



**EDUCACIÓN**  
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO  
NACIONAL DE MÉXICO®

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA SCADA DE SUBESTACIÓN  
ELÉCTRICA DE 115 KV UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC 61850 Y  
DNP 3.0 PARA ENVIAR LOS DATOS A CENTRO DE CONTROL”**

**T E S I S**

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL  
PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA.**

**JOSÉ CRUZ VALENZUELA LEON**

Director:

**M.C. JOSÉ MANUEL CHAVEZ**

Hermosillo Sonora, México

Agosto 2022



**ISO 9001:2015**  
Sistema de Gestión de Calidad Certificado



**2022 Flores**  
Año de Magón  
PRECURSOR DE LA REVOLUCIÓN MEXICANA

Hermosillo, Sonora a 10 de agosto de 2022  
SECCIÓN: Div. Est. Pos. E Inv.  
No. Oficio: DEPI/163/22.  
ASUNTO: Autorización De Impresión de Tesis.

**C. JOSÉ CRUZ VALENZUELA LEÓN  
P R E S E N T E**

Por este conducto, y en virtud de haber concluido la revisión del trabajo de tesis que lleva por nombre "AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA SCADA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 115 KV UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC 61850 Y DNO 3.0 PARA ENVIAR LOS DATOS A CENTRO DE CONTROL", que fue dirigida por el M.C. José Manuel Chávez, que presenta para el examen de grado de la MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA, y habiéndola encontrado satisfactoria, nos permitimos comunicarle que se autoriza la impresión del mismo a efecto de que proceda el trámite de obtención de grado.

Deseándole éxito en su vida profesional, quedo de usted.

ATENTAMENTE

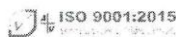
M.C. JOSÉ MANUEL CHÁVEZ  
DIRECTOR DE TESIS

M.C. FREDY ALBERTO HERNÁNDEZ AGUIRRE  
SECRETARIO

DR. JOSÉ ANTONIO HOYO MONTAÑO  
VOCAL

DR. GERMÁN ALONSO RUIZ DOMÍNGUEZ  
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

GARD/eme\*





## CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la ciudad de Hermosillo Sonora a el día 10 de agosto del año 2022 el que suscribe C. JOSÉ CRUZ VALENZUELA LEÓN , alumno de la maestría en ingeniería en electrónica adscrito a la División de Estudios de Posgrado e Investigación, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis titulado "AUTOMATIZACIÓN DEL SISTEMA SCADA DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 115 KV UTILIZANDO EL PROTOCOLO IEC 61850 Y DNP 3.0 PARA ENVIAR LOS DATOS A CENTRO DE CONTROL" bajo la dirección de M.C. JOSÉ MANUEL CHÁVEZ y ceden los derechos del mismo al Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico de Hermosillo, para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben de reproducir el contenido textual, graficas, tablas o datos contenidos sin el permiso expreso del autor y del director del trabajo. Este puede ser obtenido a la dirección de correo electrónico siguiente: m04330665@hermosillo.tecnm.mx Una vez otorgado el permiso se deberá expresar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

ATENTAMENTE

JOSÉ CRUZ VALENZUELA LEÓN





## DEDICATORIA

A mis hijos José Santiago e Isabella, que son el motor de seguir en constante crecimiento profesional y personal para poder ser un gran ejemplo para ellos.



## **AGRADECIMIENTOS**

A mi familia a mis padres, hermanos y especialmente a mi esposa Alejandra que siempre estuvo apoyandome en todo momento. De igual forma agradezco a los profesores y compañeros de maestría que gracias el aporte de cada uno de ellos durante los ultimos dos años pude lograr el objetivo de concluir con mi tesis. A mi director de tesis por soporte y confianza y a los coordinadores de la maestria por todas sus gestiones realizadas.

# RESUMEN

Este presente trabajo de tesis, se enfoca en la automatización de una subestación de transmisión de energía eléctrica con un nivel de tensión de 115 KV, el propósito principal es integrar todo el equipo eléctrico primario responsable de la operación de la subestación eléctrica a un sistema SCADA, estos dispositivos electrónicos tienen diferentes protocolos de comunicación, por lo que se requiere de un sistema SCADA capaz de interactuar con los diferentes protocolos de comunicación, ya que el siguiente paso una vez concentrada la información es enviar los datos y controles a uno o varios centros de control, los cuales se encuentran en diferentes puntos alejados de la subestación, lo anterior se consigue utilizando protocolos y medios de comunicación diseñados para esto. Todo este proceso implica optimizar los tiempos de respuesta ante cualquier evento que pueda ocurrir en la subestación y con ello dar una mayor confiabilidad el sistema eléctrico.

## PALABRAS CLAVES

A continuación, se presentan las palabras claves que son utilizadas en el proyecto

- Circuito, red eléctrica que contiene al menos una trayectoria cerrada, en las Subestaciones Eléctricas también son consideradas como los tableros eléctricos en los que se conectan e instalan los DEI's o UTR's.
- Confiabilidad, porcentaje de aseguramiento que el sistema es confiable.
- DEI, Dispositivo electrónico inteligente (Intelligent Electronic Device).
- DNP 3.0, Protocolo de red distribuido (Distributed Network Protocol).
- IEC 61850, protocolo de comunicaciones, estandarizado por el International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).
- HMI, Human Machine Interface (interfaz hombre-máquina).

- Integración, recopilar los datos de los DEI's y UTR's en el sistema SCADA local.
- Interoperabilidad, que dos o más DEI's puedan intercambiar valores y funciones operativas entre ellos.
- MODBUS, protocolo de comunicaciones basado en la arquitectura maestro/esclavo.
- PCyM, Tableros de Protección, Control y Medición.
- Protocolo, método establecido para el intercambio de datos entre equipos electrónicos.
- Relé, DEI que cumple diversas funciones dentro de la Subestación Eléctrica.
- SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition (supervisión, control y adquisición de data).
- Subestación, instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de energía eléctrica.
- Unifilar, representación gráfica de la subestación eléctrica.
- UTR, Remote Terminal Unit (Unidad terminal remota)

## **ABSTRACT**

This article focuses on the automation of an electrical power transmission substation with a voltage level of 115 KV, the main purpose is to integrate all the primary electrical equipment responsible for the operation of the substation to a SCADA system, these Electronic devices have different communication protocols, so a SCADA system capable of interacting with the different communication protocols is required, since the next step once the information is concentrated is to send the data and controls to one or more control centers , which are located at different points away from the substation, the above is achieved using protocols and means of communication designed for this. This entire process involves optimizing response times to any event that may occur in the substation and thereby provide greater reliability to the electrical system.

**Keywords: Reliability, DEI Intelligent Electronic Device, Distributed Network Protocol DNP 3.0, Interface, Interoperability, MODBUS, Protocol, SCADA, Substation, Unifilar, RTU Remote Terminal Unit.**



# CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	9
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	10
1.1 ANTECEDENTES .....	10
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA A SOLUCIONAR .....	11
1.3 HIPÓTESIS .....	11
1.4 OBJETIVOS GENERALES Y PARTICULARES .....	12
1.4.1 OBJETIVO GENERAL .....	12
1.4.2 OBJETIVOS PARTICULARES .....	12
1.5 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA DE TESIS .....	12
1.6 METAS Y ALCANCES .....	13
2. MARCO TEORICO .....	13
2.1.1 AUTOMATIZACION ACTUAL DE UNA SUBESTACION ELECTRICA .....	13
2.1.2 Niveles de Automatización .....	14
2.1.3 Sistemas SCADA .....	15
2.1.4 Integración de DEI's y UTR's .....	16
2.1.5 Medios de Comunicación .....	16
2.1.6 Protocolos de Automatización .....	17
2.1.6.1 PROTOCOLOS PROPIETARIOS .....	18
2.1.6.2 PROTOCOLOS LIBRES .....	18
2.1.6.4 TENDENCIA DEL USO DE LOS PROTOCOLOS .....	18
2.2 ALTERNATIVAS REPORTADAS .....	19

2.2.1 Nuevos protocolos y herramientas .....	19
2.2.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN.....	20
2.3 ESTANDAR IEC 61850.....	22
2.3.1 Introducción.....	22
2.3.2. Antecedentes de IEC 61850.....	24
2.3.3. Funciones de los sistemas de automatización de subestaciones IEC 61850 y requisitos ...	28
2.3.4. Evaluación del desempeño de las redes de comunicación del sistema de automatización de subestaciones IEC 61850 .....	38
2.3.5. Campos de aplicación .....	49
2.4 PROTOCOLO DNP 3.0.....	54
2.4.1 INTRODUCCION.....	54
2.4.2 CARACTERISTICAS GENERALES .....	55
2.5 LANGUAGE XML.....	58
2.5.1 CARACTERISTICAS DE XML.....	58
2.5.2 ESTRUCTURA DE DOCUMENTO XML.....	60
2.5.3 ELEMENTOS DE XML .....	60
3. METODOLOGÍA PARA DESARROLLAR.....	61
3.1 APORTACIÓN O CONTRIBUCIÓN DEL TRABAJO.....	62
4. desarrollo y resultados AUTOMATIZACION DEL SISTEMA SCADA DE SUBESTACION ELECTRICA UTILIZANDO PROTOCOLO IEC 61850 Y DNP 3.0 PARA EL ENVIO DE DATOS A LOS CENTROS DE CONTROL.....	62
4.1 RECOPIACION DE INFORMACION .....	63
4.1.1 REVISION DE LA INGENIERÍA DEL PROYECTO .....	63

4.1.2 SELECCIÓN DE EQUIPAMIENTO A UTILIZAR.....	64
4.1.3 SECCIONES Y TABLEROS .....	72
4.2 DESARROLLO DE CONFIGURACIONES .....	75
4.2.1 DESARROLLO DE SIMULACIONES EN LABORATORIO .....	75
4.2.3 DESARROLLO DE CONFIGURACIONES DEL SISTEMA SCADA EN SOFTWARE, INTEGRACION DE DEI's EN MMS IEC61850, DNP 3.0 Y MODBUS.....	76
4.2.4 CONFIGURACION EN SISTEMA SCADA EN DNP 3.0 TCP/IP ENVIO DE DATOS A CENTROS DE CONTROL.....	84
4.2.5 CONFIGURACIÓN DE IHM.....	87
4.2.6 CONFIGURACIÓN DE POLITICAS DE SEGURIDAD Y PRUEBAS DE FIREWALL.....	88
4.3 PRUEBAS Y EVALUACION DE RESULTADOS .....	94
4.3.1 PRUEBAS DE PROTOCOLOS DE SERVIDORES SCADA.....	94
4.3.2 PRUEBAS OPERATIVAS DESDE CAMPO .....	95
4.4 EVALUACION DE RESULTADOS .....	96
5. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES .....	97
6. CONCLUSIONES .....	98
7. ANEXO .....	98
ANEXO A.....	98
7.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS .....	98
ANEXO B.....	99
ANEXO C.....	101
7.3 BASE DE DATOS CONFIGURADA EN EL SISTEMA SCADA.....	101
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	118

# INTRODUCCIÓN

El problema se centra en el proceso requerido para la automatización de una subestación eléctrica de transmisión, el objetivo principal es la integración en un sistema SCADA de los elementos eléctricos responsables de la correcta la operación de una subestación de transmisión, estos dispositivos tienen diferentes protocolos de comunicación, y son de diferentes marcas en muchos casos, se requiere concentrar los datos en un servidor SCADA dentro de la subestación.

El siguiente paso para realizar es enviar datos a los despachos de control que están en una ubicación remota de la subestación, lo cual se realiza por medio de protocolos de comunicación que se encuentran diseñados para realizar esta función y a una consola de control local para la operación virtual de manera local de la subestación.

Todo este proceso requiere optimizar el tiempo de respuesta a todos los eventos que ocurren en las subestaciones. Se requiere cumplir con los tiempos de envío de señales, mediciones y ejecución de mandos remotos de acuerdo con los lineamientos de la Gerencia Regional de Control de Energía y con ello lograr optimización en la operación de la distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica.

# 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

## 1.1 ANTECEDENTES

La integración de diferentes dispositivos electrónicos inteligentes DEI's y UTR's para una subestación eléctrica de alta tensión nos lleva primeramente a saber seleccionar correctamente los protocolos de comunicación que mejor se ajusten a nuestros requerimientos y capacidades, razón por la cual se deben considerar utilizar en la mayor parte de lo posible protocolos de comunicación de abiertos, tales como IEC61850(MMS, GOOSE y SMV), DNP 3.0 y MODBUS.

Actualmente el estándar IEC 61850 es el que mejor satisface con las características en cuanto al procesamiento y envío de los datos con mayor grado de exactitud y precisión. Por lo que se considera el protocolo prioritario a utilizar, seguido del protocolo DNP 3.0 y posteriormente MODBUS, según sean las capacidades de los DEI's a integrar.

Los protocolos IEC 61850(MMS, GOOSE y SMV), DNP 3.0 y MODBUS se encuentran diseñados para comunicar equipos DEI's y UTR's en el nivel inferior de la automatización del sistema SCADA, es por ello que nuestra problemática es realizar la correcta integración de estos dispositivos en los diferentes protocolos que existen y que puedan ser transmitidos a un punto recolector de la información como lo es un servidor SCADA local.

Una vez que se realiza la integración local de la subestación eléctrica de transmisión, el siguiente paso a realizar es el proceso de conversión de protocolos, a DNP 3.0 sobre TCP/IP, para de esta manera lograr el envío de la información hacia cualquier punto dentro y fuera de la subestación. Tanto el protocolo IEC 61850(MMS, GOOSE y SMV) como el protocolo DNP 3.0 ejecutan la misma funcionalidad de comunicación maestro-esclavo (pregunta - respuesta), el mismo formato de datos y principalmente el utilizar los mismos recursos se hace un poco complicado ejecutarlos en un mismo sistema SCADA, por lo que, es nuestro principal objetivo es lograr que los dos protocolos puedan ser utilizados en conjunto en un mismo sistema SCADA.

Por último, el poder realizar el envío de los datos hacia los centros de control de energía, para que estos puedan tener la información de los eventos sucedidos y el control de la subestación eléctrica de transmisión, teniendo el mayor grado de precisión de la incidencia y el menor tiempo de retardo de los datos.

## 1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA A SOLUCIONAR

La automatización de las subestaciones de transmisión de energía eléctrica, es todo un proceso basado principalmente a la correcta operación y funcionalidad de los dispositivos que construyen la subestación eléctrica de transmisión, la automatización de las subestaciones eléctricas de transmisión actualmente se viene llevando a cabo de tal modo que los dispositivos son integrados a sistemas SCADA, por medio de diferentes protocolos de comunicación, dependiendo del fabricante de cada uno de estos dispositivos, razón por la cual se ven sistemas SCADA con la integración de dispositivos de una sola marca, otras integraciones con dispositivos de diferente marca, o en ocasiones se ven integraciones mixtas en las cuales se integran en un solo sistema SCADA diferentes dispositivos de distintos fabricantes, esto se obtiene por la utilización de protocolos libres.

## 1.3 HIPÓTESIS

Desde la necesidad de una automatización más completa de la subestación eléctrica de transmisión, desde los dispositivos electrónicos inteligentes y unidades terminales remotas hasta los sistemas SCADA locales y remotos, todos los procesos y equipos que circulan en la subestación deben considerarse críticamente.

La subestación no se puede integrar en el sistema SCADA sin utilizar protocolos de comunicación como el protocolo IEC61850 y el protocolo DNP3.0, que tienen características diferentes.

Recomendado para integrarse con el sistema SCADA, es centralizar información de los DEI y UTR de una subestación de alta tensión, y luego enviar datos a otro sistema SCADA remoto, teniendo en cuenta el tiempo de respuesta disponible aceptable ...

Esto permite una mejor solución Automatizar y optimizar la generación, distribución y conversión de energía eléctrica.

## **1.4 OBJETIVOS GENERALES Y PARTICULARES**

### **1.4.1 OBJETIVO GENERAL**

Automatizar la Subestación Eléctrica Maniobras Gas Natural mediante el uso de diferentes protocolos de comunicación industrial, de acuerdo con las normas establecidas en las especificaciones de CFE, para la entrada en servicio de una subestación de transmisión por la operación de la central de licuefacción de gas natural en la ciudad de Hermosillo, Sonora.

### **1.4.2 OBJETIVOS PARTICULARES**

Integrar dispositivos electrónicos inteligentes y la unidad terminal remota (UTR) de una Subestación Eléctrica de 115 KV, usando el protocolo IEC 61850(MMS, GOOSE y SMV), DNP 3.0 y MODBUS para integrar toda la información en un Sistema SCADA.

Desarrollar un puente de información de dispositivos con protocolo IEC 61850(MMS, GOOSE y SMV), MODBUS y DNP 3.0 a dispositivos remotos mediante el protocolo DNP 3.0 sobre TCP/IP que presente altas prestaciones de confiabilidad y velocidad.

## **1.5 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA DE TESIS**

A lo largo de la generación, transmisión y distribución de electricidad, se encontrará una amplia variedad de dispositivos eléctricos, principalmente llamados DEI (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) y UTR (Terminales Remotos). Para que estos dispositivos funcionen al máximo, las utilidades que realmente tienen son sistemas de control y monitoreo cronometrado, sistemas SCADA (sistema Supervisorio de control y adquisición de datos) desarrollados en Windows y Linux.

Para integrar DEI y UTR en sistemas SCADA, se dispone de diferentes protocolos de comunicación, específicos y exclusivos para cada marca de dispositivo (por ejemplo, ABB, SEL, Siemens, GE, etc.). Además, puede ser libre o abierto, como lo es el protocolo Modbus, IEC 61850, DNP-3.0.

Los avances en equipos para controlar el funcionamiento preciso de las subestaciones se han centrado en el uso de nuevas tecnologías. También estamos interesados en lograr la automatización completa

del IED y UTR de la subestación utilizando una variedad de protocolos existentes. Por lo tanto, se debe comprender la lógica operativa de cada protocolo, comprender sus características clave y reforzar sus debilidades.

## **1.6 METAS Y ALCANCES**

Realizar el envío de la información concentrada en el sistema SCADA, hacia un centro de control remoto, utilizando el protocolo DNP 3.0 sobre TCP/IP.

Configurar una interfaz hombre maquina IHM, para tener de manera virtual la subestación para poder supervisar y controlar la subestación de manera local

Demostrar que pueden trabajar conjuntamente y de manera estructurada en un mismo Sistema SCADA diferentes protocolos de comunicación tales como los son MODBUS, IEC 61850, DNP 3.0 entre otros, sin intervenir el correcto funcionamiento de cada uno.

## **2. MARCO TEORICO**

### **2.1.1 AUTOMATIZACION ACTUAL DE UNA SUBESTACION ELECTRICA**

La transformación y protección eléctrica que ocurre en la subestación es controlada por dispositivos diseñados para las funciones necesarias de ejecutar en cada implementación. El objetivo principal de todos los ingenieros de automatización y control es de integrar firmemente estos dispositivos. El confiable sistema puede funcionar continuamente (en línea) las 24 horas del día. De esta manera, protege el funcionamiento normal de todo el sistema y monitorea y almacena información importante en caso de un evento o falla.

Este es el proceso para la automatización de subestaciones eléctricas de transmisión, de los cuales está regulado y requerido en diferentes países. De hecho, una vez que la subestación ha sido automatizada, el sistema SCADA se puede interconectar hacia otros sistemas SCADA para realizar la transmisión de información automáticamente de lado a otro lado.

La automatización de la subestación está en evolución constante, esto con el objetivo de llevar a cabo la plena integración de cada dispositivo para lograr la interoperabilidad entre todos los dispositivos.

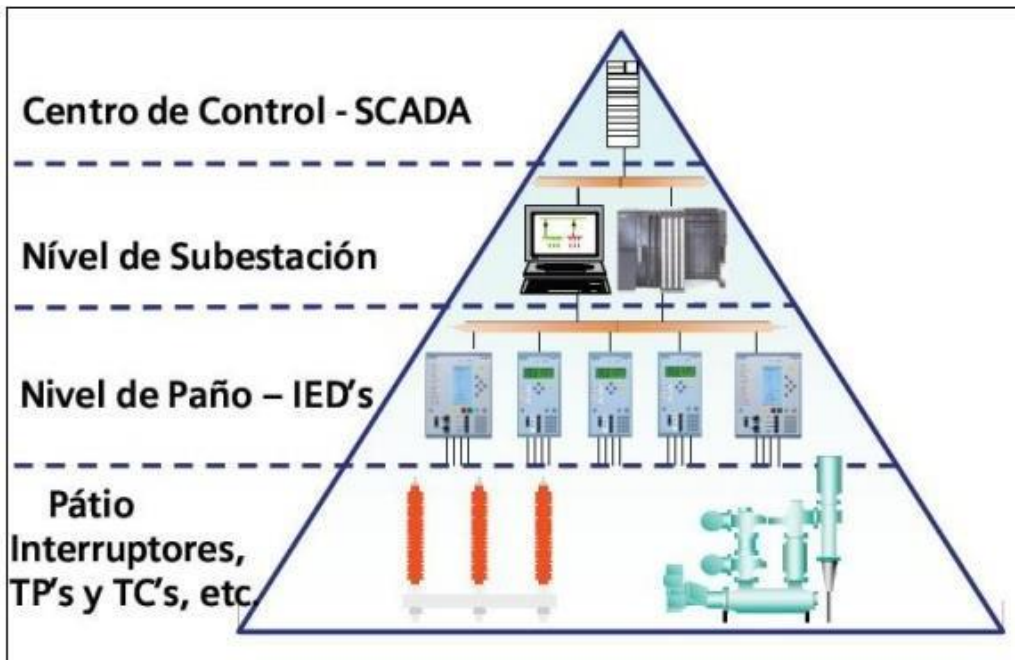


Esto le permite realizar acciones de esta manera se logra la precisión requerida de en el menor tiempo posible.

## 2.1.2 Niveles de Automatización

De acuerdo con el modelo del sistema de control de una subestación eléctrica, desde una perspectiva de control y automatización, las personas a menudo dividen la automatización en cuatro niveles, con “el nivel 0 como el más bajo y el nivel 3 como el más alto. [Siemens, 2009]”

Figura 2.1.2 – “Niveles de la Automatización [Siemens, 2009] “



En el primer nivel (0) es el nivel exterior donde se ubican los dispositivos de campo como interruptores y transformadores. Cada uno de estos dispositivos suele tener un comando de control. Este nivel de control de operación puede ser realizado por el circuito de cada dispositivo o celda de acuerdo con la lógica y el bloque de control de cada esquema.

En el segundo Nivel (1) es un DEI horizontal, compuesto por equipos dedicados a controlar y proteger

las operaciones de los dispositivos de campo. En este nivel, varios dispositivos tienen características diferentes, incluso si se integran varios IED en uno. En este nivel, el control operativo proviene del propio relé o del panel en el que está instalado el relé. Estos paneles de control están equipados con pulsadores, pulsadores y relevadores auxiliares que juntos ejecutan funciones de comando, bloqueo y ajuste.

El tercer nivel (2) es el nivel de la subestación donde las funciones de monitoreo, control y adquisición de datos de una la subestación eléctrica es realizadas por el sistema SCADA HMI, y para este propósito todos los dioses están integrados en el sistema HMISCADA. En este nivel, el software SCADA desplegado asegura el control operativo y la seguridad de las operaciones realizadas están protegidas bajo el control de cada operador y supervisor de un sistema SCADA.

En este nivel puede tener la información general sobre cada DEI como: el estado de los dispositivos de campo (interruptores y cuchillas) mediciones analógicas voltajes y corrientes Consumos de energía eléctrica etc.

Nivel 3 (3) es el nivel del centro de control del SCADA, en este nivel se concentra toda la información sobre el sistema SCADA-HMI realizado en el Nivel 3, en este nivel se encuentra el control central SCADA y los sistemas SCADA-HMI en cada subestación esencial, ya que controlan y monitorean la confiabilidad del sistema en este nivel. Este nivel es el más importante y, lo que es más importante, si todas las integraciones de nivel inferior se desarrollan adecuadamente, este nivel de desarrollo elimina la necesidad de un supervisor en cada subestación, antes de que ocurra algo inesperado. Hay equipos especiales disponibles que pueden desarrollar, monitorear, controlar e información crítica "en línea" directamente desde el centro de operación y control SCADA.

Actualmente, los selectores de control se utilizan entre cada nivel de automatización para habilitar o deshabilitar instantáneamente el control del dispositivo desde el siguiente nivel superior. Esto hace que las operaciones de mantenimiento sean más seguras.

### **2.1.3 Sistemas SCADA**

Un sistema SCADA es un sistema implementado para control, monitoreo y adquisición de datos en equipos de campo. La implementación de estos sistemas es un punto final de automatización, ya que cada dispositivo (IED) se puede integrar con la ayuda del software SCADA.

La función principal del sistema SCADA es proporcionar a los operadores herramientas sencillas e intuitivas diseñadas en plataformas conocidas como Windows y Linux. Desde esta herramienta, puede realizar las tareas del operador de la mejor manera posible y recordar la información de la operación.

## **2.1.4 Integración de DEI's y UTR's**

El proceso de integración los dispositivos electrónicos inteligentes incluyen estas configuraciones, seguido de la implementación del protocolo de comunicación, y finalmente la configuración del sistema SCADA donde se integran el IED y la UTR.

La mayor parte del equipo está alojado en subestaciones, lo que reduce los requisitos y hace que la integración sea mucho más fácil y económica. Sin embargo, es muy importante conocer las capacidades de comunicación de cada dispositivo y diseñar adecuadamente la arquitectura que se integra con el sistema SCADA, teniendo en cuenta la redundancia de datos y el protocolo de comunicación utilizado.

## **2.1.5 Medios de Comunicación**

Como se mencionó anteriormente, es muy importante usar correctamente los medios de comunicación. Cuando realice el sistema de control en los niveles 2 y 3, se debe conocer las necesidades del sistema SCADA, el ancho de banda requerido, las características del sistema. subestación y la mejor tecnología para integrar.

Que se necesita adoptar, comprar e implementar buenos métodos de comunicación, especialmente dentro de su presupuesto Existen diversos medios de comunicación en la realización de sistemas SCADA y centros de control, y son gratuitos a elección del cliente

Los medios de comunicación que comúnmente se utilizan mas son: [ABB, 2009]

- Fibra Óptica (monomodo o multimodo, dependiendo de la distancia)
- Enlaces UTP/STP
- Enlaces de Radio UHF.

- Tecnología GPRS
- Internet ADSL
- Onda Portadora

## 2.1.6 Protocolos de Automatización

Se trata de protocolos especialmente diseñados para la transmisión de datos desde dispositivos de control y automatización, y existen muchos protocolos de diferentes fabricantes con distintas características y carencias. Sin embargo, este es el resto de la integración del sistema SCADA.

Una vez que el dispositivo está configurado, el software SCADA está configurado y el canal de comunicación está seleccionado, todo lo que tiene que hacer es seleccionar el protocolo apropiado que cumpla con sus requisitos de integración y presupuesto.

La siguiente tabla muestra los cuatro niveles de automatización. Esta tabla enumera los seis protocolos más utilizados en el mundo. “[Siemens, 2009]”.

	IEC 60870- 5-103	Profibus	DNP	Modbus	LON	IEC 61850
Nivel 3 (Centro de Control)	-	-	Sí	-	-	Sí (Futuro)
Nivel 2 (SE)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Nivel 1 (Paño)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Nivel 0 (Pátio)	No	No	No	No	No	Sí

Tabla 2.1.6 – “Protocolos de Automatización” [Siemens, 2009]

En el nivel 0, encontramos que el cableado del exterior a menudo se realiza en módulos de entradas analógicas y digitales IED (nivel 1), lo que elimina la necesidad de utilizar protocolos de comunicación.

Sin embargo, en este nivel, solo el protocolo IEC61850 está diseñado para comunicarse con equipos de campo.

Como se muestra en la tabla anterior, el protocolo DNP se presentó en los últimos tres niveles de automatización (niveles 1, 2 y 3) y actualmente es uno de los pocos protocolos capaces de comunicarse desde el IED al centro de control SCADA. Es un. Utilice siempre el mismo protocolo DNP.

### **2.1.6.1 PROTOCOLOS PROPIETARIOS**

Se dice que el protocolo es propietario porque está diseñado para funcionar solo con ciertas marcas de dispositivos. Por ejemplo, podría ser un protocolo patentado de la marca como SIEMENS, ABB, GE o Allen Bradley. La desventaja del protocolo patentado es que obliga a los usuarios a usar la misma marca para diferentes dispositivos eléctricos. La tendencia futura es llegar a protocolos estandarizados para brindar a los clientes diferentes soluciones de marcas diferentes.

### **2.1.6.2 PROTOCOLOS LIBRES**

Se dice que el protocolo es gratuito o abierto porque está diseñado para funcionar independientemente de la marca del dispositivo a integrar. Por ejemplo, el protocolo es un protocolo abierto: Modbus, OPC, DNP 3.0, IEC61850, etc. Hay varias variaciones del mismo protocolo abierto que los creadores de dispositivos pueden ejecutar en cada producto, pero es este modo de operación y el cumplimiento, el que se usa ampliamente en la actualidad.

Dos de los protocolos de comunicación abiertos cubiertos por nuestra investigación son el protocolo DNP 3.0, especialmente diseñado para el intercambio de información entre los centros de control, y el protocolo IEC61850, diseñado para la automatización de subestaciones eléctricas.

### **2.1.6.4 TENDENCIA DEL USO DE LOS PROTOCOLOS**

Anticipar el uso de protocolos de automatización para procesos de control e integración de equipos eléctricos se enfoca principalmente en el uso de estándares robustos que pueden lograr la integración de productos de diferentes fabricantes. Ante este problema, el protocolo IEC61850 luce así: El nuevo estándar para la comunicación en procesos eléctricos. Este protocolo se implementa en varias

centrales y subestaciones electricas de todo el mundo. Se espera que sea cada vez más significativo con menos de protocolos de automatización en un futuro muy cercano, algunos de los cuales se integrarán y mejorarán, de los cuales reducirán los costos de equipos y la automatización plantas de energía y proyectos de subestaciones serán más cómodos

## **2.2 ALTERNATIVAS REPORTADAS**

### **2.2.1 Nuevos protocolos y herramientas**

La automatización de subestaciones se enfoca en nuevos equipos y nueva estructura de cableado de señales, y se ha considerado la importancia de tener un protocolo especial diseñado para realizar estas funciones básicas de automatización de procesos. Por tanto, el protocolo IEC 61850 se perfila como un protocolo líder capaz de satisfacer las necesidades de los nuevos procesos de automatización en subestaciones. Por esta razón, está especialmente diseñado para operar desde el dispositivo de adquisición de datos del equipo de campo hasta la RTU. [Praxis Profiline, 2007]

Hay protocolos que aún no han sido diseñados para el desarrollo de procesos de automatización de subestaciones eléctricas, pero, sin embargo, debido a sus constantes actualizaciones y mejoras, estas demandas siguen siendo altas, en el presente y en el futuro protocolo. Se refiere al protocolo DNP3.0 y a un protocolo que se considera hermano del protocolo DNP3.0, pero en la versión europea se denomina protocolo IEC 60870. La Figura 2.2.1 a continuación muestra el protocolo DNP 3.0 e IEC 60870 en la automatización proceso de subestaciones en todo el mundo. [Siemens, 2009]



Figura 2.2.1 – “Predominancia de los protocolos DNP 3.0 e IEC 60870”

## 2.2.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN

Los procesos de automatización de la subestación se han enfocado directamente en los avances tecnológicos en los equipos responsables de la operación de la subestación. Por tanto, la solución propuesta para esta automatización representa el uso de sistemas de automatización con datos específicos. Con la capacidad de enfocar y transmitir, estos dispositivos reducen el cableado de señales en el equipo de campo.

La siguiente figura muestra esta predicción futura de la automatización de subestaciones. Es importante señalar que esta predicción requiere un protocolo de comunicación diseñado para realizar estas funciones.

Aquí está el esquema de arquitectura actual del proceso de automatización de una subestación eléctrica en la figura 2.2.2. Aquí vemos una gran cantidad de señal cableada desde el equipo de campo

al IED. Además, se ha observado que todos los DEI centralizan su información en un solo equipo (UTR), que es el equipo que envía la información al SCADA.

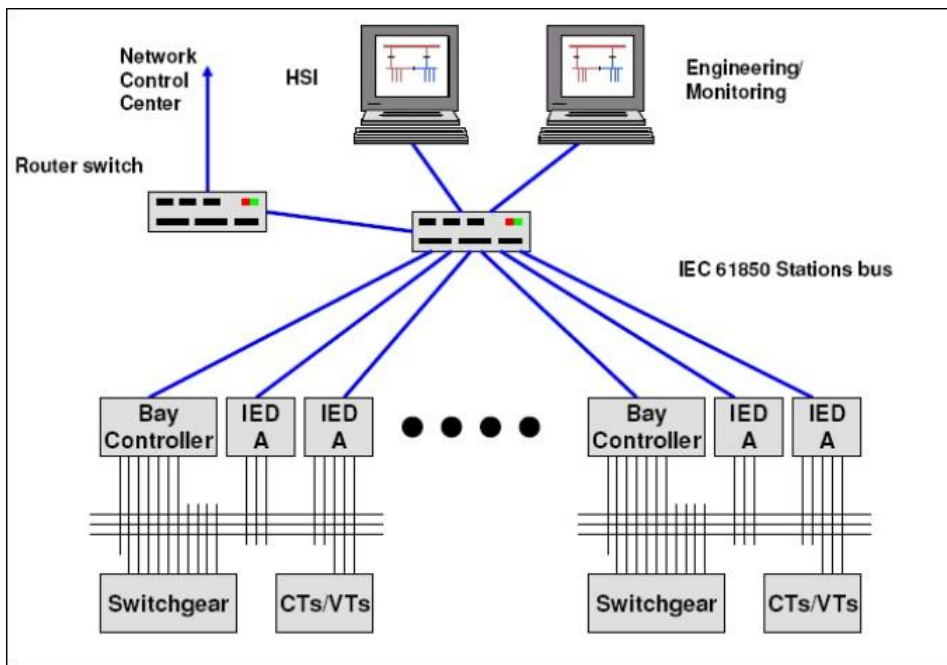


Figura 2.2.2 – “Automatización Actual de la Subestación Eléctrica” [ABB, 2009]

La Figura 2.2.3 muestra el diagrama arquitectónico del futuro proceso de automatización de la subestación. Aquí se observó el uso de concentradores de cables entre el equipo de campo y el IED. Además, se ha observado que DEI centraliza la información en varios dispositivos (UTR) y utiliza el



conmutador para formar una red de anillo redundante donde el conmutador finalmente establece una conexión con SCADAHMI.

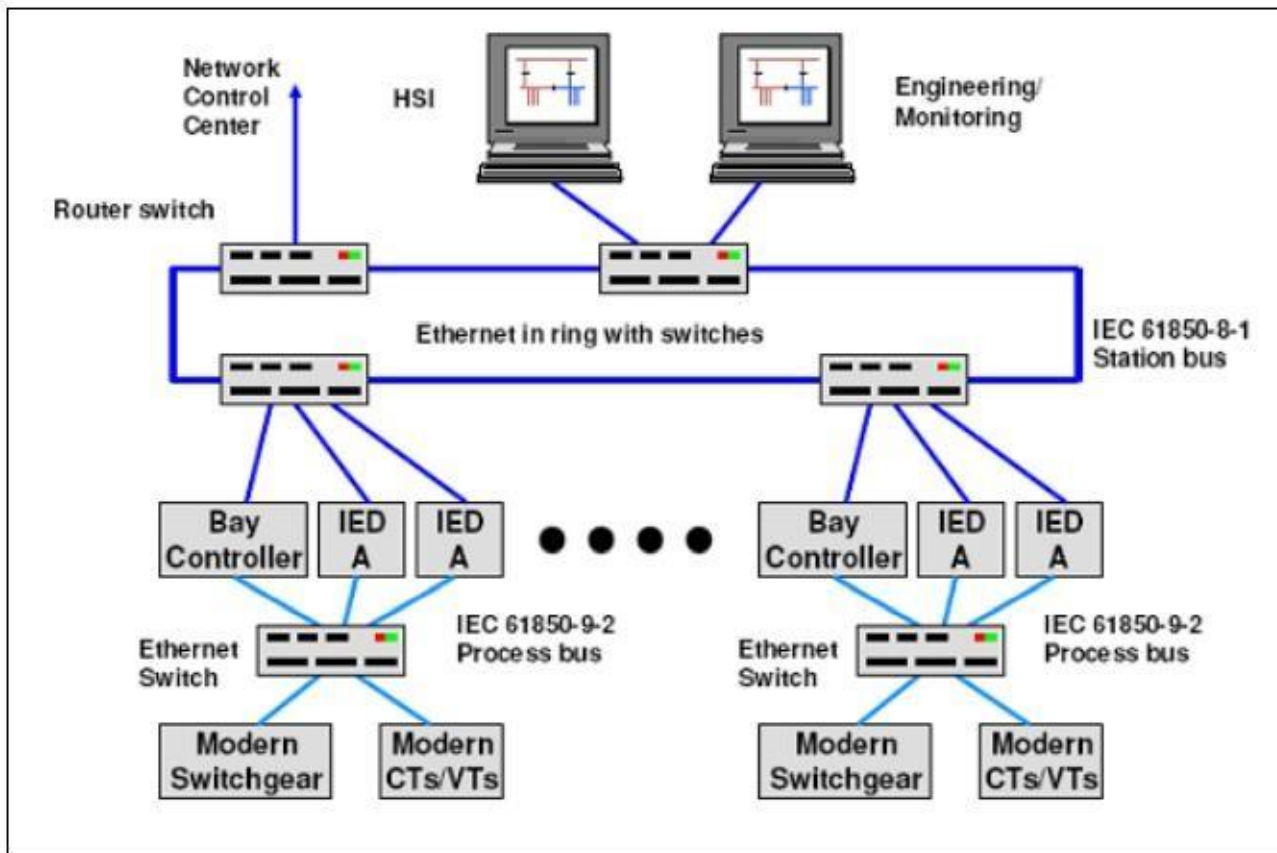


Figura 2.2.3 – “Automatización Proyectada de la Subestación Eléctrica” [ABB, 2009]

## 2.3 ESTANDAR IEC 61850

### 2.3.1 Introducción

La subestación juega un papel vital en la transferencia de electricidad. Convierte el nivel de voltaje de alto a bajo nivel y viceversa utilizando transformadores de potencia y realiza operaciones de conmutación y protección.

Con la aparición del mercado energético mundial, hay un creciente entorno competitivo entre diferentes proveedores de energía. Debido a la introducción de nuevos jugadores, más formalmente conocidos como jugadores poderosos, y aumentando la presión del mercado, el motivo del proveedor de energía es más hacia la satisfacción del cliente. Por lo que la satisfacción del cliente se basa en transferencia de información correcta a la entidad correcta. Por lo tanto, hay enormes intercambios de información en el mercado energético. El desafío al que se enfrenta servicios públicos está gestionando la información y entregando la información correcta a los usuarios que pueden analizar y utilizar la información para aplicaciones específicas. Por lo tanto, existe una necesidad imperiosa de desarrollar una arquitectura para aprovechar el intercambio de información.

Esta arquitectura estandarizada debe ser independiente del proveedor y puede interoperar con otras aplicaciones. Esto allanó el camino para abrir sistema, que es un sistema informático que encarna al proveedor estándar independiente y es interoperable, utiliza software no propietario y admite actualizaciones futuras fáciles [1]. Las ventajas de abrir los sistemas incluyen una mayor vida útil del sistema, fácil actualización y proveedor independencia. Con el fin de mantener el sistema abierto, varias agencias de estandarización se adelantaron para desarrollar un protocolo de comunicación estándar que mapea todas las características del sistema abierto y es industria adaptable. Mediante un protocolo de comunicación estándar, las empresas de servicios públicos pueden instalar dispositivos de diferentes fabricantes que pueden cooperar fácilmente en el entorno de la empresa de servicios públicos. Después de una investigación deliberada y numerosas reuniones, la agencia de normalización IEC TC 57 se presentó y propuso la norma IEC 61850 para la automatización de una subestación eléctrica.

El concepto de la norma IEC 61850 se aplicó a la subestación, donde se intercambia una enorme cantidad de datos entre varios dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Estos artefactos explosivos improvisados forman la columna vertebral de Sistema de automatización de subestaciones.

La comunicación de la subestación estaba ahora regida con IEC 61850 que tiene un uso funcional que no en estándares anteriores de maestro esclavo como Protocolo de Red Distribuida (DNP), IEC 60870, etc. El IEC 61850 aprovecha varios beneficios de estándares anteriores en términos de velocidad de datos, esquema de Lenguaje de Marcado Extensible (XML) para configuraciones, enlaces de igual a igual y disponibilidad de pruebas de conformidad de las comunicaciones [2].

Con el uso de IEC 61850 para sistema de automatización de las subestaciones eléctricas, las pruebas de rendimiento y también se modifican las pruebas funcionales de los IED. Los autores de [3] realizaron

pruebas funcionales de sistemas basados en IEC 61850. Los principios de diferencia IEC 61850 de funciones basadas en comunicación son discutidos junto con varios factores que afectan el rendimiento del sistema. A comparación entre las pruebas funcionales de convencional y dispositivos IEC 61850 junto con los métodos de prueba se han presentado en su trabajo.

Debido al desarrollo de IEC 61850 como el protocolo líder para los sistemas de automatización de subestaciones (SAS), se informaron varios estudios sobre la aplicabilidad y mejora del uso de la norma para subestaciones funcionalidades. En [2], se presentan las evoluciones necesarias durante el diseño, la configuración y las pruebas de un SAS basado en IEC 61850. La transición de la arquitectura física de una subestación a una lógica la arquitectura basada en IEC 61850 también se ha abordado en [2]. La hoja de ruta de IEC 61850, como estándar de facto para SAS, incluyendo la configuración del sistema y también ha sido presentado el diseño interoperable.

El SAS basado en IEC 61850 fue dividido en tres niveles por autor en [4]. El primer nivel era la función principal de una subestación, es decir, la operación del sistema de energía, el segundo era la confiabilidad y el tercera visibilidad. También mostró cómo se debe emplear el protocolo IEC 61850 para el diseño del sistema.

La primera implementación en tiempo real de un SAS basado en IEC 61850 fue en la subestación de Tennessee Valley Authority (TVA) [5]. Los investigadores de TVA creían que la comunicación basada en IEC 61850 puede agilizar el entorno de aplicación de la subestación para capacidades de límite avanzadas y también puede resultar en ahorros de recursos en términos de construcción, operación, mantenimiento y gestión de datos. Más adelante en esta dirección, para desarrollar ingenieros y profesionales preparados para la industria, un laboratorio de automatización de subestaciones se desarrolló en la Universidad Jamia Millia Islamia, Nueva Delhi [6].

IEC 61850 ha ganado popularidad y se ha convertido en un estándar de facto para la automatización de subestaciones en todo el mundo. Utilidades en todo el mundo se han actualizado o automatizado la subestación según IEC 61850 [7-12]. Este papel presenta una revisión holística de diferentes avances en SAS a través de IEC 61850 estándar.

### **2.3.2. Antecedentes de IEC 61850**

La primera edición de la serie estándar IEC 61850 tenía 10 partes principales.

La Tabla 1 ofrece una breve descripción de las diferentes partes de IEC 61850 estándar. Las primeras cuatro partes contienen información sobre los conceptos estándares e ideología.

La principal fortaleza del estándar IEC 61850 es el modelo de datos común que utiliza para dispositivos, así como sus protocolos de mensajes únicos para comunicar información del sistema de energía de una manera predefinida.

El estándar IEC 61850 aboga por el uso de un enfoque orientado a objetos para el modelado de tareas de ingeniería en un SAS. La ventaja de tener una interfaz abstracta proporciona flexibilidad al ingeniero de diseño al adoptar cualquier tecnología y protocolo subyacente para un proceso particular en una subestación. Interfaz abstracta significa que el estándar está destinado a proporcionar pautas para describir los servicios en lugar de información sobre cómo se construirán estos servicios. Además, el estándar IEC 61850 define un conjunto de servicios genéricos para interacciones y transmisión cliente / servidor requisitos para todos los conjuntos de medidas en una subestación en términos de latencia, confiabilidad y seguridad. IEC 61850 define todas las funciones conocidas en una subestación y las divide en subfunciones conocidas como Nodos Lógicos (LNs). Los nodos lógicos son representaciones virtuales de dispositivos físicos e intercambian información según el estándar. El término en modelado de formaciones es una forma de intercambiar información estandarizada y se realiza mediante la definición de nodos lógicos. Un grupo de nodos lógicos se combinan para formar un dispositivo lógico (LD). Los detalles de implementación y la vista de aplicación de la norma IEC 61850 se analizan por los autores en [13].

### Tabla 1

Descripción de las piezas estándar IEC 61850 para SAS.

Partes	Descripción
<b>IEC 61850-1</b>	Introducción y resumen general
<b>IEC 61850-2</b>	Glosario
<b>IEC 61850-3</b>	Requisitos generales
<b>IEC 61850-4</b>	Especifica el sistema y la gestión de proyectos para los sistemas de automatización de servicios públicos de energía con comunicación entre IED.
<b>IEC 61850-5 [14]</b>	Especifica información sobre los requisitos de comunicación de las funciones de automatización de subestaciones.

<b>IEC 61850-6</b>	Especifica un lenguaje de descripción para la configuración de IED en SAS denominado lenguaje de descripción de configuración del sistema (SCL).
<b>IEC 61850-7-1</b>	Brindar una descripción general de la Interfaz de servicio de comunicación abstracta (ACSI), diferentes Nodos lógicos (LN), Objetos de datos (DO), Clases de datos comunes (CDC) y cómo lograr la interoperabilidad utilizando estos componentes básicos.
<b>IEC 61850-7-2</b>	
<b>IEC 61850-7-3</b>	
<b>IEC 61850-7-4 [15]</b>	
<b>IEC 61850-8-1 [16]</b>	Las partes especifican la estructura del protocolo y la asignación de diferentes servicios ACSI a MMS, mensajes XML transportados a través de XMPP e ISO / IEC 8802-3 (Ethernet).
<b>IEC 61850-8-2</b>	
<b>IEC 61850-9-2 [17]</b>	
<b>IEC 61850-9-3</b>	Especifica un perfil de protocolo de tiempo de precisión (PTP) de IEEE 1588-2008 de acuerdo con IEC 61850.
<b>IEC 61850-10</b>	Especifica técnicas estándar para probar la conformidad del cliente, el servidor y los dispositivos de valor muestreados y las herramientas de ingeniería.

### **2.3.2.1. Modelado orientado a objetos de IEC 61850**

El estándar IEC 61850 adopta una metodología orientada a objetos y técnica para modelar los datos y conjuntos de datos en un SAS. Autores en [18] proporcionó una descripción general holística de la norma IEC 61850 y el proceso de estandarizar los datos de la subestación utilizando un enfoque orientado a objetos.

La norma IEC 61850 admite todas las funciones de la subestación y su ingeniería mediante el empleo de modelos de datos orientados a objetos que se utilizan describir los procesos a implementar y controlar en una subestación. Un esquema y una vista de la aplicación de IEC 61850, que describe el modelo de información, los nodos lógicos y los objetos de datos que se utilizan para representar un dispositivo físico en la norma IEC 61850 se discuten en detalle en [18].

Más en esta dirección, el impacto de la edición 2 de la IEC 61850 estándar sobre el modelado de objetos de IED ha sido cubierto por el autor en [19]. Según la edición 2 de la norma IEC 61850, los dispositivos complejos se pueden modelado como servidores que contienen múltiples nodos lógicos

para realizar varias funciones de subestación como protección, medición, etc. La jerarquía funcional en el modelo anidado es un parámetro importante para mejorar la eficiencia general del dispositivo. Los cambios en los IED de distribución multifuncional debido a la adopción de la Edición 2 de IEC 61850 ha sido discutido en su trabajo.

### **2.3.2.2. Modelado de información**

El modelado de información es un método eficaz y bien establecido para gestionar los intercambios de información. Su objetivo principal es proporcionar una sintaxis, semántica y estructuras jerárquicas estandarizadas para los datos que se intercambian entre diferentes dispositivos y sistemas. Para lograr la interoperabilidad, todos los Objetos de Datos (DO) en el modelo de datos necesitan una fuerte definición con respecto a la sintaxis y la semántica. En IEC 61850, el grupo de las DO que cumplen funciones específicas se definen como LN. Composición de LN relevantes para proporcionar la información necesaria para un dispositivo en particular es definido como LD. Un IED puede contener varios LD e incluso un LD el dispositivo puede ser parte de diferentes IED.

Un LN consta de un conjunto de DO, y estos DO pueden ser de cualquiera de siguiente tipo: Transitorio (T), Obligatorio (M), Opcional (O) y Condicional (C). El estado de DO con (T) o (M) o (O) o (C) designación específica si el DO en el LN es momentáneo u obligatorio u opcional o condicional respectivamente. La interoperabilidad se vuelve mucho más fácil de lograr, cuando más OD se definen como obligatorias. IEC 61850 estándar define un gran número de LN correspondientes a diferentes componentes de los sistemas de servicios públicos de energía. Además, la norma IEC 61850 define los DO con semántica completa que hace que la capacidad de interoperabilidad con los LN sea aún más conveniente.

Para evitar extensiones exclusivas que son desarrolladas por entidades separadas de una manera incompatible, IEC 61850 especifica la normativa llamada reglas para clases de LN y nombres de objetos de datos. Los LN tienen nombres de 4 letras donde la primera letra corresponde al grupo al que pertenece LN. Los diferentes grupos de LN se definen en la norma IEC 61850-7-4. Por ejemplo, el LN MMXU pertenece al grupo de medición. El modelo de datos de MMXU LN se muestra en la Fig. 1. El modelo de datos de MMXU es compuesto por la instancia del voltaje de fase del objeto de datos (PhV) en stantied de la Clase de datos común (CDC) WYE, que se compone de voltaje de fase A (phsA) instanciado de CDC CMV, que también es compuesto por un valor complejo cVal (de tipo Vector), que es, además, compuesto por voltaje mag (de tipo AnalogueValue), que es, finalmente, compuesto por el valor de coma flotante f (de tipo FLOAT32).

Inicialmente, la norma IEC 61850 se desarrolló para la automatización de subestaciones y contenía los modelos de información (es decir, los nodos lógicos definidos) para los diferentes componentes de las subestaciones. Posteriormente, con publicación de nuevas partes de IEC 61850 como IEC 61850-

7-420 para DERs [20], IEC 61850-90-5 para PMU [21], IEC 61850-90-8 para vehículos eléctricos [22], IEC 61850-90-7 para convertidores de potencia [23], IEC 61850-90-1 para comunicación entre subestaciones [24], IEC 61850 se extendió a todo sistema de automatización de servicios públicos de energía. Además, con base en estos estándares, los modelos de información para diferentes componentes, como contadores inteligentes [25], DER [26-28], vehículos eléctricos y estaciones de carga [29-31], PMU [32,33], avería limitadores de corriente [34], etc., fueron desarrollados e informados en la literatura.

Los modelos de información contienen los objetos de datos y atributos que son requeridos por un componente en particular. Con el fin de intercambiar esta información para la realización de diferentes funciones y servicios, esta información El modelo debe asignarse a diferentes protocolos. Los detalles de la siguiente sección sobre diferentes funciones, mensajes y protocolos definidos en IEC 61850 para el intercambio de esta información que se modela en un modelo estandarizado de moda.

### **2.3.3. Funciones de los sistemas de automatización de subestaciones IEC 61850 y requisitos**

Una función SAS es una tarea realizada en una subestación. Estas son funciones que controlan, monitorean y protegen los equipos de la subestación y sus fuentes de alimentación [14]. Además, existen funciones necesarias para mantener SAS, como la configuración del sistema, la gestión de comunicaciones y la gestión de software. Estas funciones en SAS se dividen lógicamente en tres niveles como se muestra en el diagrama: nivel de proceso, nivel de vuelo y nivel de estación. 2. Una función de nivel de proceso es cualquier función que interactúa con un proceso. Los sensores o actuadores están interconectados con la funcionalidad SAS a través del nivel de proceso. Las funciones de nivel de matriz son funciones que usan datos de una matriz y operan principalmente en el dispositivo principal de la matriz. Las funciones de protección y control de arreglos que solicitan datos o información de otros arreglos se denominan funciones de protección y control entre arreglos. El nivel de bahía se comunica con el nivel de proceso como se muestra en la Figura 2.

Las funciones a nivel de estación se dividen en dos categorías: funciones a nivel de estación relacionadas con el proceso y funciones a nivel de proceso relacionadas con la interfaz. Las funciones a nivel de subestación relacionadas con el proceso utilizan datos de múltiples compartimentos o de subestaciones y operan en equipos clave en múltiples compartimentos o subestaciones.

Las funciones de nivel de estación relacionadas con la interfaz representan la interfaz de la subestación al operador de la estación local (como Interfaz hombre-máquina (HMI)) o para un centro de control remoto o para Ingeniería remota para fines de monitoreo y mantenimiento.

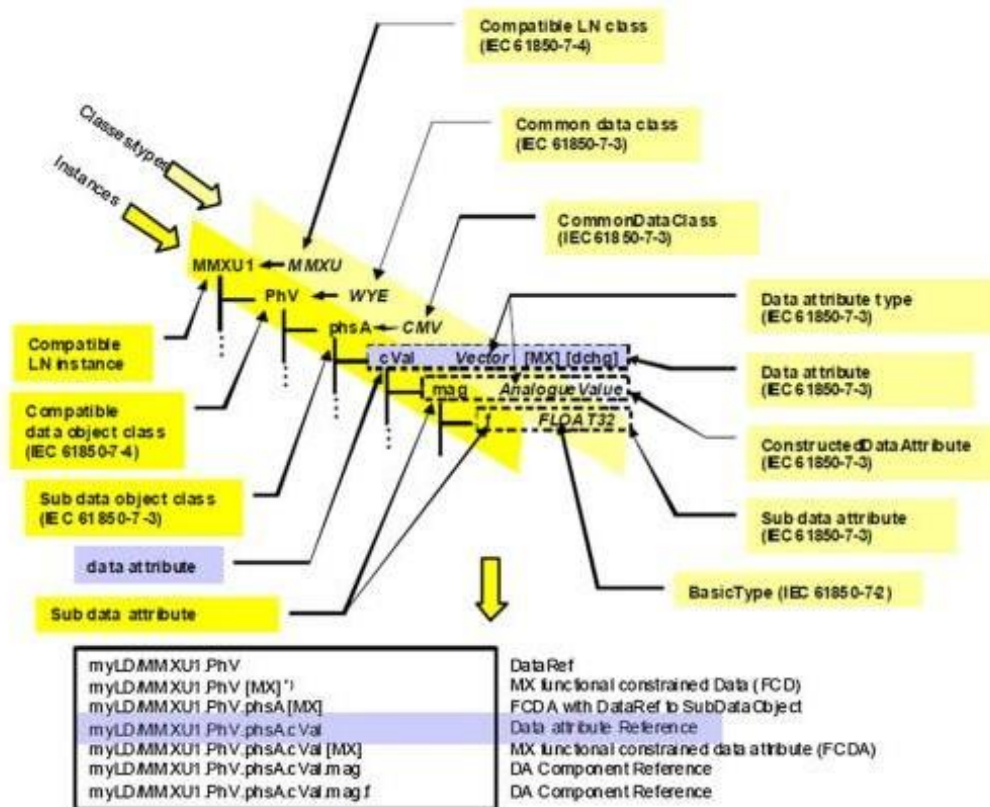


Fig. 1. Data model of MMXU LN [15].

Los dispositivos de un SAS se implementan físicamente en el proceso, bahía y niveles de estación. Las funciones de proceso y de nivel de bahía suelen ser realizadas dentro de un mismo dispositivo. Esto no cambia la interpretación lógica, solo cambia la operación física. El nivel de proceso de los dispositivos incluye dispositivos de E / S, sensores y actuadores conectados por un bus de proceso. Los dispositivos de nivel de estación incluyen IED que se utilizan para funciones de vigilancia, control y protección. Los dispositivos de nivel de estación son computadoras a nivel de estación, lugar de trabajo del operador, interfaz de comunicación remota. Para cumplir con los requisitos de un SAS, las funciones son descompuestas en forma de LN que pueden residir lógicamente en un dispositivo físico. La discusión sobre LN se ha presentado en la siguiente subsección.

Para el correcto funcionamiento de las funciones en un SAS, es esencial y crucial cumplir con los requisitos de rendimiento de la comunicación de apoyo interfaz. Esto incluye la latencia total, es decir,



el tiempo total de transferencia entre dos funciones en un SAS. El tiempo total de transferencia se define como la suma de la demora en el procesamiento de la comunicación al enviar y recibir y el retardo de propagación como se muestra en la Fig. 3.

El tiempo de transferencia es aplicable para la cadena de transmisión completa como se indica en la Fig. 3. En el dispositivo físico 1, una función f1 envía datos a otra función f2, ubicada en el dispositivo físico 2. El tiempo de transferencia es suma de los tiempos de procesamiento en los procesadores de comunicación y la red tiempo de transferencia, incluido el tiempo de espera y procesamiento en los enrutadores y otros dispositivos en la red. La prueba y verificación de la transferencia. Los tiempos para la red de comunicación se realizan antes del despliegue para garantizar un funcionamiento fiable.

Los datos entre las diferentes funciones de un dispositivo físico se transfieren en forma de mensajes.

### **2.3.3.1. Tipos y estructuras de mensajes**

Según IEC 61850, los diferentes mensajes se clasifican en siete tipos que se subdividen en dos grupos independientes de clases de actuación.

#### **2.3.3.1.1. Tipo 1: mensajes rápidos**

Esta categoría de mensajes contiene datos de estado de un solo punto o comando como "disparo", "cerrar", "iniciar", "detener" o "bloquear". Los mensajes que llevan el comando "trip" se denominan además como Tipo 1A, mientras que otros mensajes rápidos se denominan Tipo 1B. El mensaje Tipo 1A tiene estrictos requisitos de sincronización y son más importantes que otros tipos de mensajes. Siempre que ocurre una falla, es detectada por dispositivos de protección que responden a él generando ráfagas de tipo 1A genérico orientado a objetos mensajes de evento de subestación (GOOSE). Durante condiciones de falla, la naturaleza de latido periódico del mensaje GOOSE cambia al modo de ráfaga. En modo ráfaga, el intervalo de transmisión de los mensajes GOOSE aumenta secuencialmente. Cuando ocurre un evento (como una falla) el tiempo de retransmisión del mensaje GOOSE cambia de "To a T1, T2, T3, ..... Tn" tal que "T1 < T2 < T3 <.... < Tn". El aumento secuencial del tiempo de retransmisión finaliza hasta que Tn llega a To. Después de un período de tiempo, el tiempo de retransmisión cambia de nuevo a la naturaleza periódica normal a medida que mostrado en la Fig.4. El aumento gradual del tiempo de retransmisión en ráfagas es adoptado con el propósito de aumentar la confiabilidad de la red, ya que el Tipo1 un mensaje GOOSE transmite comandos críticos.

#### **2.3.3.1.2. Tipo 2.- Mensajes de velocidad media**

Esta categoría de mensajes contiene transmisión de estado normal información que contiene el mensaje importante, pero el tiempo para transmisión es no crítico. Estos mensajes incluyen un campo de etiqueta de tiempo del remitente, y se espera que el receptor reaccione normalmente después de un retardo de tiempo inherente calculado a partir de la etiqueta de tiempo. La categoría de mensajes de velocidad media contiene mensajes de tipo cliente-servidor que son mensajes periódicos de especificación de mensajes de fabricación (MMS) o mensajes MMS activados por eventos.

#### **2.3.3.1.3. Tipo 3- Mensajes de baja velocidad y Tipo 7- Mensajes de comando**

Esta categoría incluye mensajes que se utilizan para funciones de control automático lento, transmisión de registros de eventos, lectura / cambio de conjuntos valores de puntos, etc. Generalmente, las funciones de baja velocidad, como la transmisión de parámetros no eléctricos como la presión, la temperatura, son mensajes de Tipo 3. Además, los mensajes de tipo 7 utilizados para enviar comandos de control a proporcionar control de acceso son los mismos que los mensajes de Tipo 3 con una característica de protección con contraseña.

#### **2.3.3.1.4. Mensajes de datos de tipo 4-Raw**

Esta categoría de mensajes incluye mensajes de muestreo cíclicos / periódicos de los transformadores de instrumentos. Contienen flujos de datos sincronizados continuos generados en un SAS. El mensaje de valor de muestra (SV) generado por el IED de la unidad de fusión (MU) que se transmite al IED de protección y control (P&C) es un ejemplo típico de mensaje cíclico de datos brutos.

#### **2.3.3.1.5. Tipo 5- Mensajes de transferencia de archivos**

Esta categoría de mensaje contiene una gran cantidad de datos que consisten en archivos grabados, archivos de información, archivos de configuración que se transmiten como y cuando lo requiera un receptor en un tiempo seleccionado al azar. Los datos se dividen en bloques más pequeños para permitir que se produzcan otras actividades de red en el medio y facilitar el tráfico continuo en la red. Un mensaje típico de Protocolo de transferencia de archivos (FTP) en un SAS pertenece a la clase de mensaje Tipo 5.

#### **2.3.3.1.6. Tipo 6- Mensajes de sincronización horaria**

Esta categoría de mensaje contiene los mensajes de sincronización para los relojes internos de los IED en un SAS. Estos mensajes son periódicos en naturaleza y su periodicidad se determina en base a la exactitud de la solicitud. Sin embargo, la precisión del mensaje de sincronización de tiempo debe ser un orden por encima de la precisión requerida por los requisitos funcionales de la aplicación. La Tabla 2 resume los diferentes tipos de mensajes y los tiempos de transmisión requeridos.

**Tabla 2**

Diferentes tipos de mensajes y sus tiempos de transmisión.

Tipo de mensaje	Descripción	Tiempos de transmisión (ms)	
		Clase de rendimiento 1 (P1)	Clase de rendimiento 2/3 (P2 / 3)
<b>Tipo "Viaje"</b>	<b>1A</b> "Viaje", que es el mensaje rápido más importante con requisitos exigentes	< 10	< 3
<b>Tipo "otros"</b>	<b>1B</b> Otros mensajes rápidos críticos en el tiempo, como Disparo, Cerrar, Iniciar, Detener, etc.	< 100	< 20
<b>Tipo 2</b>	Mensajes que contienen información de "estado" normal, donde el tiempo de transmisión es menos crítico	< 100	
<b>Tipo 3</b>	Los mensajes que comprenden funciones de control automático, transmisión de registros de eventos, presentación general de los datos del sistema que están etiquetados con el tiempo.	< 500	
<b>Tipo 4</b>	Mensajes de datos brutos	< 10	< 3
<b>Tipo 5</b>	Mensajes de transferencia de archivos, donde se transfieren grandes archivos de datos de grabación, información o configuraciones	> =1000	

<b>Tipo 6</b>	Los mensajes utilizados para sincronizar los relojes internos de los IED en el sistema	–	
<b>Tipo 7</b>	Los mensajes de alto grado de seguridad utilizados para la transferencia de mensajes de comando de órdenes de control con control de acceso.	–	

Los mensajes de tipo 1 y tipo 1A son GOOSE, que están mapeados directamente a la capa Ethernet para reducir el tamaño de la pila de protocolos, ya que estos mensajes son críticos en cuanto al tiempo. La transmisión de datos sin procesar o mensajes de tipo 4 (SV) también se asigna directamente a la capa Ethernet con direccionamiento de difusión / multidifusión. Los mensajes GOOSE y SV se envían normalmente a muchos IED al mismo tiempo. Por lo tanto, estos mensajes generalmente son de difusión o multidifusión. Para difundir el GOOSE o Mensajes SV, la dirección de control de acceso a medios (MAC) de destino se especifica como "FF: FF: FF: FF: FF: FF". Para la multidifusión de estos mensajes, el rango de direcciones MAC se observa en la Tabla 3.

**Tabla 3**

Rango de direcciones de multidifusión para mensajes GOOSE y SV

<b>Tipo de mensaje</b>	<b>Rango de direcciones</b>	
<b>GOOSE</b>	01:0C:CD:01:00:00 01:0C:CD:01:01:FF	to
<b>SV</b>	01:0C:CD:04:00:00 01:0C:CD:04:01:FF	to

Los mensajes de tipo 2, 3 y 5 corresponden a servicios de interfaz de servicio de comunicación abstracta (ACSI) que requieren comunicación cliente-servidor. Este tipo de servicios ACSI se asignan a los protocolos MMS con el Protocolo de control de transporte y se utilizan la pila de Protocolo de Internet (TCP / IP). Los mensajes de sincronización de tiempo o de tipo 6 utilizan el Protocolo de tiempo

de precisión (PTP) IEEE 1588 sobre la capa de transporte UDP / IP. La figura 5 muestra el mapeo de la pila de comunicaciones de diferentes mensajes.

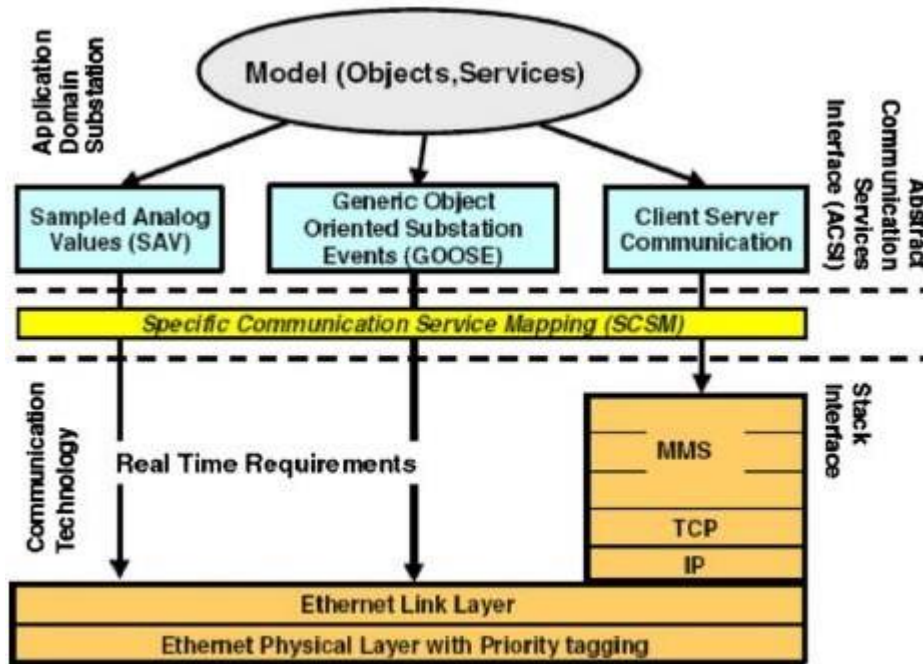
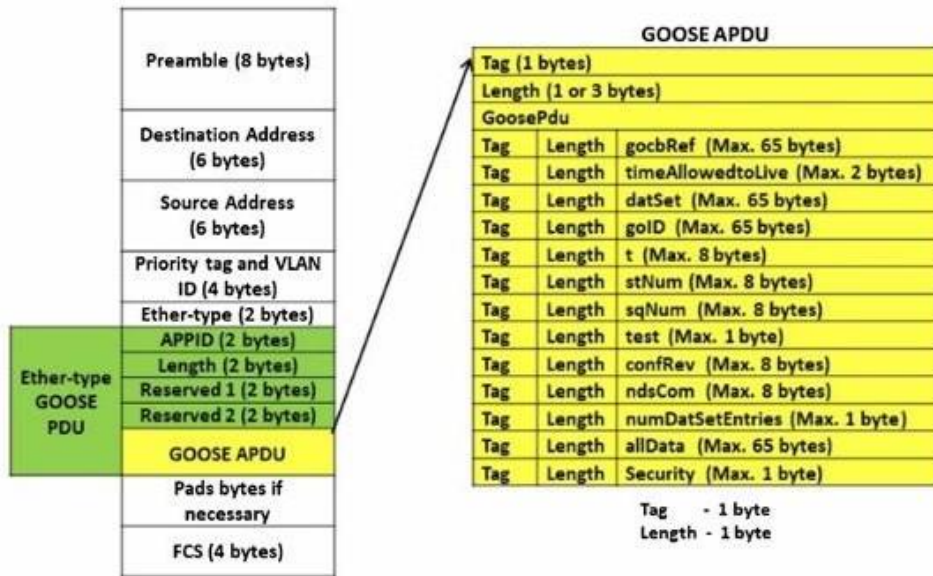


Fig. 5. ISO/OSI 7-layer communication stack of IEC 61850.

El formato de trama de Ethernet / pila de comunicación de GOOSE y SV es como se observa en la Fig. 6. El formato de trama / pila de comunicación de la Especificación de Mensaje de Fabricación (MMS) es como se observa en la Fig. 7. El protocolo MMS está definido para usarse en la parte superior de la pila TCP / IP. Los diferentes tipos de PDU MMS y sus etiquetas correspondientes se muestran en la Tabla 4.



**SV APDU**

Tag	Length	No. of ASDUs	ASDU 1	ASDU 2	...	ASDU n
1 byte	1 or 3 bytes	2 bytes	46 bytes	46 bytes		46 bytes

**ASDU**

svID	datset	smpCnt	confRev	refrTm	smpSynch	smpRate	Data set
------	--------	--------	---------	--------	----------	---------	----------

Fig. 6. Payload fields of GOOSE and SV.

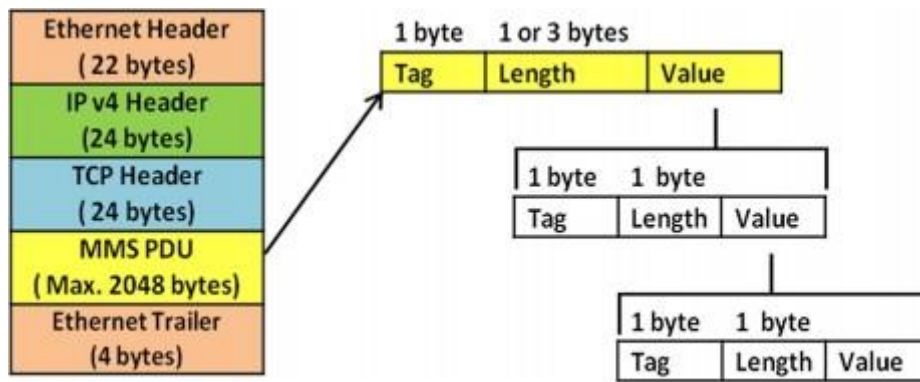


Fig. 7. MMS Message frame format.

Tabla 4

Diferentes tipos de PDU MMS con etiquetas.

Tipo de PDU MMS	Etiqueta (hex)	Tipo de PDU MMS	Etiqueta (hex)
PDU de solicitud confirmada	A0	PDU de cancelación de error	A7
PDU de respuesta confirmada	A1	PDU de solicitud de inicio	A8
PDU de error confirmado	A2	PDU de inicio de respuesta	A9
PDU no confirmada	A3	PDU de inicio de error	AA
Rechazar PDU	A4	PDU de solicitud de conclusión	AB
Cancelar solicitud de PDU	A5	PDU de respuesta final	AC
PDU de respuesta de cancelación	A6	PDU de error de conclusión	AD

### **2.3.3.2. Lenguaje de configuración del sistema (SCL) para el sistema de automatización de la subestación**

En la Red de comunicación de la subestación (SCN), para una comunicación fluida, los IED deben poseer cierta información sobre las especificaciones de la subestación, como el diagrama unifilar, la configuración del campo de distribución, la descripción del sistema de comunicación y las capacidades de otros Artefactos explosivos improvisados [35]. Esta información normalmente se comunica a través de un proceso de configuración que involucra archivos de configuración. IEC 61850–6 especifica el lenguaje de descripción de configuración del sistema (SCL) y los diferentes tipos de archivos SCL necesarios para la configuración en SAS.

IEC 61850-6 define seis tipos de archivos de configuración SCL, a saber, Descripción de la capacidad del IED (ICD), Descripción del IED instanciado (IID), Descripción de la especificación del sistema (SSD), Descripción de la configuración del sistema (SCD), Descripción del IED configurado (CID) e Intercambio del sistema Archivo de descripción (SED). El archivo ICD contiene una plantilla de funcionalidades y capacidades de ingeniería de un IED en forma de LN y tipos de datos correspondientes. El archivo IID contiene objetos de datos instanciados obtenidos de la plantilla de datos debido a cualquier modificación en una instancia anterior del archivo. El archivo SSD contiene la descripción de la estructura de la subestación como diagrama unifilar, funciones y LNs correspondientes. El archivo SCD es el archivo de configuración generado por un configurador de nivel de sistema (subestación) después de procesar todos los archivos ICD de cada IED y archivos SSD. El archivo CID es un subconjunto del archivo SCD configurado para un IED específico. Contiene la funcionalidad de configuración relacionada con el IED específico. Los archivos SED se utilizan para configurar el intercambio de información entre IED que anhelan diferentes proyectos (como diferentes subestaciones). El archivo SED contiene la información de descripción de capacidad de un IED necesaria para configurar el intercambio de información con otro IED de un proyecto diferente.

Cada IED está equipado con su archivo ICD, suministrado por el fabricante [36]. Inicialmente, al comienzo del proceso de ingeniería, todos los IED envían sus respectivos archivos ICD al configurador de IED. El configurador IED envía todos los archivos ICD al configurador del sistema que combina todos los archivos ICD y el archivo SSD de la subestación y genera un archivo SCD. El archivo SCD se envía de vuelta a los configuradores de IED. Basado en el archivo SCD, el configurador de IED genera un archivo CID específico para cada IED. El proceso típico de configuración de SCL en una subestación se ilustra en la Fig.8.



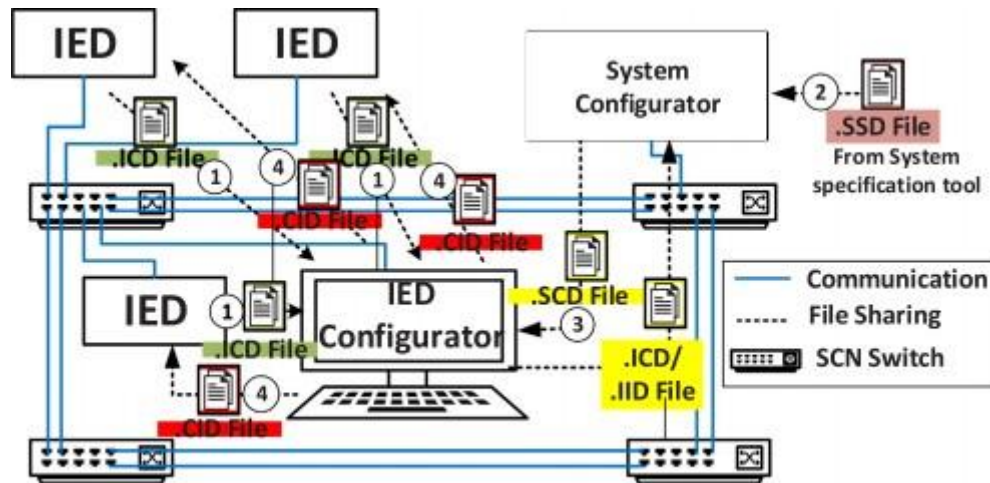


Fig. 8. SCL file configuration for typical SCN [38].

### 2.3.4. Evaluación del desempeño de las redes de comunicación del sistema de automatización de subestaciones IEC 61850

La evaluación del desempeño de SCN se lleva a cabo evaluando las métricas de desempeño tales como latencia, rendimiento, fluctuación, pérdida de paquetes, etc.

Esta evaluación del desempeño se lleva a cabo mediante herramientas de simulación, análisis analítico y análisis experimental. En la literatura se han utilizado diferentes técnicas y herramientas para evaluar el desempeño de la SCN. Los autores en [37] describen un simulador de red genérico que se puede utilizar para probar el rendimiento de SCN basado en IEC 61850. La herramienta propuesta se puede utilizar para la configuración y las pruebas dinámicas de redes basadas en IEC 61850. Esta sección revisa varias técnicas de evaluación del desempeño para SCN.

#### 2.3.4.1. Bus de proceso: experimental

Con la adopción de la norma IEC 61850 para SAS, los cables de cobre típicos en la subestación y los centros de control fueron reemplazados por la tecnología de bus de proceso. Esta transición da como resultado la eliminación de cables de cobre potencialmente peligrosos con ahorros de costos y la creación de subestaciones espaciales. La tecnología de bus de proceso se basa en la transferencia de señales de corriente y tensión en la subestación utilizando IEC 61850 9-2 SV [17]. Esto se realiza mediante un dispositivo conocido como unidad de fusión que muestrea las señales de CT / PT y las transmite en forma de SV. En la tecnología de bus de proceso, las señales de disparo se transmiten a través de la comunicación de igual a igual de alta velocidad de mensajes GOOSE IEC 61850-8-1 a

través de Ethernet [16]. Esta transición dio un impulso a la investigación y el diseño en tecnología de bus de proceso para aplicaciones de monitoreo, protección y control.

Para adoptar la tecnología de bus de proceso en subestación, el desempeño de los conmutadores ethernet en la red de bus de proceso con respecto a la transmisión del valor muestreado se analiza en [39]. Las mediciones de los valores muestreados de una unidad de fusión replicada en su configuración de prueba confirmaron que las transmisiones de múltiples valores muestreados pueden ocurrir a la misma velocidad en el mismo tiempo. A partir de su trabajo, se concluyó que la red de bus de proceso es confiable y se puede utilizar en futuras implementaciones en subestaciones basadas en IEC 61850.

En [40], se presenta un diseño de tecnología de bus de proceso de múltiples proveedores para aplicaciones de protección para uso en redes de transmisión de malla. Además, la evaluación del rendimiento de los dispositivos de varios proveedores (unidades de fusión) se llevó a cabo en el laboratorio, como se muestra en la Fig.9. El motivo de su trabajo fue crear una hoja de ruta para el futuro despliegue de diferentes unidades de fusión para aplicaciones de protección y control. Además, se llevaron a cabo pruebas de capacidad de interoperabilidad para diferentes unidades de fusión de proveedores y se encontró que la interoperabilidad instantánea para ciertas aplicaciones no funciona en ciertas combinaciones de proveedores.

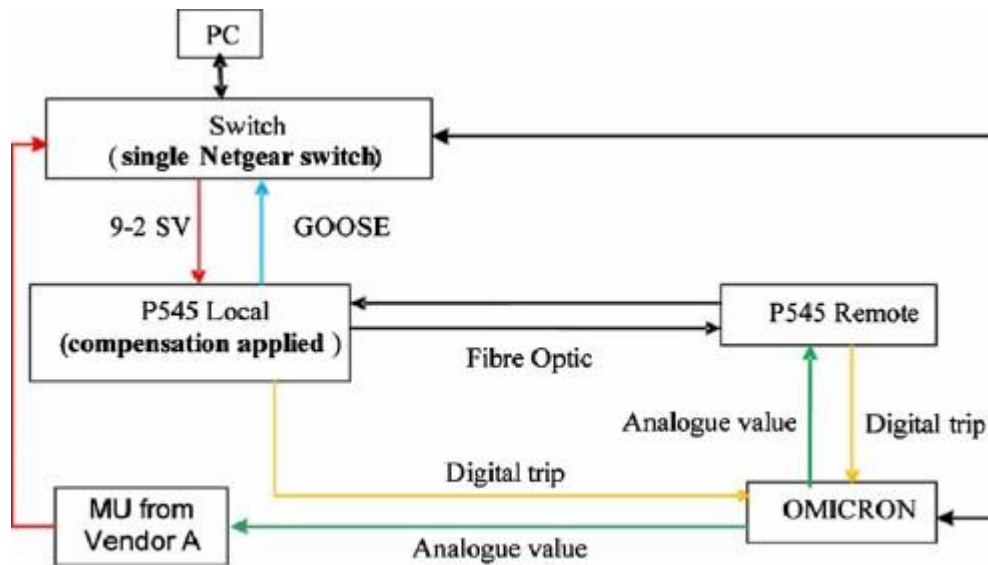


Fig. 9. Interoperability testing of MUs [40].

En otro trabajo [41], se ha llevado a cabo una protección basada en comparación direccional utilizando la técnica de bus de proceso. Se ha utilizado el esquema de protección basada en comparación direccional superpuesta (DCBP) en el modo de dominio de tiempo. Debido a los retrasos en la comunicación en IEC 61850 que se suma en el tiempo de operación del relé, se ha utilizado un esquema basado en el dominio del tiempo debido a la operación rápida. En su trabajo se ha llevado a cabo la simulación de PSCAD, así como las pruebas de hardware del esquema. A partir de los resultados de la evaluación del rendimiento, se encuentra que el esquema DCBP es insensible a la saturación de CT y no pierde confiabilidad y seguridad debido a la pérdida de paquetes y la latencia en la transmisión de datos. En similar

líneas, los autores en [42] llevaron a cabo una evaluación de desempeño para pérdida de SV y retrasos en la red de comunicación de bus de proceso para protección digital utilizando una MU desarrollada en laboratorio como se muestra en la Fig. 10. Se analizó el impacto de la pérdida de SV en la protección de la barra colectora y se encontró que el IED de protección puede funcionar mal debido a la pérdida / retardo de SV en ciertas condiciones de falla. Además, a partir de su trabajo, se concluyó que las medidas correctivas para la pérdida / retardo de SV ciertamente podrían mejorar el rendimiento de la red de comunicación del bus de proceso para los esquemas de protección digital.

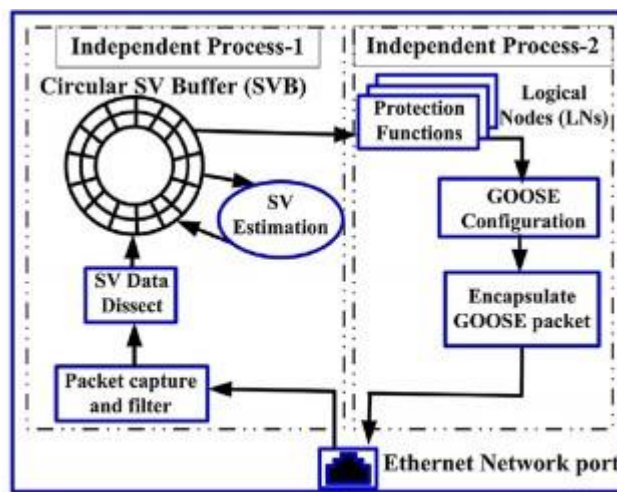


Fig. 10. Functional block diagram of MU developed in laboratory in [42].

Para una comprensión profunda del desempeño de protección con tecnología de bus de proceso, se utilizó un Simulador Digital en Tiempo Real (RTDS) para probar el desempeño de la protección

diferencial de transformador basada en bus de proceso en [43] como se muestra en la Fig. 11. Se encontró que en la latencia de la red es una métrica de rendimiento importante para las redes de bus de procesos. Su investigación proporcionará información futura sobre la adopción del bus de proceso para cumplir con los estrictos requisitos de rendimiento de varias técnicas de protección basadas en bus de proceso.

Los requisitos de rendimiento de varios protocolos utilizados en el bus de proceso se clasifican según la aplicación en [44]. Los autores describen una investigación cuantitativa de la interacción entre varios protocolos empleados en la red de comunicación de bus de proceso. Se concluyó a través de su investigación que en condiciones de alta carga de red, las señales de disparo rápido que se transmiten a través del protocolo GOOSE no interactúan con las muestras continuas transmitidas a través del protocolo SV. Esto forma la base para reemplazar el cableado cableado con la red de bus de proceso basada en Ethernet en una realidad.

Los autores en [45] propusieron una configuración de evaluación del rendimiento utilizando tarjetas RTDS GTNET con soporte de protocolo SV y conmutadores Ethernet. Su configuración fue desarrollada para medir la latencia de la red. La novedad en la configuración de prueba propuesta fue que la latencia de la red podría medirse mediante un solo conjunto de captura de paquetes de datos en lugar de capturar la captura de paquetes de datos de origen y destino. En otro trabajo, se desarrolló un prototipo de MU IED para el conocimiento de la situación y la gestión de activos [46]. Para detectar las fallas inminentes, esta MU inteligente puede detectar descargas parciales que ocurren en una etapa transitoria antes de que ocurran las fallas. El prototipo propuesto se desarrolló en el laboratorio y los resultados de la validación experimental se presentaron en [46].

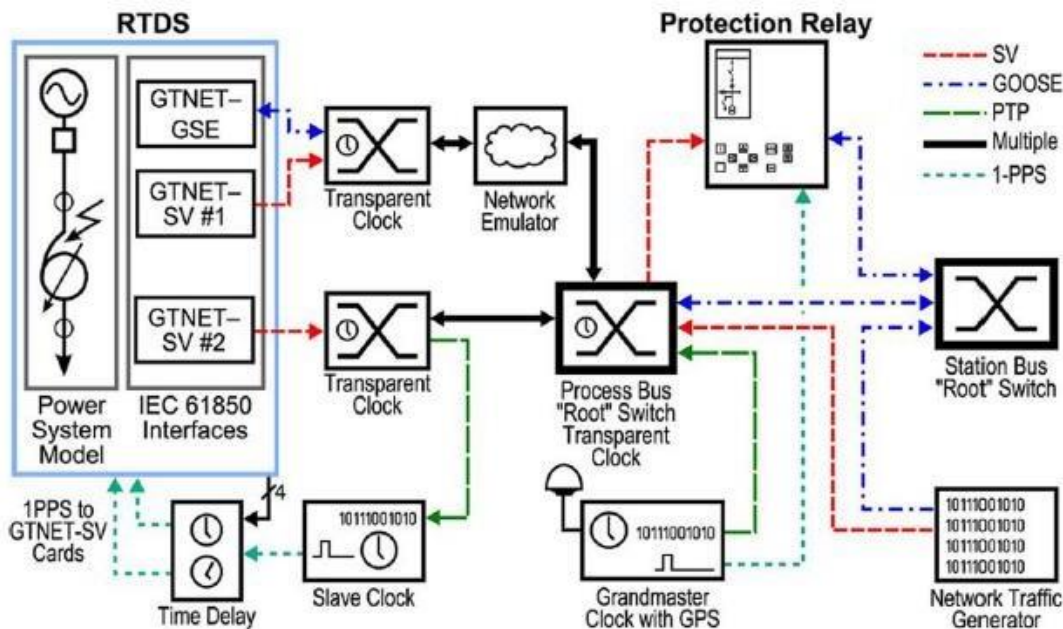


Fig. 11. Testbed for Transformer Differential Protection [43].

### 2.3.4.2. Sincronización horaria 1588

Una referencia de tiempo única en todos los SAS es muy importante para gestionar tareas y acciones complejas (por ejemplo, alarmas) en una subestación. Se utiliza un algoritmo de sincronización de tiempo para sincronizar relojes en toda la red de subestaciones. Estos algoritmos de sincronización de tiempo permiten lograr una precisión de sincronización de tiempo que varía desde el orden de microsegundos hasta milisegundos.

Antes de la introducción de IEC 61850, se empleaba el Protocolo simple de tiempo de red (SNTP) para sincronizar componentes para SAS. Para una alta precisión de tiempo, IRIG-B se utiliza para SAS, pero requiere una red específica para proporcionar sincronización de tiempo. Sin embargo, los dispositivos que cumplen con el estándar IEC 61850 recomiendan el uso de IEEE 1588 como protocolo de sincronización de tiempo [47]. Aunque IEEE 1588 no proporciona precisión de sincronización en comparación con IRIG-B, reduce la complejidad de la infraestructura de sincronización [48]. El IEEE 1588, también conocido como Protocolo de tiempo de precisión (PTP), es un protocolo que se utiliza para la distribución del tiempo en redes de área local, particularmente basadas en Ethernet. Además, muchos dispositivos que cumplen con IEC 61850 se basan en SNTP para la sincronización de la hora.

Por lo tanto, es necesario desarrollar pasarelas de sincronización de tiempo para la transición de SNTP a PTP para facilitar la adopción de dispositivos para el protocolo de temporización IEEE 1588.

Los autores en [49] propusieron tres implementaciones para las pasarelas de sincronización SNTP a PTP para el uso mixto de dispositivos basados en protocolos de sincronización antiguos y nuevos en un SAS basado en IEC 61850. Las pasarelas propuestas se han evaluado experimentalmente mediante prototipos reales utilizando placas base basadas en FPGA. A partir de los resultados experimentales, se concluyó que el prototipo de pasarelas de sincronización podía funcionar bien en las métricas de rendimiento del trabajo en red, como el jitter. En otro trabajo [50], la evaluación del hardware de los dispositivos PTP se llevó a cabo analizando el jitter en varias combinaciones grandmaster / slave. Los relojes de gran maestro, esclavo y de límite son los dispositivos PTP disponibles comercialmente. La prueba de rendimiento se lleva a cabo comparando el jitter de varios dispositivos esclavos con el maestro. Los resultados muestran que todos los relojes de gran maestro y esclavo probados eran interoperables; sin embargo, existe una diferencia de diez veces en la fluctuación entre el gran maestro y el esclavo entre la mejor y la peor combinación. Los diseñadores de sistemas pueden utilizar la serie de pruebas realizadas en su trabajo para evaluar los componentes de temporización y para realizar pruebas sistemáticas.

En otro trabajo, se informó sobre el rendimiento de la red de sincronización horaria con 1588 y para SAS [51]. Con la adopción de 1588 para la sincronización de tiempos por varias empresas de servicios públicos, existe la necesidad de una evaluación de confiabilidad para la confianza de la utilidad antes de su implementación final. Esto fue realizado por los autores en su trabajo al evaluar el rendimiento de un sistema basado en temporización basado en una combinación de receptores y dispositivos PTP. Se descubrió que se requieren sistemas de alta calidad con instalaciones e ingeniería adecuadas para cumplir con los estrictos requisitos de precisión.

Los autores prueban la seguridad y disponibilidad de la sincronización de tiempo basada en PTP en [52]. Para evaluar su seguridad, detección y prevención de ataques relacionados con PTP, se simuló y probaron retrasos en sincronización de tiempo PTP. Se ha construido un modelo maestro esclavo PTP y los ataques se simuló y probaron experimentalmente utilizando un comprobador de modelos probabilístico, PRISM. Se utiliza para la verificación cuantitativa y cualitativa para la evaluación de la seguridad de los protocolos. Se concluyó que el método de sincronización de tiempo PTP es seguro y robusto frente a los ataques de retardo PTP.

La revisión en IEEE 1588, en 2008 creó PTPv2 que proporciona una mayor precisión para la sincronización de tiempo basada en la red con un error de tiempo de menos de  $\pm 100$  ns se utiliza para la sincronización del bus de proceso en [53]. La configuración experimental para las pruebas de sincronización de tiempo se muestra en la Fig. 12. Se realizaron pruebas de rendimiento dinámico y

de estado estacionario en relojes PTPv2 disponibles comercialmente para la sincronización de tiempo para MU. Se concluyó que la sincronización de tiempo de PTPv2 está dentro del error tolerable para la comunicación de valores muestreados.

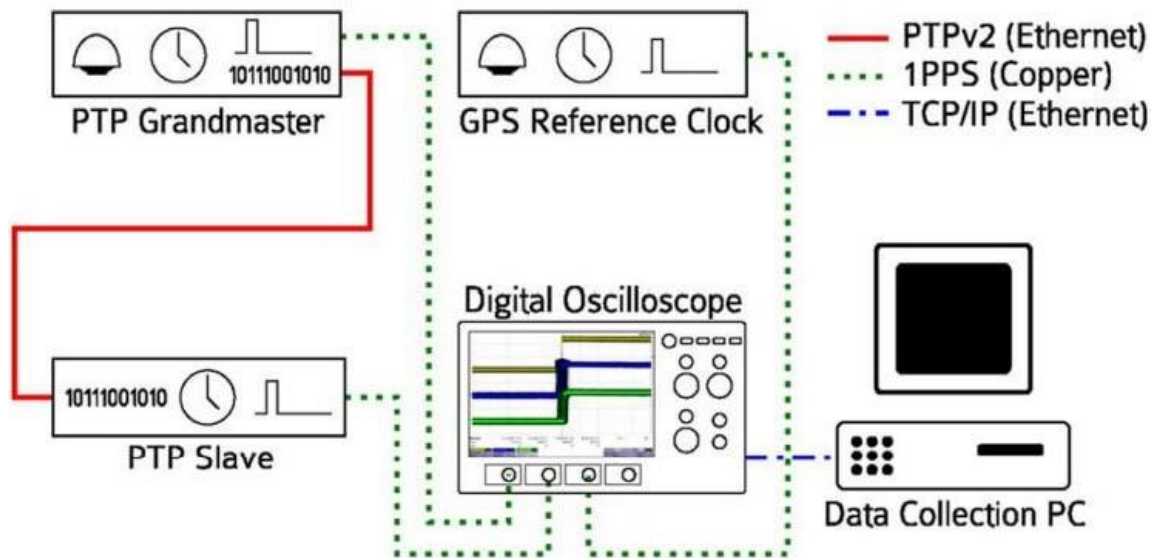


Fig. 12. Testbed for PTPv2 experimental validation [53].

### 2.3.4.3. Estudios de simulación

La evaluación del rendimiento de la red de bus de proceso en términos de frecuencia de muestreo de bus de proceso, tasa de error de bits (BER) y tráfico de fondo en el bus de proceso ha sido realizada por los autores en [54]. La evaluación del desempeño se realizó utilizando OPNET (ahora Riverbed Modeler) como herramienta de simulación de red. Además, en su trabajo, se ha propuesto un algoritmo para la estimación de la pérdida de valor muestreado basado en el filtrado adaptativo utilizando el enfoque de error mínimo cuadrado fasorial. El algoritmo de estimación de pérdida de valor muestreado se ha formulado en MATLAB y probado en un sistema de prueba en PSCAD. Se observa que el error máximo de estimación para el algoritmo oscila alrededor del 8,5%. Sin embargo, la principal limitación del método de estimación de pérdidas de SV es que solo se puede utilizar para una pérdida de SV en una muestra de SV.

Otro desafío en la red de comunicación del bus de proceso es la pérdida de sincronización debido a que las MU no pueden generar SV con el mismo recuento de muestras en el mismo segundo cuando se muestrean en el mismo instante. Los autores en [55] propusieron una solución basada en la



compensación del retardo de propagación para la sincronización SV en una red conmutada de una subestación inteligente. El método propuesto no se basa en un reloj de referencia externo, por lo que se mejora la confiabilidad del método de sincronización SV.

#### **2.3.4.4. Arquitecturas con análisis de simulación**

##### **2.3.4.4.1. Arquitectura típica**

En [56] se han presentado varios tipos de IED en un SAS y su modelado con un simulador de red (OPNET). Hay tres tipos principales de IED en una SAS a saber. MU IED, P&C IED y Breaker IED. El MU IED es responsable de procesar los datos del campo CT y PT y transmitirlos digitalmente en el bus de proceso. El P&C IED combina las funciones de protección y control en una bahía de una subestación. El IED del interruptor controla el funcionamiento del interruptor junto con su monitoreo de condición. Los IED modelados se han empleado para la construcción de un SCN para su evaluación de desempeño. Se ha presentado el rendimiento de los mensajes de datos sin procesar con y sin etiquetado de prioridad para la red de área local (LAN) con diferentes velocidades de enlace. Los resultados exhaustivos de la evaluación del rendimiento para varios tipos de arquitecturas SAS presentados en su trabajo permiten a los ingenieros de automatización adoptar la mejor topología según los requisitos.

Para una evaluación precisa del desempeño de SAS, se deben considerar los requisitos funcionales completos de protección y control en una subestación. En este sentido, los autores en [57] consideraron una gran subestación con 14 bahías y 159 IED. En su trabajo se ha llevado a cabo el rendimiento de la red por medios analíticos y de simulación en términos de retardo de extremo a extremo, retardo de tráfico y retardo probabilístico. De los resultados se concluye que para encontrar el retardo máximo de la red, el método analítico es mucho más rápido que el método de simulación. Además, el tráfico máximo en el enlace se debe al tráfico SV, que es de naturaleza periódica.

##### **2.3.4.4.2. Arquitectura determinista**

En [58] se ha propuesto una SCN conmutada basada en Ethernet fiable, rápida y determinista. El desempeño del SCN propuesto ha sido validado mediante simulaciones para estudiar su velocidad de transmisión de datos, determinismo y confiabilidad. La arquitectura propuesta no tiene puertas de enlace para la comunicación entre IED, lo que ahorra tiempo en la transmisión de datos, mejora la confiabilidad debido a la ruta redundante y no tiene un solo punto de falla. Sin embargo, para proporcionar redundancia, se aumenta el número de conmutadores, lo que conduce a un aumento del costo general. La confiabilidad y la determinación en un SCN se han logrado al proponer una arquitectura de telaraña en [59]. La arquitectura de telaraña que se muestra en la Fig. 13, por su propia naturaleza, tiene enlaces radiales y enlaces en anillo que proporcionan confiabilidad y determinismo.



La arquitectura de telaraña única y doble propuesta para SCN se ha evaluado utilizando el modelador OPNET. De los resultados obtenidos se encuentra que la arquitectura de telaraña tiene una alta confiabilidad y determinismo para adaptarse a una arquitectura adecuada para subestaciones inteligentes en el futuro. Además, la arquitectura de telaraña propuesta es económica en comparación con las arquitecturas tradicionales.

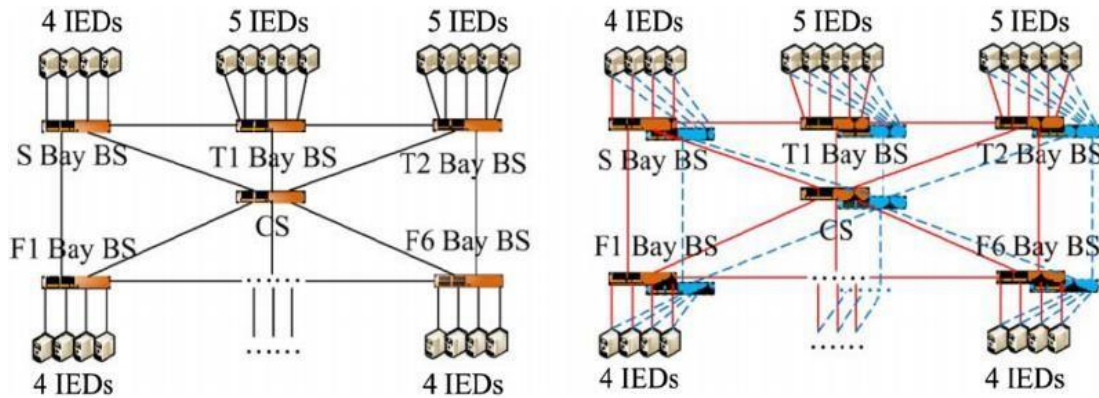


Fig. 13. Proposed Cobweb architecture for SAS [59].

El estándar IEC 62439-3 define dos protocolos, Protocolo de redundancia en paralelo (PRP) y Protocolo de redundancia sin interrupciones de alta disponibilidad (HSR), para aumentar la confiabilidad de la red y asegurar que no se pierdan paquetes. Varios estudios han abogado por el uso del protocolo PRP y HSR para SAS. Los autores en [60] han presentado un análisis en profundidad de PRP y HSR para la automatización de las empresas de energía. Para cumplir con los requisitos de SCN basado en IEC 61850 para adaptar PRP y HSR, se propone un mecanismo de descarte de tramas basado en la segmentación de la memoria. Para evaluar el rendimiento interoperable y la redundancia de red de MU en un SCN basado en IEC 61850, se ha presentado un esquema experimental en [61]. El esquema propuesto se prueba en un simulador digital en tiempo real. Sus resultados brindan confianza a las empresas de servicios públicos para adaptar dispositivos interoperables basados en IEC 61850. En [62] se ha propuesto una nueva arquitectura SCN redundante, determinista y resistente que utiliza PRP. Su arquitectura se ha comparado con arquitecturas existentes para demostrar su eficacia.

El protocolo HSR tiene dos inconvenientes importantes cuando se aplica a SCN. En primer lugar, debido a la duplicación de paquetes, aumenta el tráfico de red, lo que afecta en gran medida el rendimiento de SCN. En segundo lugar, la latencia se introduce debido a cada salto en una topología

única en una red HSR. Para superar estos efectos perjudiciales de HSR cuando se aplica a SCN, los autores en [63] propusieron el algoritmo Reducing Multicast Traffic (RMT) y validaron su efectividad a través de simulaciones reduciendo 60 87% del tráfico en comparación con el protocolo estándar HSR. En otro trabajo [64], los autores propusieron un enfoque de eliminación rápida (QR) para mejorar la latencia y reducir el tráfico de red en SCN basado en el protocolo HSR. El enfoque propuesto se demuestra teóricamente y se valida mediante simulaciones OPNET y NS2. Con la aplicación de la mejora propuesta, la red HSR puede proporcionar un mayor rendimiento y una reducción de la latencia de la red.

#### **2.3.4.4.3. Modelización analítica de tráfico**

Para obtener resultados de evaluación de desempeño realistas, la evaluación de desempeño basada en modelos analíticos se ha presentado en varios estudios. En [65], el modelado analítico del tráfico de origen y destino se ha realizado utilizando el método de cálculo de red. Se diseñó una configuración de laboratorio para un SCN utilizando estaciones PC, conmutadores ethernet y analizador de red como se muestra en la Fig. 14. El rendimiento del SCN se ha analizado para varios escenarios como tráfico pesado, carga mínima y escenarios de eventos típicos. La carga de tráfico y el retardo de la red propuestos por el método analítico resultan muy próximos según los cálculos del analizador de red durante la investigación de laboratorio. Por lo tanto, la metodología propuesta ha sido validada y resulta muy confiable para diseñar flujos de tráfico SCN. En otro trabajo [66], para realizar análisis cuantitativos, el flujo de tráfico en un SCN se clasifica en datos cíclicos, estocásticos y en ráfagas. La ejecución de un SCN basado en el modelado de datos de tráfico se ha realizado en OPNET modeler. También se presenta el concepto de LAN virtual (VLAN) y el impacto de las fallas en la red VLAN. Los modelos de flujo de datos presentados en su trabajo actuarán como bloques de construcción para que los ingenieros de sistemas evalúen el rendimiento de SCN antes de su implementación real.

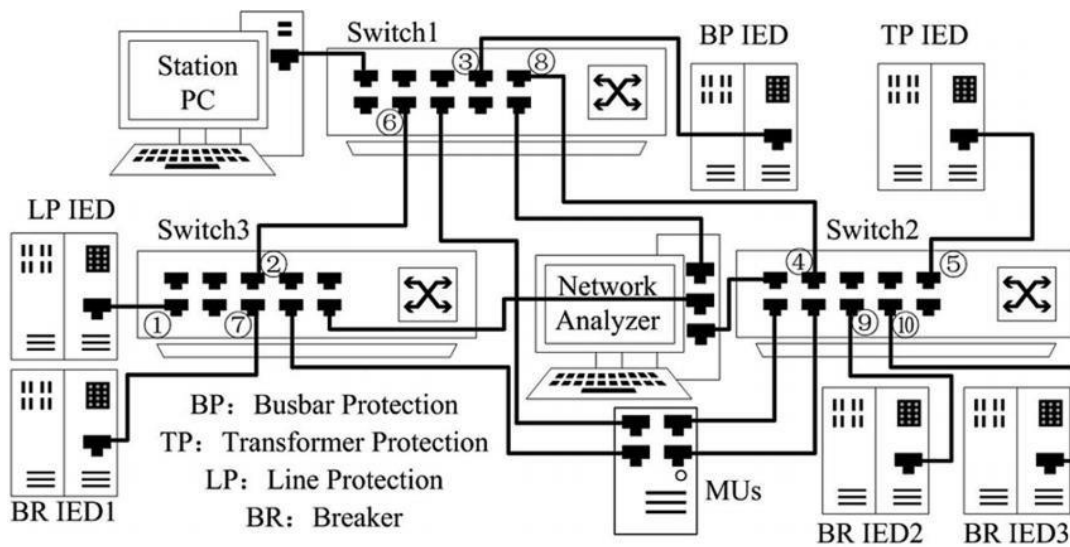


Fig. 14. Laboratory setup for SCN developed in [65].

Para mejorar aún más esta evaluación del desempeño, los autores en [67] propusieron un modelo acotado para el modelado del retraso en la comunicación. En lugar de modelado estocástico o promedio, se encuentra que el modelo acotado proporciona resultados más realistas. El Esquema de protección de integridad del sistema (SIPS) se ha evaluado para determinar su latencia y la predicción de la latencia para SIPS se realiza a través del modelo acotado. Se encuentra que el enfoque propuesto proporciona límites de relevo para el esquema SIPS y funciona en la planificación, el diseño y la evaluación de las redes SIPS.

El efecto del ruido en la subestación IEC 61850 basada en LAN inalámbrica (WLAN) se lleva a cabo en [68]. Los autores han desarrollado un prototipo de laboratorio para probar el efecto del ruido en los mensajes IEC 61850 que atraviesan una subestación a través de IED. El prototipo ha sido validado implementándose en una subestación real en Londres y Canadá. Su trabajo ayuda a demostrar la eficacia de WLAN en subestaciones inteligentes basadas en IEC 61850.

La evaluación de la fiabilidad de los componentes SCN basados en IEC 61850 se ha llevado a cabo en [69]. El análisis de fiabilidad se ha realizado para un moderno sistema de protección en subestación basada en IEC 61850. El análisis de confiabilidad de los componentes ciberfísicos se ha realizado mediante la introducción del concepto de matriz de interfaz ciberfísica.

La Tabla 5 resume los diferentes trabajos reportados en la literatura sobre evaluación del desempeño en SAS.

**Table 5**  
Performance Evaluation of SAS.

Reference	Year	Focus of work	Simulation	Analytical	Experimental	SAS Architecture	Implementation
[56]	2007	Generic IED modeling technique	√	×	×	Waterfall model	OPNET
[58]	2010	Reliable, Fast and Deterministic SCN	√	×	×	Proposed redundant architecture	OPNET
[42]	2011	Process bus network evaluation for digital protection system	×	×	√	230kv power system	PSCAD MATLAB
[41]	2011	IEC 61850 based directional comparison scheme	√	×	√	6 feeder power system	PSCAD MATLAB
[54]	2011	Process bus network evaluation	√	×	×	345/230kv transmission substation	OPNET, PSCAD, MATLAB
[45]	2012	Process bus network evaluation	×	×	√	—	RTDS
[39]	2013	Process bus network evaluation	×	×	√	275kv transmission substation	RTDS
[44]	2013	Protocols used in process bus network	×	×	√	Network of 5 ethernet switches	DAG card Ethernet tap
[43]	2014	Process bus network evaluation for transformer differential protection	×	×	√	—	RTDS
[40]	2014	Process bus-based protection scheme testing	×	×	√	Meshed substation	Omicron, Multivendor IEDs
[37]	2014	IEC 61850 for SAS	√	×	×	—	IEC 61850 Network Simulator
[59]	2014	Reliable and Deterministic Cobweb architecture evaluation	√	√	×	Cobweb architecture of D2-1 substation	OPNET
[65]	2015	Analytical Modeling of traffic flows in an SCN	×	√	×	220kv substation	Network Analyzer
[63]	2016	Reducing Multicast traffic (RMT) in HSR network	√	√	×	HSR network	OMNeT+ + v4.2.2
[67]	2016	Bounded model for SIPS (System Integrity Protection System)	√	√	×	IEC 61850 T2-2 IEEE 14 bus system	OPNET
[60]	2016	PRP and HSR network	√	×	√	—	Finite State Machine Redbox
[64]	2016	Latency and traffic reduction using PRP	√	√	×	—	OPNET INS2
[61]	2016	Interoperability assessment of multivendor process bus	×	×	√	400kv substation	RTDS
[55]	2017	Performance evaluation and compensation of Sampled Value	×	√	√	—	Spirent Test Centre Ethernet Switch
[66]	2017	Mathematical Modeling of traffic in a substation	√	×	×	Ring and Star networks	OPNET
[57]	2018	Characterization of network delays in IEC 61850 based SCN	√	√	×	Double busbar substation	Riverbed Modeler
[46]	2018	Merging Unit for Fault detection in Transformer	×	×	√	—	Real Time Automation Controller
[70]	2018	Digital distance relaying using FPGA and IEC 61850	×	√	√	IEEE 12 bus system	RTDS FPGA

## 2.3.5. Campos de aplicación

### 2.3.5.1. Redes definidas por software

Una red definida por software (SDN) separa el control y el plano de datos en dos entidades diferentes que se ejecutan en una misma red. La separación del plano de datos y el plano de control ayuda en la gestión de la red y la flexibilidad en la implementación de soluciones que conducen a la reducción de costos operativos y de capital. Los autores en [71] han presentado una revisión de SDN para su aplicación a la automatización de servicios de energía. En otro trabajo [72], se aplicó el concepto de SDN para la priorización de mensajes GOOSE de tiempo crítico en una subestación del sistema de distribución activo. El algoritmo de priorización propuesto se ha validado mediante la ejecución de una

SDN en un entorno virtual. Los resultados indican que entre los diferentes mensajes en una subestación, el mensaje GOOSE se prioriza mediante el uso del concepto SDN y llega al destino con menos latencia en comparación con sin esquema de priorización.

### **2.3.5.2. Protección adaptativa basada en IEC 61850**

En [70] se desarrolla un esquema de relé de distancia de alta velocidad que toma en consideración tanto la magnitud como el ángulo de los fasores de voltaje y corriente. Los autores en su trabajo han implementado su esquema de retransmisión de distancia de alta velocidad propuesto en una placa FPGA. Para validar el rendimiento de su esquema de retransmisión propuesto, el relé propuesto se probó utilizando RTDS. Los fasores de voltaje y corriente de la tarjeta RTDS habilitada para GTNET-SV se envían al relé basado en FPGA que luego emite un comando a la tarjeta habilitada para GTNET GOOSE para la interrupción del circuito. Se descubrió que el relé propuesto toma decisiones de disparo tempranas incluso con fallas ubicadas en extremos remotos y con grandes errores transitorios CCVT.

En [73], se ha propuesto la localización de fallas, el aislamiento y la restauración del sistema (FLISR) para el sistema de automatización distribuida (DAS) utilizando el modelado de información IEC 61850, como se muestra en la Fig. 15. Un DAS consta de más entidades que un SAS y el concepto de interoperabilidad e intercambio de información para abordar la arquitectura más compleja de DAS debe ser abordado por la norma IEC 61850. Dado que IEC 61850 no incluye modelos de información para FLISR, se proponen nuevos nodos lógicos como la función de localización de fallas del alimentador (FLOC), la función de aislamiento de fallas (FISO) y la función de restauración de energía sin áreas de fallas (FRES). Los nodos lógicos propuestos han sido validados mediante la verificación e implementación del modelo en un IED utilizando un sistema de simulación de distribución inteligente. Los resultados se ajustan a la validación del desarrollo de los nodos lógicos propuestos. Además, al extender la IEC 61850 más allá de la subestación, se informan en la literatura muchos esquemas de protección adaptativa para sistemas de distribución y protección de microredes [74-77].

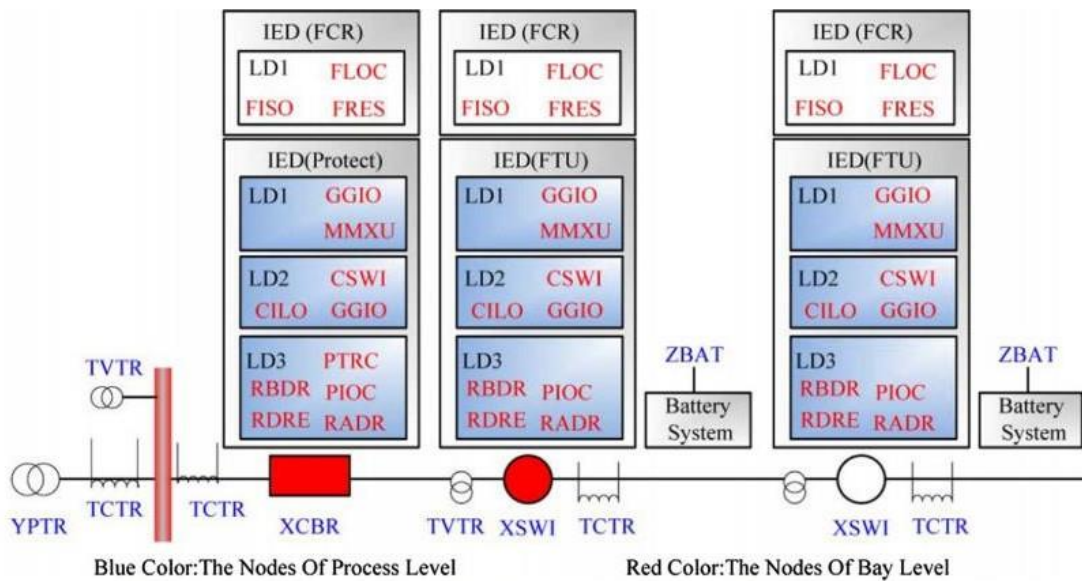


Fig. 15. Breaker level Fault location isolation and restoration system design proposed in [73].

En [78], los autores han desarrollado un esquema de protección diferencial de línea basado en comunicaciones IEC 61850 y su desempeño se valida en una configuración Software-In The Loop (SITL) mediante una herramienta de simulación de red. El esquema de protección diferencial basado en comunicaciones se realiza transfiriendo la señal SV a la subestación distante para implementar el algoritmo de protección. Para esto, la pila de protocolos de mensajes SV basados en LAN se agrega con funcionalidad TCP / IP en la herramienta de simulador de red y se envía a la subestación distante. Los resultados se han presentado para diferentes redes como ATM, SONET y Fibra Óptica. Se concluye a partir de la investigación que la protección basada en comunicaciones IEC 61850 cumple con los estrictos requisitos de temporización del sistema de energía.

En un trabajo similar, los autores han propuesto un esquema de protección de distancia acelerada basado en IEC 61850 para comunicaciones entre subestaciones [79]. La validación experimental y

La evaluación del rendimiento del esquema de protección de distancia acelerada basado en GOOSE se ha realizado transportando el mensaje GOOSE basado en LAN a través de un túnel. Además, los autores han desarrollado una configuración SITL para estudiar el rendimiento de su esquema en diferentes escenarios de redes de área amplia (WAN) como se muestra en la Fig. 16. Se concluye de su trabajo, que hay un ahorro de tiempo significativo al usar el esquema acelerado de protección de distancia basado en GOOSE de los esquemas convencionales.



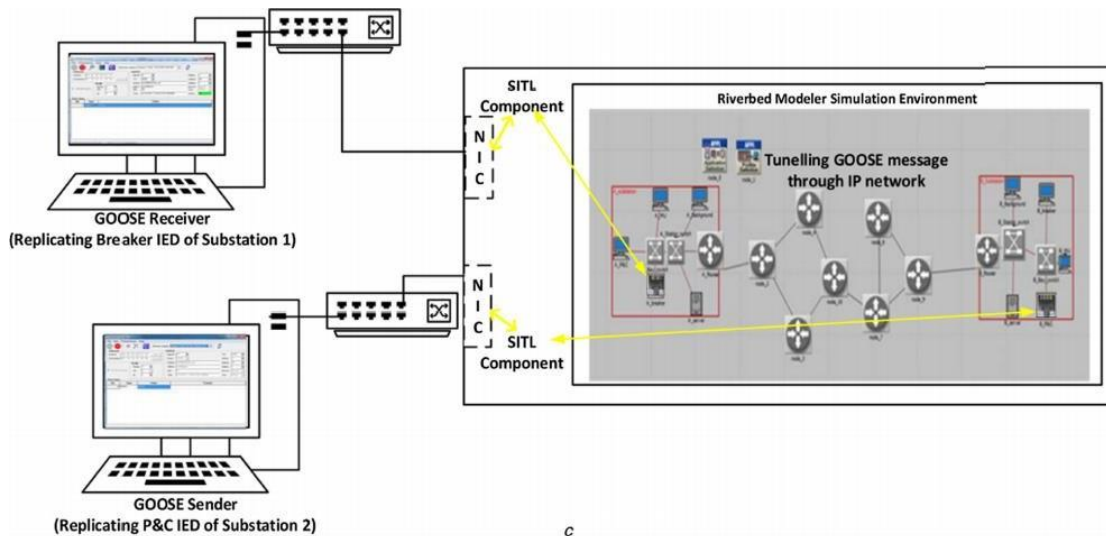


Fig. 16. Accelerated GOOSE based distance protection scheme proposed in [79].

### 2.3.5.3. HMI

El estándar IEC 61850 brinda flexibilidad e interoperabilidad en la automatización de cualquier tipo de industria como minería, semiconductores, petróleo y gas, etc. Para aprovechar los beneficios de IEC 61850, brindando mayor transparencia en la subestación, puesta en servicio más rápida de un sistema, etiqueta estructurada los nombres se mantienen en el controlador del autómeta. Los autores en [80] proporcionaron soluciones para el desarrollo de placas de identificación / placas de fac para una subestación basada en IEC 61850. Su trabajo proporciona una reducción en el tiempo de puesta en marcha, informes SCADA fáciles de configurar y la interconexión del sistema de distribución eléctrica con las aplicaciones tradicionales de control de procesos. Además, en su trabajo, los propietarios del proceso pueden trabajar en una interfaz única y estándar que se adhiere a IEC 61850 y proporciona al proveedor capacidad de interoperabilidad.

### 2.3.5.4. Consideraciones de ciberseguridad en el sistema de automatización de subestaciones

Debido a la interoperabilidad y la estructura de mensajes estandarizada, los SAS basados en IEC 61850 son propensos a los ciberataques. Ha habido varios intentos de presentar ataques de ciberseguridad en SAS. Los autores en [81] discutieron tres tipos de ataques a los mensajes GOOSE conocidos como envenenamiento GOOSE. Estos ataques son ataque de número de estado alto, ataque de inundación de alta tasa y ataque semántico. En un ataque de número de estado alto, el atacante difunde un solo mensaje GOOSE falsificado con un número de estado alto. Cuando el mensaje GOOSE falsificado llega a los suscriptores de GOOSE, descarta los otros mensajes GOOSE legítimos con un número de estado igual o menor que el de los mensajes falsificados. En el ataque de

inundación de alta velocidad, también conocido como ataque de inundación de número de estado, el atacante difunde una variedad de mensajes GOOSE falsificados con números de estado crecientes. Esto hace que el suscriptor de GOOSE espere un número de estado alto para el siguiente mensaje de GOOSE. En un ataque semántico, el atacante observa en primer lugar el tráfico de la red y determina la tasa de cambio de estado. Luego, el atacante difunde los mensajes de GOOSE con una velocidad diferente. Cuando estos mensajes GOOSE llegan a los suscriptores de GOOSE, el suscriptor no puede procesar los mensajes GOOSE legítimos. En [82,83] también se han analizado tipos similares de ataques de reproducción y manipulación de mensajes GOOSE. El mensaje de GOOSE no tiene intrínsecamente confidencialidad y autenticidad debido a que estos ataques de suplantación son posibles.

Los autores en [84] presentaron un esquema para auditar la seguridad de la subestación basada en IEC 61850. De su investigación se concluyó que la detección en trusión para redes IEC 61850 debe emplearse como una contramedida de seguridad viable. La autenticación de nodo de todas las entidades de la red resuelve el problema de las intrusiones en la red. Los autores en [85] discutieron los ataques de intrusión cibernética en mensajes GOOSE y SV. Con intrusión, los mensajes GOOSE pueden modificarse lo que conduce a falsos disparos de interruptores automáticos en subestaciones. Los mensajes SV intrusos pueden conducir al envío de valores inventados a los centros de control, lo que, en consecuencia, da lugar a conclusiones y decisiones operativas falsas. Los autores de [86] presentan un sistema integrado de detección de anomalías (ADS) para evitar que los intrusos accedan a SAS. De manera similar, en [87] se desarrolla un sistema de detección de intrusiones utilizando datos recopilados de ataques simulados a IED y ataques de rastreo de paquetes utilizando paquetes de protocolo de resolución de direcciones falsas (ARP). Sin embargo, estos sistemas de detección aún no cumplen con los requisitos de seguridad de autenticidad e integridad de los mensajes y, por lo tanto, son propensos a ataques de intrusión. Los autores en [88] presentaron el ataque Man In The Middle (MITM) en mensajes MMS IEC 61850 mediante suplantación de ARP. Basado en el ataque MITM, el atacante puede lanzar una serie de nuevos ataques como escuchas, enmascaramiento, inyección de datos falsos, repetición y DoS. En [89] se implementaron ataques maliciosos de inyección de fallas y ataques de troyanos de hardware en sistemas integrados. Este estudio se realizó para conocer el impacto de estos ataques en la seguridad de la subestación y, eventualmente, en la integridad y disponibilidad de la red eléctrica. Su investigación concluyó que se deben diseñar y desarrollar contramedidas eficientes para prevenir estos ataques para salvaguardar el SAS.

La revisión de los ciberataques y sus desafíos en los SAS basados en IEC 61850 se analizan en [90–92]. Para abordar estos desafíos de ciberseguridad, se desarrolla la serie estándar IEC 62.351 que proporciona pautas para proteger los mensajes IEC 61850.



Para los mensajes GOOSE y SV, IEC 62351 identifica que la integridad y la autenticación son los principales requisitos de seguridad. Sin embargo, no considera la confidencialidad como un requisito de seguridad importante para los mensajes GOOSE y SV en SAS. La norma IEC 62351-6 [93] propone el uso de firmas digitales basadas en RSA para proteger los mensajes GOOSE y SV en

SAS. Sin embargo, los estudios reportados en [94,95] han concluido que las firmas digitales basadas en RSA dan como resultado tiempos de procesamiento más altos y, por lo tanto, no pueden aplicarse para mensajes GOOSE y SV de tiempo crítico. Alternativamente, se propusieron esquemas de seguridad basados en HMAC para proteger los mensajes GOOSE y SV [96,97]. Para los mensajes MMS, la IEC 62351-4 recomienda la seguridad de la capa de transporte (TLS), según RFC 5246, con una suite de cifrado TLS\_DH\_DSS\_W TH\_AES\_256\_S A [98]. En [99] los autores presentan una revisión exhaustiva del mecanismo de seguridad IEC 62351 para proteger los mensajes IEC61850.

## **2.4 PROTOCOLO DNP 3.0**

### **2.4.1 INTRODUCCION**

DNP3.0 (Distributed Network Protocol 3.0) es un protocolo de comunicación estándar que define la comunicación entre estaciones maestras, RTU y otros dispositivos como IED (dispositivos electrónicos inteligentes). Fue desarrollado para garantizar la interoperabilidad entre sistemas dispares, como el consumo potencial de energía de la producción de energía, agua, petróleo y gas y la seguridad industrial.

DNP3.0 está especialmente diseñado para que las aplicaciones SCADA realicen las tareas de recopilación de información y envío de comandos de control entre las estaciones maestra y esclava. Es un mensaje que usa una secuencia específica y está diseñado para garantizar que se envíen paquetes de datos.

DNP3.0 es la versión actual. Se basa en la norma IEC (Comisión Electrotécnica Internacional), Comité 57, Grupo de trabajo 03, y está trabajando en tres niveles del modelo OSI de siete niveles.

DNP3.0 es un protocolo de comunicación abierto y no propietario utilizado por muchos fabricantes, Diseñado en base al modelo de conectividad de sistema abierto (OSI) de 3 niveles. EPA (Avanzado) ... Arquitectura de rendimiento)), las tres capas son la capa de aplicación, capa de enlace de datos y capa física. Este modelo se basa en el Comité Técnico TC57 de IEC.

(Comisión Electrotécnica Internacional). DNP3.0 es un protocolo en capas, lo que lo hace muy eficiente.

Garantiza una alta integridad de los datos. Apto para aplicación en entorno SCADA, comunicación entre estación maestra (MTU).

Estación remota (RTU). Aplicaciones de red y comunicaciones punto a punto.

En la figura 2.4.1, se muestra el sistema de comunicaciones de un sistema SCADA, en donde se utiliza el protocolo DNP3.0 para lograr la comunicación de RTUs con una estación maestra SCADA (MTU).

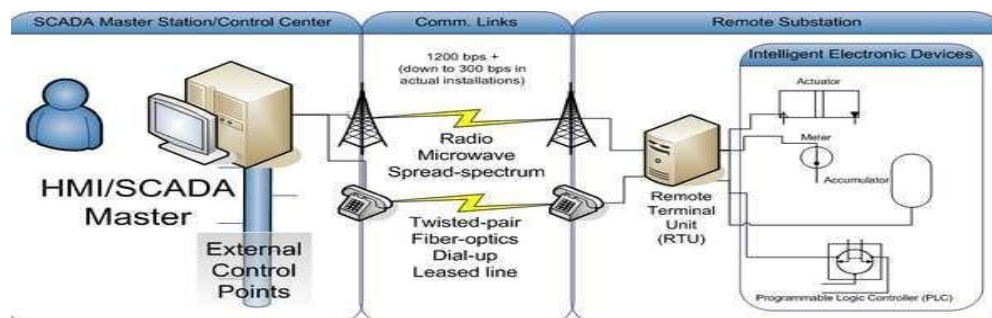


Figura 2.4.1 "Sistema de comunicaciones SCADA-DNP3"

DNP3.0 se utiliza en redes de área local o amplia a través de TCP / IP. Redes corporativas, sistemas de comunicación por fibra óptica, sistemas de comunicación inalámbricos inalámbricos, sistema de datos móviles CDPD (paquete digital celular).

## 2.4.2 CARACTERISTICAS GENERALES

DNP3.0 es un protocolo de capa 2 que sigue la terminología estándar de redes. Proporciona servicios de multiplicación, fragmentación, verificación de errores, verificación de enlaces, prioridad y enrutamiento de datos de usuario (capa de enlace de datos del modelo EPA). Esto será explicado después.

DNP 3.0 admite clases utilizadas para categorizar dos tipos de datos: datos estáticos y datos de bases de datos.

evento. Los datos estáticos se denominan datos de clase 0. Los datos de eventos tienen tres capas o diferentes niveles de prioridad: prioridad alta (1), prioridad media (2) y prioridad baja (3). Clase DNP3.0

le permite agrupar eventos en tres niveles diferentes como se describe anteriormente. Este es un recurso

Ayuda a priorizar los patrones de demanda de las estaciones maestras.

El protocolo DNP3.0 admite sincronización de tiempo con terminales remotas. DNP3.0 tiene Variante de marca de tiempo para todos los objetos de datos, para que pueda obtener suficiente Datos para reproducir una serie de eventos que ocurrieron en la comunicación, incluso si la estación Los profesores rara vez conectan los bolígrafos a las RTU.

DNP3.0 utiliza dos conjuntos de mensajes. La estación maestra contiene un comando válido para iniciar

solicitar datos (políticos), enviar comandos de confirmación a estaciones esclavas,

La estación esclava proporciona un mensaje unidireccional y la respuesta contiene un comando válido

Empezar a hacer puentes, etc.

DNP3.0 admite una biblioteca de objetos comunes. Se utiliza para categorizar tipos y formatos de datos.

binario, etc Cada objeto de datos tiene diferentes variaciones de formato de datos. Los tipos de datos se pueden definir usando variaciones de cada objeto en la biblioteca DNP3.0

Identificado por el objeto y su formato (como el tamaño y el formato del valor).

La biblioteca de objetos DNP3.0 se usa para definir los tipos de datos manejados en varias transacciones entre estaciones maestras y esclavas. Además, hay objetos orientados al servicio de nivel de aplicación, como el objeto 60 (objeto de clase), el objeto 50 (objeto de sincronización de tiempo) y el objeto 80 (tabla interna). Este capítulo describe la biblioteca de objetos DNP3.0.

El protocolo TCP/IP se usa actualmente para enviar mensajes DNP3.0 a través de redes Ethernet encapsulando datos como se describe en la siguiente sección. DNP3.0 proporciona las siguientes características:

- Admite mensajes de marca de tiempo para registrar una secuencia de eventos y obtener información de tiempo precisa, como se describe en la siguiente sección.

- Habilita topologías punto a punto como la comunicación maestro/esclavo. - Permitir múltiples subtopologías.

- Proporciona objetos definibles por el usuario. - Proporciona transferencia segura de archivos de configuración.

- Proporciona sincronización de tiempo y sellado de tiempo de eventos. - Puede haber más de 65.000 dispositivos con direcciones diferentes en un mismo enlace.

- Permitir mensajes en "Broadcast". - La validación en la capa de enlace y la capa de aplicación garantiza una alta integridad de la información.
- Solicite y responda múltiples tipos de datos en un solo mensaje, lo que permite objetos definidos por el usuario, incluidas las transferencias de archivos. - Divide los mensajes en varios marcos para garantizar una mejor detección de errores y recuperación de marcos.
- Asignar prioridades (a través de clases) a grupos de datos y solicitar periódicamente en base a estos datos. - Los dispositivos esclavos pueden enviar respuestas no deseadas (respuestas no solicitadas).
- Proporciona informes de eventos por excepción sin consultar la estación maestra. DNP3.0 se transmite a través de la red Ethernet encapsulando datos. Las recomendaciones del Grupo de usuarios de DNP para DNP 3.0 sobre TCP/IP se muestran en la Figura 2.4.2. La encapsulación de datos se realiza desde la capa de enlace de datos DNP3.0 sobre los segmentos de la capa de transporte TCP/IP. Esto permite que las tramas de la capa de enlace de datos DNP3.0 se envíen a su destino a través de TCP/IP.

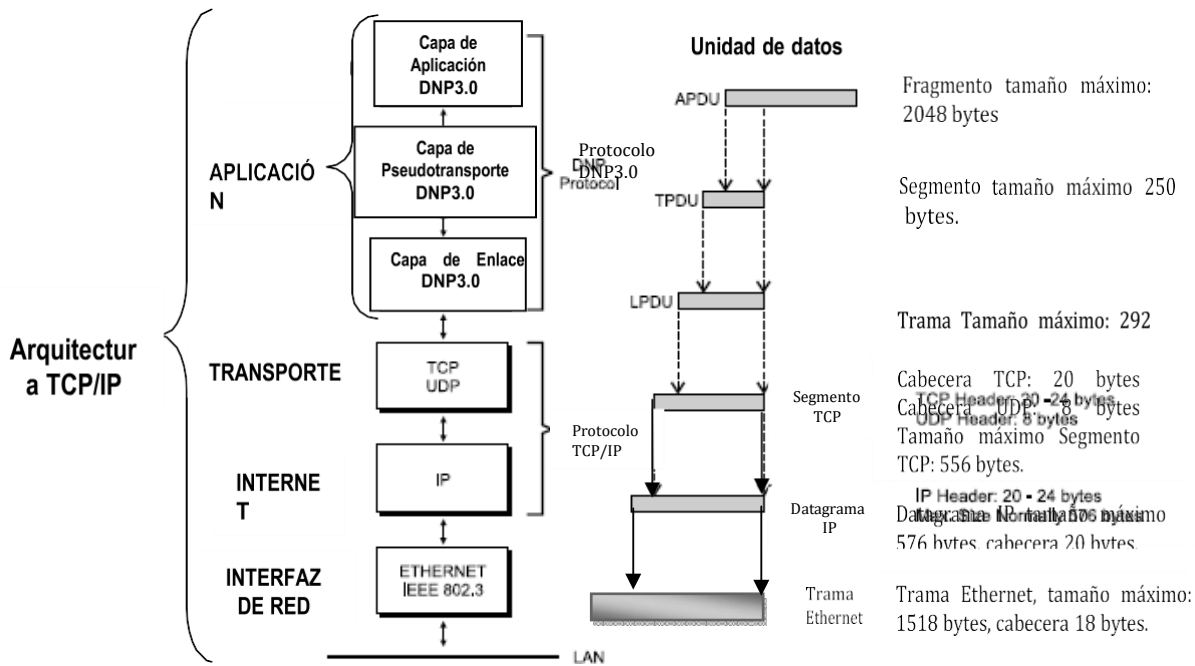
DNP3.0 utiliza mensajería TCP/IP para enviar mensajes a través de LAN/MAN/WAN. Estas son las recomendaciones del grupo de miembros del Grupo de usuarios de DNP3.0:

Debido a que TCP es responsable de garantizar una conexión de extremo a extremo confiable, la validación de la capa de enlace de datos DNP3.0 debe estar deshabilitada. La capa física recomendada es Ethernet.

Todos los dispositivos deben ser compatibles con TCP y UDP (Protocolo de datagramas de usuario). TCP es un protocolo confiable orientado a la conexión y debe usarse para WAN (redes de área amplia).

El modelo de capa EPA subyacente del protocolo DNP3.0 descrito anteriormente permanece sin cambios. La Figura 2.4.2 muestra que las capas de aplicación, transporte y enlace de datos de DNP3.0 se conservan y se ejecutan sobre las capas de interfaz de red, transporte e Internet de la arquitectura TCP/IP.

El grupo de usuarios de DNP no eliminó las capas inferiores de DNP3.0, como la capa de pseudotransporte y la capa de enlace de datos. Los elementos y servicios en estas capas son esenciales, como los servicios de manejo y detección de errores implementados en DNP3. Se requiere un enlace de datos de capa 0 para operar en una arquitectura TCP/IP. Como se muestra en la Figura 2.4.2, el protocolo DNP3.0 funciona en la capa de aplicación de la arquitectura TCP/IP.



## 2.5 LANGUAGE XML

### 2.5.1 CARACTERISTICAS DE XML

XML es un estándar internacional desarrollado por el XML Working Group (conocido como SGML Editorial Review Committee) establecido en 1996 con el apoyo del World Wide Web Consortium (W3C). Describe una pequeña clase de objetos de datos llamados documentos XML y las operaciones de los programas informáticos que pueden procesarlos. "Echemos un vistazo más de cerca a algunas de las características de este lenguaje.

XML (eXtensible Markup Language) nació de las modificaciones del W3C (World Wide Web Consortium) de SGML, dando como resultado un estándar internacional en la llamada Propuesta XML. XML es una simplificación y adaptación de SGML, lo que le permite definir la gramática de un idioma en particular (al igual que HTML es un lenguaje definido por SGML). Las siguientes versiones de XML coexisten actualmente:

XML 1.0 (quinta edición), Recomendación del W3C del 26 de noviembre de 2008 ([1])

XML 1.1 (Versión 2), Recomendación W3C del 16 de agosto de 2006 ([2])

Un cambio importante entre XML 1.1 y XML 1.0 implica el uso de caracteres Unicode (más sobre esto más adelante). Además, con XML 1.1, los documentos ya no dependen de una versión

particular de Unicode, y siempre usan la última versión. Si no necesita nuevas funciones XML, el W3C recomienda usar XML 1.0. El analizador XML debería funcionar con ambas versiones.

Como todos los lenguajes de marcas, los documentos XML consisten en datos de texto (la información misma) y marcas (marcas o etiquetas XML). Etiquetar información adicional permite realizar tareas computacionales como búsquedas más precisas, filtrado y generación automática de informes, lo que permite nuevas formas de trabajar con la información. Sobre la documentación. Toda la información se representa como texto en un documento XML. No hay tipos de datos como numéricos, binarios o lógicos. Las etiquetas en un documento XML comienzan con los símbolos "<" y ">", o comienzan con "&" y terminan con ";" para referencias a entidades.

Ejemplo 1: el siguiente ejemplo muestra una nota de Alicia para Juan en formato XML:

```
<nota>
<para>Juan</para>
<de>Alicia</de>
<titulo>Recordatorio</titulo>
<contenido>A las 8:00 pm en la puerta del teatro</contenido>
</nota>
```

En este ejemplo encontramos los siguientes elementos de marcado, cada uno con su marca inicial y final: "nota", "para", "de", "titulo" y "contenido". El resto son los datos carácter, es decir, la información de la nota.

XML es extensible. XML no tiene acentos predefinidos, pero puede definir sus propios acentos siempre que cumplan con los requisitos establecidos por el lenguaje descrito en la siguiente parte. Gracias a esta característica, XML se adapta a todo tipo de situaciones, necesidades de los autores y software de procesamiento. Puede utilizar un software más simple o más complejo según sus necesidades. Así, en el texto del Ejemplo 1, las marcas utilizadas no están definidas por ningún estándar, sino que son "inventadas" por los autores de los documentos y son del tipo de documento en cuestión (es decir, notas que una persona envía a otra).

XML se diseñó en el contexto de la separación entre contenido (información del documento), estructura (los tipos y la organización de los elementos que componen el documento) y presentación (cómo se presenta la información al lector). XML en sí "no hace nada". XML fue diseñado para facilitar la estructura, el almacenamiento y la transferencia de información. Sin embargo, el documento XML en sí no hace nada y requiere software adicional para procesarlo.

XML es un lenguaje metalográfico, un lenguaje para definir lenguajes de marcado. XML define la sintaxis y los requisitos que debe cumplir el lenguaje de marcado que especifica.

## 2.5.2 ESTRUCTURA DE DOCUMENTO XML

La estructura general de un documento elaborado en XML está conformada por dos partes:

**Prólogo** (opcional): en la cual se encuentra una serie de instrucciones de procesamiento y/o declaración del tipo de documento. Se puede dividir en dos partes:

- **Declaración XML.** Esta pone la versión de xml, el tipo de codificación y si es un documento autónomo.
- **Declaración de tipo de documento.** Esta pone el tipo de documento que es.

**Cuerpo:** es el contenido de información del documento, se encuentra organizado como un árbol único de elementos marcados.

## 2.5.3 ELEMENTOS DE XML

Los diferentes datos identificativos que pueden separar un documento recibirán el nombre del elemento en el XML. Los elementos son los bloques de construcción, que son una parte fundamental de la estructura del documento. En general, se puede pensar que un elemento realiza las siguientes funciones:

Especificación de contexto  
Separador de contenido  
Estructura de contenido  
Jerarquía de elementos

Como mínimo, los documentos XML siempre tienen un elemento, el elemento raíz. Como todos sabemos, cada documento XML tiene un elemento raíz (solo uno). El elemento consta de tres componentes. Por ejemplo, una etiqueta de inicio o una etiqueta de inicio (también conocida como etiqueta de inicio), como una etiqueta de fin o una etiqueta de fin (terminador), y el contenido intermedio. Tenga en cuenta que, a diferencia de HTML, cada elemento XML se compone de estas tres partes, y la etiqueta es parte del delimitador, no el elemento en sí, y está marcada. Olvidar las etiquetas de inicio o finalización es un buen error de entrenamiento. Una buena forma de recordar la etiqueta final es escribir las etiquetas inicial y final al mismo tiempo. En XML, puede haber elementos sin contenido llamados elementos vacíos. Se muestra de dos formas:

la primera y las dos últimas etiquetas, seguidas de una etiqueta especial, y la etiqueta del elemento está vacía. El contenido del elemento contiene datos de caracteres y otros elementos secundarios. Puede incluir referencias de caracteres, referencias a entidades y secciones CDATA

### **3. METODOLOGÍA PARA DESARROLLAR**

El propósito de aplicar la metodología de la investigación aplicada es aplicar los conocimientos adquiridos en el proceso de investigación para demostrar y probar un sistema autónomo capaz de resolver los problemas y situaciones que se presenten sin necesidad de nuestra intervención.

Como todos sabemos, se requiere el conocimiento del dispositivo de la estación de trabajo, los estándares a seguir y la configuración de cada uno de estos dispositivos antes de poder implementar la automatización.

Por tanto, la información sobre los protocolos IEC61850 y DNP3.0 está disponible y personalizada según el fabricante del dispositivo con estos protocolos y también hay documentación del organismo regulador

CFE LAPEM que contiene los requisitos mínimos para enviar datos usando el protocolo DNP3.0.

Luego, cuando se recolecta la información, continúa el proceso de consolidación de todos los dispositivos uno a uno, formando la red IEC61850 dentro de la subestación.

Con el conocimiento teórico y técnico del problema, la implementación del puede continuar. Esto significa que se tiene conocimientos de programación y configuración de cada dispositivo que elija y del sistema SCADAHMI que implemente.

En este caso, seleccione el software SCADA SMP COOPER para procesar la información de cada dispositivo y desarrollar la base de datos de la subestación y los componentes necesarios para enviar los datos con DNP3.0

Las herramientas están disponibles en este software SCADA.



### **3.1 APORTACIÓN O CONTRIBUCIÓN DEL TRABAJO**

Generar conocimiento en el tema de automatización de subestaciones eléctricas, así como el desarrollo e implementación de tecnologías de vanguardia en los sistemas eléctricos de la región.

Una nueva subestación eléctrica automatizada, interconectada al sistema eléctrico nacional por la entrada de la planta de licuefacción de gas natural en Hermosillo, Sonora con la adecuada configuración e implementación del sistema SCADA da mayor confiabilidad al SEN

## **4. DESARROLLO Y RESULTADOS AUTOMATIZACION DEL SISTEMA SCADA DE SUBESTACION ELECTRICA UTILIZANDO PROTOCOLO IEC 61850 Y DNP 3.0 PARA EL ENVIO DE DATOS A LOS CENTROS DE CONTROL**

Para describir este proceso, se implementará en la subestación en un sistema SCADA. La Subestación Maniobras Gas Natural ubicada en la localidad de Hermosillo (29.024915798754623, -110.86719112819675), Sonora, México, es una subestación que opera en el nivel de tensión de 115 kV que contiene 4 circuitos de los cuales son tres bahías de línea de transmisión y un circuito de transferencia, para realizar el automatismo de la subestación se requiere de 16 tableros o secciones con los cuales es posible realizar el control del equipo eléctrico primario, así como leer las mediciones analógicas y visualizar los estados y alarmas de los equipos de campo.

Entre mayo de 2021 y mayo de 2022 se realizaron trabajos de automatización en la Subestación Maniobras Gas Natural.

Teniendo en cuenta las necesidades de protección de los circuitos eléctricos de la subestación, se requieren de relevadores de protección en cada circuito, que cumplan con las características de acuerdo a las especificaciones de CFE. El funcionamiento general de los relevadores de protecciones es tal que, al sobrepasar o descender por debajo de un valor de la magnitud de acción que ellos vigilan,

hace disparar al interruptor de potencia. Los cálculos y el diseño de la subestación fueron propuestos por la compañía eléctrica Comisión Federal de Electricidad.

## **4.1 RECOPIACION DE INFORMACION**

### **4.1.1 REVISION DE LA INGENIERÍA DEL PROYECTO**

Una de las principales características de un sistema SCADA, para su correcto funcionamiento es que debe de ser un sistema redundante por lo que en este apartado se realiza una revisión de la arquitectura de comunicaciones de los DEI's con el servidor SCADA de acuerdo con la ingeniería del proyecto.

En la figura 4.1.1 se observa el diagrama de la arquitectura de comunicaciones la cual consiste en una red doble de FO tipo anillo entre los switch capa 2 y cada DEI tiene dos puertos de comunicaciones de los cuales el principal se conecta al switch propio de cada tablero y el puerto secundario se conecta al switch capa 2 del siguiente tablero, para de esta forma crear una red mas segura y con menor probabilidad de una perdida de datos.

Otro aspecto importante dentro de los sistemas SCADA es el estampado de tiempo de los eventos por lo que es de suma importancia contar con una red de sincronía, la cual puede realizarse por diferentes medios y protocolos, en este caso se realiza por medio de un cable RG-58 utilizando el protocolo Irig-B, como fuente principal de sincronía el cual se muestra en la imagen 4.1.1



Figura 4.1.1 Arquitectura de Sistema SCADA MGN

## 4.1.2 SELECCIÓN DE EQUIPAMIENTO A UTILIZAR

En esta sección se muestran los equipos que se utilizarán para la automatización de la subestación junto a una breve descripción de cada uno, la cual consta de lo siguiente

### Sistema de Posicionamiento Global GPS SEL-2488

El SEL-2488 recibe señales de tiempo del Sistema de Satélite de Navegación Global (GNSS) y entrega la hora precisa a través de varios protocolos de salida como IRIG-B y Network Time Protocol (NTP). Admite PRP (Protocolo de redundancia paralela) como un dispositivo DAN (Nodo de conexión dual) para distribución de tiempo NTP. Una actualización opcional permite que el SEL-2488 actúe como un Reloj Gran Maestro de Protocolo de Tiempo de Precisión (PTP) como se define en IEEE 1588-2008. Las características avanzadas del SEL-2488 lo hacen adecuado para aplicaciones de servicios públicos exigentes, como sincronizadores, valores de muestreo, ubicaciones de fallas de ondas

viajeras y subestaciones con altos requisitos de sincronización.

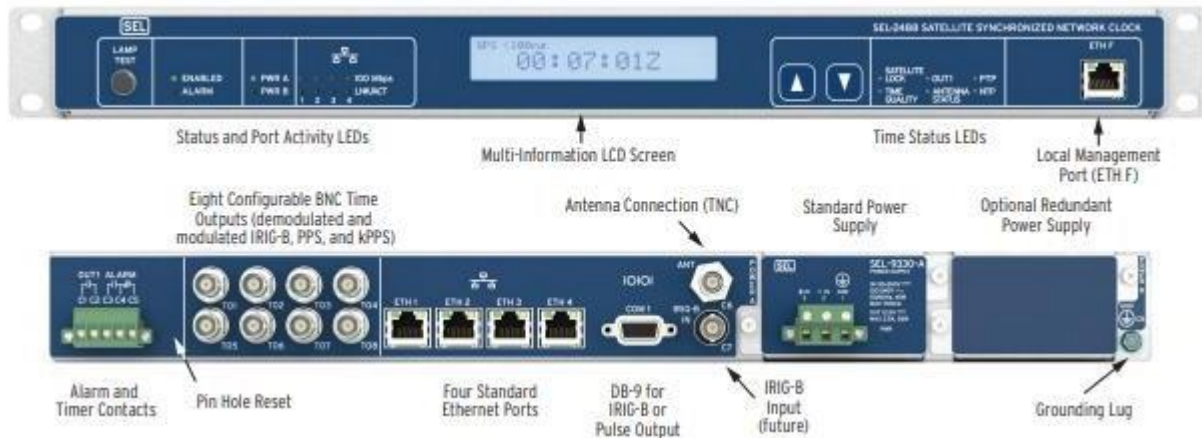


Fig. 4.1.2.1 GPS SEL-2488

**Servidores SCADA Servidor SCADA marca EATON Cooper Power System, modelo SG-4260**

El Gateway/Hub/Controller SMP SG-4260 es una de las plataformas de automatización líderes para la industria energética y proporciona todas las funciones y el cumplimiento normativo requerido para los sistemas de automatización modernos.

Además de un compilador de protocolo de puerta de enlace, un concentrador de datos y un procesador lógico, el SMP SG4260 proporciona una HMI integrada basada en la web y acceso de mantenimiento remoto seguro para subestaciones y equipos de campo, lo que reduce los costos operativos y ahorra mucho. Mejore la productividad de las aplicaciones.



Fig. 4.1.2.2 EATON SMP 4260

### Firewall marca CISCO modelo ISA 3000-4C-K9

El dispositivo de seguridad industrial de Cisco es un componente fundamental para la seguridad IoT/OT. Combina la seguridad comprobada de los firewalls Cisco Secure con la visibilidad y el control de los protocolos y aplicaciones industriales de proveedores de automatización como Omron, Rockwell, GE, Schneider, Siemens y otros. El ISA3000 es el firewall reforzado ideal para segmentar redes industriales, proteger los activos OT de amenazas potenciales y generar cumplimiento para que pueda capturar los beneficios de sus esfuerzos de digitalización industrial.



Fig. 4.1.2.3 Firewall ISA 3000

### LAN switch Ethernet administrable de 24 puertos capa 2 marca SEL modelo SEL-2730

Diseñado, diseñado y probado para funcionar sin problemas incluso en las condiciones más duras.

- El tiempo medio entre fallas (MTBF) líder en la industria garantiza años de operación confiable.
- El rendimiento RSTP (Fast Stretching Tree Protocol) de hasta 7 ms reduce el tiempo de inactividad potencial.
- Potentes funciones de seguridad de la red que proporcionan listas de control de acceso configurables y gestión del tráfico.
- La gestión de VLAN simplifica la implementación de redes IEC 61850.



Fig. 4.1.2.4 SEL-2730

### Módulo de Entradas y Salidas marca SEL modelo SEL-2240

Un controlador de automatización en tiempo real (RTAC) proporciona control y rendimiento rápidos y deterministas.

- El diseño modular admite la configuración personalizada de opciones de E/S analógicas y digitales.
- El hardware y los componentes cumplen o superan las especificaciones IEEE 1613 incluso en condiciones extremas.
- La tecnología antivirus de lista blanca exe-GUARD® garantiza que solo se ejecuten las aplicaciones autorizadas.
- HMI basado en web para visibilidad y control de todo el sistema.



Fig. 4.1.2.5 SEL-2240

### Relevadores de Protecciones marca SEL modelo SEL-411L

Sistema avanzado de protección diferencial, automatización y control de flujo

Los relés SEL-411L se utilizan para la protección y el control completos de cualquier línea de transmisión (desviación corta, larga o en serie). El SEL-411L ofrece protección diferencial con elementos operativos basados en fase y secuencia para operación sensible y de alta velocidad. Elija entre una variedad de opciones populares de comunicación multicanal y de fibra óptica. Incluye lógica remota y protección del sistema completo de protección, automatización y control SEL-421, lo que brinda integración y protección redundantes. El SEL-411L incluye un método de ubicación de obstáculos de ondas en movimiento para ubicar obstáculos dentro del alcance de una torre. Implemente la tecnología opcional Time Domain Linking (TiDL) y Sampling Value (SV) con IEC 61850-9-2 para transformar la forma en que se modernizan las subestaciones.





Fig. 4.1.2.6 SEL-411L

**Equipo SEL-451 se utiliza como Módulo de Control y Adquisición de Datos y como protección 50FI de interruptor.**

Sistema de control, automatización y protección de bahías

SEL-451 es un sistema completamente independiente. Un sistema rentable con velocidad, potencia y flexibilidad combinados con control total de la bahía de la subestación y protección con disyuntores de alta velocidad. El SEL-451 se puede usar como parte de una solución completa de monitoreo, control y protección de subestaciones. Reduzca los costos de mantenimiento al monitorear con precisión la actividad del interruptor. Al monitorear el tiempo de inactividad del interruptor automático y el servicio acumulativo del interruptor automático, el SEL-451 puede identificar fácilmente la necesidad de mantenimiento preventivo. Integre información en sistemas de automatización o SCADA a través de procesadores de comunicación o directamente a través de puertos Ethernet. La tecnología SEL Sampled Value (SV) con tecnología Time Domain Link (TiDL) opcional e IEC 61850-9-2 transforma la forma en que se modernizan las subestaciones.





Fig. 4.1.2.7 SEL-451

### Multimedidor marca SEL modelo SEL-735

Medición y facturación de calidad de energía de clase mundial

- Supera con creces los requisitos de precisión ANSI 0.1 e IEC 0.1 S con una precisión típica de 0,02%.
- Perfecta integración con comunicaciones y sistemas de monitoreo de calidad de energía usando IEC 61850 o IEC 61000-4-30 Clase A. • Muestre datos de medición de alta resolución en una pantalla táctil a color de 800 x 480 de 5 pulgadas para monitoreo y control en tiempo real.
- Registra el consumo de energía en hasta 512 canales y proporciona años de perfiles de carga con hasta 1 GB de memoria interna. • El sincronizador compatible con IEEE C37.118.1a-2014 mejora el conocimiento de la situación en tiempo real del estado del sistema.



Fig. 4.1.2.8 medidor SEL-735

## Protección Diferencial de Bus marca SEL modelo SEL-487B

Relé de diferencial de barras y de falla de interruptor SEL-487B

El SEL-487B brinda detección optimizada de fallas del diferencial de barras de baja impedancia porque usa protección de subciclo de alta velocidad combinada con operaciones de alta seguridad para fallas externas. Un desempeño de protección superior se combina con características de automatización de estación integradas para ofrecer una transición fluida en aplicaciones nuevas y modernizadas. La tecnología Time-Domain Link (TiDL) opcional y la tecnología de valores muestreados (SV) de SEL que usa IEC 61850-9-2 transforman la manera de modernizar su subestación.



Fig. 4.1.2.9 Equipo de protección SEL-487B

### 4.1.3 SECCIONES Y TABLEROS

#### 4.1.3.1 Sección SCADA Principal

- Sistema de Posicionamiento Global GPS SEL-2488
- KVM con monitor integrado
- Firewall marca CISCO modelo ISA 3000-4C-K9
- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- Servidor SCADA marca EATON Cooper Power System, modelo SG-4260

#### 4.1.3.2 Sección SCADA Respaldo

- Monitor de temperatura ambiente marca NOVUS modelo N1200
- Firewall marca CISCO modelo ISA 300-4C-K9
- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- Servidor SCADA marca EATON Cooper Power System, modelo SG-4260

#### 4.1.3.3 Sección de Servicios Propios

- Módulo de Entradas y Salidas principal marca SEL modelo SEL-2240

- Módulo de expansión Entradas y Salidas Principal marca SEL modelo SEL-2240
- Módulo de Entradas y Salidas de respaldo marca SEL modelo SEL-2240
- Módulo de expansión Entradas y Salidas de respaldo marca SEL modelo SEL-2240

#### **4.1.3.4 Sección Inversor**

- Inversor de corriente directa a corriente alterna de la mara PHILTEK modelo PIVi 1.5KV-120-N-EMD-MBS-RS232

#### **4.1.3.5 Sección de Control y Monitoreo de Esquema Remedial**

- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- MES AXION marca SEL modelo SEL-2240

#### **4.1.3.6 Sección LT-7-87-87-PT-IN 73Q10**

- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- Protección principal marca SEL modelo SEL-411L, 87L, 21, 67N, 79
- Protección de respaldo marca SEL modelo SEL-411L, 87L, 21, 67N, 79, 25/27
- Modulo de Control y Adquisición de Datos marca SEL modelo SEL-451
- Protección PBF 50FI marca SEL modelo SEL-451

#### **4.1.3.7 Sección LT-7-87-87-PT-IN 73Q00**

- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- Protección principal marca SEL modelo SEL-411L, 87L, 21, 67N, 79
- Protección de respaldo marca SEL modelo SEL-411L, 87L, 21, 67N, 79, 25/27
- Modulo de Control y Adquisición de Datos marca SEL modelo SEL-451
- Protección PBF 50FI marca SEL modelo SEL-451

#### **4.1.3.8 Sección LT-7-87-87-PT-IN 73780**

- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- Protección principal marca SEL modelo SEL-411L, 87L, 21, 67N, 79
- Protección de respaldo marca SEL modelo SEL-411L, 87L, 21, 67N, 79, 25/27
- Módulo de Control y Adquisición de Datos marca SEL modelo SEL-451
- Protección PBF 50FI marca SEL modelo SEL-451

#### **4.1.3.9 Sección IT/IA-PT-IN 77010**

- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- Protección PBF 50FI marca SEL modelo SEL-451
- Módulo de Control y Adquisición de Datos marca SEL modelo SEL-451

#### **4.1.3.10 Sección DB-PA-IN 87B**

- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- Protección Diferencial 01 marca SEL modelo SEL-487B 50FI, 86FI
- Protección Diferencial 02 marca SEL modelo SEL-487B

#### **4.1.3.11 Sección RD-IN**

- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- RD01 marca TESLA modelo TESLA 4000
- RD02 marca TESLA modelo TESLA 4000
- PQM01 marca ELSPEC modelo G3340

#### **4.1.3.12 Sección Multimedidores**

- LAN switch capa 2 marca SEL modelo SEL-2730
- Multimedidor marca SEL modelo SEL-735, MM73Q10
- Multimedidor marca SEL modelo SEL-735, MM73Q00
- Multimedidor marca SEL modelo SEL-735, MM73780
- Multimedidor marca SEL modelo SEL-735, MM SP

#### **4.1.3.13 Sección MES INT 73Q00**

- GPS marca SEL modelo SEL-2401
- Unidad de Control de Bahía UCB A marca SEL modelo SEL-2240
- Unidad de Control de Bahía UCB B marca SEL modelo SEL-2240

#### **4.1.3.14 Sección MES INT 73Q10**

- GPS marca SEL modelo SEL-2401
- Unidad de Control de Bahía UCB A marca SEL modelo SEL-2240
- Unidad de Control de Bahía UCB B marca SEL modelo SEL-2240

#### **4.1.3.15 Sección MES INT 73780**

- GPS marca SEL modelo SEL-2401
- Unidad de Control de Bahía UCB A marca SEL modelo SEL-2240

- Unidad de Control de Bahía UCB B marca SEL modelo SEL-2240

#### **4.1.3.16 Sección MES INT 77010**

- GPS marca SEL modelo SEL-2401
- Unidad de Control de Bahía UCB A marca SEL modelo SEL-2240
- Unidad de Control de Bahía UCB B marca SEL modelo SEL-2240

## **4.2 DESARROLLO DE CONFIGURACIONES**

### **4.2.1 DESARROLLO DE SIMULACIONES EN LABORATORIO**

Se realizan simulaciones previas de acuerdo con el sistema SCADA a implementar con los siguientes equipos

Se cuenta con servidor SCADA COOPER SMP 16-SG

DEI's de la marca SEL, modelo SEL-2440, como dispositivo de entradas y salidas

SEL-451, como MCAD

medidor multifunción marca Artech modelo 9300

Switch capa 2 SIEMENS RX-1500

Fuente de alimentación de 125 VCD

Rack de 19" PANDUIT

Las pruebas de simulación se realizan de manera satisfactoria.

En la imagen 4.2.1 se muestran los equipos utilizados.

Figura 4.2.2 Simulador

### **4.2.3 DESARROLLO DE CONFIGURACIONES DEL SISTEMA SCADA EN SOFTWARE, INTEGRACION DE DEI's EN MMS IEC61850, DNP 3.0 Y MODBUS**

En este apartado se muestran las configuraciones realizadas en los DEI's y su integración a servidor SCADA.

Primeramente, se configuran los dispositivos electrónicos inteligentes, en el caso de los DEI's de la marca SEL se utilizan los software AcSELerator QuickSet y AcSELerator Architect, para realizar configuración de los parámetros de comunicación, reportes, dataset y nodos lógicos en los dispositivos.

En la figura 4.2.3 se muestran las versiones de los softwares utilizados, los cuales se puede descargar de manera gratuita al crear una cuenta en la página de SEL.

Figura 4.2.3

Ya que contamos con el software instalado se procede a dar de alta los dispositivos en la configuración a los cuales se les asigna una IP a cada dispositivo, en este caso se asignaron IP en el segmento 192.168.33.XX, en la figura 4.2.3.1 se muestra donde se configura la IP a los dispositivos.

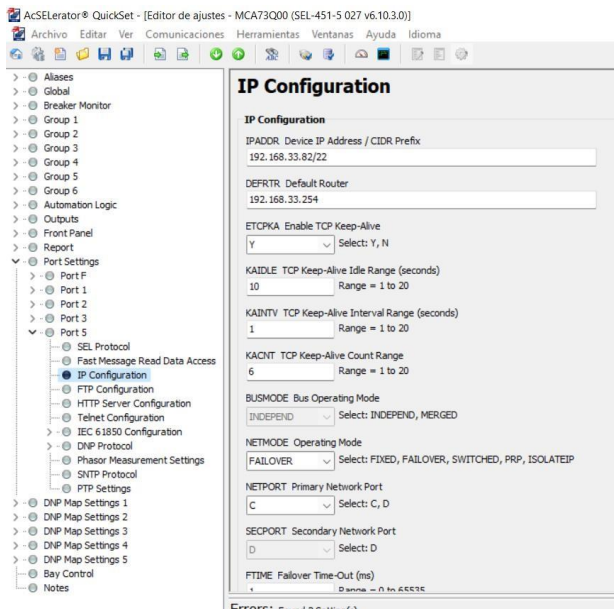


Figura 4.2.3.1

Una vez configurados los parámetros de comunicación de los DEI's se procede a configurar los nodos lógicos, dataset y reportes dentro de los DEI's, para su envío a servidores SCADA

En la figura 4.2.3.2 se muestran los nodos lógicos configurados dentro de un dataset en un dispositivo MCA, los cuales se observan que se encuentran modelados de acuerdo con el estándar IEC-61850, esto se realiza para todos los DEI's, de acuerdo a los requerimientos de cada uno se configuran las diferentes alarmas de la base de datos en cada dispositivo.



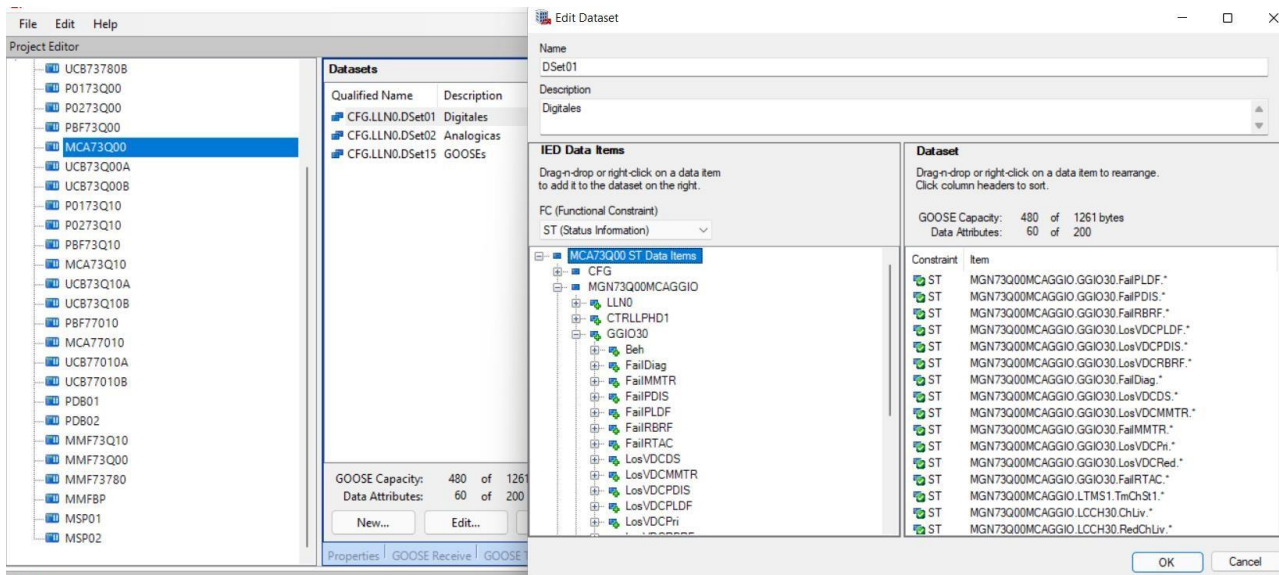


Figura 4.2.3.2 Configuración de nodos dentro de los Data Set

Posteriormente se configuran los reportes dentro de los DEI's los cuales se envía por IEC 61850 a los servidores SCADA este los recibe dentro de los protocolos maestros y procesa los datos ya se para realizar alguna lógica con algún otro dato de otro o del mismo DEI, o enviarlos a los centros de control por el protocolo de comunicación correspondiente con lo cual cumple con la condición de interoperabilidad de los sistemas SCADA. En la figura 4.2.3.3 se muestra parte de las configuraciones realizadas.

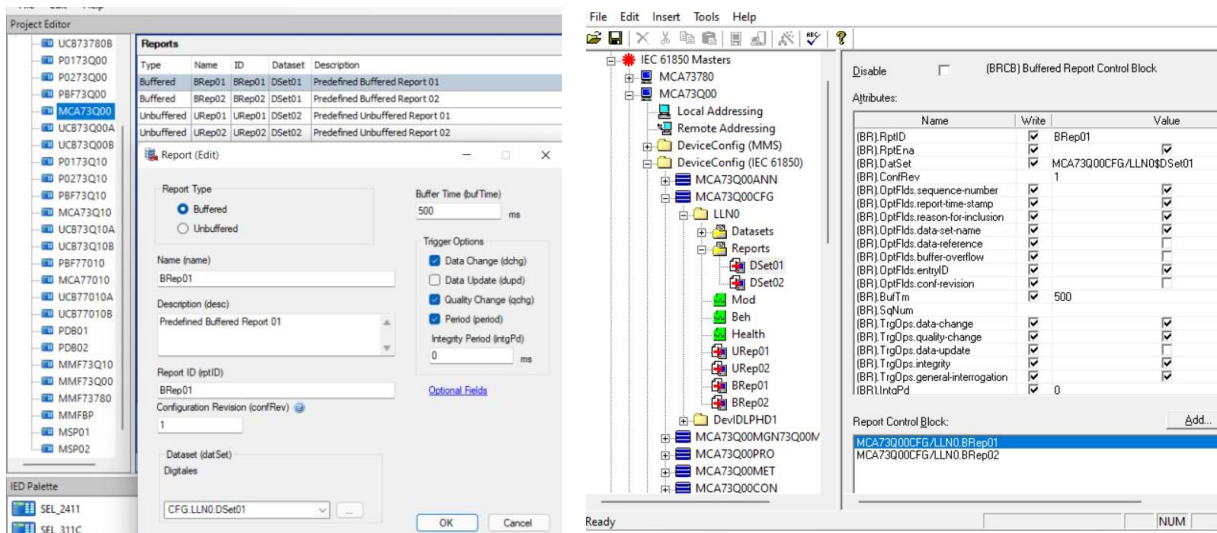


Figura 4.2.3.3 Configuraciones de DEI's

Ya una vez que se encuentren creados los dataset con los nodos lógicos a utilizar se requiere configurar el data objeto de cada variable, que viene siendo la señal proveniente del nivel de campo, para esto utilizamos el software Oxygen XML Editor con el cual se edita en lenguaje de programación SCL todos los dispositivos integrados, por este medio se puede realizar toda la configuración de los DEIs desde la comunicación, reportes, dataset hasta las variables dentro de los data object. En la figura 4.2.3.4 se muestra la configuración general de los DEIs.

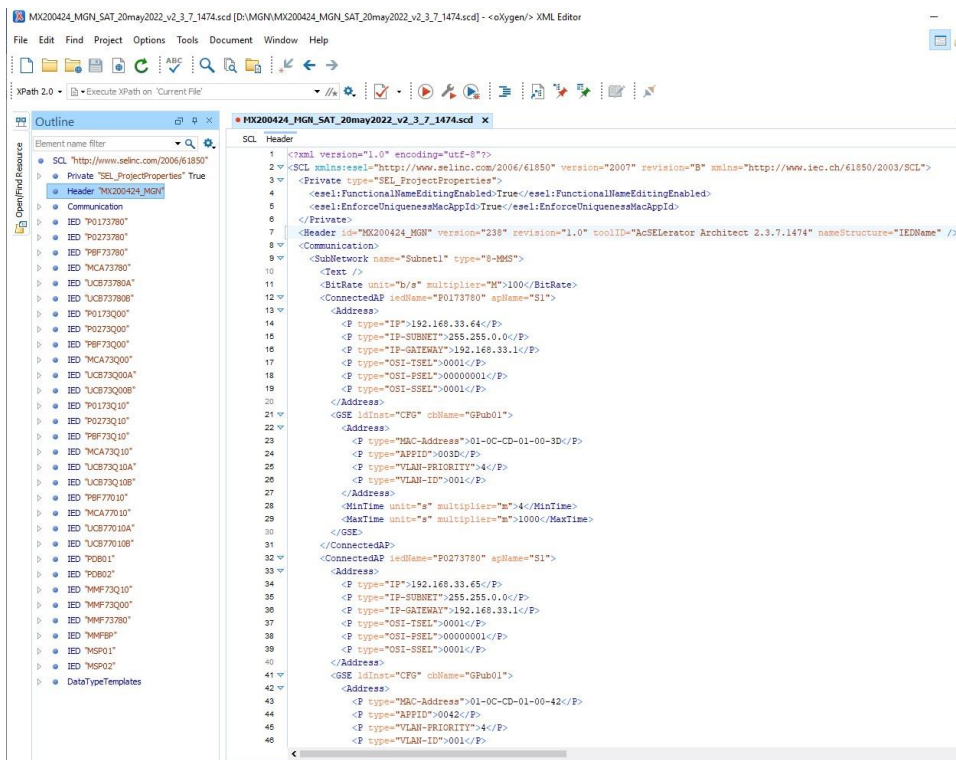


Fig 4.2.3.4 Oxygen

Posteriormente realizamos la configuración de cada variable (la cual genera una indicación, medición o control, según sea el caso), en la figura 4.2.3.5 se observa un ejemplo de lo aquí descrito.

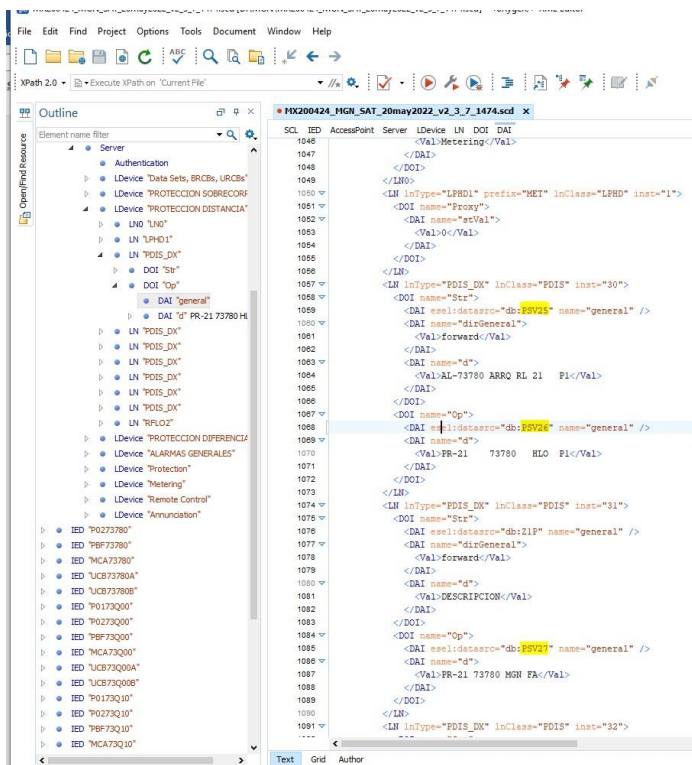


Fig. 4.2.3.5 Configuración de variables en DO

En configuración de servidor SCADA se dan de alta los equipos en IEC 61850 Config, se configura sus parámetros de comunicación para poder realizar la importación de la configuración de los DEIs a la configuración del servidor SCADA, en la figura 4.2.3.6 se observa donde se realiza

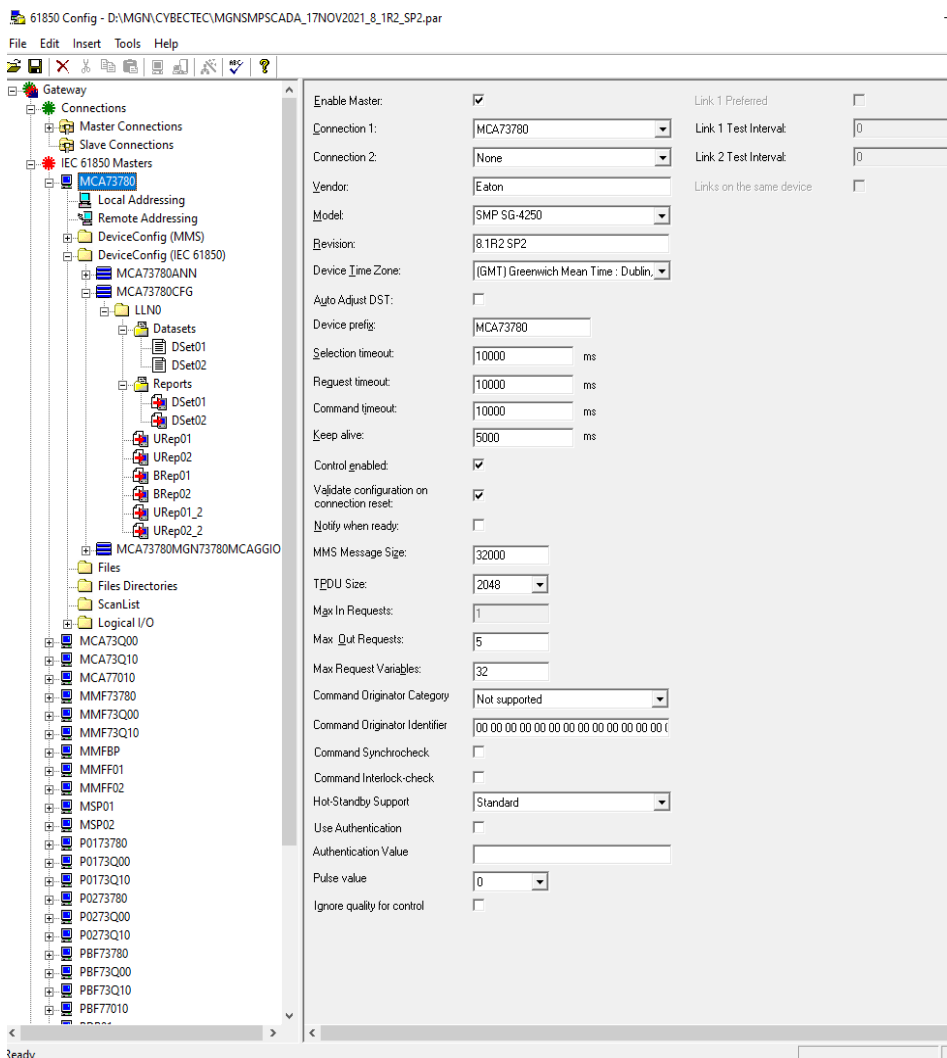


Fig. 4.2.3.6 Configuración de DEIs en 61850

Ya una vez con las variables integradas en configuración de servidor SCADA se utiliza la aplicación de SMP Config en donde se realiza la integración de los demás dispositivos en los diferentes protocolos de comunicación, así como las lógicas y automatismos requeridos por el sistema SCADA.

En la figura 4.2.3.7 se muestra la parte de configuración de los protocolos maestros donde se integran todos los dispositivos con sus señales digitales, analógicas y mandos.

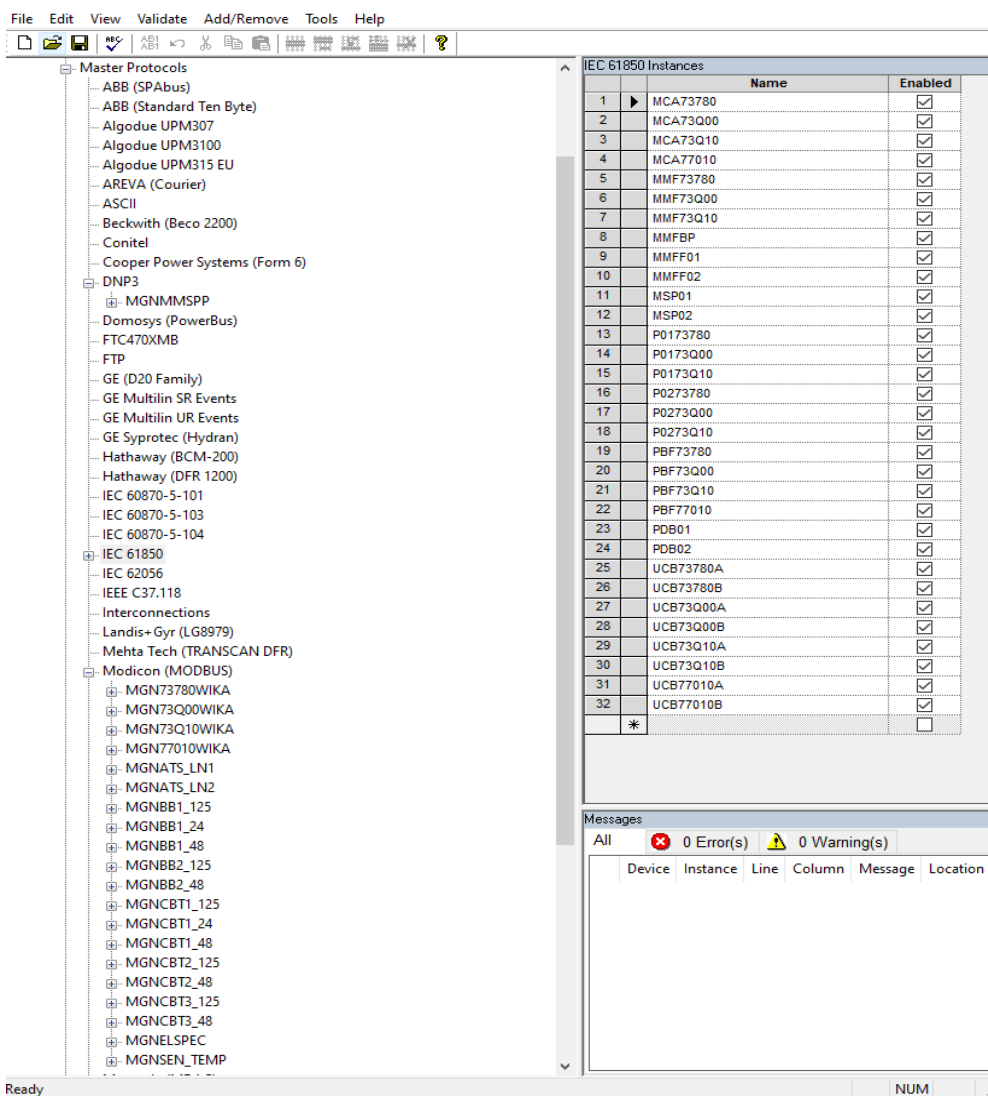


Fig. 4.2.3.7 Configuración en Master Protocols de los DEIs

Cuando se encuentran integrados los dispositivos al servidor SCADA y con buena calidad ya se pueden utilizar las señales digitales, mediciones y controles para realizar los automatismos requeridos, los cuales se realizan en el apartado de Automation Funcions en la figura 4.2.3.8 se muestra parte de la configuración de las señales y se realiza el procesamiento de las lógicas.

File Edit View Validate Add/Remove Tools Help

	Name	Disabled	Result Point	Persistent	Description
11	73Q00_ULTAC_NEG	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-73Q0	<input type="checkbox"/>	73Q00_ULTAC_NEG
12	73Q00_ULTAC_POS	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-73Q0	<input type="checkbox"/>	73Q00_ULTAC_POS
13	AL-73Q00_ARRQ_RL_21_P1	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_ARRQ_RL_21_P1
14	AL-73Q00_ARRQ_RL_21_P2	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_ARRQ_RL_21_P2
15	AL-73Q00_ARRQ_RL_50FI	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_ARRQ_RL_50FI
16	AL-73Q00_ARRQ_RL_67_P1	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_ARRQ_RL_67_P1
17	AL-73Q00_ARRQ_RL_67_P2	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_ARRQ_RL_67_P2
18	AL-73Q00_BLOQUEO_52	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_BLOQUEO_52
19	AL-73Q00_COM_FO_87L_P1	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_COM_FO_87L_P1
20	AL-73Q00_COM_FO_87L_P2	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_COM_FO_87L_P2
21	AL-73Q00_FAL_COM_50FIPTA	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_50FIPTA
22	AL-73Q00_FAL_COM_50FIPTB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_50FIPTB
23	AL-73Q00_FAL_COM_MCADPT	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_MCADPTA
24	AL-73Q00_FAL_COM_MCADPTB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_MCADPTB
25	AL-73Q00_FAL_COM_MES_PBA	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_MES_PBA
26	AL-73Q00_FAL_COM_MES_PBB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_MES_PBB
27	AL-73Q00_FAL_COM_MES_RBA	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_MES_RBA
28	AL-73Q00_FAL_COM_MES_RBB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_MES_RBB
29	AL-73Q00_FAL_COM_P1_PTA	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_P1_PTA
30	AL-73Q00_FAL_COM_P1_PTB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_P1_PTB
31	AL-73Q00_FAL_COM_P2_PTA	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_P2_PTA
32	AL-73Q00_FAL_COM_P2_PTB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_COM_P2_PTB
33	AL-73Q00_FAL_MSJ_50FI	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_MSJ_50FI
34	AL-73Q00_FAL_MSJ_MCAD	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_MSJ_MCAD
35	AL-73Q00_FAL_MSJ_MES_PB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_MSJ_MES_PB
36	AL-73Q00_FAL_MSJ_MES_RB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_MSJ_MES_RB
37	AL-73Q00_FAL_MSJ_P1	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_MSJ_P1
38	AL-73Q00_FAL_MSJ_P2	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_MSJ_P2
39	AL-73Q00_FAL_VCD_50FI	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_VCD_50FI
40	AL-73Q00_FAL_VCD_87L_P1	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_VCD_87L_P1
41	AL-73Q00_FAL_VCD_87L_P2	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_VCD_87L_P2
42	AL-73Q00_FAL_VCD_BOB1_DI	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_VCD_BOB1_DI
43	AL-73Q00_FAL_VCD_LANSW	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_VCD_LANSW
44	AL-73Q00_FAL_VCD_MCADPT	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_VCD_MCADPT
45	AL-73Q00_FAL_VCD_MES_PB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_VCD_MES_PB
46	AL-73Q00_FAL_VCD_MES_RB	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_VCD_MES_RB
47	AL-73Q00_FAL_VCD_MMED_M	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FAL_VCD_MMED_M1
48	AL-73Q00_FALLA_BOB1_DI	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FALLA_BOB1_DI
49	AL-73Q00_FALLA_INCP_52	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_FALLA_INCP_52
50	AL-73Q00_OP_ANOR_50FI	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_OP_ANOR_50FI
51	AL-73Q00_OP_ANOR_87L_P1	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_OP_ANOR_87L_P1
52	AL-73Q00_OP_ANOR_87L_P2	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_OP_ANOR_87L_P2
53	AL-73Q00_OP_ANOR_LANSW	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_OP_ANOR_LANSW
54	AL-73Q00_OP_ANOR_MCADP	<input type="checkbox"/>	MGN73Q00LG-AL-73	<input type="checkbox"/>	AL-73Q00_OP_ANOR_MCADPT

Messages  
All 0 Error(s) 0 Warning(s)

Fig. 4.2.3.8 Automation Funcions

## 4.2.4 CONFIGURACION EN SISTEMA SCADA EN DNP 3.0 TCP/IP ENVIO DE DATOS A CENTROS DE CONTROL

Dentro de la configuración de los servidores SCADA se realizan las configuraciones en el apartado de protocolos esclavos en la figura 4.2.4.1 se muestran las configuraciones realizadas al despacho de control en protocolo DNP 3.0



File Edit View Validate Add/Remove Tools Help

SCD-MGN-NSSYS

- Hardware
- HMI
- System
- Security
- Master Protocols
- Slave Protocols
  - Contel
  - DNP3
    - GRCNO
      - General
      - General (Additional Instances)
      - Application Function Codes
      - Secure Authentication
      - Switched Connection
      - File Transfer
      - Analog Inputs
      - Binary Inputs
        - Binary Inputs
        - Double-Bit Binary Inputs
      - Analog Outputs
      - Binary Outputs
      - Special Request Handling
      - Event Queues
      - Group Default Variations
    - Harris 5000/6000
    - IEC 60870-5-101
    - IEC 60870-5-104
    - IEC 61850
    - IEEE C37.118
    - Interconnections
    - Lands+ Gyr (LG8979)
    - Modicon (MODBUS)
    - PG&E (Cooper 2179)
    - SES-92
    - Valmet (Tejas)

Index	Name	Event Class	Event Mode	Report in Class 0	Default Variation
1	MGN73Q00LG-IN-73Q00 HLI LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
2	MGN73Q00LG-CU-73Q01 BARRA 1 LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
3	MGN73Q00LG-CU-73Q07 TIERRA LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
4	MGN73Q00LG-CU-73Q08 TRANSFE LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
5	MGN73Q00LG-CU-73Q09 LADO LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
6	MGN73Q00LG-CT-MCAD 73Q00 MOD LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
7	MGN73Q00LG-CT-MCAD 73Q00 EDOPRUE	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
8	MGN73Q00LG-CT-79 73Q00 EDO LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
9	MGN73Q00LG-CT-87L 73Q00 EDO P1	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
10	MGN73Q00LG-CT-87L 73Q00P1 EDOPRUE	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
11	MGN73Q00LG-CT-87L 73Q00 EDO P2	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
12	MGN73Q00LG-CT-87L 73Q00P2 EDOPRUE	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
13	MGN73Q00LG-CT-TLP 73Q00 EDO FO	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
14	MGN73Q00LG-CT-50F1 Specify the point's name, mandatory	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
15	MGN73Q00LG-CT-25V	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
16	MGN73Q00LG-CT-43PR 73Q00 EDO LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
17	MGN73Q00LG-CT-89 73Q01 MOD LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
18	MGN73Q00LG-CT-89 73Q08 MOD LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
19	MGN73Q00LG-CT-89 73Q09 MOD LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
20	MGN73Q00LG-CT-52 73Q00 MOD LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
21	MGN73Q00LG-PR-87L 73Q00 HLI P1	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
22	MGN73Q00LG-PR-87L 73Q00 HLI P2	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
23	MGN73Q00LG-PR-21 73Q00 HLI P1	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
24	MGN73Q00LG-PR-21 73Q00 HLI P2	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
25	MGN73Q00LG-PR-67 73Q00 HLI P1	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
26	MGN73Q00LG-PR-67 73Q00 HLI P2	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
27	MGN73Q00LG-PR-50F1 73Q00 HLI LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
28	MGN73Q00LG-PR-86F1 73Q00 HLI LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
29	MGN73Q00LG-PR-79 73Q00 HLI LT	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
30	MGN73Q00LG-PR-EDTD 73Q00 HLI FO	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
31	MGN73Q00LG-PR-EDTD 73Q00 HLI FO	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
32	MGN73Q00LG-PR-EDTL 73Q00 HLI FO	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
33	MGN73Q00LG-PR-RDTL 73Q00 HLI FO	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default
34	MGN73Q00LG-AL-73Q00 FALLA INCP 52	Class 1	Default Queue Mode	<input checked="" type="checkbox"/>	00- Group default

Figura 4.2.4.1 Configuración protocolos esclavos.

Una vez configurada la base de datos hacia los despachos de control se realiza la configuración de un logger de eventos histórico el cual va guardando los eventos ocurridos en la subestación en la figura 4.2.4.2 se muestra la configuración de logger de eventos.



File Edit View Validate Add/Remove Tools Help

SCD-MGN-NSSYS

- Hardware
- HMI
- System
  - Automation Functions
  - Folders
  - Alarms
  - Management Server
  - Secure Web Server
  - Point Dictionary
  - Sequence of Events
    - General
    - Event Entries Format
    - Event Binary Inputs
    - Event Analog Outputs
    - Event Binary Outputs
  - SoftPLC (CODESYS)
  - Syslog
- Time
- Security
- Master Protocols
- Slave Protocols
- Connections
- Connection Usage
- Passthrough

Event Binary Inputs						
	Point Name	Disabled	State 0 Label	State 1 Label	Ignore Quality	
1	MGN73780LG-AL-73780 ARR	<input type="checkbox"/>	180 - Normal	180 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
2	MGN73780LG-AL-73780 ARR	<input type="checkbox"/>	181 - Normal	181 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
3	MGN73780LG-AL-73780 ARR	<input type="checkbox"/>	184 - Normal	184 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
4	MGN73780LG-AL-73780 ARR	<input type="checkbox"/>	182 - Normal	182 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
5	MGN73780LG-AL-73780 ARR	<input type="checkbox"/>	183 - Normal	183 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
6	MGN73780LG-AL-73780 BLO	<input type="checkbox"/>	156 - Normal	156 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
7	MGN73780LG-AL-73780 BP	<input type="checkbox"/>	153 - Normal	153 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
8	MGN73780LG-AL-73780 BP	<input type="checkbox"/>	154 - Normal	154 - Bloqueo	<input checked="" type="checkbox"/>	
9	MGN73780LG-AL-73780 CO	<input type="checkbox"/>	173 - Normal	173 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
10	MGN73780LG-AL-73780 CO	<input type="checkbox"/>	176 - Normal	176 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
11	MGN73780LG-AL-73780 EDO	<input type="checkbox"/>	215 - Normal	215 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
12	MGN73780LG-AL-73780 EDO	<input type="checkbox"/>	216 - Normal	216 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
13	MGN73780LG-AL-73780 EST	<input type="checkbox"/>	217 - Normal	217 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
14	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	195 - Normal	195 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
15	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	196 - Normal	196 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
16	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	193 - Normal	193 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
17	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	194 - Normal	194 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
18	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	201 - Normal	201 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
19	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	202 - Normal	202 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
20	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	203 - Normal	203 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
21	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	204 - Normal	204 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
22	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	197 - Normal	197 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
23	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	198 - Normal	198 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
24	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	199 - Normal	199 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
25	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	200 - Normal	200 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
26	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	205 - Normal	205 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
27	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	206 - Normal	206 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
28	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	209 - Normal	209 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
29	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	210 - Normal	210 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
30	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	207 - Normal	207 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
31	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	208 - Normal	208 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
32	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	151 - Normal	151 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
33	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	152 - Normal	152 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
34	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	177 - Normal	177 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
35	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	171 - Normal	171 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
36	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	174 - Normal	174 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
37	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	160 - Normal	160 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
38	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	161 - Normal	161 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
39	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	162 - Normal	162 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
40	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	170 - Normal	170 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
41	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	232 - Normal	232 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
42	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	187 - Normal	187 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
43	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	189 - Normal	189 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	
44	MGN73780LG-AL-73780 FAL	<input type="checkbox"/>	191 - Normal	191 - Alarmada	<input checked="" type="checkbox"/>	

Messages

All 0 Error(s) 0 Warning(s)

Fig. 4.2.4.2 SOE logger de secuencia de eventos.

Otra parte importante que se debe de considerar es la configuración de la comunicación con los despachos de control en la figura 4.2.4.3 se observa la configuración de las comunicaciones a los despachos de control, cual se realiza sobre TCP/IP.

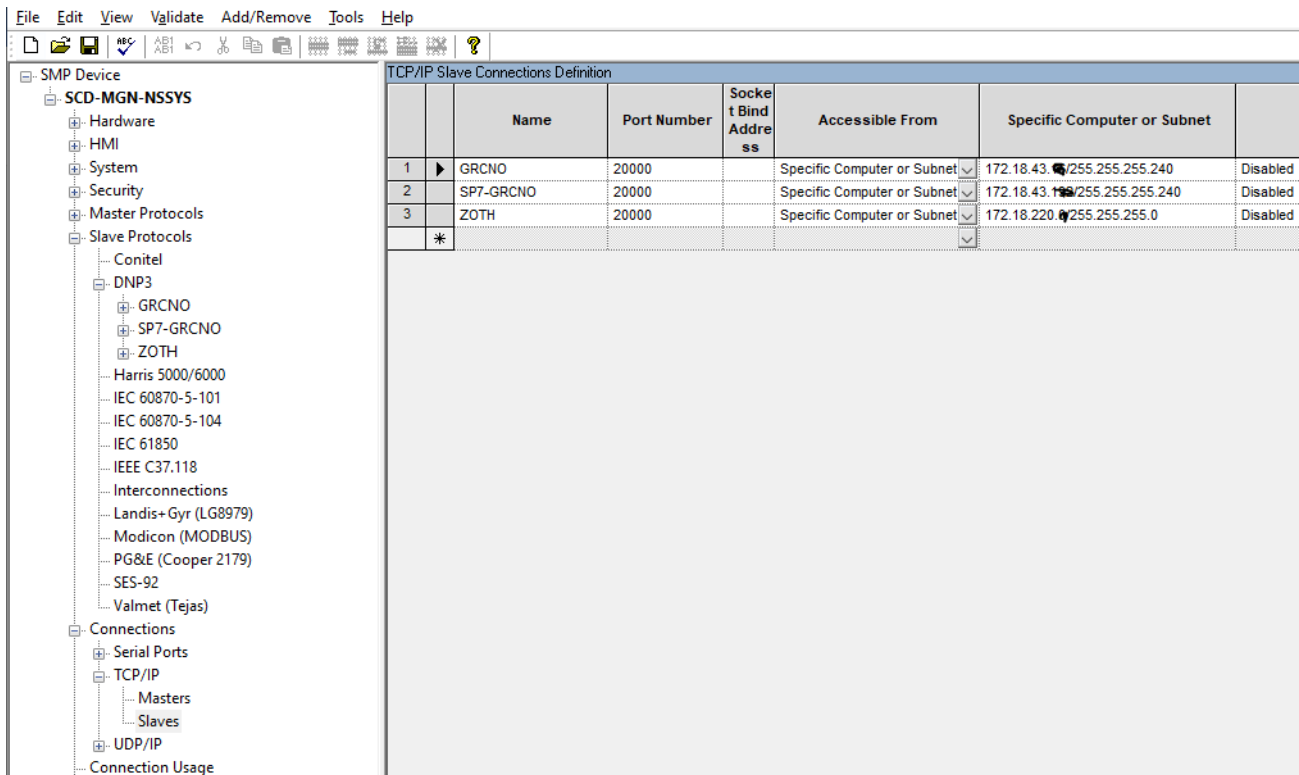


Fig. 4.2.4.3

Al finalizar las configuraciones en el servidor SCADA se debe realizar una compilación de la misma la cual se realiza validando la configuración y verificando que no existan errores ni advertencias.

## 4.2.5 CONFIGURACIÓN DE IHM

Posteriormente a la configuración de la base de datos del sistema SCADA, se realizó la creación de la Interfaz Hombre Maquina, la cual es la representación gráfica del sistema SCADA integrado, esta interfaz es generalmente utilizada para una mayor facilidad de la lectura y operación de datos. Para la realización de nuestro proyecto, se realizó la representación gráfica de cada uno de los circuitos y elementos que se integraron al sistema SCADA, mostrando la información que fue configurada en la base de datos.

En la siguiente figura 4.2.5.1, se muestra la interfaz gráfica desarrollada con la aplicación SMP Diagram

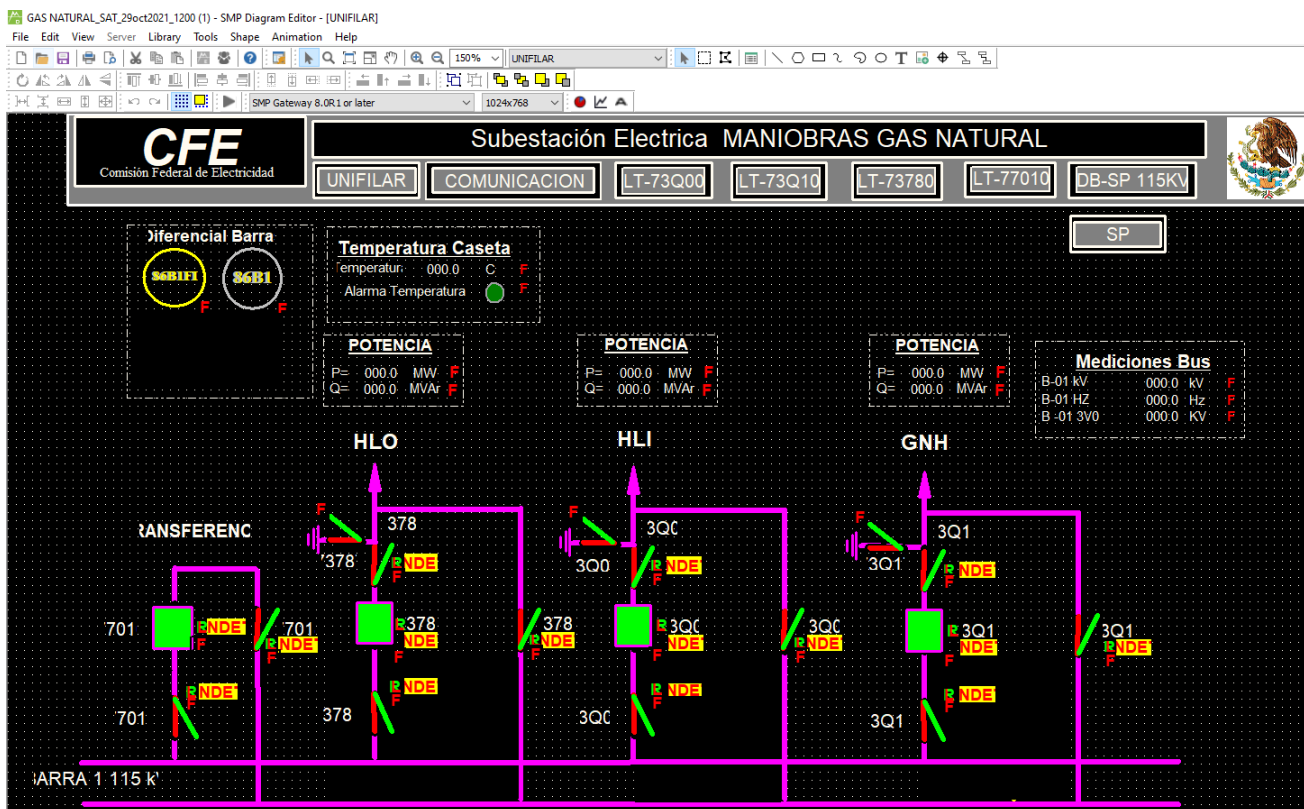


Fig. 4.2.5.1 IHM subestación MGN

## 4.2.6 CONFIGURACIÓN DE POLÍTICAS DE SEGURIDAD Y PRUEBAS DE FIREWALL

Las funciones de seguridad informática asociados a los sistemas de protección y control deben superar un reto muy relevante, ofrecer una protección adecuada sin degradar el desempeño de los sistemas en tiempo real. Estos objetivos son de difícil cumplimiento si se utilizan soluciones y equipamientos de uso habitual en otros entornos, no solo por el trabajo en entornos altamente perturbados sino en particular por la necesidad de no afectar el funcionamiento de los sistemas críticos.

Si bien los sistemas de automatización se diseñan con un grado de redundancia de forma que sean tolerantes a un fallo por lo menos, hasta el momento no se suele considerar la seguridad informática como un factor de diseño a pesar de que un ataque informático puede tener iguales o peores

consecuencias que la avería de un equipo. Es por lo tanto importante incorporar los conceptos de seguridad informática como parte de la ingeniería de los sistemas de automatización.

#### 4.2.6.1 SEGURIDAD INFORMÁTICA EN SISTEMAS DE OPERACIÓN

Los ataques de seguridad sufridos por un Sistema de Automatización de Subestación (SAS) pueden tener varios orígenes, internos o externos, maliciosos o fortuitos, pero en cualquier caso el efecto es una degradación del desempeño y en la mayoría de los casos un empeoramiento de la disponibilidad global del SAS. En consecuencia, se debe incorporar las medidas de protección que minimicen el efecto de dichos ataques.

Las medidas tradicionales de protección utilizadas habitualmente en los sistemas de información, centros de trabajo, Centros de Control, etc. no son adecuadas en los entornos de automatización de subestaciones ya que éstos, a pesar de utilizar las mismas tecnologías, Ethernet e IP, están basados en una arquitectura y configuración muy diferentes que implementan modos de funcionamiento diferentes con diferentes requerimientos de desempeño. La siguiente tabla muestra las principales diferencias entre los sistemas tradicionales de la información (IT) y los de Operación (OT).

FUNCIÓN	SISTEMAS IT	SISTEMAS OPERACIÓN
Objetivo básico	Información	Maximizar la disponibilidad del proceso
Foco de la seguridad	Centralizada. Seguridad de los servidores, acceso a Internet	Descentralizada. Seguridad de las funciones de P&C. Bloquear o minimizar el uso de Internet
Impacto del riesgo	Acceso no autorizado a la información	Disponibilidad de la Operación
Disponibilidad	95 – 99%	99.9 – 99.999%
Robustez	Se toleran Interrupciones del servicio	Tolerante a Fallos, Redundancia, No se aceptan interrupciones
Vida del equipamiento	3-5 años	10-30 años
Actualizaciones software	Programadas regularmente	No se suelen aplicar. En muchos casos no existen
Concienciación RRHH	Muy alta	Incipiente

Tabla 4.2.6.1. Diferencias IT Vs OT

Además de las diferencias mostradas en la tabla anterior se deben considerar otros aspectos relacionados con la arquitectura y el modo de funcionamiento de SAS. Los más relevantes son:

- La configuración de los dispositivos de la subestación (IEDs) es siempre estática por lo que no existen servidores de ningún tipo.
- A diferencia de un centro de trabajo donde los ataques proceden en su mayoría del exterior, concretamente de Internet, una subestación no tiene conexión directa con Internet y las comunicaciones externas comunican con el Centro de Control o con otras subestaciones por lo que el origen de los ataques es diverso pero fundamentalmente suele provenir de accesos remotos mal configurados y en algunas ocasiones del interior de la subestación por errores de manipulación o uso de dispositivos móviles conectados indirectamente a Internet.
- Los equipos modernos que forman el SAS suelen incorporar múltiples funciones y una gran capacidad de comunicación lo cual facilita que ciertas funciones de protección y control se implementen de forma distribuida, esto es, varios IEDs intervienen en la realización de una función. En consecuencia, el foco de la seguridad se desplaza de la protección de los servidores, en el caso de un centro de trabajo, a la protección de las funciones en el caso de una subestación.
- El modo de funcionamiento de un SAS IEC 61850 es opuesto al de un centro de trabajo puesto que diferencia de un centro de trabajo donde los usuarios son clientes de unos servidores, en un SAS todos los IEDs son servidores a los que puede acceder el sistema de Control Local de la subestación y el Gateway. Además, los IEDs pueden intercambiar información entre ellos de forma directa situación que nunca sucede en un centro de trabajo.

Debido a las diferencias en cuanto a objetivos, requerimientos y arquitectura del SAS no es adecuado aplicar la arquitectura y medidas de seguridad tradicionales puesto que dichas medidas están orientadas a proteger elementos inexistentes y formas de funcionamiento que no existen en una subestación.

Un aspecto que se debe considerar al diseñar la protección informática de un SAS es como afectan las medidas de seguridad al desempeño de los sistemas críticos de tiempo real, en especial las protecciones y otros automatismos críticos. En efecto, los dos principales objetivos de la seguridad informática de un SAS es asegurar la disponibilidad global del SAS frente a los ataques informáticos y garantizar que las medidas de protección no afectan al desempeño del SAS. Un principio de diseño fundamental es que ninguna medida de seguridad debe impedir el uso de una función por parte de un usuario autorizado de forma autorizada ni debe imponer restricciones al mantenimiento. Existen diferentes tipos de ataques los cuales afectan a cuatro requerimientos esenciales de cualquier sistema de operación:

- *Confidencialidad*. Acceso no autorizado a información. Aunque la información no sea confidencial se puede utilizar para realizar ataques más sofisticados.
- *Integridad*. Modificación de información a la que el usuario no tiene permiso de acceso
- *Disponibilidad*. Denegación de uso de un servicio o recurso para el que el usuario está autorizado.

- *No Repudiación*. No poder negar que se ha realizado una acción no autorizada. Si un usuario que realizó una acción maliciosa puede borrar los registros realiza un ataque de repudiación ya que no es posible demostrar su autoría.

Cualquiera de estos ataques tiene un efecto negativo sobre la fiabilidad y la disponibilidad global del SAS. Ciertos ataques tienen un efecto inmediato mientras que otros tienen un efecto a posteriori ya que se pueden utilizar para recopilar información del sistema en preparación de otros ataques. Por ejemplo, espiar los mensajes de un protocolo no tiene ningún efecto inmediato, pero puede servir para obtener información necesaria para preparar futuros ataques.

Cualquier tipo de ataque tiene el efecto de bloquear alguna función o servicio por lo cual degrada la disponibilidad o altera alguna función, por ejemplo, provocar un falso disparo o realizar un mando no autorizado afecta a la fiabilidad del SAS. De hecho, el foco de la seguridad informática de un SAS no es la información sino garantizar la funcionalidad para no degradar la fiabilidad ni la disponibilidad de sus funciones.

Las funciones que forman un SAS IEC 61850 se implementan en base a Nodos Lógicos que puede estar ubicados en cualquier IED. En consecuencia, para proteger una función es necesario conocer como ha sido implementada. A partir de la implementación se pueden definir las Zonas de Seguridad que deben englobar los Nodos Lógicos que forman las funciones incluidas en la Zona de Seguridad, así como las comunicaciones entre los IEDs que implementan dichos Nodos Lógicos.

El nivel de protección depende en gran medida de cómo se definan las zonas de seguridad y de las medidas de protección que se apliquen a cada zona.

#### **4.2.6.2 ARQUITECTURA Y CONFIGURACION FIREWALL**

La seguridad es de suma importancia dentro de los sistemas SCADA para minimizar los riesgos y prevenir cualquier tipo de ataque o intrusión de personas no deseadas por lo que es necesario contar con sistemas de seguridad.

De esta manera el sistema SCADA no queda vulnerable a los ataques por lo que es necesario implementar políticas de seguridad dentro de los firewalls en la figura 4.2.6.2 se muestra la arquitectura de configuración de los sistemas de seguridad.

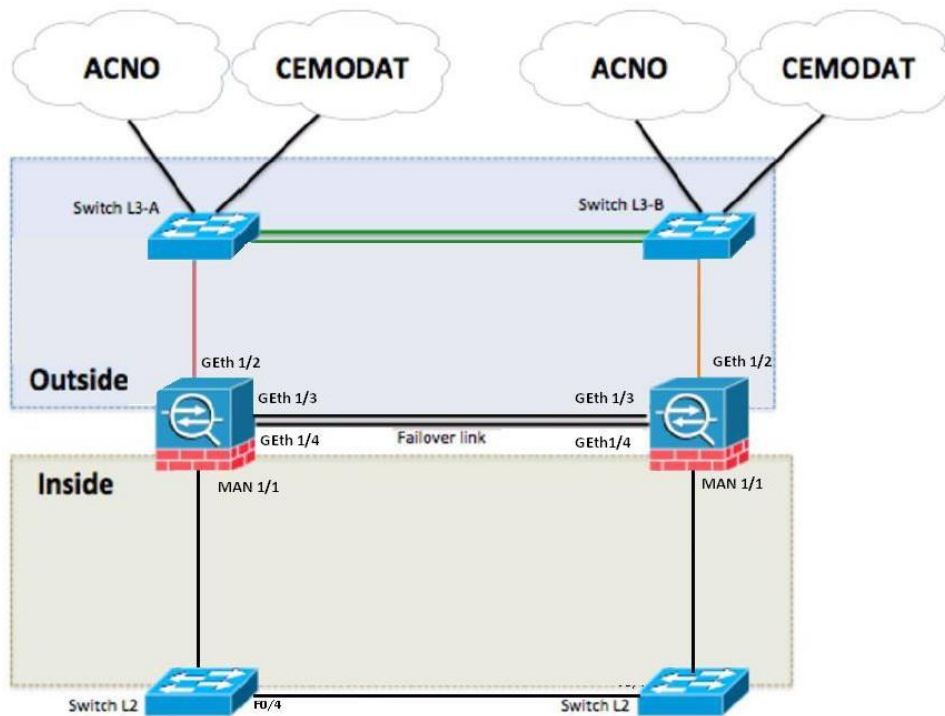


Figura 4.2.6.2

### Arquitectura de Firewalls o cortafuegos

Se realizan configuraciones y pruebas locales de equipos de seguridad firewall marca CISCO modelo ISA 3000, se configuran políticas de seguridad y pruebas de acceso.

Las configuraciones se realizan por interfaz MGT serial (puerto de mantenimiento) vía TELNET mediante comandos.

En la figura 4.2.6.3 se muestra parte de la configuración de los equipos de seguridad.

```

!
hostname ASA-SEMGN
enable password ***** pbkdf2
names
no mac-address auto

!
interface GigabitEthernet1/1
description CONEXION A SWITCH L3 PUERTO 9
nameif outside
security-level 0
ip address 1.1.XXX.XXX 255.255.255.0 standby 1.1.XXX.XXX
!
interface GigabitEthernet1/2
description CONEXION A SWITCH L2 SEMMR
nameif inside
security-level 100
ip address 192.XXX.XXX.254 255.255.XXX.0 standby 192.168.XXX.XX
!
interface GigabitEthernet1/3
description FAILOVER PUERTO 3
channel-group 1 mode active
!
interface GigabitEthernet1/4
description FAILOVER PUERTO 4
channel-group 1 mode active
!
interface Management1/1
description MANAGEMENT
management-only
nameif management
security-level 100
ip address 192.168.1.1 255.255.255.0 standby 192.168.1.2
.

failover
failover lan unit primary
failover lan interface FAILOVER Port-channel1
failover replication http
failover link FAILOVER Port-channel1
failover interface ip FAILOVER 2.2.2.1 255.255.255.252 standby 2.2.2.2
icmp unreachable rate-limit 1 burst-size 1
icmp permit any outside
icmp permit any inside
icmp permit any management
asdm image disk0:/asdm-7121.bin
no asdm history enable
arp timeout 14400
no arp permit-nonconnected
arp rate-limit 1024
nat (inside,outside) source static CCL_VIRT1_INSIDE
nat (inside,outside) source static CCL_VIRT2_INSIDE
nat (inside,outside) source static SERVIDORSCADA_P_INSIDE
nat (inside,outside) source static SERVIDORSCADA_R_INSIDE
nat (inside,outside) source static CCL_CLIENTE_DELGADO
nat (inside,outside) source static CCL_PRINCIPAL_INSIDE
nat (inside,outside) source static CCL_RESPALDO_INSIDE
nat (inside,outside) source static SERVIDORSCADA_INSIDE
nat (inside,outside) source static SERVIDORSCADA_INSTDF
nat (inside,outside) source static CCL_VIRTUAL_IN
nat (inside,outside) source static SERVIDORSCADA_SIDE
access-group outside_access_in in interface outside
access-group inside_access_in in interface inside
route outside 0.0.0.0 0.0.0.0 1.1.5.1 1
timeout xlate 3:00:00
timeout pat-xlate 0:00:30
timeout conn 1:00:00 half-closed 0:10:00 udp 0:02:00 sctp 0:02:00 icmp 0:00:02
timeout sunrpc 0:10:00 h323 0:05:00 h225 1:00:00 mgcp 0:05:00 mgcp-pat 0:05:00
timeout sip 0:30:00 sip_media 0:02:00 sip-invite 0:03:00 sip-disconnect 0:02:00
timeout sip-provisional-media 0:02:00 uauth 0:05:00 absolute
timeout tcp-proxy-reassembly 0:01:00
timeout floating-conn 0:00:00
timeout conn-holddown 0:00:15
timeout igmp stale-route 0:01:10
user-identity default-domain LOCAL
aaa authentication ssh console LOCAL
.

```

Figura 4.2.6.3 Extracto de configuración de firewall

Otra manera de configurar los equipos Firewall CISCO ISA 3000 es en modo grafico donde se requiere contar con la aplicación CISCO ASDM ver 7.14 (para estos equipos), la cual se puede descargar directamente del equipo o de la pagina de CISCO, en la figura 4.2.6.4 se muestra en panel principal del firewall, donde se observan las pestañas para configuración, monitoreo de las comunicaciones, así como sus estados de conexión de sus puertos.



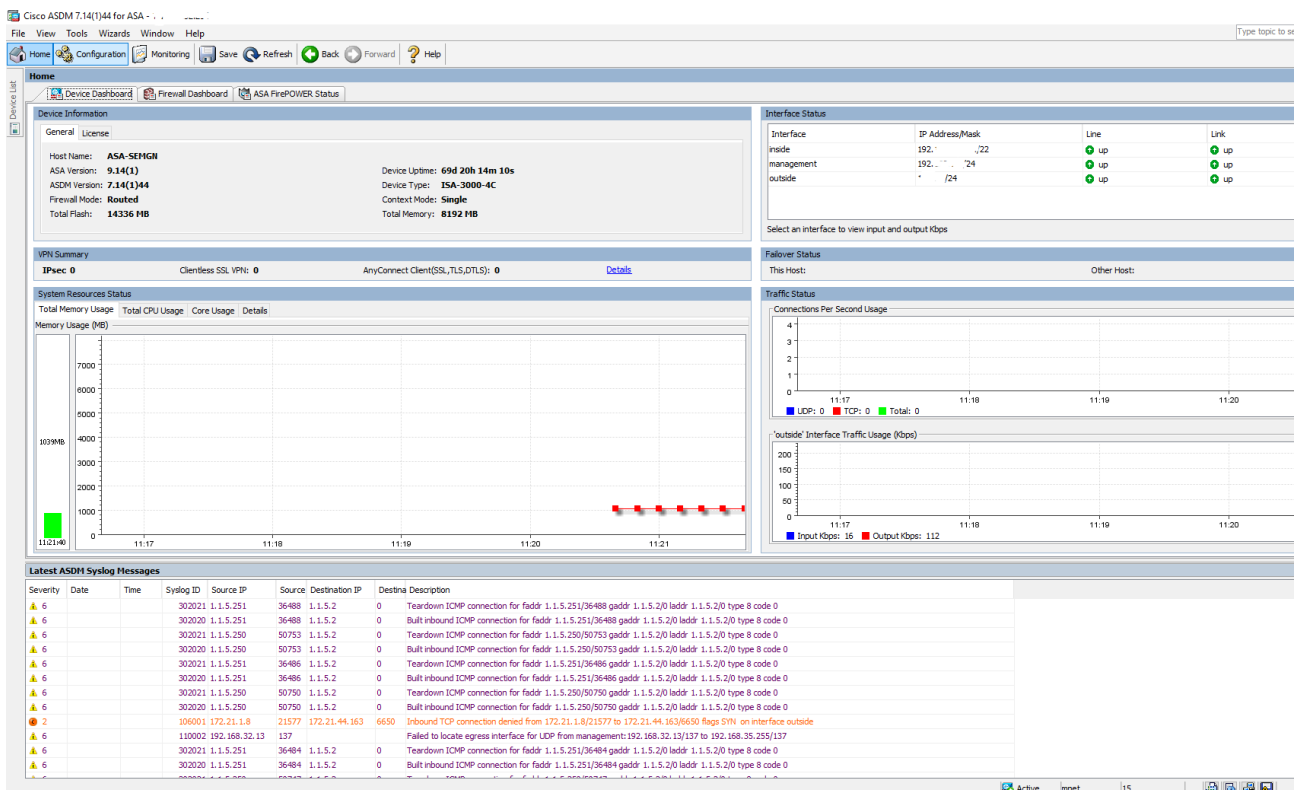


Fig. 4.2.6.4 Panel principal Firewall CISCO ISA 3000

## 4.3 PRUEBAS Y EVALUACION DE RESULTADOS

Con la configuración de todos los dispositivos e integrados a nuestro sistema SCADA IEC 61850 / DNP 3.0, se procedió a realizar las siguientes pruebas:

### 4.3.1 PRUEBAS DE PROTOCOLOS DE SERVIDORES SCADA

- Lectura de datos IEC 61850 utilizando el software 61850 Config. Transformación del protocolo IEC 61850 a DNP 3.0
- Lectura de datos DNP 3.0 utilizando el software SCADA SMP Config.
- Envío de datos DNP 3.0 utilizando el software SCADA SMP Config.

Posteriormente se proceden a realizar pruebas de validación de protocolo DNP 3.0 con despachos de control ZOTH y GRCNO en donde se verifica que los servidores SCADA SMP COOPER SG-4260 soporten las características del protocolo.

El servidor SCADA debe responder toda su base de datos con:

Objeto 10, Variación 2: SALIDAS digitales

Objeto 01, variación 2: digitales con bandera de status.

Objeto 30, variación 1: analógicos a 32 bits con bandera de status

Objeto 30, variación 2: analógicos a 16 bits con bandera de status

Objeto 30, variación 3: analógicas a 32 bits sin bandera de status

Objeto 30, variación 4: analógicos a 16 bits sin bandera de status

Objeto 02, variación 2: eventos digitales con bandera de status y estampa de tiempo

Objeto 32, variación 1: eventos analógicos a 32 bits con bandera de status y sin estampa de tiempo

Objeto 32, variación 2: eventos analógicos a 16 bits con bandera de status y sin estampa de tiempo

Objeto 32, variación 3: eventos analógicos a 32 bits con bandera de status y estampa de tiempo

Objeto 32, variación 4: eventos analógicos a 16 bits con bandera de status y estampa de tiempo

Mandos dobles SBO: Selectbeforeoperate y DO: Directoperate

#### **4.3.2 PRUEBAS OPERATIVAS DESDE CAMPO**

- Generación de eventos analógicos.

- Generación de cambios de estado de equipos de campo.  
Mandos a campo de interruptores y cuchillas, Bloqueos de TLP y 87L

En todas estas pruebas se utilizó la función de estampado de tiempo habilitada, en la figura 4.3.2 se observa el logger de eventos con estampado de tiempo de cada evento generado en el sistema.

Time	Code	Description	Log
2022/05/04 11:06:14.381	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-13 16:34:15.718 +0000 ID: 11 - Dentro   Event: MGN73000LG-CT-87L 73Q00P2 EDOPRUE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:14.393	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-24 22:55:27.407 +0000 ID: 6 - Dentro   Event: MGN73000LG-CT-MCAD 73Q00 EDOPRUE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:14.405	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-13 01:35:45.790 +0000 ID: 5 - Remoto   Event: MGN73000LG-CT-MCAD 73Q00 MOD LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:14.405	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-13 04:22:11.899 +0000 ID: 12 - Desbloq   Event: MGN73000LG-CT-TLP 73Q00 EDO FO updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:14.405	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-14 03:03:34.601 +0000 ID: 1 - Cerrado   Event: MGN73000LG-CU-73Q01 BARRA 1 LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:14.416	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-14 03:06:29.202 +0000 ID: 4 - Cerrado   Event: MGN73000LG-CU-73Q09 LADO LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:14.416	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-14 03:06:47.347 +0000 ID: 0 - Cerrado   Event: MGN73000LG-IN-73Q00 HU LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:14.400	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 04:05:51.401 +0000 ID: 331 - Bloqueo   Event: MGN73010LG-AL-73Q11 BL MAND PERM 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.421	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 04:01:03.922 +0000 ID: 279 - Alarmada   Event: MGN73010LG-AL-73Q11 FAL VCA CRC 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.421	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 04:01:05.049 +0000 ID: 282 - Alarmada   Event: MGN73010LG-AL-73Q11 FAL VCD CRC 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.447	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 04:05:51.401 +0000 ID: 339 - Bloqueo   Event: MGN73010LG-AL-73Q19 BL MAND PERM 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.459	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 04:00:46.689 +0000 ID: 281 - Alarmada   Event: MGN73010LG-AL-73Q19 FAL VCA CRC 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.459	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 04:00:47.902 +0000 ID: 284 - Alarmada   Event: MGN73010LG-AL-73Q19 FAL VCD CRC 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.460	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 03:40:47.851 +0000 ID: 247 - Dentro   Event: MGN73010LG-CT-50F1 73Q10 EDOPRUE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.470	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-25 22:52:50.520 +0000 ID: 253 - Remoto   Event: MGN73010LG-CT-52 73Q10 MOD LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.481	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 01:34:19.079 +0000 ID: 242 - Desbloq   Event: MGN73010LG-CT-87L 73Q10 EDO P1 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.481	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 03:24:22.843 +0000 ID: 244 - Desbloq   Event: MGN73010LG-CT-87L 73Q10 EDO P2 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.481	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 03:39:48.719 +0000 ID: 243 - Dentro   Event: MGN73010LG-CT-87L 73Q10P1 EDOPRUE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.482	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 03:14:29.505 +0000 ID: 245 - Dentro   Event: MGN73010LG-CT-87L 73Q10P2 EDOPRUE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.492	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-09 17:25:15.899 +0000 ID: 251 - Remoto   Event: MGN73010LG-CT-89 73Q18 MOD LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.492	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-25 22:58:17.382 +0000 ID: 240 - Dentro   Event: MGN73010LG-CT-MCAD 73Q10 EDOPRUE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.503	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-13 22:40:35.235 +0000 ID: 239 - Remoto   Event: MGN73010LG-CT-MCAD 73Q10 MOD LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.503	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-12-01 20:33:18.738 +0000 ID: 246 - Desbloq   Event: MGN73010LG-CT-TLP 73Q10 EDO FO updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.503	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 04:00:58.505 +0000 ID: 235 - Cerrado   Event: MGN73010LG-CU-73Q11 BARRA 1 LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.514	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 04:00:42.236 +0000 ID: 238 - Cerrado   Event: MGN73010LG-CU-73Q19 LADO LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:16.514	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-27 04:05:51.324 +0000 ID: 234 - Cerrado   Event: MGN73010LG-IN-73Q10 GHV LT updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:18.002	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-14 03:08:05.867 +0000 ID: 382 - Alarmada   Event: MGN77010LG-AL-77011 FAL VCA CRC 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:18.014	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-14 03:08:06.548 +0000 ID: 384 - Alarmada   Event: MGN77010LG-AL-77011 FAL VCD CRC 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:18.015	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-14 03:07:34.510 +0000 ID: 383 - Alarmada   Event: MGN77010LG-AL-77018 FAL VCA CRC 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:18.024	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-14 03:07:33.853 +0000 ID: 385 - Alarmada   Event: MGN77010LG-AL-77018 FAL VCD CRC 89 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:18.036	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-25 18:57:41.070 +0000 ID: 362 - Dentro   Event: MGN77010LG-CT-50F1 77010 EDOPRUE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:18.037	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-25 18:51:51.631 +0000 ID: 366 - Remoto   Event: MGN77010LG-CT-52 77010 MOD TFE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:18.047	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-25 18:58:30.231 +0000 ID: 361 - Dentro   Event: MGN77010LG-CT-MCAD 77010 EDOPRUE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:18.047	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-13 22:40:26.907 +0000 ID: 360 - Remoto   Event: MGN77010LG-CT-MCAD 77010 MOD TFE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:19.322	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-05-04 17:36:40.274 +0000 ID: 431 - Alarmada   Event: MGNDBLG-AL-B 115 UNAZONA 87B updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:19.342	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-13 22:21:16.200 +0000 ID: 442 - Alarmada   Event: MGNDBLG-AL-B 115 FAL VCD LANSW updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:19.343	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-26 00:39:08.040 +0000 ID: 422 - Dentro   Event: MGNDBLG-CT-87B B 115 EDOPRUE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:21.264	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-11 17:51:53.079 +0000 ID: 525 - Alarmada   Event: MGNPLG-AL-SUBES FALLA PE updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:21.286	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-16 06:16:50.132 +0000 ID: 489 - Alarmada   Event: MGNPLG-AL-SUBES NOCARGA CR1 24V updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:21.286	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-14 03:16:13.310 +0000 ID: 457 - Alarmada   Event: MGNPLG-AL-SUBES NOCARGA CR2 125 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:06:21.288	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-04-14 03:16:15.091 +0000 ID: 477 - Alarmada   Event: MGNPLG-AL-SUBES NOCARGA CR2 48V updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:08:25.042	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-05-04 18:08:24.417 +0000 ID: 504 - Alarmada   Event: MGNPLG-AL-SUBES OPANOR SCD01 updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:08:25.583	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-05-04 18:08:25.572 +0000 ID: 431 - Norma   Event: MGNDBLG-AL-B 115 UNAZONA 87B updated to 0 Off (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:08:34.553	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2022-05-04 18:08:33.937 +0000 ID: 431 - Alarmada   Event: MGNDBLG-AL-B 115 UNAZONA 87B updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:08:36.474	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-08 05:10:40.734 +0000 ID: 439 - Alarmada   Event: MGNDBLG-AL-B 115 FAL MSJ 87B FC updated to 1 On (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:08:36.474	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-09 10:04:43.286 +0000 ID: 439 - Norma   Event: MGNDBLG-AL-B 115 FAL MSJ 87B FC updated to 0 Off (Good)	Sequence of Events
2022/05/04 11:08:36.474	-07.00	Sequence of Events Recorder - 2021-11-10 17:02:38.902 +0000 ID: 439 - Alarmada   Event: MGNDBLG-AL-B 115 FAL MSJ 87B FC updated to 1 On (Good)	Sequence of Events

Fig. 4.3.2 logger de secuencia de eventos

## 4.4 EVALUACION DE RESULTADOS

Después de ejecutar la prueba, aquí están los resultados que obtuve:

- La lectura de datos IEC 61850 se puede realizar correctamente utilizando el software de configuración 61850. A nivel de Ethernet, observamos que cuando se conectaban 61 dispositivos seguidos, la saturación de medios no se veía afectada.
- La conversión de datos del protocolo IEC 61850 al DNP 3.0 se completó con éxito. Tenga en cuenta que la integridad de los datos no se ve afectada. De manera similar, descubrí que la marca de tiempo se conservó después de la conversión.
- Gráfico de subestación reproducible con todos los elementos para visualización y operación local
- Se concretó el cumplimiento de los hechos de IEC 61850 en el proceso de generación analógica.
- Lectura de eventos analógicos verificados del sistema SCADA generado por cada dispositivo IEC 61850. De igual manera, se ha observado que estos eventos son enviados al despachador de control en DNP 3.0.
- Se comprobó de manera correcta y con retardo menor a 2 segundos la ejecución de controles al equipo eléctrico primario desde el centro de control

## 5. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

	ACTIVIDADES	RESPONSABLE	AVANCE	SEMESTRE 1 2020 - 2021								SEMESTRE 2 2021								SEMESTRE 3 2021 - 2022								SEMESTRE 4 2022																			
				SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR
<b>DESARROLLO DE ACTIVIDADES</b>				82%																																											
<b>TRABAJOS PREVISTOS, CONFIGURACIONES, RESULTADOS E INTEGRACION DE LA INFORMACION</b>																																															
1	SELECCION DE TEMA DE TESIS Y DESARROLLO DE OBJETIVOS Y ESTADO DEL ARTE	JCVL	100%	[Barra completa]																																											
2	REVISION DE NUEVAS TECNOLOGIAS Y PROTOCOLOS DE COMUNICACION	JCVL	100%	[Barra completa]																																											
3	REVISION DE INGENIERIA DEL PROYECTO	SEL-SEMM-CFE-JCVL	100%	[Barra completa]																																											
4	SELECCION DE EQUIPAMIENTO A UTILIZAR	SEL-SEMM-CFE-JCVL	100%	[Barra completa]																																											
5	REVISION DE MANUALES DE EQUIPOS A UTILIZAR	JCVL	100%	[Barra completa]																																											
6	DESARROLLO DE SIMULACIONES EN LABORATORIO	JCVL	100%	[Barra completa]																																											
7	DESARROLLO DE CONFIGURACIONES DEL SISTEMA SCADA EN SOFTWARE, INTEGRACION DE DEJ EN MMS IEC61850, DNP 3.0 Y MODBUS, SINGUN APURQUE	JCVL	93%	[Barra casi completa]																																											
8	CONFIGURACION EN SISTEMA SCADA EN DNP 3.0 TCP/IP ENVIO DE DATOS A CENTROS DE CONTROL	JCVL	100%	[Barra completa]																																											
9	VALIDACION DE TABLEDOS PCYM INSTALADOS LISTOS PARA INICIAR PRUEBAS PREOPERATIVAS	SEMM-JCVL	100%	[Barra completa]																																											
10	VALIDACION DE COMUNICACION DE LOS EQUIPOS Y LA RED DE SINCRONIZACION	JCVL	100%	[Barra completa]																																											
11	VALIDACION DE DISPONIBILIDAD DE EQUIPO PRIMARIO PARA OPERAR EN CONJUNTO CON EL ESQUEMA	SEMM-JCVL	100%	[Barra completa]																																											
12	CONFIGURACION Y PRUEBAS DE FIREWALL	CFE-JCVL	100%	[Barra completa]																																											
13	CONFIGURACION Y PRUEBAS EN LA CONSOLA CONTROL LOCAL A CEMOGAT	JCVL	99%	[Barra casi completa]																																											
14	PRUEBAS DE CANAL HACIA LOS CENTROS DE CONTROL	CFE	80%	[Barra casi completa]																																											
15	PRUEBAS DE PROTOCOLOS DE SERVIDORES SCADA	JCVL	80%	[Barra casi completa]																																											
16	PRUEBAS OPERATIVAS DESDE CAMPO	JCVL	80%	[Barra casi completa]																																											
17	EVALUACION DE RESULTADOS	JCVL	5%	[Barra casi completa]																																											
18	CONCLUSIONES	JCVL	5%	[Barra casi completa]																																											
19	INTEGRACION DE INFORMACION Y PRESENTACION DE EXAMEN DE GRADO	JCVL	5%	[Barra casi completa]																																											

## 6. CONCLUSIONES

- Se comprobó mediante pruebas preoperativas que es posible integrar los diferentes DEI's mediante el protocolo IEC 61850 a servidor SCADA SMP COOPER SG-4260.
- Se desarrollaron de las configuraciones en los DEI's y su integración al servidor SCADA, así como la validación de los medios de comunicación y sincronía de los equipos.
- Se desarrollo la interfase hombre maquina HMI. La cual es necesario llevar a cabo para poder visualizar y operar el EEP de manera local.
- Se desarrollo la configuración hacia los centros de control, se realizan pruebas locales y hacia los despachos de control de ZOTH y GRCNO.

## 7. ANEXO

### ANEXO A

#### 7.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

ESPECIFICACIÓN CFE G0000-74

DICIEMBRE 2016 REVISA Y SUSTITUYE A LA EDICIÓN DE MAYO 2015

AUTORIZO ING. ALBERTO MONTOYA VARGAS

##### Resumen

Establece las características técnicas y de control de calidad, los requerimientos de compra y los servicios de apoyo técnico que deben reunir los equipos, accesorios y elementos que conforman las unidades terminales remotas, que supervisan y controlan las subestaciones eléctricas conectadas al sistema eléctrico nacional.

En esta especificación se mencionan las normas aplicables a la integración de las unidades terminales remotas en las subestaciones eléctricas de la comisión Federal de Electricidad, así como las definiciones y términos utilizados para el nombramiento de acciones o equipos.

## **ANEXO B**

### **7.2 TABLEROS DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN, SUPERVISIÓN Y REGISTRO PARA UNIDADES GENERADORAS Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.**

ESPECIFICACIÓN CFE V6700-62

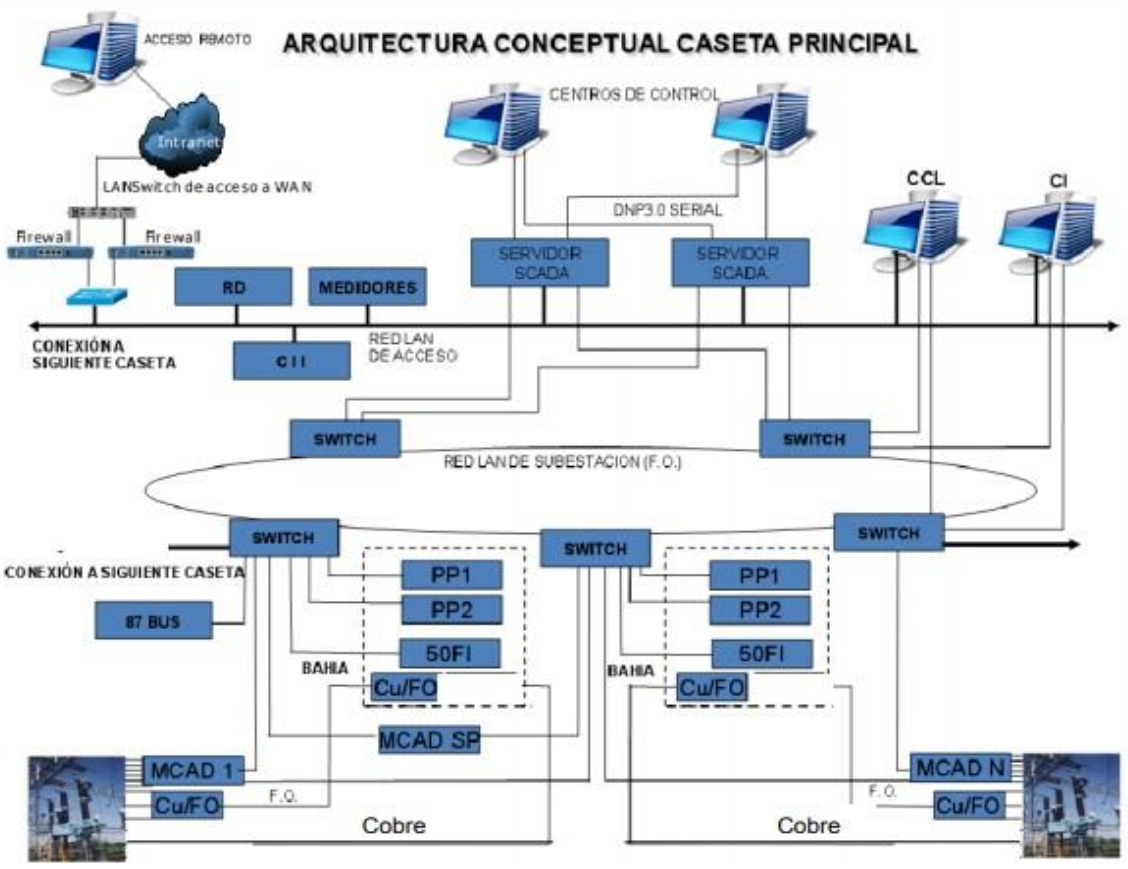
MARZO 2016 REVISÓ Y SUSTITUYÓ A LA EDICIÓN DE MAYO 2015

AUTORIZO ING. ALBERTO MONTOYA VARGAS

#### Resumen

Definir los requerimientos de fabricación, equipamiento y control de calidad de los tableros de protección, control, medición, supervisión para subestaciones eléctricas.

En esta especificación se toman las características y funciones de los dispositivos electrónicos inteligentes a integrar en cada tablero de la subestación, así como las normas aplicables.



ARQUITECTURA CONCEPTUAL DE LA CASETA PRINCIPAL

FIGURA 8.2.

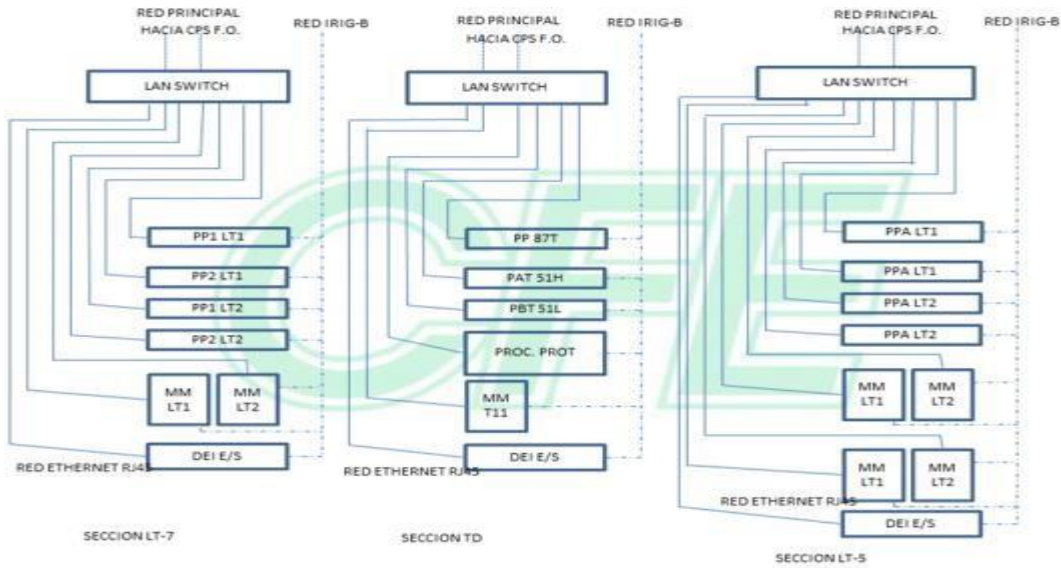


FIGURA 8.3. INTEGRACIÓN DE LA RED DE COMUNICACIÓN Y SINCRONÍA DE TIEMPO PARA LOS DEI'S DE LOS TABLEROS

## ANEXO C

### 7.3 BASE DE DATOS CONFIGURADA EN EL SISTEMA SCADA



Se anexa base de datos configurada en los servidores SCADA puntos digitales, analógicos y mandos la cual fue requerida por personal de CFE Transmisión para monitorear la desde los centros de control la subestación.

DIGITALES				ANALOGICAS				CONTROLES			
DESCRIPCION DEL PUNTO			INDEX	DESCRIPCION DEL PUNTO			INDEX	DESCRIPCION DEL PUNTO			INDEX
IN-73Q00	HLI	LT	0	LT-73Q00	HLI	MW	0	IN-73Q00	HLI	LT	0
CU-73Q01	BARRA 1	LT	1	LT-73Q00	HLI	MVAR	1	CU-73Q01	BARRA 1	LT	1
CU-73Q07	TIERRA	LT	2	LT-73Q00	HLI	FA KV	2	CU-73Q08	TRANSFE	LT	2
CU-73Q08	TRANSFE	LT	3	LT-73Q00	HLI	FB KV	3	CU-73Q09	LADO LT		3
CU-73Q09	LADO LT		4	LT-73Q00	HLI	FC KV	4	CT-87L	73Q00	EDO P1	4
CT-MCAD	73Q00	MOD LT	5	LT-73Q00	HLI	FA AMPS	5	CT-87L	73Q00	EDO P2	5
CT-MCAD	73Q00	EDOPRUE	6	LT-73Q00	HLI	FB AMPS	6	CT-TLP	73Q00	EDO FO	6
CT-79	73Q00	EDO LT	7	LT-73Q00	HLI	FC AMPS	7	CT-79	73Q00	EDO LT	7
CT-87L	73Q00	EDO P1	8	LT-73Q00	HLI	FAB KV	8	IN-73780	HLO	LT	8
CT-87L	73Q00P1	EDOPRUE	9	LT-73Q00	HLI	FBC KV	9	CU-73781	BARRA 1	LT	9
CT-87L	73Q00	EDO P2	10	LT-73Q00	HLI	FCA KV	10	CU-73788	TRANSFE	LT	10
CT-87L	73Q00P2	EDOPRUE	11	LT-73Q00	HLI	KV	11	CU-73789	LADO LT		11
CT-TLP	73Q00	EDO FO	12	LT-73Q00	HLI	3V0 VOLT	12	CT-87L	73780	EDO P1	12
CT-50FI	73Q00	EDOPRUE	13	LT-73780	HLO	MW	13	CT-87L	73780	EDO P2	13
CT-25V	73Q00	EDO LT	14	LT-73780	HLO	MVAR	14	CT-TLP	73780	EDO FO	14
CT-43PR	73Q00	EDO LT	15	LT-73780	HLO	FA KV	15	CT-79	73780	EDO LT	15
CT-89	73Q01	MOD LT	16	LT-73780	HLO	FB KV	16	IN-73Q10	GNH	LT	16
CT-89	73Q08	MOD LT	17	LT-73780	HLO	FC KV	17	CU-73Q11	BARRA 1	LT	17
CT-89	73Q09	MOD LT	18	LT-73780	HLO	FA AMPS	18	CU-73Q18	TRANSFE	LT	18
CT-52	73Q00	MOD LT	19	LT-73780	HLO	FB AMPS	19	CU-73Q19	LADO LT		19
PR-87L	73Q00	HLI P1	20	LT-73780	HLO	FC AMPS	20	CT-87L	73Q10	EDO P1	20
PR-87L	73Q00	HLI P2	21	LT-73780	HLO	FAB KV	21	CT-87L	73Q10	EDO P2	21
PR-67	73Q00	HLI P1	22	LT-73780	HLO	FBC KV	22	CT-TLP	73Q10	EDO FO	22
PR-67	73Q00	HLI P2	23	LT-73780	HLO	FCA KV	23	CT-79	73Q10	EDO LT	23

PR-50FI	73Q00	HLI	LT	24	LT-73780	HLO		KV	24
PR-86FI	73Q00	HLI	LT	25	LT-73780	HLO	3V0	VOLT	25
PR-79	73Q00	HLI	LT	26	LT-73Q10	GNH		MW	26
PR-EDTD	73Q00	HLI	FO	27	LT-73Q10	GNH		MVAR	27
PR-RDTD	73Q00	HLI	FO	28	LT-73Q10	GNH	FA	KV	28
PR-EDTL	73Q00	HLI	FO	29	LT-73Q10	GNH	FB	KV	29
PR-RDTL	73Q00	HLI	FO	30	LT-73Q10	GNH	FC	KV	30
AL-73Q00	FALLA	INCP	52	31	LT-73Q10	GNH	FA	AMPS	31
AL-73Q00	FAL	VCA	52	32	LT-73Q10	GNH	FB	AMPS	32
AL-73Q00	FAL	VCD	52	33	LT-73Q10	GNH	FC	AMPS	33
AL-73Q00	BP	SF6	52	34	LT-73Q10	GNH	FAB	KV	34
AL-73Q00	BP	SF6	BL	52	35	LT-73Q10	GNH	FBC	KV
AL-73Q00	RESORTE	DESC	52	36	LT-73Q10	GNH	FCA	KV	36
AL-73Q00	BLOQUEO		52	37	LT-73Q10	GNH		KV	37
AL-73Q00	FALLA	BOB1	DI	38	LT-73Q10	GNH	3V0	VOLT	38
AL-73Q00	FALLA	BOB2	DI	39	LT-73Q10	GNH	3V0	VOLT F	39
AL-73Q00	FALLA	BOB1	CI	40	B -01	115		KV	40
AL-73Q00	FAL	VCD	BOB1	CI	41	B -01	115	HZ	41
AL-73Q00	FAL	VCD	BOB1	DI	42	B -01	115	3V0	VOLT
AL-73Q00	FAL	VCD	BOB2	DI	43	FL-SUBES	BB1	125	VOLT
AL-73Q00	SIN	PROT	52	44	FL-SUBES	BB1	125	PTVOLT	44
AL-73Q01	FAL	VCA	CIRC	89	45	FL-SUBES	BB1	125	NTVOLT
AL-73Q08	FAL	VCA	CIRC	89	46	FL-SUBES	BB2	125	VOLT
AL-73Q09	FAL	VCA	CIRC	89	47	FL-SUBES	BB2	125	PTVOLT
AL-73Q01	FAL	VCD	CIRC	89	48	FL-SUBES	BB2	125	NTVOLT
AL-73Q08	FAL	VCD	CIRC	89	49	FL-SUBES	BB1	48V	VOLT
AL-73Q09	FAL	VCD	CIRC	89	50	FL-SUBES	BB2	48V	VOLT
AL-73Q00	FAL	VCD	CIRC	89	51	FL-SUBES	BB1	12V	VOLT
AL-73Q00	FAL	VCD	87L	P1	52	FL-SE115	AN	TEMP	CASETA
AL-73Q00	OP	ANOR	87L	P1	53	IN-73Q00	SF6	52	BAR
AL-73Q00	COM	FO	87L	P1	54	IN-73Q00	SF6	52	PRC
AL-73Q00	FAL	VCD	87L	P2	55	IN-73Q00	SF6	52	C
AL-73Q00	OP	ANOR	87L	P2	56	IN-73Q00	SF6	52	DEN
AL-73Q00	COM	FO	87L	P2	57	IN-73Q00	SF6	52	HUM
AL-73Q00	FAL	VCD	50FI		58	IN-73Q00	SF6	52	PRA

AL-73Q00 OP ANOR 50FI	59	IN-73780 SF6 52 BAR	59
AL-73Q00 VOLT3V0 TP	60	IN-73780 SF6 52 PRC	60
AL-73Q00 ARRQ RL 21 P1	61	IN-73780 SF6 52 C	61
AL-73Q00 ARRQ RL 21 P2	62	IN-73780 SF6 52 DEN	62
AL-73Q00 ARRQ RL 67 P1	63	IN-73780 SF6 52 HUM	63
AL-73Q00 ARRQ RL 67 P2	64	IN-73780 SF6 52 PRA	64
AL-73Q00 ARRQ RL 50FI	65	IN-73Q10 SF6 52 BAR	65
AL-73Q00 FAL VCD MMED M1	66	IN-73Q10 SF6 52 PRC	66
AL-73Q00 OP ANOR MMED M1	67	IN-73Q10 SF6 52 C	67
AL-73Q00 FAL VCD MCADPT	68	IN-73Q10 SF6 52 DEN	68
AL-73Q00 OP ANOR MCADPT	69	IN-73Q10 SF6 52 HUM	69
AL-73Q00 FAL VCD MES PB	70	IN-73Q10 SF6 52 PRA	70
AL-73Q00 OP ANOR MES PB	71	IN-77010 SF6 52 BAR	71
AL-73Q00 FAL VCD MES RB	72	IN-77010 SF6 52 PRC	72
AL-73Q00 OP ANOR MES RB	73	IN-77010 SF6 52 C	73
AL-73Q00 FAL COM MCADPTA	74	IN-77010 SF6 52 DEN	74
AL-73Q00 FAL COM MCADPTB	75	IN-77010 SF6 52 HUM	75
AL-73Q00 FAL COM 50FIPTA	76	IN-77010 SF6 52 PRA	76
AL-73Q00 FAL COM 50FIPTB	77		
AL-73Q00 FAL COM P1 PTA	78		
AL-73Q00 FAL COM P1 PTB	79		
AL-73Q00 FAL COM P2 PTA	80		
AL-73Q00 FAL COM P2 PTB	81		
AL-73Q00 FAL COM MES PBA	82		
AL-73Q00 FAL COM MES PBB	83		
AL-73Q00 FAL COM MES RBA	84		
AL-73Q00 FAL COM MES RBB	85		
AL-73Q00 FAL MSJ 50FI	86		
AL-73Q00 FAL MSJ MCAD	87		
AL-73Q00 FAL MSJ P1	88		
AL-73Q00 FAL MSJ P2	89		
AL-73Q00 FAL MSJ MES PB	90		
AL-73Q00 FAL MSJ MES RB	91		
AL-73Q00 TX1POTT TLP FO	92		
AL-73Q00 RX1POTT TLP FO	93		

AL-73Q00 RX2 DTD TLP FO	94
AL-73Q00 RX4 DTL TLP FO	95
AL-73Q00 EDO RX2 TLP FO	96
AL-73Q00 EDO RX4 TLP FO	97
AL-73Q00 ESTADO ANOR 52	98
AL-73Q00 FALAPER 52	99
AL-73Q00 FALCIER 52	100
AL-73Q01 BL MAND PERM 89	101
AL-73Q01 FALAPER 89	102
AL-73Q01 FALCIER 89	103
AL-73Q08 BL MAND PERM 89	104
AL-73Q08 FALAPER 89	105
AL-73Q08 FALCIER 89	106
AL-73Q09 BL MAND PERM 89	107
AL-73Q09 FALAPER 89	108
AL-73Q09 FALCIER 89	109
AL-73Q00 FAL VCD LANSW	110
AL-73Q00 OP ANOR LANSW	111
<b>IN-73780 HLO</b> LT	<b>112</b>
CU-73781 BARRA 1 LT	113
CU-73787 TIERRA LT	114
CU-73788 TRANSFE LT	115
CU-73789 LADO LT	116
CT-MCAD 73780 MOD LT	117
CT-MCAD 73780 EDOPRUE	118
CT-79 73780 EDO LT	119
CT-87L 73780 EDO P1	120
CT-87L 73780P1 EDOPRUE	121
CT-87L 73780 EDO P2	122
CT-87L 73780P2 EDOPRUE	123
CT-TLP 73780 EDO FO	124
CT-50FI 73780 EDOPRUE	125
CT-25V 73780 EDO LT	126
CT-43PR 73780 EDO LT	127
CT-89 73781 MOD LT	128

CT-89	73788	MOD	LT	129	
CT-89	73789	MOD	LT	130	
CT-52	73780	MOD	LT	131	
PR-87L	73780	HLO	P1	132	
PR-87L	73780	HLO	P2	133	
PR-67	73780	HLO	P1	134	
PR-67	73780	HLO	P2	135	
PR-50FI	73780	HLO	LT	136	
PR-86FI	73780	HLO	LT	137	
PR-79	73780	HLO	LT	138	
PR-EDTD	73780	HLO	FO	139	
PR-RDTD	73780	HLO	FO	140	
PR-EDTL	73780	HLO	FO	141	
PR-RDTL	73780	HLO	FO	142	
AL-73780	FALLA	INCP	52	143	
AL-73780	FAL	VCA	52	144	
AL-73780	FAL	VCD	52	145	
AL-73780	BP	SF6	52	146	
AL-73780	BP	SF6	BL	52	147
AL-73780	RESORTE	DESC	52	148	
AL-73780	BLOQUEO		52	149	
AL-73780	FALLA	BOB1	DI	150	
AL-73780	FALLA	BOB2	DI	151	
AL-73780	FALLA	BOB1	CI	152	
AL-73780	FAL	VCD	BOB1	CI	153
AL-73780	FAL	VCD	BOB1	DI	154
AL-73780	FAL	VCD	BOB2	DI	155
AL-73780	SIN	PROT	52	156	
AL-73781	FAL	VCA	CIRC	89	157
AL-73788	FAL	VCA	CIRC	89	158
AL-73789	FAL	VCA	CIRC	89	159
AL-73781	FAL	VCD	CIRC	89	160
AL-73788	FAL	VCD	CIRC	89	161
AL-73789	FAL	VCD	CIRC	89	162
AL-73780	FAL	VCD	CIRC	89	163

AL-73780 FAL VCD 87L P1	164
AL-73780 OP ANOR 87L P1	165
AL-73780 COM FO 87L P1	166
AL-73780 FAL VCD 87L P2	167
AL-73780 OP ANOR 87L P2	168
AL-73780 COM FO 87L P2	169
AL-73780 FAL VCD 50FI	170
AL-73780 OP ANOR 50FI	171
AL-73780 VOLT3V0 TP	172
AL-73780 ARRQ RL 21 P1	173
AL-73780 ARRQ RL 21 P2	174
AL-73780 ARRQ RL 67 P1	175
AL-73780 ARRQ RL 67 P2	176
AL-73780 ARRQ RL 50FI	177
AL-73780 FAL VCD MMED M1	178
AL-73780 OP ANOR MMED M1	179
AL-73780 FAL VCD MCADPT	180
AL-73780 OP ANOR MCADPT	181
AL-73780 FAL VCD MES PB	182
AL-73780 OP ANOR MES PB	183
AL-73780 FAL VCD MES RB	184
AL-73780 OP ANOR MES RB	185
AL-73780 FAL COM MCADPTA	186
AL-73780 FAL COM MCADPTB	187
AL-73780 FAL COM 50FIPTA	188
AL-73780 FAL COM 50FIPTB	189
AL-73780 FAL COM P1 PTA	190
AL-73780 FAL COM P1 PTB	191
AL-73780 FAL COM P2 PTA	192
AL-73780 FAL COM P2 PTB	193
AL-73780 FAL COM MES PBA	194
AL-73780 FAL COM MES PBB	195
AL-73780 FAL COM MES RBA	196
AL-73780 FAL COM MES RBB	197
AL-73780 FAL MSJ 50FI	198

AL-73780 FAL MSJ MCAD		199
AL-73780 FAL MSJ P1		200
AL-73780 FAL MSJ P2		201
AL-73780 FAL MSJ MES PB		202
AL-73780 FAL MSJ MES RB		203
AL-73780 TX1POTT TLP FO		204
AL-73780 RX1POTT TLP FO		205
AL-73780 RX2 DTD TLP FO		206
AL-73780 RX4 DTL TLP FO		207
AL-73780 EDO RX2 TLP FO		208
AL-73780 EDO RX4 TLP FO		209
AL-73780 ESTADO ANOR 52		210
AL-73780 FALAPER	52	211
AL-73780 FALCIER	52	212
AL-73781 BL MAND PERM 89		213
AL-73781 FALAPER	89	214
AL-73781 FALCIER	89	215
AL-73788 BL MAND PERM 89		216
AL-73788 FALAPER	89	217
AL-73788 FALCIER	89	218
AL-73789 BL MAND PERM 89		219
AL-73789 FALAPER	89	220
AL-73789 FALCIER	89	221
AL-73780 FAL VCD LANSW		222
AL-73780 OP ANOR LANSW		223
<b>IN-73Q10 GNH</b>	<b>LT</b>	224
CU-73Q11 BARRA 1	LT	225
CU-73Q17 TIERRA	LT	226
CU-73Q18 TRANSFE	LT	227
CU-73Q19 LADO	LT	228
CT-MCAD 73Q10	MOD LT	229
CT-MCAD 73Q10	EDOPRUE	230
CT-79 73Q10	EDO LT	231
CT-87L 73Q10	EDO P1	232
CT-87L 73Q10P1	EDOPRUE	233

CT-87L	73Q10	EDO	P2	234
CT-87L	73Q10P2	EDOPRUE		235
CT-TLP	73Q10	EDO	FO	236
CT-50FI	73Q10	EDOPRUE		237
CT-25V	73Q10	EDO	LT	238
CT-43PR	73Q10	EDO	LT	239
CT-89	73Q11	MOD	LT	240
CT-89	73Q18	MOD	LT	241
CT-89	73Q19	MOD	LT	242
CT-52	73Q10	MOD	LT	243
PR-87L	73Q10	GNH	P1	244
PR-87L	73Q10	GNH	P2	245
PR-67	73Q10	GNH	P1	246
PR-67	73Q10	GNH	P2	247
PR-50FI	73Q10	GNH	LT	248
PR-86FI	73Q10	GNH	LT	249
PR-79	73Q10	GNH	LT	250
PR-EDTD	73Q10	GNH	FO	251
PR-RDTD	73Q10	GNH	FO	252
PR-EDTL	73Q10	GNH	FO	253
PR-RDTL	73Q10	GNH	FO	254
AL-73Q10	FALLA	INCP	52	255
AL-73Q10	FAL VCA		52	256
AL-73Q10	FAL VCD		52	257
AL-73Q10	BP SF6		52	258
AL-73Q10	BP SF6 BL		52	259
AL-73Q10	RESORTE	DESC	52	260
AL-73Q10	BLOQUEO		52	261
AL-73Q10	FALLA	BOB1	DI	262
AL-73Q10	FALLA	BOB2	DI	263
AL-73Q10	FALLA	BOB1	CI	264
AL-73Q10	FAL VCD	BOB1	CI	265
AL-73Q10	FAL VCD	BOB1	DI	266
AL-73Q10	FAL VCD	BOB2	DI	267
AL-73Q10	SIN	PROT	52	268



AL-73Q11 FAL VCA CIRC 89	269
AL-73Q18 FAL VCA CIRC 89	270
AL-73Q19 FAL VCA CIRC 89	271
AL-73Q11 FAL VCD CIRC 89	272
AL-73Q18 FAL VCD CIRC 89	273
AL-73Q19 FAL VCD CIRC 89	274
AL-73Q10 FAL VCD CIRC 89	275
AL-73Q10 FAL VCD 87L P1	276
AL-73Q10 OP ANOR 87L P1	277
AL-73Q10 COM FO 87L P1	278
AL-73Q10 FAL VCD 87L P2	279
AL-73Q10 OP ANOR 87L P2	280
AL-73Q10 COM FO 87L P2	281
AL-73Q10 FAL VCD 50FI	282
AL-73Q10 OP ANOR 50FI	283
AL-73Q10 VOLT3V0 TP	284
AL-73Q10 ARRQ RL 21 P1	285
AL-73Q10 ARRQ RL 21 P2	286
AL-73Q10 ARRQ RL 67 P1	287
AL-73Q10 ARRQ RL 67 P2	288
AL-73Q10 ARRQ RL 50FI	289
AL-73Q10 FAL VCD MMED M1	290
AL-73Q10 OP ANOR MMED M1	291
AL-73Q10 FAL VCD MCADPT	292
AL-73Q10 OP ANOR MCADPT	293
AL-73Q10 FAL VCD MES PB	294
AL-73Q10 OP ANOR MES PB	295
AL-73Q10 FAL VCD MES RB	296
AL-73Q10 OP ANOR MES RB	297
AL-73Q10 FAL COM MCADPTA	298
AL-73Q10 FAL COM MCADPTB	299
AL-73Q10 FAL COM 50FIPTA	300
AL-73Q10 FAL COM 50FIPTB	301
AL-73Q10 FAL COM P1 PTA	302
AL-73Q10 FAL COM P1 PTB	303

AL-73Q10 FAL COM P2 PTA	304
AL-73Q10 FAL COM P2 PTB	305
AL-73Q10 FAL COM MES PBA	306
AL-73Q10 FAL COM MES PBB	307
AL-73Q10 FAL COM MES RBA	308
AL-73Q10 FAL COM MES RBB	309
AL-73Q10 FAL MSJ 50FI	310
AL-73Q10 FAL MSJ MCAD	311
AL-73Q10 FAL MSJ P1	312
AL-73Q10 FAL MSJ P2	313
AL-73Q10 FAL MSJ MES PB	314
AL-73Q10 FAL MSJ MES RB	315
AL-73Q10 TX1POTT TLP FO	316
AL-73Q10 RX1POTT TLP FO	317
AL-73Q10 RX2 DTD TLP FO	318
AL-73Q10 RX4 DTL TLP FO	319
AL-73Q10 EDO RX2 TLP FO	320
AL-73Q10 EDO RX4 TLP FO	321
AL-73Q10 ESTADO ANOR 52	322
AL-73Q10 FALAPER 52	323
AL-73Q10 FALCIER 52	324
AL-73Q11 BL MAND PERM 89	325
AL-73Q11 FALAPER 89	326
AL-73Q11 FALCIER 89	327
AL-73Q18 BL MAND PERM 89	328
AL-73Q18 FALAPER 89	329
AL-73Q18 FALCIER 89	330
AL-73Q19 BL MAND PERM 89	331
AL-73Q19 FALAPER 89	332
AL-73Q19 FALCIER 89	333
AL-73Q10 FAL COM MMEDF P	334
AL-73Q10 FAL COM MMEDF R	335
AL-73Q10 FAL VCD MMEDF P	336
AL-73Q10 FAL VCD MMEDF R	337
AL-73Q10 OP ANOR MMEDF R	338

AL-73Q10 OP ANOR MMEDF P	339
AL-73Q10 VOLT3V0 TPF	340
AL-73Q10 FALVOLT TPF	341
AL-73Q10 FALSINC GPS MF	342
AL-73Q10 FALLA CLIM MF	343
AL-73Q10 FAL VCD LANSW MF	344
AL-73Q10 OP ANOR LANSW MF	345
AL-73Q10 FAL VCD LANSW	346
AL-73Q10 OP ANOR LANSW	347
<b>IN-77010 TRANSFE B1/BT</b>	<b>348</b>
CU-77011 BARRA 1 TFE	349
CU-77018 TRANSFE TFE	350
CT-MCAD 77010 MOD TFE	351
CT-MCAD 77010 EDOPRUE	352
CT-50FI 77010 EDOPRUE	353
CT-25V 77010 EDO TFE	354
CT-89 77011 MOD TFE	355
CT-89 77018 MOD TFE	356
CT-52 77010 MOD TFE	357
PR-50FI 77010 TFE	358
PR-86FI 77010 TFE	359
AL-77010 FALLA INCP 52	360
AL-77010 FAL VCA 52	361
AL-77010 FAL VCD 52	362
AL-77010 BP SF6 52	363
AL-77010 BP SF6 BL 52	364
AL-77010 RESORTE DESC 52	365
AL-77010 BLOQUEO 52	366
AL-77010 FALLA BOB1 DI	367
AL-77010 FALLA BOB2 DI	368
AL-77010 FALLA BOB1 CI	369
AL-77010 FAL VCD BOB1 CI	370
AL-77010 FAL VCD BOB1 DI	371
AL-77010 FAL VCD BOB2 DI	372
AL-77011 FAL VCA CIRC 89	373

AL-77018 FAL VCA CIRC 89	374
AL-77011 FAL VCD CIRC 89	375
AL-77018 FAL VCD CIRC 89	376
AL-77010 FAL VCD CIRC 89	377
AL-77010 FAL VCD 50FI	378
AL-77010 OP ANOR 50FI	379
AL-77010 ARRQ RL 50FI	380
AL-77010 FAL VCD MCADPT	381
AL-77010 OP ANOR MCADPT	382
AL-77010 FAL VCD MES PB	383
AL-77010 OP ANOR MES PB	384
AL-77010 FAL VCD MES RB	385
AL-77010 OP ANOR MES RB	386
AL-77010 FAL COM MCADPTA	387
AL-77010 FAL COM MCADPTB	388
AL-77010 FAL COM 50FIPTA	389
AL-77010 FAL COM 50FIPTB	390
AL-77010 FAL COM MES PBA	391
AL-77010 FAL COM MES PBB	392
AL-77010 FAL COM MES RBA	393
AL-77010 FAL COM MES RBB	394
AL-77010 FAL MSJ 50FI	395
AL-77010 FAL MSJ MCAD	396
AL-77010 FAL MSJ MES PB	397
AL-77010 FAL MSJ MES RB	398
AL-77010 ESTADO ANOR 52	399
AL-77010 FALAPER 52	400
AL-77010 FALCIER 52	401
AL-77011 BL MAND PERM 89	402
AL-77011 FALAPER 89	403
AL-77011 FALCIER 89	404
AL-77018 BL MAND PERM 89	405
AL-77018 FALAPER 89	406
AL-77018 FALCIER 89	407
AL-77010 FAL VCD LANSW	408

AL-77010 OP ANOR LANSW	409
<b>CT-87B B 115 EDO</b>	<b>410</b>
CT-87B B 115 EDOPRUE	411
PR-87B B1 115	412
PR-87B B1 115 FA	413
PR-87B B1 115 FB	414
PR-87B B1 115 FC	415
PR-86B B1 115	416
PR-86FI B1 115	417
AL-B 115 FAL VCD 87B	418
AL-B 115 OP ANOR 87B	419
AL-B 115 UNAZONA 87B	420
AL-B 115 DISPO89 87B	421
AL-B 115 ABIE TC 87B	422
AL-B 115 FAL COM 87BAPTA	423
AL-B 115 FAL COM 87BAPT B	424
AL-B 115 FAL COM 87BCPTA	425
AL-B 115 FAL COM 87BCPT B	426
AL-B 115 FAL MSJ 87B FA	427
AL-B 115 FAL MSJ 87B FC	428
AL-B 115 VOLT3V0 TP	429
AL-B 115 FAL VCD 86FI	430
AL-B-115 FAL VCD LANSW	431
AL-B-115 OP ANOR LANSW	432
<b>AL-SUBES FAL VCA CR1 125</b>	<b>433</b>
AL-SUBES BN VCD CR1 125	434
AL-SUBES CTCIRC CR1 125	435
AL-SUBES POS TIE CR1 125	436
AL-SUBES NEG TIE CR1 125	437
AL-SUBES NOCARGA CR1 125	438
AL-SUBES AN TEMP CR1 125	439
AL-SUBES FALLA CR1 125	440
AL-SUBES FAL VCA CR2 125	441
AL-SUBES BN VCD CR2 125	442
AL-SUBES CTCIRC CR2 125	443

AL-SUBES POS TIE CR2 125	444
AL-SUBES NEG TIE CR2 125	445
AL-SUBES NOCARGA CR2 125	446
AL-SUBES AN TEMP CR2 125	447
AL-SUBES FALLA CR2 125	448
AL-SUBES FAL VCA CR3 125	449
AL-SUBES BN VCD CR3 125	450
AL-SUBES CTCIRC CR3 125	451
AL-SUBES POS TIE CR3 125	452
AL-SUBES NEG TIE CR3 125	453
AL-SUBES NOCARGA CR3 125	454
AL-SUBES AN TEMP CR3 125	455
AL-SUBES FALLA CR3 125	456
AL-SUBES FAL VCA CR1 48V	457
AL-SUBES BN VCD CR1 48V	458
AL-SUBES FALLA CR1 48V	459
AL-SUBES NOCARGA CR1 48V	460
AL-SUBES CTCIRC CR1 48V	461
AL-SUBES AN TEMP CR1 48V	462
AL-SUBES FAL VCA CR2 48V	463
AL-SUBES BN VCD CR2 48V	464
AL-SUBES FALLA CR2 48V	465
AL-SUBES NOCARGA CR2 48V	466
AL-SUBES CTCIRC CR2 48V	467
AL-SUBES AN TEMP CR2 48V	468
AL-SUBES FAL VCA CR3 48V	469
AL-SUBES BN VCD CR3 48V	470
AL-SUBES FALLA CR3 48V	471
AL-SUBES NOCARGA CR3 48V	472
AL-SUBES CTCIRC CR3 48V	473
AL-SUBES AN TEMP CR3 48V	474
AL-SUBES FAL VCA CR1 24V	475
AL-SUBES BN VCD CR1 24V	476
AL-SUBES FALLA CR1 24V	477
AL-SUBES NOCARGA CR1 24V	478

AL-SUBES CTOCIRC CR1 24V	479
AL-SUBES AN TEMP CR1 24V	480
AL-SUBES FALLA INV 125	481
AL-SUBES OP ANOR LSW06	482
AL-SUBES FAL VCD LSW06	483
AL-SUBES OP ANOR LSW08	484
AL-SUBES FAL VCD LSW08	485
AL-SUBES OP ANOR LSW10	486
AL-SUBES FAL VCD LSW10	487
AL-SUBES OP ANOR LSW3	488
AL-SUBES FAL VCD LSW3	489
AL-SUBES FAL VCD GPS01	490
AL-SUBES OP ANOR GPS01	491
AL-SUBES FAL VCD SCD01	492
AL-SUBES OP ANOR SCD01	493
AL-SUBES FAL LSW SCD P	494
AL-SUBES FAL LSW SCD R	495
AL-SUBES OP ANOR FWL P	496
AL-SUBES OP ANOR FWL R	497
AL-SUBES FAL LSW C3 P	498
AL-SUBES FAL LSW C3 R	499
AL-SE115 AN TEMP CASETA	500
AL-SUBES FAL VCD 2240 ESQUEMA REMEDIAL	501
AL-SUBES OP ANOR 2240 ESQUEMA REMEDIAL	502
AL-SUBEST FALLA MPLS 01	503
AL-SUBEST OP ANOR MPLS 01	504
AL-SUBEST FALLA MPLS 02	505
AL-SUBEST OP ANOR MPLS 02	506
AL-SUBEST FAL SW C3 01	507
AL-SUBES ENLACE BB 125	508
AL-SUBES OP EMG PE	509
AL-SUBES FALLA PE	510
AL-SUBES BN DIES PE	511
AL-SUBES AN FREC PE	512
AL-SUBES TEMPH2O PE	513

AL-SUBES BN FREC PE	514
AL-SUBES BN DIES PE01	515
CT-PE 01 SUBES EDO	516
AL-73Q00 AN BAR SF6 52	517
AL-73Q00 LIM BAR SF6 52	518
AL-73Q00 AN PRC SF6 52	519
AL-73Q00 LIM PRC SF6 52	520
AL-73Q00 AN PRA SF6 52	521
AL-73Q00 LIM PRA SF6 52	522
AL-73Q00 AN C SF6 52	523
AL-73Q00 LIM C SF6 52	524
AL-73Q00 AN DEN SF6 52	525
AL-73Q00 LIM DEN SF6 52	526
AL-73Q00 AN HUM SF6 52	527
AL-73Q00 LIM HUM SF6 52	528
AL-73780 AN BAR SF6 52	529
AL-73780 LIM BAR SF6 52	530
AL-73780 AN PRC SF6 52	531
AL-73780 LIM PRC SF6 52	532
AL-73780 AN PRA SF6 52	533
AL-73780 LIM PRA SF6 52	534
AL-73780 AN C SF6 52	535
AL-73780 LIM C SF6 52	536
AL-73780 AN DEN SF6 52	537
AL-73780 LIM DEN SF6 52	538
AL-73780 AN HUM SF6 52	539
AL-73780 LIM HUM SF6 52	540
AL-73Q10 AN BAR SF6 52	541
AL-73Q10 LIM BAR SF6 52	542
AL-73Q10 AN PRC SF6 52	543
AL-73Q10 LIM PRC SF6 52	544
AL-73Q10 AN PRA SF6 52	545
AL-73Q10 LIM PRA SF6 52	546
AL-73Q10 AN C SF6 52	547
AL-73Q10 LIM C SF6 52	548



AL-73Q10 AN DEN SF6 52	549
AL-73Q10 LIM DEN SF6 52	550
AL-73Q10 AN HUM SF6 52	551
AL-73Q10 LIM HUM SF6 52	552
AL-77010 AN BAR SF6 52	553
AL-77010 LIM BAR SF6 52	554
AL-77010 AN PRC SF6 52	555
AL-77010 LIM PRC SF6 52	556
AL-77010 AN PRA SF6 52	557
AL-77010 LIM PRA SF6 52	558
AL-77010 AN C SF6 52	559
AL-77010 LIM C SF6 52	560
AL-77010 AN DEN SF6 52	561
AL-77010 LIM DEN SF6 52	562
AL-77010 AN HUM SF6 52	563
AL-77010 LIM HUM SF6 52	564
AL-SUBES OP ANOR MCAD SP	565
AL-SUBES FAL VCD MCAD SP	566
AL-SUBES FAL COM MCAD PTA	567
AL-SUBES FAL COM MCAD PTB	568

## 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] "Automatización de subestaciones. IEEE Power Energy Mag 2003; McDonald JD.";99(2):21–32.

[2] "Perspectivas de ingeniería sobre IEC 61850. IEEE Power Energy Mag 2007, Hossenlopp L.;5(3):44–51.

[3] "Pruebas funcionales de relés de protección basados en IEC 61850. En: 2007 60.ª conferencia anual para ingenieros de relés de protección; 2007 Apostolov A, Vandiver B.", p. 333–40.

[4] "La verdadera visión de la automatización. Revista IEEE Power Energy 2007 Myrda P, Donahoe K.";5(3):31–35.

[5] "Hacia la automatización efectiva de subestaciones. Revista IEEE Power Energy 2007 Ingram M, Ehlers R.";5(3):66–74.

[6] "Diseño, desarrollo y puesta en marcha de un laboratorio de automatización de subestaciones para potenciar el aprendizaje". IEEE Trans Educ 2011 Thomas MS, Kothari DP, Prakash A.;54(2):285–94.

[7] "Intercambio de experiencias: desafíos y soluciones en la puesta en marcha y supervisión de subestaciones IEC 61850 en Tailandia. En: 2019 IEEE PES GTD gran conferencia y exposición internacional Asia (GTD Asia); 2019" Semjan A, Ji N.. p. 227–33.

- [8] "Desarrollo de subestaciones digitales: experiencia con un piloto de subestación digital en América del Norte. En: 2018 71ª conferencia anual para ingenieros de relés de protección (CPRE)"; 2018 Ramlachan R, Vardhan H, Szela W, Gdowik E. p. 1–9.
- [9] "Aplicación de bus de proceso IEC 61850 en energinet, Dinamarca. En: 12ª conferencia internacional IET sobre desarrollos en protección de sistemas de potencia (DPSP 2014)"; 2014 Newman P, Boucherit M, Diemer P, Varghese A, Pavaiya N, p. 8.2.5–8.2.5.
- [10] "IEC 61850 más allá del cumplimiento: un estudio de caso de la modernización de los sistemas de automatización en las subestaciones de transmisión de energía en el Emirato de Dubai hacia la red inteligente. En: 2017 Arabia Saudita Smart Grid (SASG)"; 2017 Al Obaidli S, et al, p. 1–9.
- [11] "Poste inteligente: la subestación inteligente de próxima generación para la red eléctrica francesa. En: 13ª conferencia internacional sobre el desarrollo de la protección del sistema eléctrico 2016 (DPSP)"; 2016, Cayuela J-P, Buhagiar T, Procopiou A, Richards S. p. 4–4.
- [12] "El surgimiento de la automatización de subestaciones en el sur de África, oportunidades, desafíos y amenazas. En: Conferencia internacional de 2010 sobre tecnología de sistemas de potencia"; 2010, Engelbrecht F, Chikuni E, Okoro OI, Dondo M. p. 1–6.
- [13] "El modelo de vista de aplicación del estándar internacional IEC 61850. IEEE Trans Power Deliv 2009";24(3) Ozansoy CR, Zayegh A, Kalam A.:1131–9.
- [14] Redes y sistemas de comunicación para la automatización de servicios públicos de energía - Parte 5: Requisitos de comunicación para funciones y modelos de dispositivos, 2.0. IEC 61850-5, IEC; 2013.
- [15] Redes y sistemas de comunicación para la automatización de servicios públicos de energía - Parte 7-4: Estructura de comunicación básica - Clases de nodos lógicos compatibles y clases de objetos de datos, 2.0. IEC 61850-7-4. IEC.
- [16] Redes y sistemas de comunicación para la automatización de servicios públicos de energía - Parte 8-1: Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM) - Mapeos a MMS (ISO 9506-1 e ISO 9506-2) y a ISO/IEC 8802-3, 2.0. IEC 61850-8-1, IEC; 2011.
- [17] Redes y sistemas de comunicación para la automatización de servicios públicos de energía - Parte 9-2: Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM) - Valores de muestra sobre ISO/IEC 8802-3, 2.0. IEC 61850-9-2, IEC; 2011.
- [18] "Modelado de objetos de datos y conjuntos de datos en el estándar internacional IEC 61850. IEEE Trans Power Deliv 2009;24(3)" Zayegh A, Ozansoy CR, Kalam A.:1139–8.
- [19] Impacto de IEC 61850 edición 2 en el modelado de objetos de IED de protección de distribución. CIRED Acceso Abierto Proc J 2017; Apostolov A. 20(1):1183–8.
- [20] Redes y sistemas de comunicación para la automatización de servicios públicos de energía. Parte 7-420: Estructura de comunicación básica. Nodos lógicos de recursos de energía distribuid, 1st ed. IEC 61850-7-420. IEC; 2009.
- [21] Redes y sistemas de comunicación para la automatización de servicios públicos de energía - Parte 90-5: Uso de IEC 61850 para transmitir información de sincrofasores de acuerdo con IEEE C37.118, 1. 0. IEC 61850-90-5. IEC; 2012.
- [22] Redes y sistemas de comunicación para la automatización de servicios públicos de energía - Parte 90-8: Modelo de objetos para movilidad eléctrica, 1.0. IEC 61850-90-8. IEC; 2016.
- [23] Redes y sistemas de comunicación para la automatización de servicios públicos de energía. Parte 90-8: Modelo de objetos para movilidad eléctrica., 1.0. IEC 61850-90-7. IEC; 2013.
- [24] Control y gestión del sistema de distribución con DER integrados a través de comunicación basada en IEC 61850. Eng Sci Technol an Int J 2017;20(3) Ali I, Hussain SMS.:955–65.
- [25] Modelado de comunicación del sistema solar doméstico y medidor inteligente en redes inteligentes. IEEE Access 2018; Tak A, Hussain SMS, Ustun TS, Ali I.6:16984–97.
- [26] Modelado de objetos de recursos de energía distribuida (DER) con IEC 61850–7–420. En: Conferencia de ingeniería energética de las universidades de Australasiacference (AUPEC); 2011. Cagil O, Ustun TS, Zayegh A.
- [27] Modelado de un sistema de protección de microrred centralizado y recursos energéticos distribuidos según IEC 61850-7-420. IEEE Trans Power Syst 2012;27(3):1559–8 Ustun TS, Ozansoy C, Zayegh A.
- [28] Modelado de comunicación basado en IEC 61850 de la gestión de carga y descarga de vehículos eléctricos para la máxima generación de energía fotovoltaica. IEEE Access 2019;7:4219–30.
- [29] Modelado de comunicación basado en IEC 61850 de la gestión de carga y descarga de vehículos eléctricos para la máxima generación de energía fotovoltaica 2018;67(8):7689–7. Ustun TS, Hussain SMS, Nsonga P, Ali I. IEEE
- [30] Uso de los estándares IEC 61850 e IEEE WAVE en redes ad-hoc para la gestión de carga de vehículos eléctricos. En: Conferencia en línea IEEE 2016 sobre comunicaciones ecológicas (OnlineGreenComm); 2016, p. 38–45.
- [31] "Uso de los estándares IEC 61850 e IEEE WAVE en redes ad-hoc para la gestión de carga de vehículos eléctricos. En: Conferencia en línea IEEE 2016 sobre comunicaciones ecológicas" Hussain SMS Aftab MA, , Ali I, Ustun TS. IEEE Access 2018;6:35657–68.
- [32] "Comparación de rendimiento de redes de comunicación PMU de área amplia basadas en IEC 61850–90-5 e IEEE C37.118.2. J Mod Power Syst Energía limpia 2016" Ali I, Aftab MA, Hussain SMS;4(3):486–96.

- [33] "Diseño e implementación de gateway de seguridad para control y monitoreo en tiempo real basado en sincrofasores en redes inteligentes". IEEE Access 2017; McLaughlin K, Khan R, Laverty D, Sezer S. 5:11625–45.
- [34]. Extensión de IEC 61850-7-420 para generadores distribuidos con limitadores de corriente de falla. En: 2011 IEEE PES tecnologías innovadoras de redes inteligentes; 2011. Ustun TS, Ozansoy C, Zayegh A, p. 1–9.
- [35] Modelo de información basado en IEC 61850 y descripción de la configuración de la red de comunicación en la automatización de subestaciones. Zhu L, Shi D, Wang P. IEEE Trans Power Deliv 2014;29(1):98–108.
- [36] Uso del software IEDScout para la gestión de IED IEC61850 de múltiples proveedores en sistemas de automatización de subestaciones. Hadbah A, Ustun TS, Kalam A. In: 2014 IEEE conferencia internacional sobre comunicaciones de redes inteligentes (SmartGridComm); 2014, p. 66–71.
- [37] Integración de un nuevo estándar: un simulador de red de arquitecturas IEC 61850 para subestaciones eléctricas. Clavel F, Savary E, Angays P, Vieux-Melchior A. IEEE Ind Appl Mag 2015;21(1):40–9.
- [38] Un novedoso método de configuración SCL para modelar microrredes con IEC 61850. Aftab MA, Hussain SMS, Ali I, Ustun TS. IEEE Syst J 2019:1–9.
- [39] "Análisis de rendimiento de redes de bus de proceso de valor muestreado IEC 61850". Ingram DME, Schaub P, Taylor RR, Campbell DA. IEEE Trans Ind Informatics 2013;9(3):1444–53.
- [40] Pruebas de diseño y rendimiento de un esquema de protección basado en bus de proceso IEC61850–9-2 de múltiples proveedores. Yang L, Crossley PA, Wen A, Chatfield R, Wright J. IEEE Trans Smart Grid 2014;5(3):1158–63.
- [41] Implementación y prueba de protección de bus de comparación direccional basada en bus de proceso IEC61850. Zadeh MRD, Sidhu TS, Klimek A. IEEE Trans Power Deliv 2011;26(3):1529–8.
- [42] Investigación de laboratorio de barras colectoras y relés de distancia basados en IEC 61850-9-2 con medidas correctivas para la pérdida/retardo del valor muestreado. Kanabar MG, Sidhu TS, Zadeh MRD. IEEE Trans Power Deliv 2011;26(4):2586–96.
- [43] Pruebas a nivel de sistema de protección diferencial de transformadores utilizando un bus de proceso IEC 61850. Ingram DME, Schaub P, Taylor RR, Campbell DA. IEEE Trans Power Deliv 2014;29(3):1381–9.
- [44] Interacciones de red y rendimiento de un bus de proceso multifunción IEC 61850 Ingram. DME, Schaub P, Taylor RR, Campbell DA. IEEE Trans Ind Electron 2013;60(12):5933–42.
- [45] Evaluación directa del rendimiento de la red de bus de proceso IEC 61850-9-2. Ingram DME, Steinhauser F, Marinescu C, Taylor RR, Schaub P, Campbell DA. IEEE Trans Smart Grid 2012;3(4):1852–5.
- [46] Una unidad de fusión inteligente IEC 61850 para la detección de fallas inminentes en transformadores. Gaouda AM, et al. IEEE Trans Smart Grid 2018;9(3):1811–20.
- [47] Estándar IEEE para un protocolo de sincronización de reloj de precisión para sistemas de medición y control en red. IEEE Std 1588-2008. IEEE; 2008.
- [48]. Sobre el uso de IEEE 1588 en SAS basados en IEC 61850 existentes: comportamiento actual y desafíos futuros. De Dominicis CM, Ferrari P, Flammini A, Rinaldi S, Quarantelli M. IEEE Trans Instrum Meas 2011;60(9):3069–82.
- [49] Evaluación de pasarelas de tiempo para sincronización de sistemas de automatización de subestaciones. Ferrari P, Flammini A, Rinaldi S, Prytz G. IEEE Trans Instrum Meas 2012;61(10):2611–22.
- [50]. Análisis de rendimiento de componentes PTP para aplicaciones de bus de proceso IEC 61850 Ingram DME, Schaub P, Campbell DA, Taylor RR. IEEE Trans Instrum Meas 2013;62(4):709–9.
- [51] Diseño de un sistema de sincronización horaria basado en GPS e IEEE 1588 para subestaciones de transmisión. Guo H, Crossley P. IEEE Trans Power Deliv 2017;32(4):2091–100.
- [52] Un modelo de detección y mitigación para ataque de retardo PTP en una subestación IEC 61850. Moussa B, Debbabi M, Assi C. IEEE Trans Smart Grid 2018;9(5):3954–65.
- [53] Use of precision time protocol to synchronize sampled-value process buses. IEEE Trans Instrum Meas 2012; Ingram DME, Schaub P, Campbell DA; 61(5):1173–80.
- [54] Desempeño del bus de proceso IEC 61850-9-2 y medida correctiva para relés digitales. Kanabar MG, Sidhu TS. IEEE Trans Power Deliv 2011;26(2):725–35.
- [55] Medición del retardo de propagación y compensación para la sincronización de valores muestreados en una subestación inteligente. Zhang Y, Cai Z, Li X, He R. CSEE J Power Energy Syst 2017;3(2):196–202.
- [56] Modelado y simulación para la evaluación del rendimiento de sistemas de comunicación de subestaciones basados en IEC61850. Sidhu TS, Yin Y. IEEE Trans Power Deliv 2007;22(3):1482–9.
- [57] Caracterización de los retrasos en la red de buses de proceso de la subestación. dos Santos A, et al. IEEE Trans Ind Informatics 2018;14(5):2085–94.
- [58] Arquitectura de red de comunicación de subestación confiable, rápida y determinista y su simulación de rendimiento. Thomas MS, Ali I. IEEE Trans Power Deliv 2010;25(4):2364–70.
- [59] Una arquitectura de alta confiabilidad y determinación para la red de nivel de proceso de subestación inteligente basada en topología de telaraña. Liu X, Pang J, Zhang L, Xu D, Member S. "IEEE Trans Power Deliv 2014;29(2):841–50".

- [60] PRP y HSR para redes de alta disponibilidad en la automatización de servicios públicos de energía: un método para tramas redundantes M.A. Aftab, et al. *Sistemas de potencia y energía eléctrica* 120 (2020) 106008 15discarding. Araujo JÁ, Lázaro J, Astarloa A, Zuloaga A, Gárate JI. "IEEE Trans Smart Grid 2015;6(5):2324–33".
- [61] Interoperability performance assessment of multivendor IEC61850 process bus. Chen X, Guo H, Crossley P. "IEEE Trans Power Deliv 2016;31(4):1933–45".
- [62] Una novedosa arquitectura de comunicación de subestación IEC 61850 determinista, redundante y resistente basada en PRP. Suhail Hussain SM, Aftab MA, Ali I. *Perspect Sci* 2016;8:746–51.
- [63] un algoritmo novedoso para reducir el tráfico de multidifusión en redes de protocolo HSR. *J Commun Networks* 2016; Nsaif SA, Rhee JM. RMT: 18(1):122–32.
- [64] Reducción de latencia y tráfico para red a nivel de proceso en subestación inteligente basada en redundancia transparente de alta disponibilidad. Ngo HD, Yang HS. *IEEE Trans Ind Electron* 2016;63(4):2182.
- [65] Modelado analítico del flujo de tráfico en la red de comunicación de la subestación. Zhang Y, Cai Z, Li X, He R. *IEEE Trans Power Deliv* Oct. 2015;30(5):2118–28.
- [66] Modelado y simulación de flujo de datos para comunicación basada en VLAN en subestaciones. Zhang Z, Huang X, Keune B, Cao Y, Li Y. *IEEE Syst J* 2017;11(4):2466–79.
- [67] Un modelo acotado del retardo de comunicación para esquemas de protección de integridad del sistema. Huang C, Li F, Ding T, Jiang Y, Guo J, Liu Y *IEEE Trans Power Deliv* 2016;31(4):1920–34.
- [68] Una investigación exhaustiva de LAN inalámbrica para aplicaciones de subestaciones de distribución inteligentes basadas en IEC 61850. Parikh PP, Sidhu TS, Shami A. *IEEE Trans Ind Informatics* 2013;9(3):1465–77.
- [69] Modelado y análisis de confiabilidad de sistemas de protección de subestaciones basados en IEC 61850. Lei H, Singh C, Sprintson A. *IEEE Trans Smart Grid* 2014;5(5):2193–203.
- [70] Esquema de relés de distancia digital de alta velocidad usando FPGA e IEC 61850. Jin X, Gokaraju R, Wierckx R, Nayak O. *IEEE Trans Smart Grid* 2018;9(5):4381–94.
- [71] Transformación de redes de comunicación en subestaciones eléctricas a través de SDN. Leal EA, Botero JF. *IEEE Lat Am Trans* 2016;14(10):4408–16.
- [72] Redes definidas por software para subestaciones inteligentes en un sistema de distribución activo. *J Eng Res* 2019; Ali I, Aftab MA, Hussain SMS, Gupta S. 7(1).
- [73] Expansión del modelo IEC 61850 hacia la localización de fallas distribuidas, el aislamiento y la restauración del suministro. Ling W, Liu D, Lu Y, Du P, Pan F. *IEEE Trans Power Deliv* 2014;29(3):976–85.
- [74] Simulación de infraestructura de comunicaciones de un sistema centralizado de protección de microredes basado en IEC 61850-7-420. En: 2012 Tercera conferencia internacional de IEEE sobre comunicaciones de redes inteligentes (SmartGridComm); Ustun TS, Ozansoy C, Zayegh A. 2012, p. 491–99.
- [75] Un esquema de protección de microrred adaptable basado en una red de comunicaciones de red inteligente de área amplia. Ustun TS, Khan RH, Hadbah A, Kalam A. In: 2013 IEEE Latin America Conf. Commun. LATINCOM 2013 - Conf. Proc.; 2013.
- [76] Sistema de protección adaptativa basado en 61850 para la red inteligente de distribución de MT. *Sustain Energy, Grids Networks* 2018; Della Giustina D, Alvarez de Sotomayor A, Massa G, Dedè A, Barbato A, Ramos F, , et al. 15:25–34.
- [77] Aceleración de los esquemas de protección mediante protocolos IEC 61850. *Int J Electr Power Energy Syst* 2018; Ali NH, Eissa MM. 102:188–201.
- [78] Modelado de comunicaciones para protección diferencial en subestaciones basadas en IEC-61850. Hussain SMS, Ali I, Tak A, Ustun TS. *IEEE Trans Ind Appl* 2018;54(1):134–43.
- [79] Evaluación de la comunicación entre subestaciones basada en GOOSE IEC 61850 para el esquema de protección de distancia acelerada. Roostae S, Aftab MA, Suhail Hussain SM, Thomas MS, Mehruz S Ali I. *Performance IET Gener Transm Distrib* 2018;12(18):4088–99.
- [80] Desarrollo de placas frontales de relés de protección: aprovechando los beneficios de IEC 61850. Kreiter JH, Mazur DC, Syme E, Rourke ME. *IEEE Ind Appl Mag* 2015;21(1):32–41.
- [81] GOOSE envenenado: explotando el protocolo GOOSE. En: Duodécima conferencia de seguridad de la información de Australasia (AISC 2014); Ahmed E, Kush NE, Branagan M, Foo. 2014, p. 16–23.
- [82] Funciones relacionadas con la seguridad con mensajes IEC 61850 GOOSE. Pinceti P, Rocca L, Caserza Magro M, Rossi G. *Int J Electr Power Energy Syst* 2019;104:513–25.
- [83] Una nueva metodología para la detección en tiempo real de ataques en sistemas basados en IEC 61850. da Silva LE, Coury DV. *Electr Power Syst Res* 2017;143:824–36.
- [84] Análisis de seguridad y auditoría de subestaciones automatizadas basadas en IEC61850. Samarabandu J, Premaratne U, Beresh R, Sidhu T, Tan J-C. *IEEE Trans Power Deliv* 2010;25(4):2345–56.
- [85] Detección de intrusiones cibernéticas utilizando mensajes de multidifusión basados en la red para la automatización de subestaciones Govindarasu M, Hong J. Liu C-C, ISGT 2014;2014:1–7.
- [86] Detección integrada de anomalías para la ciberseguridad de las subestaciones. Liu C-C, Hong J, Govindarasu M. *IEEE Trans Smart Grid* 2014;5(4):1642–54.
- [87] Un sistema de detección de intrusos para subestaciones automatizadas IEC61850. Samarabandu J, Premaratne UK, Sidhu TS, Tan J-C, Beresh R. *IEEE Trans Power Deliv* 2010;25(4):2375–84.
- [88] Investigación de ataques ciberfísicos contra instalaciones de inversores fotovoltaicos IEC 61850. In: 2015 IEEE 20th conference on emerging technologies & factory Automation (ETFA); Kang B, et al. 2015, p. 1–9.

- [89] Hacia la amenaza de ataques de implementación en la seguridad de la subestación: estudio de caso sobre detección y aislamiento de fallas. Ukil A, Chattopadhyay A, Bhasin S, Jap D. IEEE Trans Ind Informatics 2018;14(6):2441–52.
- [90] Una revisión de los ataques de seguridad en la red del sistema de automatización de la subestación IEC61850. Actas de la 6ª conferencia internacional sobre tecnología de la información y multimedia. 2014. Yussof S, Rashid MTA, Ismail R, Yusoff Y. p. 4–11.
- [91] Revisión de desafíos y medidas de ciberseguridad en subestaciones inteligentes. En: Conferencia internacional de 2016 sobre redes inteligentes y tecnologías de energía limpia (ICSGCE); 2016, Zheng Y, Cai J, Zhou Z. p. 64–8.
- [92] Desafíos de seguridad en los protocolos de redes de control: una encuesta. Niedermeier M, Volkova A, de Meer H, Basmadjian R. IEEE Commun Surv Tutorials 2019;21(1):618–40.
- [93] Gestión de sistemas de energía e intercambio de información asociada: seguridad de datos y comunicaciones, Parte 6: Seguridad para IEC 61850. IEC 62351-6, IEC; 2007.
- [94] Comparación experimental de autenticación de multidifusión para sistemas de monitoreo de área amplia. Le Boudec J-Y, Tesfay TT. IEEE Trans Smart Grid 2018;9(5):4392–405.
- [95] Evaluación y análisis del rendimiento del esquema de firma probabilística IEC 62351–6 para proteger los mensajes GOOSE. Hussain SMS, Farooq SM, Ustun TS. IEEE Access 2019;7:32342–52.
- [96] Análisis e implementación de algoritmos de código de autenticación de mensajes (MAC) para la seguridad de mensajes GOOSE. Farooq SM, Hussain SMS, Ustun TS. IEEE Access 2019;7:80979–5.
- [97] S-GoSV: marco para generar mensajes seguros IEC 61850 GOOSE y valores de muestra. Hussain SMS, Farooq SM, Ustun TS. Energies 2019;12(13):2534.
- [98] Gestión de sistemas de energía e intercambio de información asociada - Seguridad de datos y comunicaciones - Parte 4: Perfiles que incluyen MMS y derivados. IEC 62351-4, IEC; 2018.
- [99] Una revisión de los mecanismos de seguridad IEC 62351 para intercambios de mensajes IEC 61850. Ustun TS, Hussain SMS, Kalam A. IEEE Trans Ind Informatics 2019;21(1):100–100. ABB – 2009 "IEC 61850 Redes y Sistemas de Comunicación en Subestaciones"
101. Siemens Latinoamérica. "Redes Ethernet en Subestaciones & La Norma Técnica" Junio 2006, Arthur Pereira Neto
102. Gerente de Proyecto EPRI - L. van der Zel "Pautas para Implementar la Automatización de Subestaciones Usando IEC61850, el Estándar Internacional de Modelado de Información de Sistemas de Potencia" Publicación: Diciembre 2004
103. Praxis Profiline – Vogel "IEC 61850 – Global Standards IEC 61850 and IEC 61400'-25 widely accepted new perspectives in utility integration and automation" Publicación: Abril 2007
104. Praxis Profiline – Vogel "IEC 61850 - Standardization of electric power delivery systems" Publicación: Agosto 2008
105. SIEMENS – 2009 "Estudio de caso: protocolo de comunicaciones IEC61850"
106. UNIDAD TERMINAL REMOTA PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS  
ESPECIFICACIÓN CFE G0000-74  
DICIEMBRE 2016 REvisa Y SUSTITUYE A LA EDICIÓN DE MAYO 2015  
AUTORIZO ING. ALBERTO MONTOYA VARGAS  
[https://lapem.cfe.gob.mx/normas/carga\\_pagina.asp?pag=G0000-74.pdf](https://lapem.cfe.gob.mx/normas/carga_pagina.asp?pag=G0000-74.pdf)
107. TABLEROS DE PROTECCIÓN, CONTROL, MEDICIÓN, SUPERVISIÓN Y REGISTRO PARA UNIDADES GENERADORAS Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.  
ESPECIFICACIÓN CFE V6700-62  
MARZO 2016 REvisa Y SUSTITUYE A LA EDICIÓN DE MAYO 2015  
AUTORIZO ING. ALBERTO MONTOYA VARGAS  
[https://lapem.cfe.gob.mx/normas/carga\\_pagina.asp?pag=V6700-62.pdf](https://lapem.cfe.gob.mx/normas/carga_pagina.asp?pag=V6700-62.pdf)
108. ARQUITECTURAS DE LA RED LAN PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES, BASADAS EN LA NORMA IEC 61850 (RSTP, PRP Y HSR).  
DOI: [10.37116/REVISTAENERGIA.V10.N1.2014.108](https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V10.N1.2014.108)  
REVISTA TÉCNICA ENERO 2014 Edición No. 10  
Autores. A.F. Zurita y G. G. Rodríguez  
<http://revistaenergia.cenace.org.ec/index.php/cenace/issue/view/5>
- 109: IEC 61850 based substation automation system: A survey <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106008>

110. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2153/1/CD-2905.pdf>

111. <https://sites.google.com/site/todoxmldtd/referencia/referencia-de-xml/caracteristicas-de-xml>