMF72010_DNP.AI_00007.q; CEN_DNP.AI_00007.t:=MMF72010_DNP.AI_00007.t;
185 CEN_DNP.AI_00008.instMag:=MMF73910_DNP.AI_00006.instMag; CEN_DNP.AI_00008.q:=MMF73910_DNP.AI_00006.q; CEN_DNP.AI_00008.t:=MMF73910_DNP.AI_00006.t;
186 CEN_DNP.AI_00009.instMag:=MMF73910_DNP.AI_00007.instMag; CEN_DNP.AI_00009.q:=MMF73910_DNP.AI_00007.q; CEN_DNP.AI_00009.t:=MMF73910_DNP.AI_00007.t;
187 CEN_DNP.AI_00010.instMag:=MMF73630_DNP.AI_00006.instMag; CEN_DNP.AI_00010.q:=MMF73630_DNP.AI_00006.q; CEN_DNP.AI_00010.t:=MMF73630_DNP.AI_00006.t;
188 CEN_DNP.AI_00011.instMag:=MMF73630_DNP.AI_00007.instMag; CEN_DNP.AI_00011.q:=MMF73630_DNP.AI_00007.q; CEN_DNP.AI_00011.t:=MMF73630_DNP.AI_00007.t;
189 CEN_DNP.AI_00012.instMag:=MMF72020_DNP.AI_00006.instMag; CEN_DNP.AI_00012.q:=MMF72020_DNP.AI_00006.q; CEN_DNP.AI_00012.t:=MMF72020_DNP.AI_00006.t;
190 CEN_DNP.AI_00013.instMag:=MMF72020_DNP.AI_00007.instMag; CEN_DNP.AI_00013.q:=MMF72020_DNP.AI_00007.q; CEN_DNP.AI_00013.t:=MMF72020_DNP.AI_00007.t;
191

```

**Figura 27.** Lógica de mapeo de señales DNP3.

## Lógica de redundancia:

En el código de red el criterio de operación 110 define lo siguiente: *El Transportista tendrá la responsabilidad de mantener la disponibilidad de los elementos de Transmisión con el fin de garantizar la seguridad de despacho bajo condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad. Para la evaluación de la disponibilidad, no se considerarán los casos descritos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso*

*Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica (RES/948/2015 de la CRE), o la regulación vigente al respecto [5].*

En el código de red el criterio REI 17 define lo siguiente: *Disponibilidad de datos e información: Serán responsables de que la información o datos de su infraestructura de TIC sean accesibles y utilizables por los usuarios o procesos autorizados cuando lo requieran, y en su caso, tener la capacidad de recuperar la información en el momento que se necesite [5].*

La CRE define como disponibilidad al valor porcentual durante un periodo determinado, usualmente un año, durante el cual la capacidad de un elemento del SEN estuvo en servicio, o estuvo en condiciones de operar para prestar el servicio, la tabla 3 muestra el porcentaje requerido de disponibilidad mensual, de las cuales instalación crítica es considerada para las subestaciones de la GRT [5].

| Clasificación por prioridad | Porcentaje requerido de Disponibilidad mensual |
|-----------------------------|------------------------------------------------|
| Crítica                     | 99.95%                                         |
| Alta                        | 99.90%                                         |
| Media                       | 99.80%                                         |
| Baja                        | 99.50%                                         |

**Tabla 3.** Tabla de disponibilidad de telemetría requerida por el CENACE [5].

Para dar cumplimiento a la disponibilidad de los servidores SCADA es necesario la implementación de servidores SCADA redundantes (SS1 y SS2) los cuales no deben de perder o duplicar eventos durante la conmutación de servidores dicha conmutación entre servidores SCADA no deberá ser mayor a 1 minuto, a su vez ambos servidores deberán de utilizar la misma dirección IP para comunicarse con los sistemas maestros, para el cumplimiento de estos

objetivos se decidió desarrollar una librería o programa el cual monitorea todas las condiciones de operación del servidor SCADA y determina cuál de los dos servidores SCADA se comunicará con la UTM. Debido a la importancia de esta función dentro del proyecto SCADA REI, nos concentraremos en explicar este bloque de función desarrollado por nuestro equipo de ingenieros en la planta de SEL en San Luis Potosí.

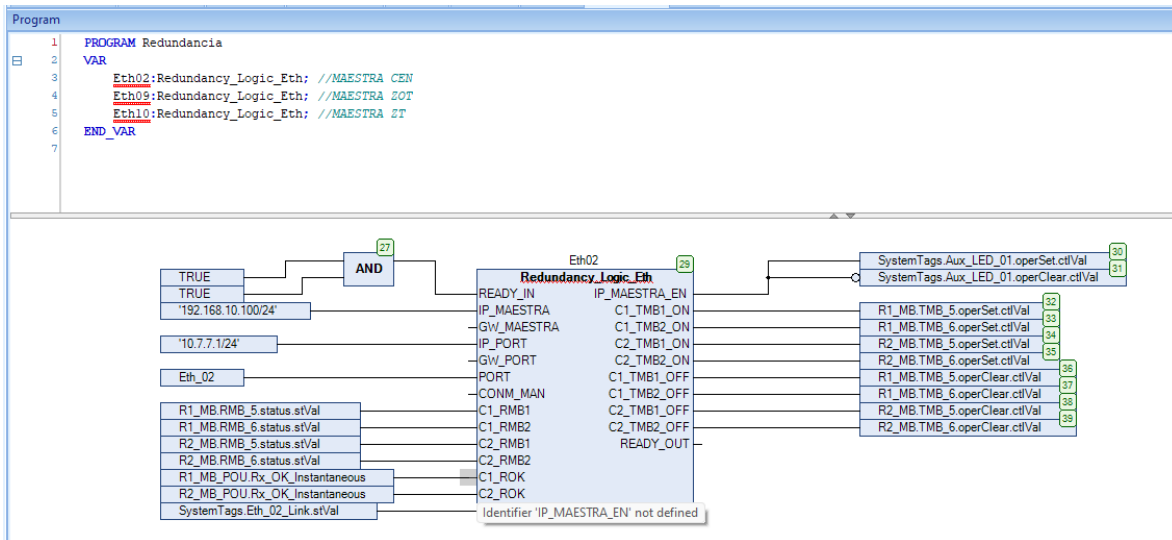
### **Elementos en lógica de redundancia:**

- Comunicación Mirrored bit entre servidores SCADA, esta comunicación es redundante, es decir a través de dos diferentes puertos de comunicación seriales, se utilizó el protocolo de comunicación Mirrored Bits, debido a su gran velocidad, esto permitirá enviar y recibir los estados de operación entre servidores SCADA.
- Librería de redundancia: Esta librería fue desarrollada por el grupo de ingenieros de SEL en San Luis Potosí, dicha librería es encriptada para proteger la propiedad intelectual de la compañía por lo que no se puede ver la lógica interna de dicho bloque de función.
- Programa de redundancia: en el programa de redundancia se definen los parámetros de funcionamiento del bloque de función de redundancia.

Todos los programas, bloques de función, funciones y librerías se agregan dentro de la opción IEC-61131-3.

Una vez agregado el programa es necesario definir los bloques de función a utilizar, estas definiciones se realizan en la parte superior del programa (ventana de definiciones) entre **VAR** y **END\_VAR**, en este programa se

definieron Eth02, Eth09 y Eth10 como Redundancy\_Logic\_Eth, esta configuración se muestra en la figura 28.



**Figura 28.** Lógica de redundancia de SS1, imagen obtenida de software SEL Acceptor RTAC.

Definición de ajustes:

- **IP\_Maestra:** Dirección IP que responderá a la UTM.
- **GW\_MAESTRA:** Gateway o default router (se está definido en la red para responder a la UTM).
- **IP\_PORT:** Dirección IP local que se usará cuando el servidor SCADA este como respaldo.
- **GW\_PORT:** Gateway o default router.
- **PORT:** Puerto físico que se utilizará para la lógica de redundancia.
- **C1\_RMB1:** Recepción del estado del Mirrored Bit 1 del canal 1.
- **C1\_RMB2:** Recepción del estado del Mirrored Bit 2 del canal 1.
- **C2\_RMB1:** Recepción del estado del Mirrored Bit 1 del canal 2.
- **C2\_RMB2:** Recepción del estado del Mirrored Bit 2 del canal 2.
- **C1\_ROK:** Estado de la recepción de datos del canal 1.

- **C2\_ROCK:** Estado de la recepción de datos del canal 2.
- **PORT\_LINK:** Estado del link del puerto que se está utilizando para enlazar a nivel superior.
- **IP\_MAESTRA\_EN:** Indica si el servidor se encuentra como principal con la dirección IP que responde a la UTM.
- **C1\_TMB1\_ON:** Indica la activación del estado Mirrored Bit de transmisión 1 del canal 1.
- **C1\_TMB2\_ON:** Indica la activación del estado Mirrored Bit de transmisión 2 del canal 1.
- **C2\_TMB1\_ON:** Indica la activación del estado Mirrored Bit de transmisión 1 del canal 2.
- **C2\_TMB2\_ON:** Indica la activación del estado Mirrored Bit de transmisión 2 del canal 2.
- **C1\_TMB1\_OFF:** Indica la desactivación del Mirrored Bit de transmisión 1 del canal 1.
- **C1\_TMB2\_OFF:** Indica la desactivación del Mirrored Bit de transmisión 2 del canal 1.
- **C2\_TMB1\_OFF:** Indica la desactivación del Mirrored Bit de transmisión 1 del canal 2.
- **C2\_TMB2\_OFF:** Indica la desactivación del Mirrored Bit de transmisión 2 del canal 2.

## Capítulo 5

### Capacitación otorgada a CFE:

Como se ha venido mencionado en el documento mi colaboración en este proyecto fue la de capacitar a los ingenieros y técnicos de la CFE GRT en los siguientes temas:

- Configuración de dispositivos de entradas y salidas (MCADs) SEL-2440.
  - Acseerator Quickset.
- Configuración de reloj satelital SEL-2488.
  - Irig-B.
  - NTP.
- Configuración de dispositivos UCB (unidad control de bahía) SEL-AXION.
  - Definición de dispositivos Ethercat.
  - Conexiones MMS Server.
- Configuración de Servidores SCADA SEL-3555.
  - Conexiones de comunicación DNP3, SNMP, MMS Client, Mirrored Bits, NTP, Irig-B, etc.
  - Análisis y desarrollo de programación lógicas en los diferentes lenguajes de programación.
  - Desarrollo de IHM utilizando software Acseerator Diagram Builder.
  - Interfaz web de dispositivos SEL-RTAC
- Configuración de switch ethernet.
  - VLANs.
  - Configuración básica.

- Estándar IEC-61850.
  - Revisión general de los protocolos involucrados en el estándar IEC-61850.
  - Software Accelerator Architect.
  - Configuración de datasets.
  - Configuración de reportes.
  - Publicación y suscripción de mensajes GOOSE.
  - Como crear modelo de datos de dispositivos RTAC.
  - Como modificar CID a través de herramientas de edición XML con la finalidad de crear nuevos dispositivos lógicos, nodos lógicos.
- Análisis de problemas.
  - Monitoreo y análisis de comunicación a través de herramientas como wireshark y ASE2000.
  - Problemas de conexión.
  - Medir tiempo de comunicación de mensajes GOOSE.
  - Actualización de firmware.

Estos entrenamientos fueron realizados de manera presencial y en línea mayormente en los estados del norte de México:

- Durango.
- Chihuahua.
- Sinaloa.
- Sonora.
- Baja California Norte.
- Baja California Sur.

El curso fue diseñado para ser 80 % práctico y 20 % teórico con una duración de 40 horas, debido al contenido práctico, fue necesario coordinar el transporte de los equipos a los puntos de entrenamiento.

Como responsable de la capacitación para la región norte del país las actividades necesarias previas y durante la impartición de los cursos fueron las siguientes:

- Coordinar los cursos con los jefes de departamento de control de cada gerencia, en dichas reuniones se define:
  - Fecha de curso.
  - Tipo de capacitación (presencial o en línea).
  - Ubicación y características de las aulas de capacitación.
  - Cantidad de participantes.
  - Nivel técnico de participantes.
  - Equipamiento mínimo requerido por participante entre los que destacan la computadora personal, softwares, cables de comunicación.
  - Definir alcance de curso.
  - Definir temario.
- Logística de viajes.
- Logística de envío de equipos a centros de capacitación (en sitio o en línea).
- Validación de correcto funcionamiento de equipos previo a la capacitación.
- Formateo de equipos al terminar capacitación.

- Revisión de presentaciones a impartir.
- Revisión de proyectos por región, esto para adecuar, con los proyectos particulares, las pruebas a realizar durante el curso.
- Impartición de curso.
- Evaluación de participantes.
- Revisión de evaluaciones de reacción y tomar acciones de mejora.

Retos encontrados durante la actividad de capacitación:

- Nivel técnico de los participantes: dentro del mismo grupo encontramos personal nuevo o recién contratado por CFE y personal con mucha experiencia, fue necesarios comenzar el entrenamiento desde el nivel mas básicos cuidando al mismo tiempo no perder la atención del personal de experiencia. Para ello se logró aprovechar el conocimiento del personal de experiencia, los cuales apoyaban a sus compañeros durante los ejercicios realizados.
- Capacitación en línea: debido a la duración de los cursos (8 horas por 5 días) es complicado mantener la atención de todos los participantes, para lograr la participación de los participantes se realizó una capacitación interactiva en la cual los participantes compartían sus pantallas y explicaban sus proyectos, esto mantuvo la participación de los participantes.
- Estándar IEC-61850: debido a las características del proyecto SCADA REI y a la complejidad del estándar IEC-61850, fue necesario explicar detalles muy avanzados del estándar tales como la edición de CID y SCD en lenguaje XML.

## Conclusión

El proyecto SCADA REI es el proyecto mas importante de los últimos años para CFE debido a que implica la digitalización de mas de mil subestaciones eléctricas.

Para lograr la instalación y mantenimiento de esta nueva solución, CFE es consiente de que requiere un gran esfuerzo de capacitación, debido a esto, como parte del proyecto SCADA REI, CFE solicita un curso de capacitación por cada partida adquirida, dicha capacitación se vuelve compleja debido a que:

- Se requiere capacitar cada una de las zonas de transmisión de cada gerencia regional.
- El personal cuenta con distinta capacidad técnica.
- Es necesario coordinar capacitación de 40 horas para personal operativo que normalmente se encuentra en el mantenimiento.
- Es necesario el cambio de paradigma al utilizar protocolos de comunicación que hasta el momento gran parte de las regiones no utilizan, tales como MMS y mensajes GOOSE.

En el proyecto SCADA REI se adoptan nuevas tecnologías tales como comunicaciones, sincronía de tiempo, servidores SCADA y módulos de adquisición de datos, la capacitación recibida le trae la oportunidad a CFE de agregar nuevas aplicaciones para mejorar los procesos de operación y mantenimiento de sus subestaciones eléctricas.

Mi función principal dentro de la empresa SEL es como ingeniero de soporte técnico, sin embargo, mi participación en el proyecto SCADA REI fue como

instructor, esto me dio la oportunidad de transmitir la solución e ingeniería desarrollada por SEL al personal técnico de la CFE y de presentarme con los clientes como su soporte técnico local, esto genera una gran confianza en el personal de CFE al saber que su recurso de soporte cuenta con el conocimiento del proyecto.

Gracias a mi participación dentro de la maestría en sistemas eléctricos de potencia tengo una visión más amplia de cómo operan todos los elementos del sistema eléctrico nacional, pude aplicar estos conocimientos durante mi preparación y desarrollo en el entrenamiento debido a que el proyecto SCADA REI es requerido para la operación, control, mantenimiento y despacho del SEN.

## Referencias:

- [1] “Nuestra Empresa,” *Www.cfe.mx*, 2024.  
<https://www.cfe.mx/nuestraempresa/pages/historia.aspx#:~:text=Al%20inicio%20de%20las%20operaciones>
- [2] DOF 11/01/2016 Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad
- [3] Proyecto SCADA Red Eléctrica Inteligente GEM
- [4] Sistema de Automatización de Subestaciones CFE 2017-12-01 Transmisión IEC 61850
- [5] “DOF - Diario Oficial de la Federación,” *Dof.gob.mx*, 2021.  
[https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0)
- [6] Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.
- [7] IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- [8] Transmission Line Protection for Systems With Inverter-Based Resources, Ritwik Chowdhury and Normann Fischer
- [9] Applying SEL Relays in Systems With Inverter-Based Resources Ryan McDaniel, Ritwik Chowdhury, Karl Zimmerman, and Brett Cockerham
- [10] “El portal único del gobierno. | gob.mx,” *Www.gob.mx*, 2024.  
<https://www.gob.mx/sener/es/articulos/el-gobierno-de-M> (accessed Aug. 26, 2024).

[11] PLAN DE NEGOCIOS 2018-2022 CFE Transmisión febrero de 2018

[12] Implementing Robust Time Solutions for Modern Power Systems, Edmund O. Schweitzer, III, David Whitehead, Shankar Achanta, and Veselin Skendzic Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

[13] Marco Regulatorio de la Red Eléctrica Inteligente – Reporte Final