

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA

MAESTRÍA EN REDES DE COMUNICACIONES

**“DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE RED LAN IEC 61850 PARA SU
IMPLEMENTACIÓN COMO MEDIO DIDÁCTICO EN SIMULACIÓN DEL
CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.”**

CARRION GORDILLO KLEVER FILIBERTO

TRABAJO PREVIO A LA OBTENCION DEL TÍTULO DE:

MAGISTER EN REDES DE COMUNICACIONES

Quito, enero de 2018

AGRADECIMIENTO

Agradezco a todas las personas quienes aportaron de una u otra forma para conseguir los objetivos propuestos en el desarrollo del presente trabajo.

Mi agradecimiento a la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, Sede Guayaquil, por permitir utilizar sus laboratorios y los IEDs para realizar las prácticas necesarias y culminar con éxito el presente trabajo. Mi agradecimiento a la Pontificia Universidad Católica del Ecuador, por haberme dado la formación y conseguir esta maestría

DEDICATORIA

A mi madre querida, Rosarito Angélica, a mis queridas hermanas María del Carmen y Betty Josefina, por su gran apoyo incondicional y sus valiosos consejos de aliento y perseverancia para emprender y culminar esta formación.

A mi querida esposa Carmita Emperatriz, a mis queridísimos hijos Kléber Ernesto y David Patricio, por su comprensión, paciencia y tolerancia.

A mi querido e inolvidable padre Vicente y a la niña de la sonrisa linda, mi sobrinita Ximenita, ángeles que nos cuidan y protegen.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTO.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	iv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	x
RESUMEN.....	xi
ABSTRACT.....	xii
Capítulo 1. Introducción.....	1
Justificación.....	3
Antecedentes.....	5
Objetivo General.....	6
Objetivos Específicos.....	6
Capítulo 2. Estado del Arte del IEC 61850.....	7
Antecedentes.....	7
El Estándar IEC 61850.....	8
Partes del Estándar y Conceptos.....	8

Modelo de Datos según IEC 61850	13
Dispositivo físico.	15
Dispositivo lógico.	16
Nodo lógico.....	16
Atributos.....	17
Diferencias del IEC 61850 con otras Tecnologías.	18
Modbus.....	19
DNP3.....	19
Profibus.	20
Estructura de los mensajes.....	21
El MMS (Manufacturing Message Specification)	22
Mensajería GOOSE	24
Valores Muestreados (Sample Value SV)	28
Lenguaje de configuración para subestaciones (SCL).....	32
Capítulo 3. Levantamiento de los Requerimientos Funcionales de un Sistema de Control para una Subestación.....	35
Definición de una Subestación Eléctrica	35

Elementos Principales de una Subestación.....	35
Niveles para una Subestación	37
Nivel de Proceso o de Campo.....	38
Nivel de Bahía.....	39
Nivel de Estación.	40
Interfaces para el Modelo Jerárquico.....	40
Arquitectura de la Red LAN IEC 61850	42
Topologías de Redes.....	48
Topología de red en estrella o radial.....	49
Topología de red en Anillo.	51
Bus de Proceso.....	53
Bus de Estación.....	54
Capítulo 4: Diseño del Prototipo Funcional para Control y Monitoreo de Dispositivos que Simulan una Subestación Eléctrica con Fines Didácticos	57
Infraestructura Inicial.....	57
Materiales y Equipos	58
SEL-700G.	58

SEL-751	61
SEL-387E.....	64
SEL-421.	66
Switch.....	68
El HMI.	70
Rack 19”.....	70
Cables UTP; conectores RJ45.....	71
Software.....	72
ACSELERATOR Architect y ACSELERATOR QuickSet.....	72
Wireshark, Notepad++, OMICRON IEDScout 3.	75
Arquitectura de Red LAN IEC 61850	76
Dispositivos.....	76
Topología	77
Configuración de dispositivos de red.....	77
Módulo para el prototipo.....	78
Pruebas de Funcionalidad del Prototipo	79
Configurando el Nodo Lógico del IED	83

Capítulo 5. Análisis Económico del Costo de Construcción del Prototipo.....	89
Costos Fijos	89
Insumos.....	89
Costos	90
Costos de Mano de obra.....	91
Costos operativos.....	91
Costo total de la inversión del Módulo para el prototipo:	91
Costo Software.....	93
Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones.....	94
Conclusiones.....	94
Recomendaciones	95
Bibliografía.....	96
Anexos.....	99

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.</i> Descripción del Modelo de Datos.....	15
<i>Figura 2.</i> Modelo OSI y el Estándar IEC 61850.....	22
<i>Figura 3.</i> Mapeo de Servicios.....	23
<i>Figura 4.</i> Mensajería GOOSE sobre Ethernet.....	25
<i>Figura 5.</i> Tiempo de un Evento para Mensajes GOOSE.....	26
<i>Figura 6.</i> Descripción de Tiempos para GOOSE.....	26
<i>Figura 7.</i> Protocolos MMS, GOOSE y SV de IEC 61850.....	29
<i>Figura 8.</i> Concepto de Tiempo de Transmisión según IEC 61850-5.....	30
<i>Figura 9.</i> Proceso de Ingeniería con SCL	33
<i>Figura 10.</i> Subestación: Sistema Trifásico de Potencia.....	35
<i>Figura 11.</i> Modelo Jerárquico de Control según Purdue.....	37
<i>Figura 12.</i> Modelo Jerárquico para Subestaciones.....	37
<i>Figura 13.</i> Interfaces para Automatización de Subestaciones.....	41
<i>Figura 14.</i> Arquitectura del 61850 Fuente.....	42
<i>Figura 15.</i> Esquema a nivel de OSI Propuesto por IEC 61850.....	43
<i>Figura 16.</i> Arquitectura LAN Fuente.....	44
<i>Figura 17.</i> Topología general tipo Estrella.....	48
<i>Figura 18.</i> Topología en Estrella y Estrella redundante.....	49
<i>Figura 19.</i> Topología en Anillo.....	50
<i>Figura 20.</i> Bus de Proceso y Bus de Estación según la Arquitectura del IEC 61850.....	53
<i>Figura 21.</i> Arquitectura Propuesta para el Prototipo de Prueba.....	54
<i>Figura 22.</i> Topología de RED Prototipo.....	75
<i>Figura 23.</i> Configuración IP del IED SEL-751.....	78
<i>Figura 24.</i> Configuración IP del IED SEL-751.....	78
<i>Figura 25.</i> Envío de ajustes activos al IED.....	79
<i>Figura 26.</i> Integración del IED a la red.....	79
<i>Figura 27.</i> Asignación de la Máxima Corriente de Fase.....	80
<i>Figura 28.</i> Configuración del TOC.....	80
<i>Figura 29.</i> Envío de ajustes activos al IED.....	81
<i>Figura 30.</i> Selección del IED SEL-751.....	82
<i>Figura 31.</i> Creación del Nodo Lógico.....	83
<i>Figura 32.</i> Creación del Nodo Lógico.....	83
<i>Figura 33.</i> Creación del Nodo Lógico.....	84
<i>Figura 34.</i> Activación del IEDScout.....	85
<i>Figura 35.</i> Verificación de corrientes de fase.....	85
<i>Figura 36.</i> Verificación de falla de corrientes de fase.....	86

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.</i> Requerimientos de rendimientos para transmisión en una red de Distribución.....	27
<i>Tabla 2.</i> Tipo de mensaje y rendimiento.....	29
<i>Tabla 3.</i> Costos Unitarios.....	88
<i>Tabla 4.</i> Costo Total del módulo de transmisiones.....	89
<i>Tabla 5.</i> <i>Costo de IEDs</i>	90

RESUMEN

El presente trabajo realiza una revisión y estudio del estándar internacional IEC 61850, los componentes y requerimientos que hacen posible implementar una red LAN con tecnología Ethernet y estructura Cliente-Servidor que sigue los lineamientos técnicos que propone el estándar. La versatilidad del estándar hace posible la integración de las tecnologías de la información con los procesos de automatización y control de una subestación eléctrica. La norma en sus diferentes partes propone una metodología particular para preparar a los Dispositivos Electrónicos Inteligentes IEDs e integrarlos a una red de comunicación que define entonces a una red industrial inteligente, se analiza sus principales protocolos como el protocolo GOOSE, MMS y el de Valores Muestreados SV.

Las redes “inteligentes” industriales son cada vez de mayor utilidad e importancia en el ámbito de las subestaciones eléctricas. Al disponer de dispositivos electrónicos inteligentes IEDs es posible construir un prototipo de red, que responde a una topología tipo estrella simple, con tecnología Ethernet. El prototipo construido, requirió tener criterios y consideraciones que se deben tener en cuenta al momento de implementar la red Ethernet, para un sistema eléctrico según la norma IEC 61850. Tema de relevancia es el tomar en cuenta la sintaxis particular que ayuda a configurar los Dispositivos Lógicos que contendrá a un conjunto de Nodos Lógicos.

ABSTRACT

The present work makes a review and study of the international standard IEC 61850, the components and requirements that make it possible to implement a LAN network with Ethernet technology and Client-Server structure that will follow the technical guidelines proposed by the standard. The versatility of the standard makes possible the integration of information technologies with the automation and control processes of an electrical substation. The standard in its different parts proposes a particular methodology to prepare IEDs Intelligent Electronic Devices, and integrate them into a communication network that will then define an intelligent network, analyzing its main protocols such as the GOOSE protocol, MMS, and the protocols of Sampled Values.

Industrial "smart" networks are becoming increasingly useful and important in the field of electrical substations. The availability of intelligent electronic devices IEDs, it is possible to build a network prototype, which responds to a simple star type topology, with Ethernet technology. The prototype built, required to have criteria and considerations that must be taken into account when implementing the Ethernet network, for an electrical system according to IEC 61850. Topic of relevance is to take into account the particular syntax that helps to configure the Logical Devices that will contain a set of Logical Nodes.

Capítulo 1. Introducción

La automatización y comunicación entre dispositivos instalados en subestaciones eléctricas con la implantación de tecnologías TCP/IP es posible gracias al protocolo internacional IEC 61850, esto es incorporar en una red eléctrica las tecnologías de información y comunicación (TIC) para intercambiar información mediante mensajes que interpreta los estados de los dispositivos de control y supervisión, como por ejemplo relés y más dispositivos de control que se utilizan en una subestación eléctrica, consigue hacer uso racional y mucho más eficiente de la energía eléctrica. Tema de actualidad para el sector eléctrico que hace posible la integración en una sola red y protocolo de los niveles de: proceso, campo y estación que se jerarquizan en una subestación, en la cual están instalados equipos de diferentes fabricantes.

Esta nueva propuesta permite que se elimine la gran cantidad de cableado eléctrico tradicional que existe debido a las estructuras de comunicación entre dispositivos de operación, control y automatización, este voluminoso cableado puede ser sustituido por una red LAN con tecnología Ethernet con cableado de fibra óptica y pocos cables de cobre tipo UTP.

El método tradicional de accionar un relé es remplazado por los mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events), esta es una estructura y metodología de mensajería, que ofrece el protocolo IEC 61850, una alternativa de norma internacional para comunicaciones, mensajes que formarán parte de la transmisión y recepción de datos entre los dispositivos electrónicos inteligentes; IED (Intelligent Electronic Devices), compartiendo información en tiempo real, lo que hace funcional al estándar para subestaciones eléctricas. La integración de dispositivos electrónicos, conmutadores inteligentes (Switches), Gateway y otros se realiza

utilizando una plataforma de comunicaciones con tecnología que actúa en la capa 1 y 2 del modelo OSI, esto es una red Ethernet. (Perkov & Jurasović, 2010)

El proyecto representa la incorporación de las tecnologías de la información en una red eléctrica con la implementación de una red LAN Ethernet, que permita enlazar dispositivos de control. Hoy en día el estándar IEC 61850 es una propuesta internacional para desarrollar una red LAN Ethernet en subestaciones eléctricas.

El diseño que se desarrolla se lo realiza para implementar una red de comunicaciones con fines didácticos para laboratorio y con elementos y dispositivos disponibles, los IEDs son proporcionados por el laboratorio de Circuitos Eléctricos de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. La topología de red escogida se refiere a la forma en que está diseñada, bien sea físicamente o lógicamente, se seleccionó la que presento mayor facilidad en el ámbito de requerimiento didáctico, de todas las existentes como: malla, estrella, árbol, bus o anillo, siendo estas muy conocidas.

Se determinó la topología considerando también las configuración de los bancos didácticos de protecciones eléctricas de potencia, existentes en el laboratorio lo que particulariza su propia configuración y requerimientos para los fines propuestos, con la velocidad de datos requerida y confiabilidad para el tráfico de datos entre IEDs y switch, que operan en la capa dos del modelo OSI (Open System Interconnection) y otros dispositivos de la red. Se analiza y estudia los diferentes elementos que componen una red Ethernet, su estructura y los beneficios de la norma IEC 61850 que permite implementar el modelo TCP/IP, la red por supuesto es una red inteligente de control y automatización que nos permite utilizar los IEDs y los bancos disponibles que simulan los dispositivos del nivel de proceso para una subestación eléctrica.

Finalmente la importancia del protocolo IEC 61850 radica en que presenta ventajas de flexibilidad, interoperabilidad, estandarización y además agrega conceptos de calidad de servicio, repercutiendo en la reducción de costos de ingeniería y generando también un sistema escalable a nivel de tecnología de comunicación. La alternativa de mensajería GOOSE, MMS y SV, que ofrece el protocolo permite la integración de todos los dispositivos a nivel de proceso entregando beneficios en selectividad, confiabilidad y eficiencia. (Carreño, López, & Salceso, 2012)

Justificación

En los tiempos actuales, el sector eléctrico del país requiere profesionales que conozcan sobre el estándar internacional IEC 61850, ya sea para su mantenimiento, operación o implementación de nuevas tecnologías en las subestaciones eléctricas, en el desarrollo de nuevas tecnologías de automatización de subestaciones eléctricas, existen fabricantes internacionales de IEDs que incorporan protocolos de comunicación en sus dispositivos de control y protección, protocolos propuestos para su aplicación específica, determinando particularmente los modos de configuración sobre el estándar IEC 61850.

La Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, al momento no cuenta con un módulo de comunicación que permita analizar las comunicaciones que se pueden generar entre los dispositivos de cada banco de prueba existentes en el laboratorio de circuitos. Estos bancos se los utiliza para experimentar eventos de control de sobre tensión, sobre corriente monofásica y trifásica, pérdida de fase, control de frecuencia, control de distribución de energía, etc. Que en su conjunto se ajustan a simuladores de dispositivos que estarían en el nivel de proceso de una subestación de energía eléctrica. Estos bancos de prueba al

momento se los utiliza como elementos aislados para simulación y experimentación, su aplicación en la mayoría de los casos de prácticas radica en el ingreso o entrega de información mediante accionamientos manuales, la observación de los registros de estado de los IEDs se los verifica en los visualizadores de cada IED que están instalados en los bancos de prueba.

La necesidad que los estudiantes conozcan y adquieran conocimientos sobre este modelo de comunicación para subestaciones eléctricas, hace necesario implementar una red LAN Ethernet para realizar las prácticas correspondientes a la unidad de Subestaciones y Comunicaciones. Los IEDs que adquirió la carrera de Ingeniería Eléctrica, se verificó que son compatibles con comunicaciones seriales o Ethernet y con el estándar IEC 61850.

Los dispositivos IEDs, que se dispone en laboratorio son los siguientes: SEL-751 ; SEL-700 G; SEL-387E; SEL-421, dispositivos de protección y control que permiten implementar tecnologías de comunicación como; Ethernet 10/100BASE-T; Ethernet 100BASE-FX; puertos Ethernet simples o dobles; conectores serial de fibra óptica multimodo, RJ45; RS232, etc. Los que según el tipo de estándar permiten implementar protocolos de comunicación, bajo: IEC 61850; Modbus, RTU/TCP; DNP3 serial, LAN/WAN. (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2017)

Es importante el proyecto debido a que el diseño y construcción del módulo de comunicación sirve para aprovechar las bondades tecnológicas que presentan los IEDs adquiridos y ayuda como complemento didáctico en el proceso enseñanza aprendizaje de automatización y sistemas de comunicaciones que se dan hoy en día sobre las Subestaciones Eléctricas, refuerza por lo tanto los conceptos y aplicaciones de la temática de comunicaciones que se imparten en la carrera de Ing. Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana sede

Guayaquil, aportando conocimientos de las tecnologías disponibles en el ámbito de las redes industriales de comunicación.

Antecedentes

Los cambios en las tecnologías de automatización y control para protección de subestaciones se han dado gracias al desarrollo de tecnologías digitales y evolución de las redes, inicialmente los sistemas estaban protegidos por relés electromecánicos que requerían muchos dispositivos adicionales y gran cantidad de cableado de cobre para interconectarlos, todo esto ha sido sustituido por relés digitales que realizan muchas funciones de protección y automatización por medio de la implementación de redes con tecnología Ethernet, factor gravitante para reducir los tiempos y costos de instalación volviendo más eficientes los sistemas de potencia eléctrica, la integración del protocolo IEC 61850, permite establecer entre las subestaciones y sus dispositivos de diferente marca una gran interoperabilidad, interviniendo la comunicación digital de alta velocidad entre dispositivos electrónicos inteligentes: IEDs. (Oliveira, Zapella, Sarda, & Zanatta, 2016)

En la década de los 80 era común transferir los datos que ofrecían los disyuntores, temporizadores, contactores, transductores, etc. a un dispositivo local, información que llegaba mediante grandes cantidades de cables de cobre y que la información obtenida fueran mostrados en una pantalla, si surgían problemas o cambios, generalmente el técnico operador tenía que realizar en sitio la observación a cada dispositivo y registrar los valores medidos y eventos realizados. Estos inconvenientes se superan con la implementación del estándar IEC 61850 que integra el protocolo de redes TCP/IP y la tecnología IEEE 802.x. (Papallo, 2013)

La primera edición sobre la utilidad de la norma la publica el comité técnico de la IEC TC57 (IEC , 2003-4) en 2003, mediante el artículo de prensa “Communication Networks and Systems in Substation”, estando en curso la segunda edición que se refiere al aprovechamiento de energía. El protocolo IEC 61850 no solo cubre la comunicación sino también los modelos de información y que requisitos deben cumplir los dispositivos de automatización de las subestaciones en relación con el modelo OSI. (Palak, Tarlochan, & Shami, 2013)

Objetivo General

Diseñar un prototipo de comunicaciones que permita implementar una red LAN IEC 61850 para su uso y aplicación como medio didáctico en la simulación de control y automatización de una subestación eléctrica.

Objetivos Específicos

1. Investigar el estado del arte en IEC61850.
2. Identificar los requerimientos funcionales de un sistema de control para una subestación eléctrica.
3. Diseñar un prototipo funcional para control y monitoreo de una subestación eléctrica.
4. Realizar las Pruebas de funcionalidad del prototipo.
5. Evaluar los costos económicos financieros del prototipo presentado.

Capítulo 2. Estado del Arte del IEC 61850

Antecedentes

Una arquitectura estándar que permita el intercambio de datos entre bases de datos en tiempo real, se investiga y se define por parte del Instituto de Investigaciones de Energía Eléctrica, EPRI (Electric Power Research Institute), en conjunto con el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos; IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), a comienzos de la década de los 90 se establece la arquitectura UCA (Utility Communication Architecture), que se enfoca en la comunicación e interoperabilidad entre centros de control, entre subestaciones y estos con centros de comunicación. Inicialmente se establece la UCA1, que desarrolla las especificaciones del protocolo IEC 60870-6 para Comunicaciones del Centro de Control Interno: ICCP (Intercontrol Center Communications Protocol), el cual fue adoptado por la Comisión Electrotécnica Internacional; IEC (International Electrotechnical Commission), como el protocolo estándar para el intercambio de datos en tiempo real. Norma que en la industria de la energía eléctrica no proporciono mayores beneficios.(Schweizer Engineering Laboratories SEL, 2016)

Nuevamente EPRI y la IEEE presentan la UCA2 y para el año 1997 determina un estándar internacional para las comunicaciones de los servicios públicos eléctricos, creando el estándar IEC 61850 que contiene gran cantidad de conceptos y especificación de la UCA2, proporcionando interoperabilidad, tipos de comunicaciones Cliente - Servidor y peer-to-peer y comunicación en general entre dispositivos de campo, asegura el tiempo de entrega de datos con el consiguiente apoyo en las configuraciones y diseños de las subestaciones, para lo cual es

necesario que los dispositivos sean compatibles con la norma y cumplan los requisitos exigidos por el IEC 61850.

La existencia de sistemas de control, monitoreo y comunicación tradicional en subestaciones eléctricas, las mismas que constan de dispositivos con protocolos propietarios según el fabricante de IEDs, dan lugar a una barrera para aplicar la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes. Surge por lo tanto una propuesta del estándar internacional IEC 61850 que propone estandarizar y unificar protocolos, define modelos de datos y formas de comunicación para dar soluciones a los problemas que se presentan debido a la falta de interoperabilidad, intercambiabilidad, minimiza la existencia de puntos de falla en las conexiones debido al crecimiento del cableado de cobre para conexiones de dispositivos que cada vez se incrementan y requieren la comunicación entre los equipos de potencia y los centros de monitoreo y control. De acuerdo como lo presenta el IEC, el estándar IEC 61850 consta de diez partes o libros, los cuales detallan los requerimientos generales para la implementación de un sistema bajo el IEC 61850, los requerimientos de comunicación y las pruebas respectivas de conformidad. Los temas principales que describen cada uno de las partes se detallan a continuación. (International, Electrotechnical, & Commission, 2017)

El Estándar IEC 61850

Partes del Estándar y Conceptos.

IEC 61850-1 Introducción y descripción general. Esta parte del estándar ofrece una introducción y una visión general del estándar en aplicación a la automatización de los sistemas de energía eléctrica compuestos de dispositivos electrónicos inteligentes IEDs, que requieren comunicarse entre sí y entre otros dispositivos instalados en una subestación eléctrica,

determinando el ámbito de aplicación como monitoreo, supervisión, protección, la estadística de los datos, el histórico de eventos, la calidad de las señales de potencia, los requerimientos de comunicación entre IEDs y subestaciones eléctricas y demás consideraciones para una red inteligente. (International et al., 2017)

IEC 61850-2 Glosario. En esta parte se describen y detallan las definiciones, términos y glosario en general que se usan en el ámbito de la automatización de los sistemas de las subestaciones con importancia para las redes inteligentes; smart grid y que se encuentran descritos en las diferentes partes del IEC 61850. (International et al., 2017)

IEC 61850-3. Requerimientos generales. La parte 3 del IEC 61850 hace referencia a los requerimientos que los IEDs destinados por ejemplo a actividades de medición o de protección deben cumplir respecto a la construcción, diseño y cumplimiento de las condiciones ambientales para el uso en los sistemas de comunicación y automatización en los servicios públicos de energía eléctrica, plantas generadoras de energía eléctrica, subestaciones y entornos en general. (International et al., 2017)

IEC 61850-4 Sistema y gestión de proyectos. Esta parte del IEC 6150 es de mucha importancia para los sistemas de Smart Grid, en el mismo se establece la gestión de los proyectos y sistemas de automatización de servicio público como por ejemplo la automatización de las subestaciones eléctricas gestión que se realiza mediante la comunicación entre los IEDs que se encuentran en la planta o subestación, los mismos que deberán cumplir con las formalidades técnicas establecidas en esta parte del IEC 61850, la segunda edición propone una revisión técnica y un mayor alcance para relacionar directamente las otras partes del IEC 61850

y amplía el alcance de los sistemas de automatización para sistemas de servicio público.

(International et al., 2017)

IEC 61850-5 Requerimientos de comunicación. Describe la estandarización de la comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes IEDs y determina los requisitos de los sistemas de automatización que sean compatibles y se puedan relacionar y comunicar como por ejemplo con una subestación o entre una subestación y sistemas de mayor jerarquía. Entre los cambios técnicos que se han realizado a esta parte se describe: La extensión de estandarización a sistemas de automatización de servicio público; las interfaces para poder comunicarse entre subestaciones, los requerimientos de comunicación más allá del área de una subestación.

(International et al., 2017)

IEC 61850-6 Descripción de la configuración del lenguaje de comunicación en subestaciones eléctricas relacionadas con IEDs. El objetivo principal de esta parte es intercambiar las descripciones de las capacidades de los IEDs y la descripción de los sistemas de automatización de subestaciones SAS (Substation Automation Systems), por medio de las herramientas de Ingeniería de los IEDs que pertenecen a diferentes fábricas y las herramientas de ingeniería de los sistemas, de modo que sean compatibles y permita la interoperabilidad. Se especifica un modelo de archivo para describir las configuraciones de los parámetros de comunicación entre los dispositivos electrónicos inteligentes como los interruptores existentes en el patio de maniobras. Esta parte 6, también es fundamental para las Smart Grid. (International et al., 2017)

Al configurar los IEDs que no corresponden al mismo fabricante mediante un lenguaje que está basado en XML (Extensible Markup Language), es posible acciones de interoperabilidad de

los dispositivos del sistema, lenguaje que debe ser aplicado en la configuración total del sistema. (Fernandez Aviles, 2015)

IEC 61850-7-1 Principios y modelos. Presenta los conceptos básicos para comprender, desarrollar y asistir a los modelos de información los métodos de descripción específicos, como las funciones de los dispositivos que se utilice en la automatización de los sistemas de energía eléctrica, los sistemas de comunicación que permitan la interoperabilidad de sus unidades de control o IEDs. Describe el modelo de las estadísticas e históricos de datos, Define los conceptos de proxies, gateways, la jerarquía de los Dispositivos Lógicos (LD) y entradas de los Nodos Lógicos (LN), conceptos de sincronización de tiempo y aclara otros conceptos presentados en el IEC 61850. (International et al., 2017)

IEC 61850-7-2 Equipo-Interfaz de servicio de comunicación abstracta (ACSI). Considera la comunicación ACSI (Abstract Communication Service Interface), que proporciona las interfaces de servicio de comunicación entre un cliente y un servidor remoto. Determina la interfaz para la distribución y comunicación de eventos en forma rápida y confiable entre dispositivos que formarán los publicadores y los suscriptores, la comunicación de los valores medidos de muestreo entre suscriptor y publicador. En la nueva edición los datos que no se requieran se han eliminado, existe seguimiento del servicio para los bloques de control. Esta parte del IEC 61850 es de vital importancia para las Smart Grid. (International et al., 2017).

IEC 61850-7-3 Equipo-clases de datos comunes. Esta parte determina las clases de atributos, la clase de datos que relacionan las aplicaciones en una subestación eléctrica, como por ejemplo datos comunes de información del estado, de medidas, de control, de configuración de estado, de configuración analógica, los tipos de atributos como: valor de estado, calidad, estampa

de tiempo y descripción que son utilizados en los diferentes datos comunes, define también nuevas clases de datos para definir datos estadísticos e históricos. Se aplica también a la descripción de los modelos y funciones de los dispositivos y equipos que intervienen en una subestación. (International et al., 2017)

IEC 61850-7-4 Equipo-Compatible clases de Nodo Lógico (LN) y clases de Datos.

Define los nombres de los Nodos Lógicos y los nombres de los objetos de datos que se requiere para la efectiva comunicación entre los dispositivos electrónicos inteligentes IEDs, para lo cual determina la relación entre los nodos lógicos y los objetos de datos. Especifica el modelamiento de la información y funciones de los dispositivos que constituyen en una subestación para determinar sus aplicaciones respecto a la automatización de los servicios eléctricos públicos.(International et al., 2017)

IEC 61850-8. (MMS) (ISO / IEC 9506-1 y ISO / IEC 9506-2 sobre ISO / IEC 8802-3).

Este libro determina un método para intercambiar datos de tiempos críticos y no críticos que serán enviados por una red de área Local LAN, mediante la asignando de ACSI a formatos de referencia como MMS (Manufacturing Message Specification) e ISO/ IEC 8802-3. Especifica métodos estandarizados para el uso de ISO 9506 (ISO, International Organization for Standardization) para el intercambio de datos. Mediante el mapeo de MMS permite que las funciones de los dispositivos creadas por diferentes fabricantes sean compatibles y permita la interoperabilidad. Se determina protocolos adicionales para los servicios de ACSI que se define en IEC 61865-2 y que no están asignados a MMS. Considerando una visión de orientación a objetos se describe los dispositivos de utilidad real respecto a su comportamiento, estos objetos son de naturaleza abstracta y se destinan a varias aplicaciones. En este libro se han considerado los soportes para Ethernet Gigabit, redundancia de la capa de enlace, extensión de la longitud de

referencia del objeto, mapeo de los servicios de seguimiento, simulación de la mensajería GOOSE, código de longitud fija para mensajería GOOSE, eliminación del bloque de control SCL.(International et al., 2017)

IEC 61850-9-2. SCSM-Valores muestreados sobre ISO / IEC 8802-3. Determina la asignación de los servicios de comunicación para realizar la transmisión valores muestreados, considerando las especificaciones del IEC 61850-7-2, la transmisión de las muestras, considera la asignación de un modelo de pila mixta que usa el acceso directo a un enlace ISO/IEC 8802-3 en combinación con el IEC 61850-8-1, en la nueva edición se han realizado cambios como adicionar una capa de enlace como redundancia, se redefine los campos “ reservados” en la capa de enlace, entre otros.(International et al., 2017)

IEC 61850-10. Prueba de conformidad. En esta parte del estándar se determinan las técnicas para las pruebas de conformidad para los dispositivos de ingeniería y herramientas, valores de las muestras, técnicas de medición, determinación los parámetros de rendimientos que se aplicaran una vez integrados los IED que deberán opera en forma correcta, una de los cambios importantes en referencia la edición anterior es el establecimiento de herramientas y los rendimientos en la mensajería GOOSE. (International et al., 2017)

Modelo de Datos según IEC 61850

Al realizar un proceso de transmisión de datos se requiere una estructura determinada y es que el IEC 61850 se basa en los modelos de interface de servicio de comunicación abstracta; ACSI (Abstrac Communication Service Interface), que permite desarrollar la información que debe ser transparente a la marca o manufactura de los dispositivos inteligentes, IEDs que responderán

en forma idéntica a la información que les llegara o entregaran, ya sea a requerimientos o respuestas de servicios.

La interface de servicio de comunicación abstracta; ACSI, cubre las siguientes funcionalidades de comunicación: configuración y descripción de asociaciones de comunicación, navegación del modelo de datos del dispositivo, lectura y escritura de valores de datos, controla y opera los dispositivos de energía, como por ejemplo interruptores de alimentación, cambiadores de tomas, información sobre cambio der datos y alarmas. (Kuntschke, Winter, Glomb, & Specht, 2017)

Una forma de entender cómo actúan la información es creando los modelos abstractos que definen objetos o elementos de datos y sus respectivas acciones que deben desempeñar, objetos que se interconectan entre sí mediante servicios de comunicación que serán mapeados en el protocolo de comunicación utilizada. (Carreño et al., 2012)

Estos objetos se desarrollan de acuerdo al estándar 61850-7-3, que determina una clase de datos comunes o CDC (Common Data Classes), que definirán las características funcionales del tipo y estructura que serán distribuidos dentro de un contenedor llamado Nodo Lógico (LN) que a su vez forma parte del dispositivo lógico que constituye un dispositivo físico. Este nodo lógico LN, que representará atributos y características funcionales únicas estarán representados mediante un modelo de datos, cada objeto de datos tendrá sus correspondientes atributos ya sean de estado (ST), descripción o de datos compuestos (DC) o de valores sustitutivos (SV). Un ejemplo de nodo lógico será el MMXU, que representa a la Unidad de Medida Polifásica con todos sus parámetros de voltaje y corriente. (Schweitzer Engineering Laboratories SEL, 2016b).

La descripción de un modelo de datos para el estándar IEC 61850 se muestra en la Figura 1.

De acuerdo a esta estructura describiremos algunos conceptos.

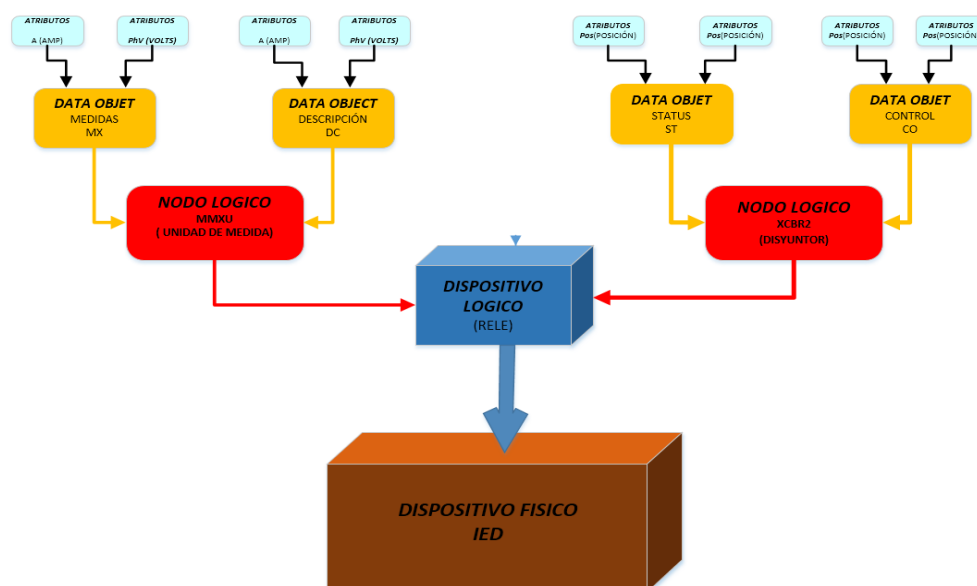


Figura 1. Descripción del Modelo de Datos. Fuente: Klever Carrión G. (Grids & Elmusrati, 2013)

Dispositivo físico.

Representa en sí al dispositivo electrónico inteligente, IED, que además será el que recibirá señales a través de canales de comunicación, estos dispositivos físicos representarán a equipos de medición, control, protección, equipo disyuntor y todos aquellos que pueden estar formando parte de un sistema eléctrico como por ejemplo en una subestación eléctrica.

Dispositivo lógico.

Es un contenedor que agrupa y organiza los Nodos Lógicos y que realizará funciones complejas, como interruptor de línea, diferenciales de transformador, etc. y que se ubican dentro de un dispositivo físico.

Nodo lógico.

Son los responsables de intercambiar datos mediante interconexiones lógicas que estará definido por el estándar y que son viabilizadas mediante conexiones físicas, estas entidades capaces de realizar funcionalidades simples completas, concepto que esta orientado a objeto de datos por lo que no está limitada su funcionalidad a los niveles de una subestación eléctrica. Entonces cada conjunto de datos ya sean de medición, estado o de control, están asociados con funciones particulares, muchos nodos lógicos representan las multifunciones que estará destinado a realizar el IED.(Fernández Aviles, 2015).

“De igual forma como se organizan los directorios en una computadora, los Nodos Lógicos pertenecerán a Dispositivos Lógicos, que vendrían a ser los “archivos” y los Nodos Lógicos entonces los “directorios”. Como se representa en la red IEC 61850, cada dispositivo físico puede contener muchos dispositivos lógicos y cada Dispositivo Lógico puede contener muchos Nodos Lógicos. Muchos relés, medidores y otros dispositivos IEC 61850, entonces tendrán en su “interior” un Dispositivo Lógico principal en el cual todos los modelos están organizados.

(Schweitzer Engineering Laboratories SEL, 2016a)

De acuerdo a su funcionalidad del sistema de potencia, cada nodo lógico tiene un nombre el cual se refiere al indicador del grupo. Se lo nombra con una primera letra así tenemos los siguientes 13 Nodos Lógicos principales:

A: Control Automático ; **M:** Medidas y Medición; **C:** Control y supervisión; **G:** Función Genérica; **I:** Interfaces y archivo; **L:** Nodos Lógicos del sistema; **P:** Protección; **R:** Protecciones Relativas; **S:** Sensores y monitoreo; **T:** Instrumentos de transformación; **X:** Interruptores (Disyuntores); **Y:** Transformadores de Potencia; **Z:** Otros Equipos del Sistema de Potencia.(Goraj, 2010).

De acuerdo a la *Figura 1*. Cada conjunto de datos que está dentro del NL, es información que viene a definir una **Clase de Datos Común**; CDC (Common Data Classes), dato o información que representan el tipo y estructura que caracteriza a los NL, información que se requiere para la operación de las funcionalidades que se nombran para cada NL. Los CDC pueden dar información sobre parámetros de estado, parámetros de medida, información para ajustes, avisos, medidas, alarmas, información de protección y falla, configuraciones analógicas, etc. Cada CDC mantendrá un nombre y un conjunto de atributos.

Atributos.

En los CDC, constituyen la característica específica otorgada a cada CDC, refiriéndose a valores de estado (stVal), valores de calidad (q), estampas de tiempo (t), etc. Los atributos también pueden ser de tipo booleano y pueden definir si el objeto de dato es opcional o mandatorio, cada objeto de dato debe tener al menos un atributo.

El IEC 61850, presenta los datos por medio de descriptores, que se identifican mediante una determinada notación o plantilla que definirá la descripción única e insustituible para cada elemento de datos requerido para la funcionalidad y operación a la que se asigne un determinado IED, por ejemplo tenemos la siguiente notación:

RELE1/MMXU\$A\$phsA\$CVal

Que se interpreta como sigue:

Dispositivo Lógico; **RELE 1**; Nombre del dispositivo lógico: IED

Nodo Lógico: **MMXU**; Corresponde a un LN de **Medida** polifásica

Clase de dato: **A**; que corresponde a fase a tierra en Amperios

Subclase de dato: **phsA**; Describe la fase A

Atributo: **CVal**; dato descrito como Valor Complejo (Ozansoy, Zayegh, & Kalam, 2009)

Diferencias del IEC 61850 con otras Tecnologías.

La transmisión de datos para sistemas industriales y que requieren control y automatización utilizan protocolos que son diseñados en forma exclusiva para realizar este tipo de actividades, siendo en muchos de los casos de tipo propietario, de acuerdo a los equipos que distribuye una determinada fábrica en particular. Entre los protocolos de tipo abierto utilizados en la transmisión de datos en redes industriales podemos anotar entre otros los siguientes: MODBUS, DNP3, OPC, ICCP entre otros en el desarrollo siguiente indicaremos las diferencias entre la norma IEC 61850 y las otras tecnologías de comunicación de datos.

Modbus.

Desarrollado en 1979, es un protocolo cuya configuración se enmarca en la relación Maestro-Esclavo, en la cual un dispositivo inicia una solicitud luego tendrá que esperar la respuesta, el dispositivo que inicia el requerimiento será el maestro y siempre tendrá que iniciar una sesión de comunicación, por lo general el maestro es una interfaz hombre-máquina: HMI (Human-Machine Interface) o un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), el dispositivo que hace de esclavo puede ser un controlador lógico programable o PLC (Programmable Logic Controller), o un controlador de automatización programable; PAC (Programmable Automation Controller). Este protocolo se implementa también bajo TCP/IP, y bajo UDP (User Datagram Protocol) para transferir datos en modo serial. (NATIONAL INSTRUMENTS, 2017)

DNP3.

Distributed Network Protocol (DNP). Es un protocolo abierto y público, no tiene propietario y se define como un protocolo para red distribuida, basado en el estándar de IEC . La flexibilidad y funcionalidad de transferencia de archivos, direccionamientos, sincronización de tiempos, estampas de tiempo, confirmación de enlace de datos, se puede utilizar en aplicaciones SCADA y comunicaciones entre IEDs y la Unidad Terminal Remota; RTU (Remote Terminal Units), en configuración maestro-esclavo. Por lo que no permite la interoperabilidad entre dispositivos, DNP3 puede desempeñarse bajo redes Ethernet o redes sobre IP, puede también desempeñarse bajo redes seriales, interfaces RS232 y RS485 y permite coexistir las redes seriales y Ethernet.

Entre las diferencias principales entre los protocolos DNP3 y el IEC61850, podemos describir las siguientes: DNP3 no permite la interoperabilidad entre dispositivos; No es escalable en técnicas de comunicación, necesita permisos para labores de operación sobre el bus de proceso de una subestación. No permite lenguajes SCL, para describir las configuraciones de subestaciones.

Profibus.

Process Field Bus. Es un protocolo internacional europeo, para comunicaciones de buses de campo, es un protocolo abierto, usado para transmisiones que exigen alta velocidad. Su filosofía es la de la comunicación entre Maestro y Esclavo, los dispositivos esclavos enviarán información solo cuando el dispositivo maestro lo solicite, los dispositivos esclavos se ubican en el nivel de campo, como; sensores, actuadores, transductores, relés, convertidores de frecuencia, etc. Los maestros serán dispositivos inteligentes como computadores o equipos programables. Existen variadas versiones, por ejemplo:

Profibus DP. Que permite transferencia de datos a muy alta velocidad, verificación e intercambio de datos durante un ciclo, la comunicación se realiza por medio del intercambio de pequeñas transferencias de datos, fue diseñado para la comunicación de dispositivos de automatismo y control.

Profibus PA. Permite la conexión de dispositivos a un bus común, se utiliza en ambientes peligrosos y con riesgo de explosión, protocolo para procesos automatizados, es una ampliación del Profibus DP, reemplaza la comunicación basada en lazos de 4 a 20 mA. una característica es aquella que permite por medio de dos cables realizar la transmisión de datos y alimentación de energía. El Profibus PA está inmerso en la norma IEC 1158-2.

Profibus FMS. Protocolo de propósito general, diseñado para comunicaciones a nivel de célula para comunicar, el intercambio de datos no es cíclico, presenta ventajas como cableado sencillo, la alimentación de los dispositivos es por el propio bus de datos. El acceso a esta información es mayor, la base datos es única con lo que se tiene una ingeniería centralizada. Las acciones de control se las puede distribuir en los propios dispositivos de campo. Como desventajas tenemos que el pre diseño de la ingeniería es bastante compleja. No existe interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes, la configuración de los equipos y dispositivos se presenta también muy laboriosa.

Estructura de los mensajes

El estándar IEC 61850, define una arquitectura para la transferencia de datos tipo Cliente – Servidor, sobre la cual se administra la comunicación en sistemas eléctricos mediante tres tipos principales de información que se trasladara a través de la arquitectura propuesta para la operación respectiva del sistema.

De acuerdo a la norma IEC 61850-5 y IEC 61850-7-4, los datos o información del IED, pasan a formar parte de los nodos lógicos, para establecer y definir un dispositivo lógico. En una subestación IEC 61850, se establecen tres subredes principales de comunicación, la subred MMS, la subred GOOSE y la subred de Valores Muestreados SV, por defecto las comunicaciones se configuran bajo subredes MMS, diseño que permite conseguir un grado muy alto de interoperabilidad.

El MMS (Manufacturing Message Specification)

Para logra un nivel de interoperabilidad aceptable se ha definido un sistema de transmisión de información normalizada que permite realizar en tiempo real, el intercambio de información o datos de operación, mediante una especificación internacional que se define como los mensajes MMS. Que se traduce como especificación de mensajes de fabricación, es un estándar de protocolo de la capa de aplicación, fue desarrollado como un protocolo independiente de red en la década de los 80, para redes industriales como estándar ISO 9506. Este protocolo permite el intercambio de información entre el Cliente-Servidor.

En los sistemas de automatización de una subestación, la parte principal es la asignación o mapeo de los servicios de comunicaciones, por lo cual la Especificación de Mensajes de Fabricación MMS, entrega los requerimientos necesarios para la transferencia en tiempo real de los datos que se definen en el IEC 61850-7 y que se asignan a una pila de protocolos especificados en el IEC 61850-8.1, los cuales se basan en el modelo OSI que incluye a TCP/IP y Ethernet. El mapeo de los objetos del IEC 61850 a MMS, determinan un método para transformar la información del modelo en un objeto variable, MMS.(Chen, Zhu, Xu, Fan, & Wang, 2016)

En referencia al modelo OSI, el estándar IEC 61850 propone el esquema de modelo que se muestra en la *Figura 2*.

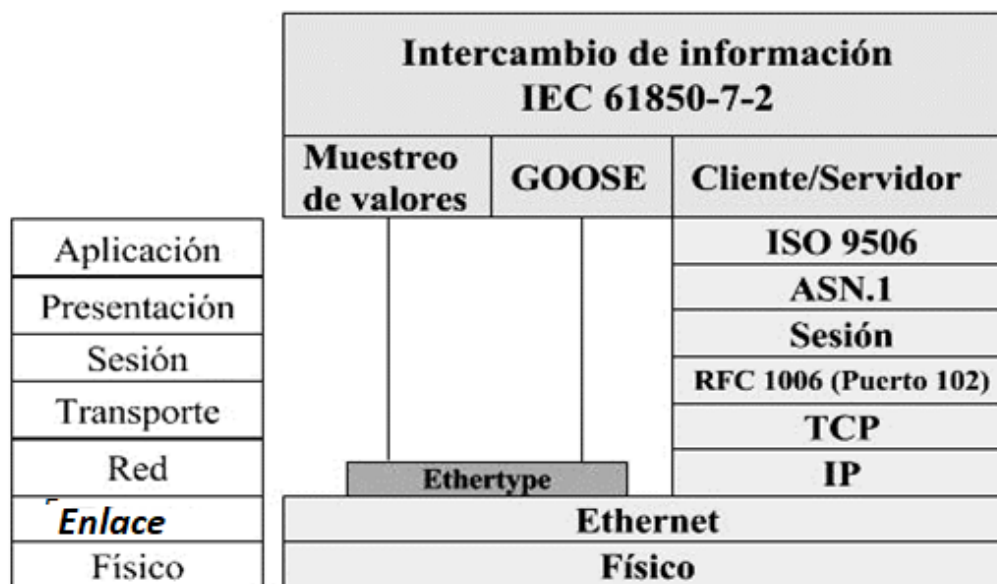


Figura 2. Modelo OSI y el Estándar IEC 61850. Fuente; (ABB 2016)

Se usa para transferir datos en tiempo real, controlar información entre dispositivos de campo en la red y establecer aplicaciones informáticas. IEC 61850-8-1 especifica el mapeo central ACSI a tramas MMS. MMS utiliza la notación de sintaxis abstracta número uno (ASN.1) como el estándar de capa de presentación para especificar el formato de los mensajes MMS y TCP / IP, como el estándar de red. El MMS + TCP / IP es una implementación que se viene dando en la automatización de subestaciones. Ver Figura 3 (Han, Xu, Fan, & Lv, 2014)

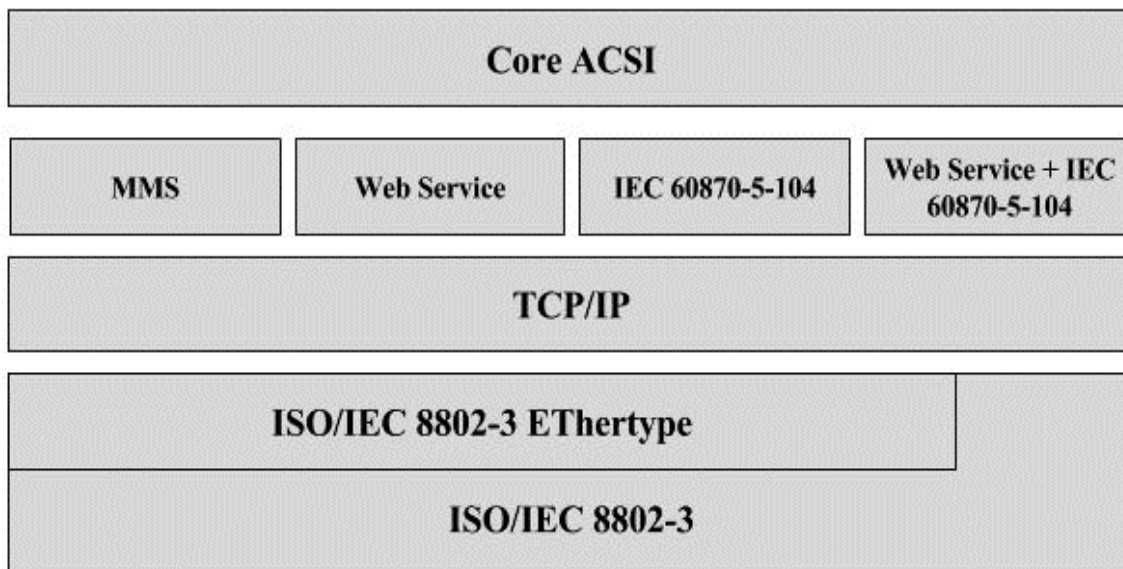


Figura 3. Mapeo de Servicios. Fuente: (Han et al., 2014)

Mensajería GOOSE

Las señales que puede enviar un dispositivo físico, tienen que dársele la mayor prioridad como por ejemplo una acción de disparo para protección, el accionamiento de un disyuntor, etc. información que debe atenderse con la máxima rapidez y establecer por lo tanto un medio de comunicación de muy alto rendimiento, estas comunicaciones los brinda los entornos del IEC 61850, mediante mensajería GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events), que corresponde a los mensajes que se transmiten entre IEDs esto es en forma horizontal en los niveles de bahía, e identifican a los eventos que se puedan dar en el proceso, se define en el IEC 61850-8-1, como una transferencia de datos en tiempo crítico orientada a eventos.

Es la herramienta que se utiliza para transmitir datos que lleven información de estado, información de medidas, información de control, información que será distribuida a la red de tal forma que otros dispositivos hagan uso de la información enviada como mensajes multidifusión

(multicast), esto es, no están dedicados a ningún dispositivo receptor en particular sino que lo reciben todos los dispositivos del bus de red, haciendo uso de la información el dispositivo que lo requiera, esta actividad de mensajería se la realiza varias veces con lo que la probabilidad de que algún dispositivo haga uso de las misma es mayor.

El dispositivo que envía la mensajería GOOSE, se denomina “publicador” el mismo que estará enlazado con un “subscriber” que es quien recibe el mensaje. El dispositivo publicador no se enterará si el subscriber recibió o no el mensaje por lo que el publicador constantemente estará “publicando” su mensajería.

La necesidad de que estos datos sean trasladados en el menor tiempo posible la mensajería GOOSE realiza la asignación (mapeo) de los datos de la capa de aplicación directamente a la capa de enlace de datos. Por el lado del publicador se establecerán los nombres del bloque de control GOOSE, la ID de la aplicación y la dirección MAC, antes de enviar el mensaje.

Los datos pueden tener un retardo máximo de 4 milisegundos (ms), para asegurar el tiempo real, es así que este mensaje no puede transmitirse por otras subredes. Normalmente se utiliza el protocolo TCP y UDP, de la capa de transporte, basados en IP. Antes de transmitir los datos el TCP deberá estar conectado y UDP puede transmitir datos sin conexión, con velocidades optimas de transmisión que cumplan requisitos de multicast, unicast, para un determinado número de terminales que realizaran variadas funciones.

Por lo tanto el GOOSE se puede mapear al UDP y ser transmitido sobre una red IP, la pila del protocolo GOOSE sobre UDP, se muestra a continuación en la Figura 4.(Chen et al., 2016).

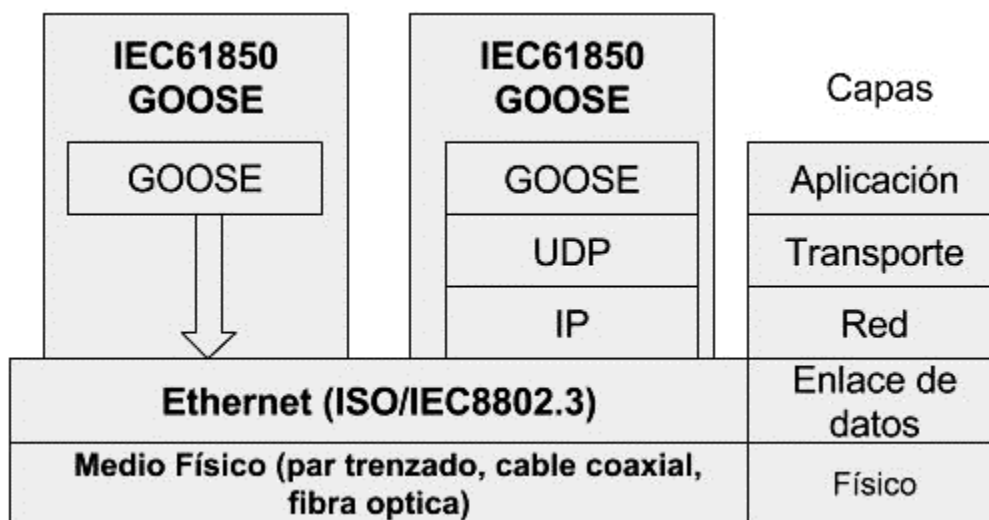


Figura 4. Mensajería GOOSE sobre Ethernet. Fuente: (Chen et al., 2016)

La confiabilidad de que el suscriptor reciba el mensaje, no está garantizada debido a que UDP es un protocolo sin conexión, entonces el publicador no sabe si recibió o no el mensaje por lo tanto para incrementar la confiabilidad de recepción es necesario adoptar mecanismos de retransmisión periódica del mensaje.

Cuando no se ha experimentado ningún evento, la retransmisión de los mensajes GOOSE se realiza a intervalos iguales de tiempo y tienen una frecuencia relativamente larga a este tipo de mensajería se denomina de “tiempo máximo”, pero cuando ha sucedido un evento y es necesario que el suscriptor atienda el evento la frecuencia de la señal retransmitida es mucho mayor y los intervalos de tiempo por lo tanto son mínimos a este tiempo se denomina “Tiempo mínimo”, una vez que desaparece el evento los intervalos de los mensajes empiezan a disminuir hasta que nuevamente los mensajes se retransmiten a intervalos de Tiempo máximo y operación estable, ver Figura 5 y 6. (Li, Huang, Hu, & Jing, 2011).

To : Tiempo Máximo de retransmisión (antes de que ocurra el evento) (1024 ms)

T1: Tiempo mínimo de retrasmisión, cuando inicia el evento (2 a 4 ms)

T2, T3; Tiempo de recuperación.

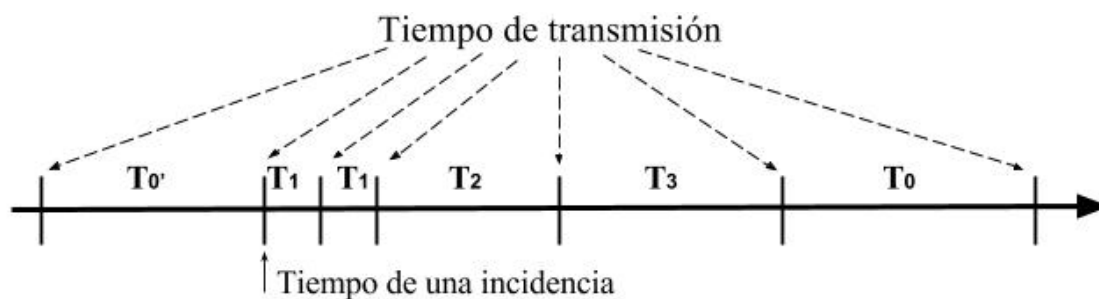


Figura 5. Tiempo de un Evento para Mensajes GOOSE. Fuente: (Li et al., 2011).



Figura 6. Descripción de Tiempos para GOOSE. Fuente: Klever Carrión G.

Los requisitos de tiempo para transmisión de mensajes, según el protocolo IEC 61850, dependerá de los tipos de mensajes o los datos que circulen por la red de la subestación, esta información o datos se diferenciarán según la clase de rendimiento, que se definen como: rendimientos de control, de protección, los rendimientos de aplicaciones, de medición y calidad de energía. Las clases de rendimiento serán descritas según los requerimientos de funcionalidades de la subestación, por lo que serán independientes del tamaño de la subestación ver Tabla 1. (Hasan Ali, Mohd. Ali, Abdala, Othman, & Hashim, 2014)

Tabla 1. Requerimientos de rendimientos para transmisión en una red de Distribución

Aplicación de subestación con distribución inteligente	Mensaje IEC 61850	Retraso permitido en la distribución (segundo)	Niveles de prioridad QoS
Control y monitoreo			
Control automático del banco de condensadores	GOOSE	0.5-1	4
Control y monitoreo LTC	GOOSE	0.25-0.5	6
Esquema de transferencia de disparo rápido para el BUS	GOOSE	0.4-0.5	5
Aplicación de automatización y medición			
Medida de vatios / VAR	Mensajería IP/ Muestreo de valores	1-5	3
Configuración de IED centralizada	Mensajería IP	1-10	2
Protección			
Protección de sobre corriente en el alimentador	Muestreo de valores y GOOSE	0.02	7

Fuente: (Hasan Ali et al., 2014)

Valores Muestreados (Sample Value SV)

La mensajería o transferencia de datos de tiempo crítico, se realiza también por medio de los valores muestreados SV, servicio que consta en la norma 61850-9-2 y que determina la transmisión de datos en forma muy rápida y con frecuencias debidamente definidas, los datos que son generados por los equipos de campo que pueden estar en el patio de maniobras de una subestación que representan por ejemplo a valores instantáneos de voltaje y de corriente, valores que pueden ser digitales o analógicos, enviados desde los sensores a los IEDs.

Estos valores muestreados corresponden por ejemplo a las medidas de los CTs, VTs y E/S; su precisión está en el orden de más o menos 4 microsegundos y nuevamente se debe considerar que la red no debe introducir retardos mayores a 2 microsegundos, dependiendo del tiempo crítico se considera dos tipos de transmisión que se caracterizan por el número de muestras adquiridas en un tiempo determinado, como por ejemplo la transmisión para SV de 80 muestras/periodo y la de 256 muestras por periodo, los métodos para SV que se utilizan en la transmisión son el de servicio multidifusión, Multicast Service (MSVC), que se ejecuta sobre Ethernet y el de Unicast, Service (USVC), que se ejecuta punto a punto sobre los enlaces seriales.

La aplicación de Valores muestreados SV, se asignan directamente al entorno de datos de Ethernet, superando así el retardo debido al procesamiento de datos en cualquier capa intermedia, esto es la capa orientada a la conexión de MMS se mapea sobre TCP/IP como se muestra en la Figura 7. Los datos mapeados sobre una trama Ethernet, usa el tipo de datos “Ethertype” para el caso de: Valores muestreados SV, GOOSE, Tiempo de sincronismo (Tyme Sync) y TCP/IP o el tipo de datos “802.3” para los mensajes ISO y GSSE.(Goraj, 2010)

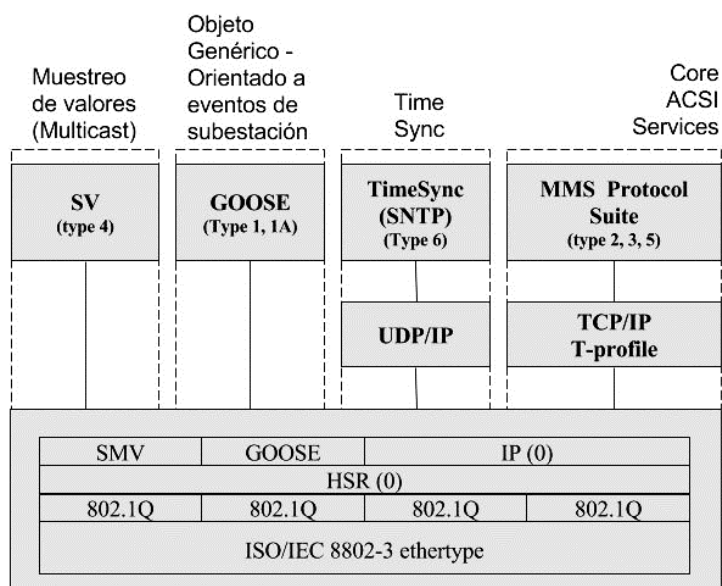


Figura 7. Protocolos MMS, GOOSE y SV de IEC 61850. Fuente:(Goraj, 2010)

En base a los tiempos de duración de la transmisión de los mensajes, el IEC 61850 clasifica en diferentes tipos de mensajes según sus características de rendimiento como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 2. Tipo de mensaje y rendimiento

Tipo	Aplicación	Clase de rendimiento	Requerimientos (Tiempo de transmisión)
1A	Mensaje rápido (Trip)	P1	10 ms
		P2/P3	3 ms
1B	Mensaje rápido (Trip)	P1	100 ms
		P2/P3	20 ms
2	Velocidad media		100 ms
3	Baja Velocidad		500 ms
4	Datos sin procesar	P1	10 ms
		P2/P3	3 ms

5	Transferencia de archivos	> 1000ms
6	Sincronización de tiempo	(Exactitud)

Fuente:(Adrah, Bjomstad, & Kure, 2017)

Por ejemplo se especifica que para el rendimiento P2/P3 el tiempo total de transmisión será de 3 ms y servirá para una transmisión que incluyan transferir datos para una aplicación por ejemplo de protección relevante o crítica. Los mensajes GOOSE serían rápidos y de tipo 1ª. Los requerimientos de tiempo entre dispositivos físicos PD1 y PD2 se describen en la Figura 8:

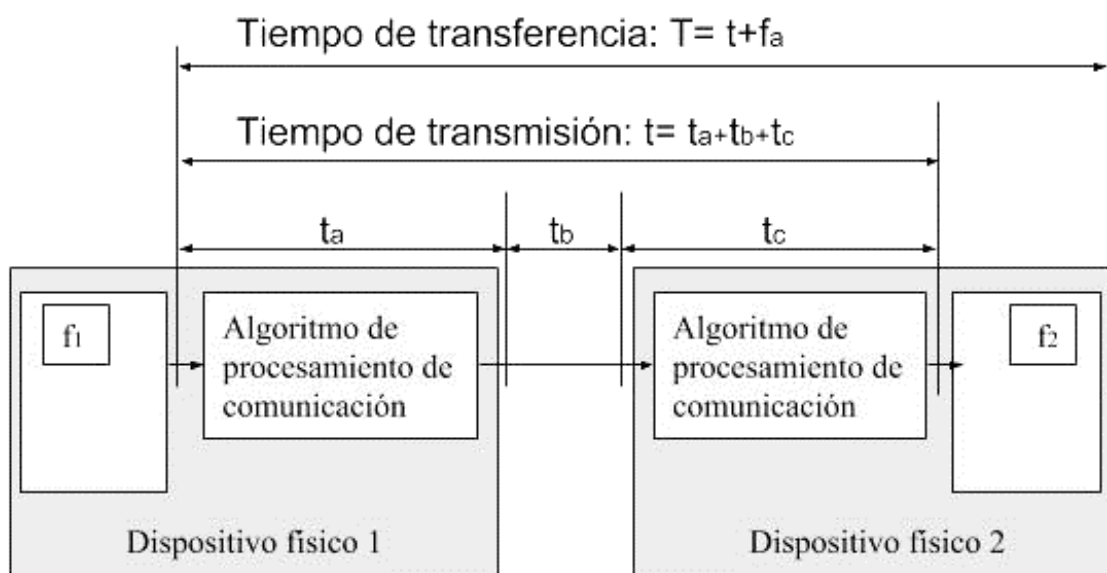


Figura 8. Concepto de Tiempo de Transmisión según IEC 61850-5. Fuente: (Xyngi & Popov, 2010).

t_a - es el tiempo de duración del proceso de comunicación interna del dispositivo físico PD1 que representa a un IED.

tb - Es el tiempo de duración de la transmisión del mensaje a través de las redes que conectan los IEDs.

tc – Es el tiempo de duración del proceso de comunicación interna del dispositivo físico PD2 que representa al otro IED.

El tiempo total de transferencia de un mensaje que envía un publicador sería igual a:

$$T = (t_a + t_b + t_c) + t_{r2}$$

Cabe anotar que los retardos introducidos por los switch dentro de una red se determinan inevitablemente por la latencia en el procesamiento de conmutación y por la latencia del proceso de encolamiento de los datos así, un mensaje GOOSE o SV, necesitan pasar por varios conmutadores o switches, el tiempo de transferencia T será igual a la suma de todos los retardos que presenten cada uno de los switchs presentes en la red. Debido a la naturaleza multicast de un mensaje GOOSE, no es posible que este mensaje se direcciona sobre una WAN, solo estará presente en la LAN y la norma lo enmarca por lo tanto solo dentro de la subestación.

Lenguaje de configuración para subestaciones (SCL).

Para configurar una subestación en forma estandarizada el IEC 61850 define un lenguaje denominado **SCL** (Substation Configuration Language), basado en el lenguaje de marcado extensible **XML**; (eXtensible Markup Language), que permite configurar a los IEDs que conforman la subestación eléctrica.

Este lenguaje tiene como finalidad la de permitir el intercambio de información entre dispositivos provenientes de distintos fabricantes y así asegurar la interoperabilidad entre ellos, sin importar el origen de fabricación.

Este lenguaje establece un orden jerárquico de los archivos, que determinan claramente los diferentes niveles en los sistemas de archivos estandarizados XML. El lenguaje SCL establece cuatro archivos:

El archivo **SSD**; (System Specification Description), en el cual constan las especificaciones del sistema y también describe el diagrama unifilar de la subestación y los LN requeridos; El archivo **ICD**; (IED Capability Description), describen las capacidades de los IEDs, incluye también el soporte de la información de los LN y GOOSE; El archivo **SCD**; (Substation Configuration Description), que refieren también al detalle de las configuraciones de la subestación; El archivo **CID**; (Configured IED Description), que detalla las configuraciones y descripciones completas de los IED, archivos que actuarán según los diferentes requerimientos por lo cual están contruidos bajo los mismos métodos y formatos.

Como características del SCL anotamos que permite generar y desarrollar los archivos automáticamente, sin que el IED este en línea, lo que ahorra costos y esfuerzos de configuración manual. Se puede compartir las configuraciones de los IEDs entre proveedores y usuarios, acción que beneficia en eliminar inconsistencias e interpretaciones herradas sobre los requisitos de configuración del sistema, entregando por parte de los usuarios sus propios archivos SCL que aseguran están correctamente configurados. SCL permite también reestructurar toda la ingeniería que se haya realizado para un determinado proceso del sistema eléctrico, al evitar la configuración manual también se está evitando cometer errores, consecuentemente se mejora la

interoperabilidad del sistema, se simplifica el mantenimiento y la ampliación del sistema, incrementándose la eficacia y productividad del sistema eléctrico. (Adamiak, Baigent, & Mackiewicz, 2009)

La Figura 9 nos da una idea de cómo es el proceso de ingeniería para la configuración de una subestación y cada uno de sus dispositivos.

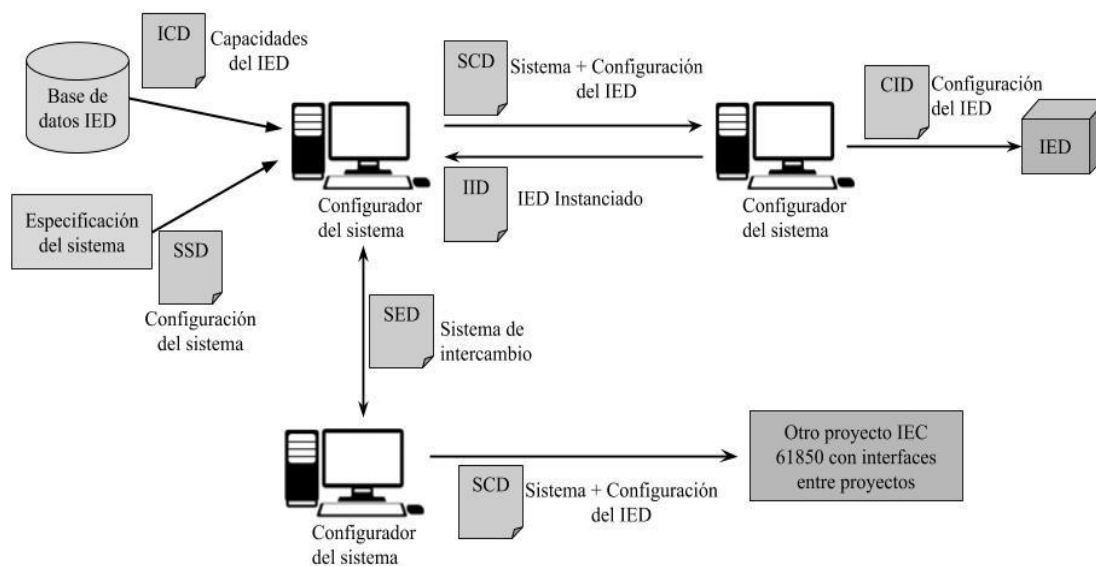


Figura 9. Proceso de Ingeniería con SCL Fuente: (Del Rio Garcia, 2016)

Capítulo 3. Levantamiento de los Requerimientos Funcionales de un Sistema de Control para una Subestación

Definición de una Subestación Eléctrica

Las instalaciones eléctricas compuestas por dispositivos eléctricos y que forma parte de un Sistema Eléctrico de Potencia, con objetivos funcionales de; transformar, distribuir, regular o convertir la energía eléctrica, funcionalidades que permiten optimizar la distribución de la energía eléctrica, se conoce como una subestación eléctrica.

Estas subestaciones pueden ser de transformación o de maniobra, las edificaciones que albergan a todo este conjunto de dispositivos por lo general se encuentran cerca de una estación generadora de energía o por el contrario están en la periferia o dentro de las ciudades en construcciones al aire libre o dentro de edificios si están en áreas dentro del perímetro urbano.

Elementos Principales de una Subestación

Como elementos principales de una subestación podemos citar los siguientes:

Transformador de potencia, como principal elemento de una subestación, según su funcionalidad tendrá la capacidad de incrementar o bajar los niveles de voltaje en el orden de los KV. En nuestro medio por ejemplo se realizan acciones de reducción y elevación de tensión así: de 13.8 KV a 69 KV o de 230 KV a 138 KV, respectivamente.

Interruptores de potencia, la característica principal de este elemento es la de interrumpir el paso del suministro de energía eléctrica, debido a fallas o causas externas o provocadas,

existen varios tipos como el interruptor magneto-térmico, interruptor diferencial, interruptores electromagnéticos, elementos que operan manualmente o por un sistema remoto de control al detectar un determinado evento.

Seccionadores, son dispositivos de conexión o desconexión de una determinada sección de la red eléctrica para aislarla o integrarla a la red eléctrica, son de tipo mecánico.

Transductores, actuadores, relés, controladores lógicos, IEDs, etc. que son dispositivos que forman parte de un sistema de control remoto o manual, sea digital o analógico.

Salas, tableros de control y espacios que se encuentran destinados, para dar cabida a los instrumentos y dispositivos de control de la subestación.

La Figura 10, representa un diagrama unifilar de una sección de una subestación, que representa un sistema de potencia trifásica.;

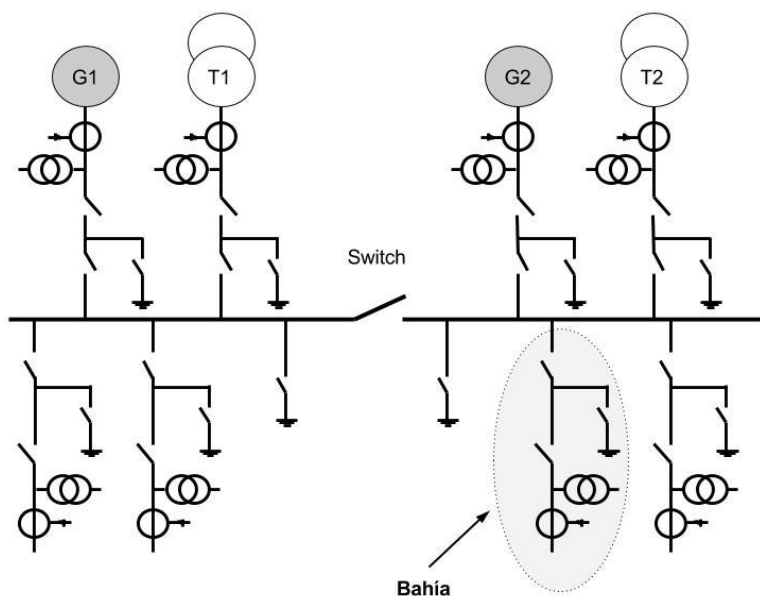


Figura 10. Subestación: Sistema Trifásico de Potencia: Fuente(Basics, 2014)

Niveles para una Subestación

La necesidad de automatizar los procesos industriales hoy en día, se ha vuelto cada vez más relevante, con objetivos imperativos de mejorar la calidad y la eficiencia de los procesos industriales y la directiva a seguir tiene que ver con el control y la automatización de los procesos, control que puede ser ejecutado con una acción remota o una acción local, procesando y direccionando las señales que se recojan y trasmitiéndolas a otros dispositivos. Comunicación que debe darse en forma segura, confiable, selectiva, estandarizada y de sencillo manejo entre dispositivos de iguales funcionalidades o entre equipos de mayor jerarquía en sus funciones, con el objetivo de monitorear, mantener o proteger, las instalaciones de una subestación.

Permitir o facilitar la combinación de los sistemas de automatización, sistemas informáticos y los sistemas de comunicación, es posible aplicando el modelo jerárquico para control de Purdue (ISA99), que se basa en subdividir una red empresarial, en segmentos lógicos, con unidades o dispositivos que realizan las mismas funciones o tienen similares requerimientos es decir asigna funciones jerárquicas a los dispositivos y equipos.

En la Figura 11 se muestra los cinco niveles del modelo jerárquico de control según Purdue.
(Obregon, 2014)

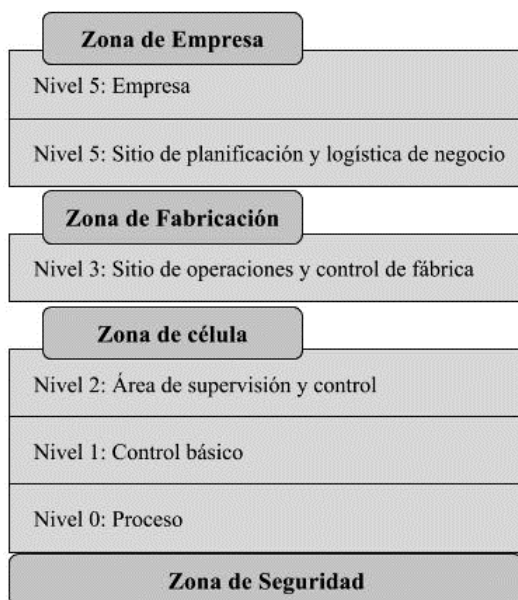


Figura 11. Modelo Jerárquico de Control según Purdue. Fuente(Obregon, 2014)

Considerando este modelo, el estándar IEC 61850, establece tres niveles jerárquicos para una subestación eléctrica los que se identifican como: Nivel de Proceso, Nivel de Bahía, Nivel de Estación. Ver Figura 12.



Figura 12. Modelo Jerárquico para Subestaciones. Fuente: Klever Carrión

Nivel de Proceso o de Campo.

En una subestación eléctrica es el nivel en el cual permanecen los dispositivos de entrada y salida de información, se obtienen medidas básicas del proceso en función del tiempo, nivel en el

que están instalados dispositivos como sensores, transformadores, actuadores, y otros dispositivos que toman las direcciones para transmitir estados, medidas u otra variable que presente el equipo de potencia al siguiente nivel jerárquico del modelo.

En este nivel estarán ubicados por ejemplo, dispositivos o equipos primarios de Entrada/Salida, como Transformadores de Corriente (CT), Transformadores de Potencia (PT), cortadores de circuitos (CBR), Switchgear (SW), que se comunicaran con la red por medio de las unidades de adaptación MU (Merging Unit) a través de información descrita como mensajes GOOSE o Valores Muestreados SV, información que ira a los IEDs. Podrá darse también el caso que otros dispositivos de jerarquía mayor, requieran información directa de estos dispositivos con el fin de determinar fallas, defectos o realizar acciones de mantenimientos preventivos.

Nivel de Bahía.

En este nivel se encuentran los IEDs que pueden ser Relés de protección, registrador de fallas, dispositivos de monitoreo, dispositivos de control y una gama general de controladores, su función principal es la de servir de interface con los dispositivos del nivel de proceso. Estos IDEs son parte principal de la automatización industrial, que responderán a las señales o datos que envían los dispositivos de nivel 0, estos pueden actuar solo o en grupo y deben ser programados y configurados a través de una interface hombre-máquina (HMI), también se comunican con sistemas que administran y gestionan dispositivos del nivel 2 y nivel 3. Los IEDs se comunicaran en forma vertical hacia abajo, con los dispositivos del Nivel de Proceso o hacia arriba con Controladores o HMI del nivel de Estación y tendrán comunicación también en forma Horizontal con los dispositivos de su mismo nivel jerárquico o de bahía.

Nivel de Estación.

El control y monitoreo de un sistema de subestación se encuentra en este nivel en el cual se ubica las estaciones de trabajo que incluye la interface hombre máquina, se observa alarmas, registra históricos y estadística de eventos, se programan los mantenimientos, etc. este nivel si las necesidades lo requieren también se comunica con el nivel de proceso.

En este nivel los sistemas de control y configuración se basan en sistemas operativos, que permiten comunicación por medio de protocolos TCP/IP, Ethernet y otros.

Interfaces para el Modelo Jerárquico.

Todos los elementos y dispositivos con diferentes funciones y de diferentes fabricantes que se encuentran en cada uno de los niveles de jerarquía establecida por la norma, se integran comunicándose ya sea en forma vertical o en forma horizontal, comunicación que utiliza la tecnología de red Ethernet (capa 1 y 2 del modelo OSI) aplicada a una topología de red, para lo cual hace uso de interfaces.

Las interfaces son conexiones que permiten la comunicación de un dispositivo con otro, la Norma IEC 61850 establece los siguientes tipos de interfaces, ver Figura 13. (Carreño et al., 2012)

Interface IF1, permite que un dispositivo del nivel de estación se comunice con equipos del nivel de bahía, como por ejemplo un relé puede intercambiar información sobre señales de protección con dispositivos del nivel de estación.

Interface IF2, permite intercambio de datos de protección de un relé con otro dispositivo de protección remota, por ejemplo intercambian información sobre eventos de “diferencial de línea”.

Interface IF3, con esta interface es posible el intercambio de datos entre dispositivos instalados en el nivel de bahía.

Interface IF4, esta interface permite intercambiar información instantánea como los mensajes de valores muestreados, SV, por ejemplo datos sobre transformador de corriente CT y transformador de voltaje VT, información que se intercambia entre equipos de campo y relés de protección ubicados en el nivel de bahía.

Interface IF5, permiten comunicación entre dispositivos del nivel de campo y equipos de protección del nivel de bahía, pero estos datos son de tipo digital.

Interface IF6, permite que un dispositivo del nivel de estación se comunique con equipos del nivel de bahía.

Interface IF7, Hace posible el intercambio de información entre el nivel de estación y el centro de servicios técnicos o sala de ingeniería.

Interface IF8, interface que sirve para poder intercambiar información entre equipos instalados en el nivel de bahía, que pueden realizar funciones de interbloqueo.

Interface IF9, permite la intercomunicación entre dispositivos que se encuentran en el mismo nivel de estación

Interface IF10, permite la comunicación para intercambio de información entre la subestación y una sala remota de control.

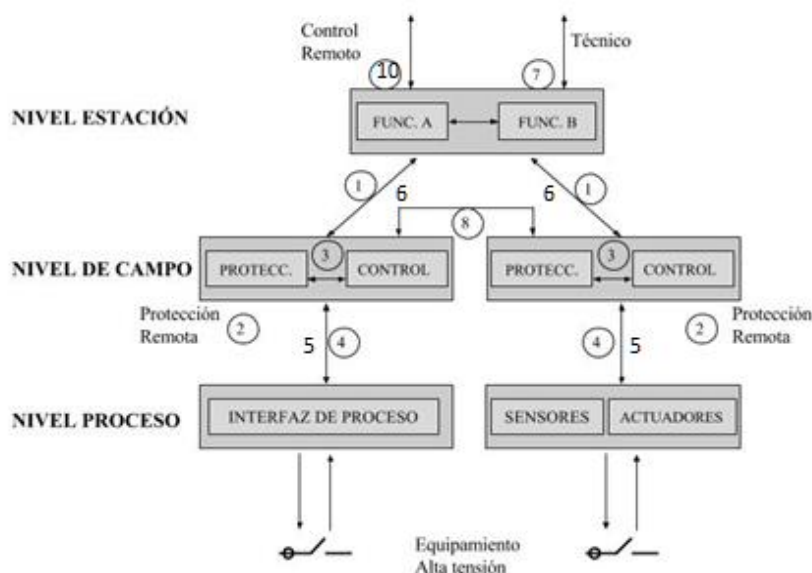


Figura 13. Interfaces para Automatización de Subestaciones. Fuente: (Carreño et al., 2012)

Arquitectura de la Red LAN IEC 61850

Según la estructura jerárquica para subestaciones eléctricas planteada por IEC 61850 se deberá considerar tres grupos de información como son; el primer grupo conformado por los datos de operación que representan a señales de alarmas, estado de los equipos, señales de control del sistema eléctrico.

El segundo grupo conformado por los datos de proceso que representan las señales de medida, señales de disparo, que servirán para la toma de decisiones sobre el sistema en general, información que representará un alto tráfico en la red y que serán considerados como prioritarios.

En el tercer grupo consta la información que representa a los datos de gestión y configuración del sistema, servirán básicamente para la gestión de los dispositivos y equipos de

la red. Los servicios de comunicación que considera la Norma IEC 61850, serán entonces; la transferencia rápida de eventos, la sincronización de tiempo, la transferencia de archivos y la gestión de la red. Con estos antecedentes se plantea una estructura: CLIENTE-SERVIDOR (Carreño et al., 2012).

La arquitectura típica que propone el IEC 61850 se muestra en la Figura 14, aquí se define el nivel de proceso en el cual constan dispositivos que envían las señales al nivel de bahía por medio de una red Ethernet, el nivel de bahía está compuesto por IEDs y controladores, el nivel de estación tendrá la interface HMI (interface hombre-máquina) que permitirán tener a disposición de los operadores la información de toda la subestación.

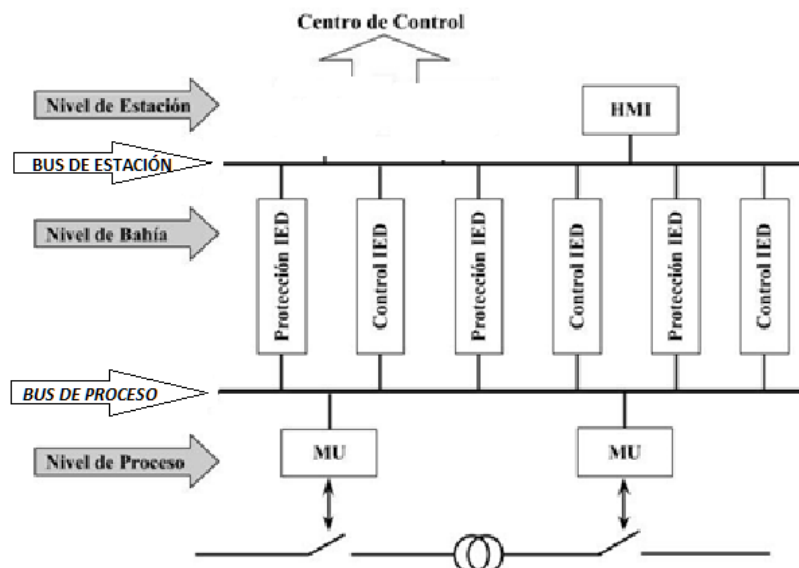


Figura 14. Arquitectura del 61850 Fuente:(Hayati, Ahadi, & Miryousefi Aval, 2015)

La arquitectura se regirá bajo el modelo OSI, considerando una red LAN basado en la norma IEEE 802.1q de Ethernet. Bajo el siguiente esquema: ver Figura 15.

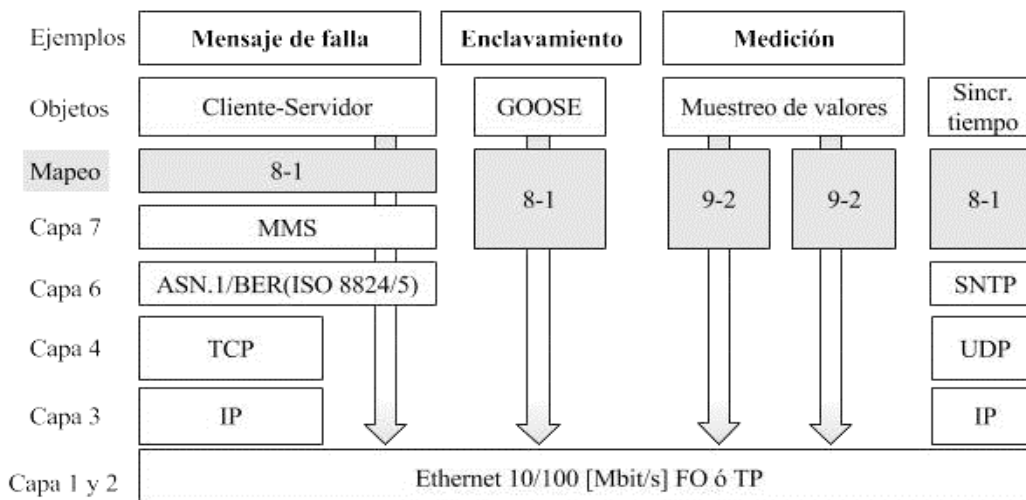


Figura 15. Esquema a nivel de OSI Propuesto por IEC 61850. Fuente.(Carreño et al., 2012)

Al establecer un diseño de red bajo esta estructura, se deberá considerar las siguientes funcionalidades en su orden: protección y control, control de carga, control funcional, pantalla, archivo de datos, acceso remoto, archivo remoto, funcionalidades que la red deberá soportarlos y definir los requerimientos de conectividad, velocidad y seguridad. Cada funcionalidad deberá desempeñarse en su área definida para poder obtener su rendimiento funcional y la seguridad de cada funcionalidad, funcionalidades que interactuaran por medio de interfaces de comunicación.(Papallo, 2013)

La propuesta de arquitectura para la red LAN se muestra en la Figura 16.

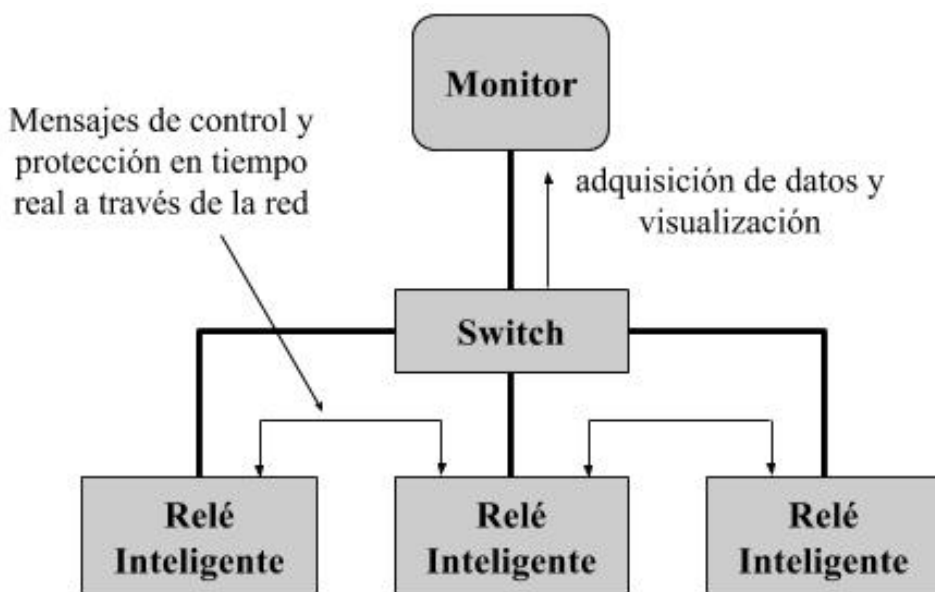


Figura 16. Arquitectura LAN Fuente: (Papallo, 2013)

Para implementar una red que solucione los requerimientos se debería tener en cuenta también las restricciones de protección distribuida lo que involucra mensajería GOOSE sobre Ethernet, datos que requerirán una gran difusión que requiere el uso de un gran ancho de banda, en caso de existir un gran volumen de tráfico, deberá ser capaz de priorizar el tráfico que estará compuesto de información relacionada con tiempos críticos y esta información deberá ser revisada y contrastada con la latencia que pueda generar la red.

Para una LAN es necesario considerar la latencia que presenta una red y es que tiene que ver con los parámetros de velocidad de transmisión de cada uno de los puertos: el jitter que presentan los equipos en la red; el tiempo que tarda un dispositivo en procesar la información y determinar su destino; los saltos que se presentan debido a la cantidad de dispositivos por los cuales viaja la información desde que fueron generados hasta el dispositivo destino que debe tomar la información.

Se tomará en cuenta también, el máximo “Tamaño del paquete Ethernet” que esta alrededor de 1530 Byte de los cuales 30 Byte son del encabezado y secuencia de verificación del mensaje. El tiempo de transmisión y la latencia del paquete entre dos nodos contiguos de una red se puede obtener por:

$$T_{tx} = T_{paquete\ Ethernet} \left(\frac{1}{V_{velocidad\ de\ transmisión}} \right)$$

Latencia:

$$T_{latencia} = (T_{tx} \cdot c_1 + T_l) + (T_{tx} \cdot c_2 + T_l)$$

Con c_1 y c_2 , definidos como el puesto que ocupa el mensaje en el buffer del switch y T_l será el tiempo de latencia que presenta el conmutador o dispositivo y variará de acuerdo al fabricante estará entre 5 y 10 micro segundos. Por lo expuesto y como ejemplo podemos determinar el tiempo de latencia de un mensaje para ir de un nodo (dispositivo) a otro.

Tomado en consideración una velocidad de transmisión de los puertos de 100 Mbps. El tiempo de transmisión del paquete será:

$$T_{tx} = 1530Byte \left(8 \frac{bits}{Byte} \right) \left(\frac{1}{100\ Mbps} \right)$$

$$T_{tx} = 122,4 \text{ (micro-segundos)}$$

$$T_{latencia} = (T_{tx} \cdot c_1 + T_l) + (T_{tx} \cdot c_2 + T_l)$$

C1: puesto en la cola del mensaje en Swch 1= puesto 2

C2: puesto en la cola del mensaje en Switch 2 = puesto 4

Tl: tiempo de latencia en un conmutador varía de acuerdo al fabricante y está entre los 5 y10 microsegundos. Para el ejemplo tomaremos valor de 7 microsegundos.

$$T_{latencia} = (122,4 (2) + 7) + (122,4(4) + 7)$$

$$T_{latencia} = 251,8 + 496,6$$

$$T_{latencia} = 748,4 \text{ microsegundos.} \quad (\text{Carreño et al., 2012})$$

La tecnología Ethernet, que es la que se conoce y es utilizada para implementar la mayoría de topologías de redes en general, tiene sus ventajas frente a otras tecnologías, como por ejemplo la interoperabilidad con otras sub redes y otros fabricantes de dispositivos que con su mecanismo de transmisión de multiplexación estadística y con técnicas de uso de ancho de banda bajo demanda o la de “menor esfuerzo”, lo que determina que un dispositivo de red tenga la capacidad de acceder a la red disponible a la velocidad requerida por la aplicación, en un periodo especificado con lo que se obtiene una solución mejorada a las aplicaciones de tele protección. Con los equipos y dispositivos industriales la norma IEC 61850 determina una red Ethernet industrial de área local (LAN), que satisface el estándar IEEE 802.3, con protocolos, componentes, dispositivos, cableados y características redundantes en la red para uso industrial con el objetivo de enfrentar condiciones extremas que a menudo se presentan en los entornos industriales.

Un caso particular en este tipo de redes industriales, será por ejemplo evitar que los mensajes GOOSE saturen la red en una subestación eléctrica, por lo tanto se deberá configurar las restricciones de tráfico, discriminar y priorizar los tipos de mensaje, que por su naturaleza provendrán de los diferentes IEDs y sus funcionalidades, lo que hace que se tome en consideración una alternativa técnica que se utiliza en las LAN y que son el uso de redes de área local virtuales (VLAN), cuyos identificadores se configuran en todos los IEDs que requieran enviar determinados mensajes, que correspondan a una determinada aplicación o la comunicación entre subestaciones.(Adrah et al., 2017).

Topologías de Redes

Como la norma IEC 61850, no define ninguna topología en especial, es necesario tomar en cuenta los aspectos más críticos que son la seguridad, confiabilidad y disponibilidad que definirán la elección de una topología adecuada, que permita conseguir los objetivos anotados, sin perder de vista la inversión económica que se tenga que realizar, la topología que se adopte será robusta ante fallas que puedan surgir, considerará también las características de tensión de cada subestación eléctrica, las necesidades y prioridades que representa cada empresa eléctrica, todos estos aspectos incidirán en la ingeniería de red que se fundamenta en la tecnología Ethernet, con base a los protocolos y algoritmos que permitan implementar la red. Como existen diferentes topologías básicas de red y que son muy conocidas, será necesario escoger la topología que mejor se adapte a los ambientes industriales y en este caso en particular definir una topología para subestaciones eléctricas. Las siguientes topologías basadas en IEC 61850 que se pueden implementar se describen a continuación.

Topología de red en estrella o radial.

En este tipo de topología, la característica principal es que todos los IEDs tienen un enlace físico uno a uno y se comunican mediante un nodo central por el cual son transmitidos todos los mensajes y es que a través de este nodo central los usuarios de la red pueden transmitir sus mensajes.

El nodo central puede realizar otras funciones aparte de la conmutación y procesamiento de los mensajes, por ejemplo puede sincronizar las velocidades de comunicación entre un transmisor y un receptor, si los dispositivos utilizan diferentes protocolos, el nodo central puede realizar funciones de un convertidor haciendo posible la comunicación entre dispositivos de diferente fabricante y entre diferentes redes. En caso de ocurrir una falla en una estación o en su conexión, solo esta estación o IED queda fuera de operación y si el daño o falla se produjera en el nodo central, entonces todo el sistema queda fuera. La Figura 17, representa una topología tipo estrella.

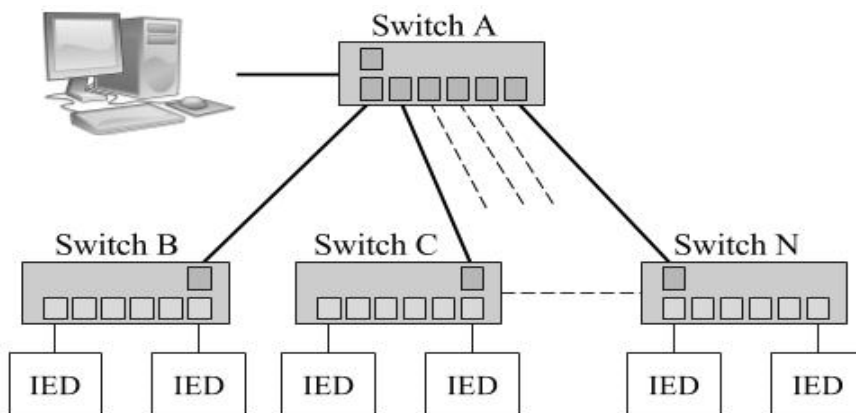


Figura 17. Topología general tipo Estrella. Fuente (Vignoni, Pellizzoni, & Funes, 2009)

Un tipo de topología en estrella, es el de “estrella redundante” en esta topología se tiene dos enlaces físicos que van a los dispositivos de red diferentes, este diseño dependiendo del protocolo de redundancia para comunicación industrial, por ejemplo el PRP (Parallel Redundancy Protocol), que es un protocolo que asegura la alta disponibilidad y reduce el tiempo de recuperación de la red, puede transmitir simultáneamente o puede operar en modo principal-respaldo, en el que un solo puerto trasmite en un tiempo determinado, así el dispositivo IED tendrá que enviar por cada interface de red, la trama con la misma MAC y la Misma IP por un puerto diferente en ambas redes.

En una trama IP el protocolo PRP se encapsula y por lo tanto es transparente a la red y se pueden comunicar dispositivos que usen PRP y dispositivos que no usen PRP. Este protocolo de redundancia se basa en la aplicación en dos redes Ethernet independientes, en las cuales la trama (capa 2 de OSI) es replicada por el dispositivo que envía y se trasmite a ambas redes simultáneamente, el dispositivo receptor verifica la primera trama que le llega y la reconoce mientras que la segunda trama que llega la descarta, proceso que se administra por redundancia enviando por lo tanto una sola trama a los niveles superiores del arreglo del proceso de comunicación.

La Figura 18 representa a la topología estrella y estrella redundante.

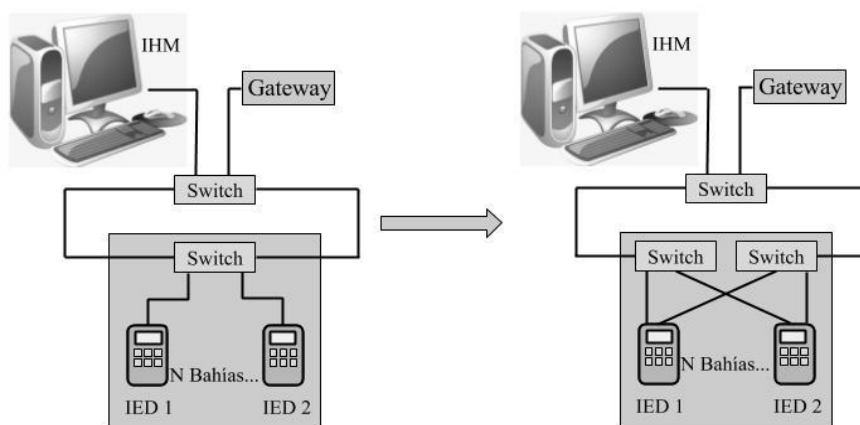


Figura 18. Topología en Estrella y Estrella redundante. Fuente:(Carreño et al., 2012)

Este tipo de topología no presenta tolerancia a fallas, pero es la topología que presenta menores retardos.

Topología de red en Anillo.

En esta configuración los IEDs se comportan como dispositivos de red, los protocolos de redundancia que se utilizan en esta topología son el RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) y el PRP/HSR (Parallel Redundancy Protocol-High available Seamless Redundancy principle).

El RSTP, corresponde a la IEE 802.1w, protocolo que actúa en la capa de enlace de datos esto es en la segunda capa del modelo OSI, su objetivo es la de gestionar los enlaces redundantes, lo que evita que los mensajes en algún determinado instante queden atrapados en un lazo, debido a la implementación de redundancia, si se presentara una falla, por medio del protocolo RSTP, nuevamente se reconfigura una nueva topología que incluye a todos los dispositivos de la red.

El PRP/HSR, es una propuesta de mejora del PRP para el caso que se de fallas múltiples en la red, se basa en una configuración combinada de topología en anillo y estructura paralela, hace uso de RCT (Redundancy Control Trailer), que es una técnica de adicionar cuatro octetos a la trama duplicada para poder descartarla, esta redundancia la realiza adicionando 16 bits que identifica la trama en el dispositivo receptor, asignándole por lo tanto el número de secuencia; los 4 bits siguientes identifican la red LAN y los restantes 12 bits definen el tamaño de la trama. No existirá colisiones debido a que existen dos redes diferentes por las cuales las dos tramas llegan al receptor, evitando información repetida, estructuras que dependerán del hardware que se desarrolle.(Carreño et al., 2012)

Un esquema de esta topología se describe en la Figura 19.

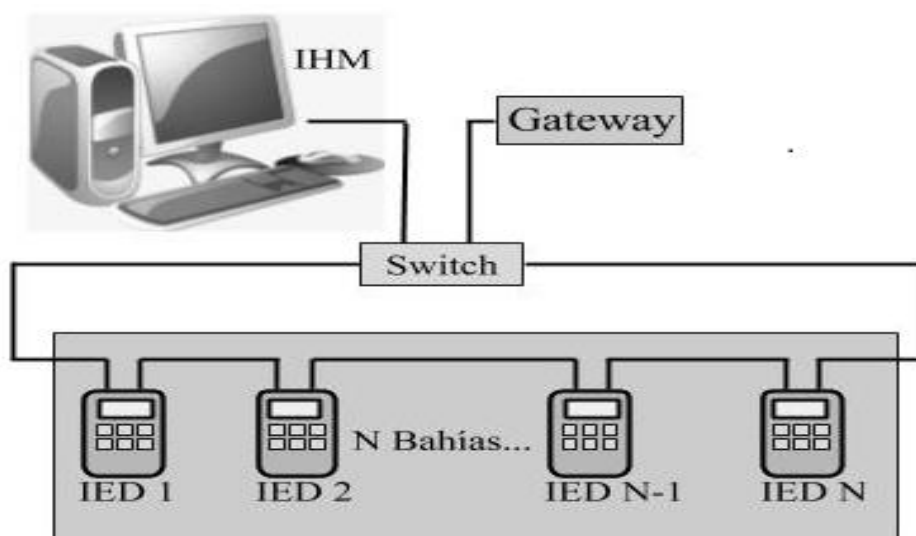


Figura 19. Topología en Anillo. Fuente (Carreño et al., 2012)

Bus de Proceso

El nivel de proceso definido por la norma IEC 61850, se involucra con la necesidad de tomar información como medidas de voltaje, medidas de corriente, información de estados de los transductores, información que pueden aportar los transformadores de Potencia y de corriente, información que constantemente debe ser adquirida en forma remota y muestreada constantemente para ser vigilada en una subestación eléctrica, el IEC 61850-9-2, implementa y define el bus de proceso. Al bus de proceso se integrarán todas las señales que serán llevadas vía Ethernet, que permite por lo tanto reducir considerablemente el cableado.

El bus de proceso contiene entonces la interfaz lógica que relaciona los nivel de proceso con el nivel de bahía. A este bus de proceso se interconectan: los módulos de E/S de tipo digital; fuentes de señales analógicas que envían los CT y VT que serán digitalizadas por medio de las unidades de integración o MUs (Merging Units); unidades de medición individual; señales digitalizadas que provienen de los interruptores, elementos y dispositivos que están en el patio de maniobras o sea muy cerca de las fuentes de señales eléctrica primarias de una Subestación.

Las transacciones de comunicación que operan en el bus de proceso por lo general son los protocolos GOOSE y valores muestreados SV; (Sampled Values), bajo un modelo de Publicador-Subscriptor, mediante comunicación multicast y un enlace fijo punto a punto y multipunto unidireccional.

La unidades de integración MUs, muestrean las señales a velocidades determinadas y en forma sincronizada, de tal forma que cualquiera de los IED pueda tomar la información de diferentes MUs, para procesarlas y direccionarlas, realizarán por ejemplo muestreos de 80 muestras por ciclo para señales de protección básica y monitoreo y por otro lado podrán realizar

muestreos de 256 muestras por ciclo para aplicaciones que representen altas frecuencias como la calidad de la energía y la Oscilografía de corriente y voltaje con alta resolución.(Goraj, 2010).

La información que procesan la MU se las obtienen mediante conexiones Ethernet de fibra óptica redundante a 100 MB y los nodos de recepción serán conmutadores Ethernet con buses de datos internos de 1 GB. Que soportan LAN virtuales (VLAN).

Bus de Estación

Corresponde a la “red” que interconecta los dispositivos de nivel de bahía con los dispositivos de nivel de estación, a esta “red” la llamamos bus de estación, “redes” que permitirán las comunicaciones que deben entregar o recibir los servicios basados en mensajes MMS, orientados a conexiones Cliente-Servidor; mensajes GOOSE para la transferencia de eventos en tiempo real mediante multicast entre bahías y servicios de Valores muestreados SV que permite la transferencia de los valores de voltaje y corriente medidas que se traducen en señales digitales desde los dispositivos primarios ubicados en el nivel de proceso.

Los IEDs que están destinados a funciones de protección, control y monitoreo estarán en el nivel de estación y por lo tanto se conectarán al bus de estación.

El bus de estación se construye bajo la tecnología Ethernet de 10 MB con opción de pasar a 100 MB. Las comunicaciones primarias entre los nodos lógicos operaran bajo una orientación definida a “conexión” como por ejemplo la solicitud de configuración o información u otras pueden también estar orientada a una comunicación “sin conexión” como son los eventos de la subestación orientada a objetos como son los mensajes GOOSE. La arquitectura para este bus deberá ser redundante ya que los IEDs que entregarán información estarán en la ruta crítica para

situaciones de falla. La Figura 20 y Figura 21, representa una arquitectura general y la arquitectura propuesta para la construcción del prototipo, en la cual se evidencia los buses de Proceso y el bus de estación y su localización en los diferentes niveles de la subestación.

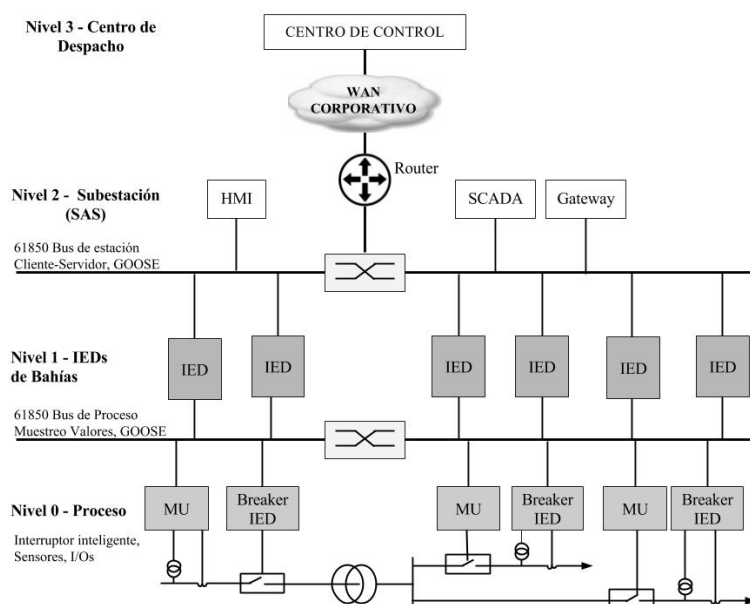


Figura 20. Bus de Proceso y Bus de Estación según la Arquitectura del IEC 61850.
Fuente: MEGGER ON.

La arquitectura y topología que se construirá según el estándar IEC 61850 y con tecnología Ethernet es la se muestra en la Figura 21.

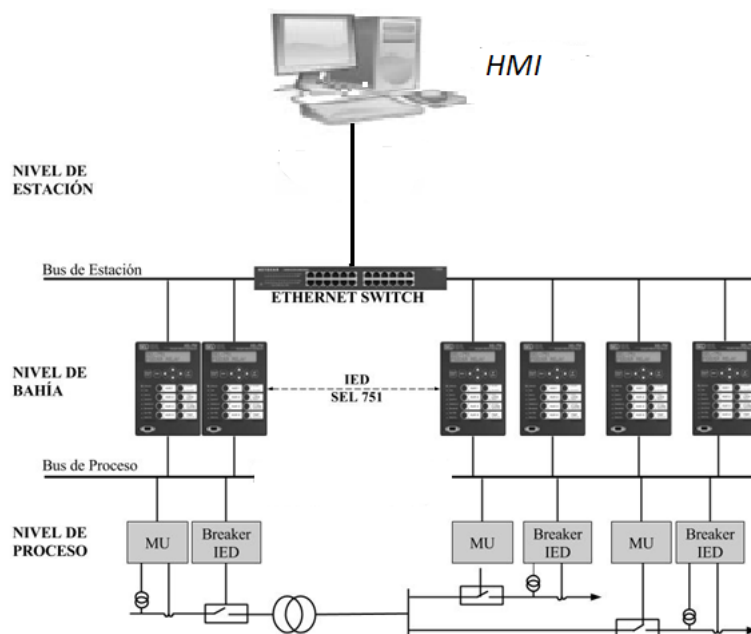


Figura 21. Arquitectura Propuesta para el Prototipo de Prueba. Fuente: Klever Carrión G.

Capítulo 4: Diseño del Prototipo Funcional para Control y Monitoreo de Dispositivos que Simulan una Subestación Eléctrica con Fines Didácticos

Infraestructura Inicial

En la actualidad no se cuenta con un módulo de comunicación que permita implementar una topología de red LAN, que permita enlazar dispositivos de tipo industrial como los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), elementos o transductores que generen señales de medida, control o de estado, que servirán para la toma de decisiones de los IEDs y en consecuencia la operación de todo el conjunto de elementos que constituyen una subestación eléctrica.

Se cuenta con tres módulos didácticos que corresponden a: “Protecciones de redes de Generación en un Sistema Eléctrico de Potencia”; Un módulo de “ Protecciones de Líneas de Transmisión” y un módulo de “ Protecciones de Redes de Distribución en Sistemas Eléctricos de Potencia”, módulos que han sido diseñados para generar las simulaciones de fallas y o eventos que se pueden presentar en una subestación eléctrica ya sea de Distribución, Transmisión o de Generación. Los módulos simulan eventos de control de sobre-corriente, sobre-tensión, comparación de señales trifásicas, presencia o pérdida de fase, control de frecuencia, etc. Los módulos se los presenta en el Anexo A, Anexo B, Anexo C, del presente documento.

Los IEDs, que se encuentran en cada uno de los módulos y que formaran parte de la red LAN, están instalados para ser operados en forma individual con características de ejecución de eventos, estados o medidas que el operador determine o requiera, también pueden ser operados en forma remota al integrarlos para formar parte de una red y según el protocolo que se determine, estos dispositivos tienen por supuesto un puerto RJ45 para ser conectados a un puerto serial o puertos para red Ethernet.

El suministro de energía será tomado de los 120 voltios de corriente alterna regulada que existe en cada uno de los tableros. Materiales adicionales como cables UTP o Cables de fibra óptica no existen.

Materiales y Equipos

Los equipos y materiales existentes y los que se adquirieron para el presente proyecto lo detallamos a continuación.

SEL-700G.

Es un Relé de protección de generador, Este dispositivo presenta una aplicación para generadores síncronos, proporciona protección primaria. Una versión de este relé proporciona protección de interconexión para generación distribuida, presenta la función de auto-sincronización, control de frecuencia, control de voltaje y de fase que se sincronizan automáticamente al sistema de potencia. El relé también proporciona control de diferencial de corriente, con la función de supervisor del interruptor, verifica el desgaste del contacto de interruptor, registrando el número total de operaciones de cierre y apertura, pudiendo programar alarmas para definir tiempos mínimos o máximos de mantenimiento. Genera reportes estadísticos y adquiere datos sobre temperaturas para supervisión y programación de alarmas. El dispositivo se muestra en forma gráfica en el Anexo D.

Entradas y salidas. El relé ofrece entradas y salidas digitales y analógicas para control local y aplicaciones del sistema, presenta además opción de ranuras para incrementar hasta ocho entradas digitales (ED), ocho salidas Digitales (SD), ocho entradas analógicas (EA), entradas de

voltaje de CA, entradas de diferencial de corriente, entradas auxiliares de voltaje y entradas auxiliares de corriente, según sea la versión del relé SL-700G.

Sistema de Comunicaciones del SEL-700G. El relé SEL-700G presenta opciones de comunicación que proporciona de comunicaciones siguientes:

- Ethernet 10/100BASE-T.
- Ethernet 100BASE-FX.
- EIA-232 serial.
- EIA-485 serial.

Los protocolos de comunicación que son compatibles con este IED para dar versatilidad en sus comunicaciones son:

- IEC 61850.
- DNP3 LAN/WAN.
- DNP3 Serial.
- Modbus TCP.
- Telnet.
- FPT.
- Sincrofasores IEE C37.118.

Dos de estos relés se tienen integrados al Módulo de Protecciones de Sistemas de Generación que se encuentran en laboratorio, la descripción grafica del relé SEL 700G, se muestra en el Anexo D.

Seguendo la norma IEC 61850, para los dispositivos de la marca SEL, el nodo lógico lo describen con la siguiente nomenclatura como ejemplo:

$MMXU\$A\$phsA\$cVal$, donde **MMXU**; representa el nodo lógico que le asigna como “Unidad de medida de Polifásica”, **A**; representa al Data Object, que define a la corriente de fase a tierra (en amperios), **phsA**; corresponde a un subdata object que define a la fase A, **cVal**; que corresponde a un atributo y se refiere para este caso a que la información entregada será de un valor complejo.

Los nodos lógicos se agrupan en dispositivos lógicos que SEL los representa como:

ANN; definido para elementos de indicadores de alarmas, para valores de estado.

CFG; Dispositivo lógico que define a elementos de configuración, información de asignación y reportes de control de bloque

CON; Dispositivo Lógico que representa elementos de control con bits remotos

MET; Dispositivo Lógico, definido como elemento de medida para corriente, voltaje, potencia, etc.

PRO; Dispositivo lógico definido para protección de elementos, funciones de protección y control de cortes o parada.

En el apéndice F del manual para el SEL 700G, en sus diferentes tablas se nombran los Nodos Lógicos de acuerdo a sus Dispositivos Lógicos y sus respectivos atributos así: en su tabla F16, se describen mediante 11 hojas la descripción de los Nodos Lógicos para Dispositivos Lógicos de Protección (PRO); en su tabla F.17 se describen 7 hojas para los nodos lógicos del

Dispositivos Lógicos asignados para Medida (MET); en su tabla F.18 se representan los Nodos Lógicos de los Dispositivos Lógicos asignados para un control de tipo remoto (CON); en la tabla F.19 se describen 5 hojas con los Nodos Lógicos para Dispositivos Lógicos destinados a los indicadores de alarmas (ANN);

SEL-751

Este dispositivo IED corresponde al relé de protección de alimentador, que se utiliza para proteger sistemas en eventos de sobre-corriente direccional, localización de fallas, detecta arco eléctrico y detección de fallas de alta impedancia.

Entradas y salidas. El relé en su presentación básica ofrece 2 entradas digitales y 3 salidas digitales con ranura para tarjeta adicional que puede incrementar por ejemplo hasta tres entradas digitales (ED), cuatro salidas Digitales (SD), una entrada analógica (EA), ocho ED y ocho SD, según sea el caso y tarjeta adicional que se integre en su ranura el esquema de este dispositivo se describe en el Anexo E.

Sistema de Comunicaciones del SEL-751. El relé SEL-751G presenta opciones de comunicación que permite las tecnologías de comunicación siguientes:

- Ethernet 10/100BASE-T.
- Ethernet 100BASE-FX.
- Puertos Ethernet unitarios o duales.
- EIA-232 serial.
- EIA-485 serial.
- ST multimodo serial de fibra óptica.

Para el caso de los relés SEL-751 que existen en el laboratorio no está habilitado el puerto Ethernet 100 BASE-FX, para fibra óptica.

Los protocolos de comunicación que son compatibles con este IED SEL-751 para dar versatilidad en sus comunicaciones son:

- IEC 61850 Edición 2
- DNP3 LAN/WAN.
- DNP3 Serial.
- IEC 60870-5-103
- IEC 62439 PRP para modelos con Ethernet dual
- Modbus TCP.
- Modbus RTU
- Telnet.
- FPT.
- Sincrofasores IEE C37.118.
- Protocolo de tiempo de red simple (SNTP).

En el laboratorio se dispone de 8 relés SEL-751, los cuales se encuentra integrados en cada uno de los tres módulos, esto es: 2 en el módulo de “Protecciones de Generación en un Sistema Eléctrico de Potencia”; 3 unidades instaladas en el módulo de “Protecciones de Líneas de Transmisión” y 3 unidades SEL-751 en el módulo de “Protecciones de Redes de Distribución en Sistemas Eléctricos de Potencia”.

En el manual correspondiente al relé SEL-751, se describe también la teoría y forma como se define la sintaxis para describir los Dispositivos Lógicos, los Nodos Lógicos, los Atributos, etc, y es de igual forma como se describió para el SEL-700G. En su manual técnico se listan los diferentes nodos lógicos según su funcionalidad.

Para el relé SEL-751 se deberá tomar algunas consideraciones respecto a los proceso GOOSE salientes entrantes.

Los procesos salientes para este éste IED, se procesan de acuerdo a lo establecido en el IEC 61850-7-1; IEC 61850-7-2 e IEC 61850-8-1, mediante su puerto existente Ethernet con las siguientes consideraciones: se restringe hasta 8 mensajes GOOSE de salida para cualquier atributo de datos para cualquier nodo lógico, se asigna un solo atributo de datos a uno o más mensajes GOOSE salientes o asignar un solo conjunto de mensajes GOOSE a múltiples bloques de control que tengan la opción de mensajería GOOSE. Todos los GOOSE configurados serán retransmitidos por el SEL-751, inmediatamente después de inicializado, caso de que no se presenta el GOOSE, luego de inicializado el SEL-751, se inicia transmisiones que comienza con 10 ms y se incrementan a intervalos que se van duplicando hasta alcanzar los 100ms.

De no existir un evento, se repetirá la acción cada 100 ms. El tiempo máximo de vida de cada mensaje será tres veces el tiempo de intervalo real que puede ser de 30 ms, 60 ms, 120 ms, 240 ms, según la Norma IEC 61850-8-1.

En los IEDs marca SEL, el mensaje GOOSE se extinguirá luego de verificar una falla permanente en su autodiagnóstico. Cada GOOSE saliente se transmitirá bajo parámetros de comunicación de VLANs, y prioridades de dirección para transmisión multicast, que se transmitirán en la misma red.

Los mensajes GOOSE entrantes para el SEL-751, serán configurados hasta un máximo de 16 mensajes, los mismos que serán validados si se verifica los siguientes parámetros: La dirección MAC de la fuente de difusión; la referencia de los Data Set; la ID de aplicación; la referencia del control GOOSE. El SEL-751, descartará un GOOSE entrante cuando exista una falla permanente registrada en su autodiagnóstico, cuando el relé este deshabilitado, cuando no está habilitado el IEC 61850 (EGSE está en NO).

SEL-387E.

El relé de protección de diferencial de corriente y voltaje, sirve para proteger transformadores de potencia de dos o tres devanados, autobuses, generadores, motores grandes y otros componentes de potencia de múltiples terminales. Tiene entradas de voltaje para la medición de potencia, proporciona protección contra sobre excitación y descarga sobre baja frecuencias, darán protección a los equipos de potencia, con sus funciones de automatización se logra reducir la ingeniería del proyecto y por lo tanto reducir los costos de operación ya que se eliminan los interruptores de control externo, los medidores y lámparas piloto que tradicionalmente se utilizan en una subestación.

El relé SEL-387E, tiene múltiples entradas y salidas para definir funcionalidades que se requiera controlar como se puede observar en la figura del anexo Nro. F.

Sistema de Comunicaciones del SEL-387E. El relé SEL-387E presenta opciones de comunicación que permite las tecnologías de comunicación siguientes:

- Ethernet 10/100BASE-T.
- Ethernet 100BASE-FX.

- EIA-232 serial.
- EIA-485 serial.

El relé SEL-387E tiene la opción de ser configurado con arquitectura redundante, con sus dos puertos Ethernet 100BASE-TX o su puerto 100BASE-FX para fibra, entonces puede usarse en modo FAILOVER.

Los protocolos de comunicación que son compatibles con este IED SEL-387E, para brindar variedad en sus modos de comunicación son:

- IEC 61850
- DNP3 LAN/WAN.
- ASCII
- Telnet.
- FPT.
- HTTP

Los Dispositivos Lógicos y los Nodos Lógicos se describen de igual forma como se definieron en los Relés SEL-700G y SEL-751. Cuando el relé SEL-387E, utiliza la norma IEC-61850 se describen algunas características como: utiliza hasta seis sesiones de MMS para los informes que se almacenan en modo buffer y en modo no buffer en caso de utilizar un sistema ESCADA.

Para los estados y control en tiempo real, utiliza 16 mensajes GOOSE entrantes y hasta 8 mensajes GOOSE salientes. Para control solo admite el modelo directo-seguridad normal. Mediante el software disponible para IEDs de la marca SEL, se puede transferir los archivos

SCL, que detallan la configuración de los IEDs a la configuración de la subestación. Para poner en marcha o dar soluciones a problemas que se presenten, deberá utilizar el software como MMS Object Explorer y el AX-S4 MMS de Cisco, para verificar y explorar los nodos lógicos determinar si están funcionando. Para que el protocolo IEC 61850 siga funcionando se debe transferir archivos CID congruentes con la configuración del Relé, caso contrario el protocolo deja de funcionar. En el Anexo 4 se muestra el esquema de este IED.

SEL-421.

Este relé presenta las opciones de protección de líneas de transmisión, incorpora disparos y cierres de interruptores, mono y tripolares que se encuentren en una subestación a nivel de bahía con verificación de sincronismo de voltajes de fuentes múltiples, detecta fallas en líneas de compensación, realiza funciones de bloqueo debido a pérdidas de sincronismo, tiene la funcionalidad de supervisión del desempeño de los interruptores, contabilizando el tiempo promedio de operación e información del último accionamiento del interruptor.

El relé SEL- 421, tiene múltiples entradas y salidas para definir funcionalidades que se requiera controlar como se puede observar en el esquema del Anexo G.

Sistema de Comunicaciones del SEL-421. El relé SEL-421 presenta opciones de comunicación que permite implementar las tecnologías de comunicación siguientes:

- Ethernet 10/100BASE-T.
- Ethernet 100BASE-FX.
- EIA-232 serial.
- EIA-485 serial.

Los protocolos de comunicación que son compatibles con este IED SEL-421, para brindar variedad en sus modos de comunicación son:

- IEC 61850
- DNP3 LAN/WAN.
- ASCII
- Telnet.
- FPT.
- HTTP

Los Dispositivos Lógicos y los Nodos Lógicos se describen de igual forma como se definieron en los Relés SEL-700G y SEL-751. Usando Ethernet e IEC 61850 el relé posee las siguientes características: Con estructura Cliente-Servidor y si el relé actúa como cliente entonces permite realizar hasta siete sesiones simultaneas de mensajes MMS en IEC 61850 sobre el bus de proceso y admitirá siete bloques de control para informes sobre buffer y siete bloques de control sin buffer. Los nodos lógicos que sirven para habilitar un control SCADA mediante mensajería de fabricación (MMS). Cuando se configura los IEDs para comunicación punto a punto (peer to peer) y se controla estados en tiempo real, permite utilizar hasta 128 mensajes GOOSE de entrada o en modo de recepción y 8 mensajes GOOSE de salida o en modo de transmisión, las salidas analógicas remotas permiten la transmisión de datos analógicos punto a punto en tiempo real. Los archivos SCL para la descripción de los IEDs y los archivos SCL para el lenguaje de configuración de la subestación se pueden transferir al relé, mediante software proporcionado por el fabricante SEL. Para poner en marcha o dar soluciones a problemas que se presenten, deberá utilizar el software como MMS Object Explorer y el AX-S4 MMS de Cisco,

para verificar y explorar los nodos lógicos con el propósito de determinar si están funcionando en su modo de retransmisión.

Un archivo CID para el relé SEL-421, se debe transferir solo si se establece un cambio en la configuración del relé, si se carga un archivo CID inapropiado el Relé no operará bajo la norma IEC 61850 y entonces dejará de operar teniendo que reiniciarlo con un CID congruente con su configuración.

Switch.

Este dispositivo fue adquirido para construir el prototipo del módulo requerido para aplicaciones del IEC 61850. Dispositivo encargado de la interconexión de equipos dentro de la red local o LAN, las especificaciones técnicas de este switch es compatible con el estándar IEEE 802.3 (Ethernet). El switch que se adquirió es de la marca NETGEAR, modelo GS724Tv4.

Características técnicas. Este switch, ofrece 24 puertos frontales para tecnología 10/100/1000BaseT con conectores RJ45; presenta 2 puertos para 100/1000X fibra SFP.

Soporta hasta 256 VLANs, 16 K entradas para MAC address, maneja hasta 512 grupos multicast, tiene un buffer de 2 MB. Brinda calidad de servicio (Q o S). entre otras bondades de comunicación.

Este switch soporta los siguientes protocolos:

- IEEE 802.3 Ethernet.
- IEEE 802.3i 10BASE-T
- IEEE 802.3u 100BASE-T.

- IEEE 802.3ab 1000BASE-T.
- IEEE 802.1Q VLAN Tagging.
- IEEE 802.3x Full-Duplex Flow Control.
- IEEE 802.3z Gigabit Ethernet 1000BASE-SX/LX.
- IEEE 802.3ae 10-Gigabit Ethernet.
- IEEE 802.3ad Trunking (LACP).
- IEEE 802.1AB LLDP with ANSI/TIA-1057 (LLDP-MED).
- IEEE 802.1p Class of Service.
- IEEE 802.1D Spanning Tree (STP).
- IEEE 802.1s Multiple Spanning Tree (MSTP).
- IEEE 802.1w Rapid Spanning Tree (RSTP).
- IEEE 802.1x Radius network access control.

Especificaciones generales:

- Peso de 2.7 Kg.
- Largo de 440 mm.
- Ancho de 2015 mm.
- Altura de 43 mm.

Opera en ambientes con temperaturas de 0 grados hasta 50 grados centígrados, entre otras que se pueden obtener de su manual. El esquema de este dispositivo se encuentra del Anexo H.

EI HMI.

En la interfaz de usuario; hombre-máquina, se adapta a las necesidades y requisitos para lograr visualizar, programar, configurar, actualizar y realizar la lógica de ingeniería de la subestación, se la realiza por intermedio de una unidad central de proceso (CPU), que tiene las siguientes características:

CPU (HP)

- Procesador Intel Core i5 CPU 3.1 Ghz.
- Memoria RAM instalada 8,00 GB
- Disco duro 1 TB
- Sistema Operativo Windows 10 Pro 64 bits
- Monitor de 16 pulgadas; Pantalla LCD; resolución máxima de 1366x768 a 60 Hz. A color; marca AOC.
- Teclado QWERTY.
- Mouse óptico.

Rack 19"

Se adquirió un rack metálico en donde se ubican los dispositivos como el switch, CPU, teclado, mouse, monitor, cables UTP este rack tiene las siguientes características:

- Tipo estándar de 19"
- Base; lámina de acero de 2 mm
- Cuerpo; lámina de acero 1.4 mm
- Color; negro

- Puerta Frontal; Lámina de acero 1.4 mm con vidrio, cerradura de seguridad.
- Medidas; 1220 x 610 x 510 mm.

Cables UTP; conectores RJ45

De acuerdo al protocolo Ethernet : IEEE 802.3 100BASE-T, utilizamos cable tipo UTP LAN C975E , que corresponde a la categoría 5E que es el cable que describe el estándar EIA/TIA 568B, que además permite transmitir datos a velocidades de hasta 10000 Mbps con frecuencias del orden de los 100Mz en longitudes de hasta 100 m. Por lo que es muy utilizado para redes Fast Ethernet y Gigabyt Ethernet, las características principales: (Innovacion, 2014)

- Tipo de aislamiento: Polietileno.
- Tipo de ensamble: 4 pares.
- Tipo de cubierta: PVC.
- Para conexiones y aplicaciones IP.
- Diámetro exterior 5 mm.
- Desempeño probado hasta 200 Mhz.
- Impedancia: 100 Ω .
- UTP LAN C975E
- Categoría 5E
- Cuatro pares trenzados de sección 24 AWG
- Sólido.

Se construyó los siguientes cables, con terminales RJ45 que serán utilizados en el prototipo:

- 4 cables UTP LAN C975E de 9 metros que serán utilizados en la conexión del prototipo con el Módulo de Protecciones de Redes de distribución en redes eléctricas de Sistemas de Potencia.
- 4 cables UTP LAN C975E de 7 metros, que serán utilizados en la conexión del prototipo con el Modulo de Protecciones de Sistemas de Generación en Sistemas de Eléctricos de Potencia
- 4 cables UTP LAN C975E de 5 metros, que se utilizan para las conexiones de la red LAN con el módulo de Protecciones de Líneas de Transmisión.

El Módulo prototipo, que se construyo, en el cual se alojan, CPU, monitor, Switch y cables se lo presenta en el Anexo I y en Anexo J.

Software

Para el observar la aplicación de la norma IEC 61850, y considerando los equipos disponibles, la red LAN que se implementa es necesario el uso de software, que dará viabilidad a la aplicación propuesta y poder observar el funcionamiento de los IEDs que seinstalan en la LAN se requiere hacer uso del software disponible el mismo que detallamos a continuación:

ACSELERATOR Architect y ACSELERATOR QuickSet

Al implementar la red LAN con dispositivos IEDs, de la marca SEL y que están conectados al bus de proceso y al bus de estación y que operaran bajo aplicación de protocolos IEC 61850, es necesario configurar los publicadores y los subscriptores que intercambiaran mensajes MMS y GOOSE, el software, acSELERator Architect, que es una aplicación de Microsoft Windows, permite en una forma más amigable y sistemática, realizar las tareas de configuración y

documentación de dispositivos SEL y de cualquier otra marca que estén formando parte de una red LAN implementada bajo la norma IEC 61850

Este software informa los errores que se dan al elaborar archivos SCL y que no estén conformes con la norma IEC 61850. Los archivos SCL muestran las configuraciones de una subestación mediante los SCD, la capacidad y descripción de los ICD para cada IED y el configurado mediante el CID para cada IED. Al trabajar con ventanas permite la orientación mediante pestañas, presenta ventanas de diagnóstico, ofrece un asistente de diagnóstico y configuración, se puede crear y editar los informes MMS que se presentan con buffer y sin buffer.

Se puede realizar las siguientes tareas de configuración:

- Organiza y configura todos los IED SEL en un proyecto de subestación.
- Configura los mensajes GOOSE entrantes y salientes.
- Edita y crea conjuntos de datos GOOSE.
- Lee los archivos de IED que no son de SEL, tanto los ICD y los CID y ofrece opciones de mensajería disponible para IEC 61850.
- Edita los data set, pre configurados para utilizarlos como informes.
- Los archivos CID que corresponden a las configuraciones de dispositivos pueden ser cargados a los CID de dispositivos SEL que forman parte del IEC 61850.
- Proporciona archivos ICD que ofrecen la descripción de los IEDs de la marca SEL para ser utilizados como herramienta de otros fabricantes y poder utilizar la mensajería GOOSE y otras funciones.

También ACSELERATOR Architect ofrece una interface gráfica de usuario (GUI), para que los usuarios seleccionen, editen y creen mensajes GOOSE, que serían de relevancia para la protección, coordinación y elaboración de la ingeniería de control para una subestación bajo la norma del IEC 61850.

ACSELERATOR QuickSet, facilita realizar las configuraciones de muchos relés así como descargar las configuraciones que ya han sido realizadas en relés existentes, pudiendo también ser cargadas desde una biblioteca y modificadas para configurar otro relé.

ACSELERATOR QuickSet utiliza una base de datos para almacenar y administrar configuraciones de dispositivos SEL. Cada dispositivo único tiene su propio registro de configuraciones. Usando el menú de Configuración se puede crear nuevas configuraciones, se puede leer configuraciones de dispositivos existentes abriendo sus registros.

ACSELERATOR QuickSet, también muestra un menú de los de dispositivos SEL disponibles, su modelo y versión del dispositivo, lo que permite tener la seguridad de escoger y seleccionar las funcionalidades de cada dispositivo. Luego ofrece otra ventana para designar el número de parte y obtener las características técnicas del dispositivo. En todo caso el manual de operación de este software, informa como debe instalarse y como aprovechar las bondades del software, mediante ventanas y siguiendo el manual de opciones que presentan. Este software se puede obtener si se suscribe a la siguiente página web: www.selinc.com/sel-5030 y www.selinc.com/sel-532. (Schweitzer Engineering Laboratories SEL, 2016a).

Wireshark, Notepad++, OMICRON IEDScout 3.

El software libre wireshark que actúa como analizador de protocolos se lo utiliza como una herramienta gráfica que nos permite identificar, capturar y monitorear los paquetes de red en nuestro caso los paquetes MMS que transitan por la red LAN y de esta manera analizar las tramas cuando tenemos la estructura Cliente-Servidor y observar a los IEDs que reciben o envían información que corresponde a una acción de estado, de medida, etc.

El software Notepad++, es un editor de texto de código fuente libre que soporta varios lenguajes de programación bajo Windows. Lo utilizamos en el proyecto para obtener verificar y visualizar los archivos SCL que genera el programa ACSELERATOR Architect y ACSELERATOR QuickSet, como son los archivos CID y los SCD que son archivos XML que se generan al configurar la subestación y cada uno de los IEDs. El software se lo puede obtener en forma libre en la página web: <https://notepad-plus-plus.org/download/v6.5.3.html>.

El software IEDScout, nos permite visualizar en el HMI los resultados de los eventos que se realizan en los IEDs, sean estos de valores de corriente o voltaje o en forma gráfica ver los estados de los diferentes IEDs que se encuentran en la red que tiene dispositivos bajo la norma IEC 61850, se puede “mirar” dentro del IED y además realiza otras tareas útiles sobre el flujo de trabajo del sistema una vez puesta en marcha las operaciones de la red, por ejemplo si un relé está cerrado o abierto o valores de corriente en amperios.

El programa permite trabajar con el IEC 61850 de primer y segunda edición, es compatible con los IEDs de cualquier fabricante, trabaja simultáneamente con varios IEDs, muestra los textos de descripción como los define el estándar IEC 61850, monitorea cualquier información para supervisar los mensajes GOOSE o los datos de los objetos (Data object), entrega

información de tráfico sobre otros “Cliente” y “Servidores”, puede simular a IEDs para pruebas y prediseños. Este software, se lo obtuvo con licencia de prueba por el lapso de un mes, que es el que se utilizó en las pruebas de la red del proyecto, se lo puede obtener en la siguiente página web: <http://omicron-iedscout.software.informer.com/3.0/> (OMICRON, 2017).

Arquitectura de Red LAN IEC 61850

Para el diseño de la red LAN se determina el estándar internacional IEC 61850, el cual hace posible implementar las tecnologías de red que hace uso del protocolo TCP/IP y la tecnología Ethernet en la automatización de subestaciones eléctricas, determinando los requisitos funcionales que el estándar y protocolo determinan por ejemplo el intercambio de información, la transferencia de archivos, la sincronización y otros.

Dispositivos

La selección de los dispositivos para la red que permitan la interconexión entre IEDs, los dispositivos y equipos primarios a nivel de proceso, los dispositivos y equipos instalados a nivel de bahía y de estación, son los siguientes: A nivel de proceso se utilizan los módulos de “Protección de redes de distribución”; “Protección de Líneas de Transmisión” y el de “Protección de Sistemas de Generación” que permiten simular eventos. A nivel de bahía se instalan los IEDs, que se tiene y que son los dispositivos Inteligentes marca SEL, los mismos que son integrados de acuerdo a la operación y control que se requiera simular, a nivel de estación se ubica el switch marca Netgear de 24 puertos Ethernet, a nivel de estación también estará instalado el CPU con sus respectivos periféricos el mismo que hará las veces de HMI.

Topología

La topología de red escogida es la de estrella simple, pudiendo también establecer el de estrella simple con redundancia de red, para el caso de nuestra implementación solo se realiza la experimentación con topología estrella simple. En la topología propuesta se establecen los tres niveles de una subestación y sus respectivos dispositivos como se muestra en la Figura 22.

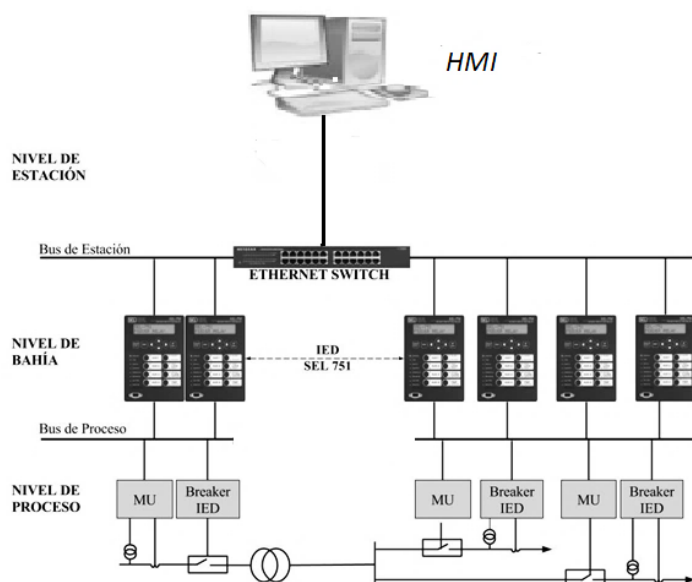


Figura 22. Topología de RED Prototipo. Fuente: Klever Carrión G

Si fuere el caso se puede establecer una red redundante y una redundancia de los IEDs, lo que permitiría incrementar la disponibilidad general de la red con lo cual se eliminaría en la medida de lo posible los puntos únicos de fallo. (Del Rio Garcia, 2016)

Configuración de dispositivos de red.

La configuración de los dispositivos de red, se inicia asignando el dominio de red, se asigna las direcciones IP y máscara de subred (para este caso las direcciones IP serán de clase C), a

todos los dispositivos de la red que se encuentran en el nivel de bahía y de estación, entonces se debe asignar las direcciones IP y máscara de subred al CPU, al Switch y sus respectivas VLANs y asignar las IP para los IEDs que realizaran las operaciones que se comuniquen en formato multicast según la funcionalidad que se determine.

Construcción del SCL. Se debe construir un archivo SCL que deberá ser único el mismo que deberá contener la información de cómo se configuró la subestación, este archivo contendrá la configuración de la red de comunicaciones, los archivos ICD de configuración de todos los IEDs también deberá constar y además deberán estar en congruencia con lo establecido en la norma IEC 61850, es decir toda la información del sistema para lo cual se utiliza la herramienta del software proporcionado por la SEL que son: el ACSELERATOR Architect y el ACSELERATOR QuickSet.

Módulo para el prototipo.

Para realizar las prácticas sobre la aplicación del IEC 61850, se construyó el “modulo prototipo” de estructura modular, que consta de un rack metálico en el cual se instalaron el CPU y periféricos de entrada salida como teclado, mouse y monitor LCD, un switch marca Netgear de 24 puertos Ethernet de 10GBASET RJ45 y dos puertos adicionales de 100M/1G fibra óptica SFP, 3 juegos de cables UTP categoría 5, una toma de energía de 120 Vac., 2 ventiladores internos. El módulo construido es de tipo móvil lo que presta las facilidades para trasladarlo. El modulo se lo presenta en la figura del Anexo K.

Pruebas de Funcionalidad del Prototipo

Se procede con realizar entre otras la Practica sobre el protocolo de mensajes MMS, como muestra de la funcionalidad del prototipo.

Se simula un evento de corriente de falla, evento que debe ser registrado y evaluado por los IEDs.

Asignamos las siguientes direcciones IP, sub-mascara de red y puerta de enlace tanto al CPU como al Switch.

CPU; IP: 192.168.0.1; mascara de subred: 255.255.255.0

Switch; IP: 192.168.100.203; mascara de subred: 255.255.255.0

Para configurar las direcciones IP a los IEDs. Para este caso hemos conectado a la red LAN el SEL 751 que utilizará el Puerto 1.

Con el ACSELERATOR Quitset. definimos las IP:

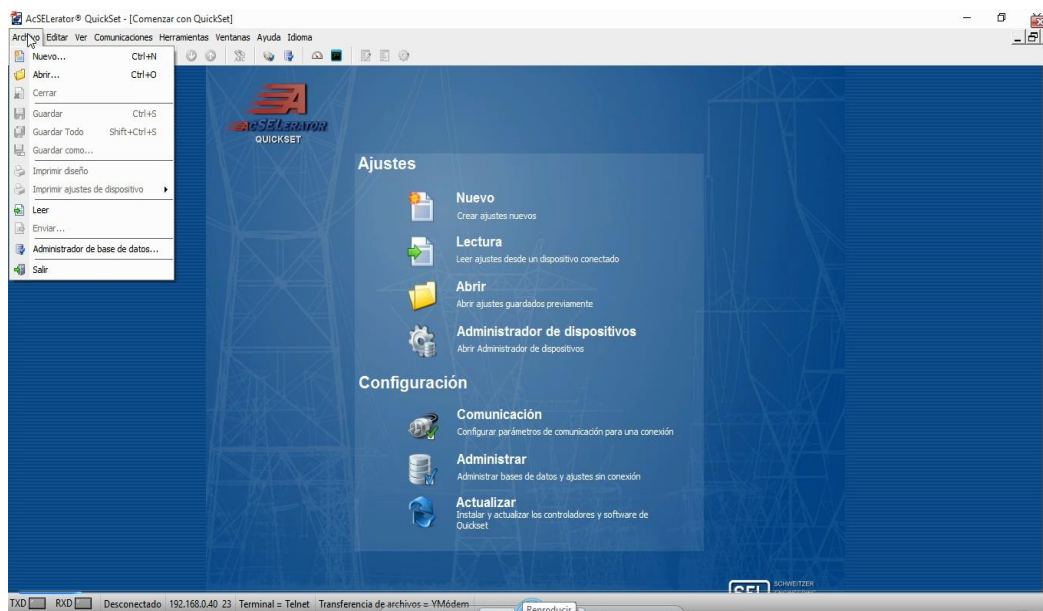


Figura 23. Configuración IP del IED SEL-751. Fuente: Software ACSELERATOR Quickset

En ventana presentada Seleccionamos: Comunicaciones y escogemos “parámetros de comunicaciones”

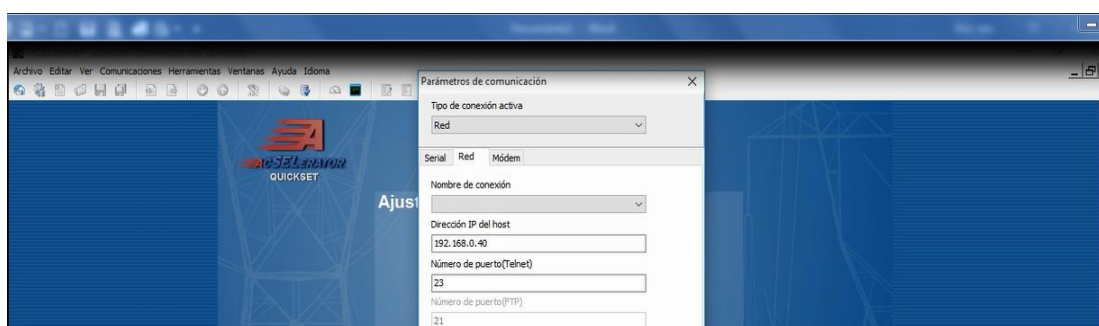


Figura 24. Configuración IP del IED SEL-751. Fuente: Software ACSELERATOR Quickset

Asignamos la dirección IP : para el puerto 1 del IED, la dirección IP 198.168.0.11. con submascara de red: 255.255.255.0 ; puerto de enlace asignamos: 192.168.0.1

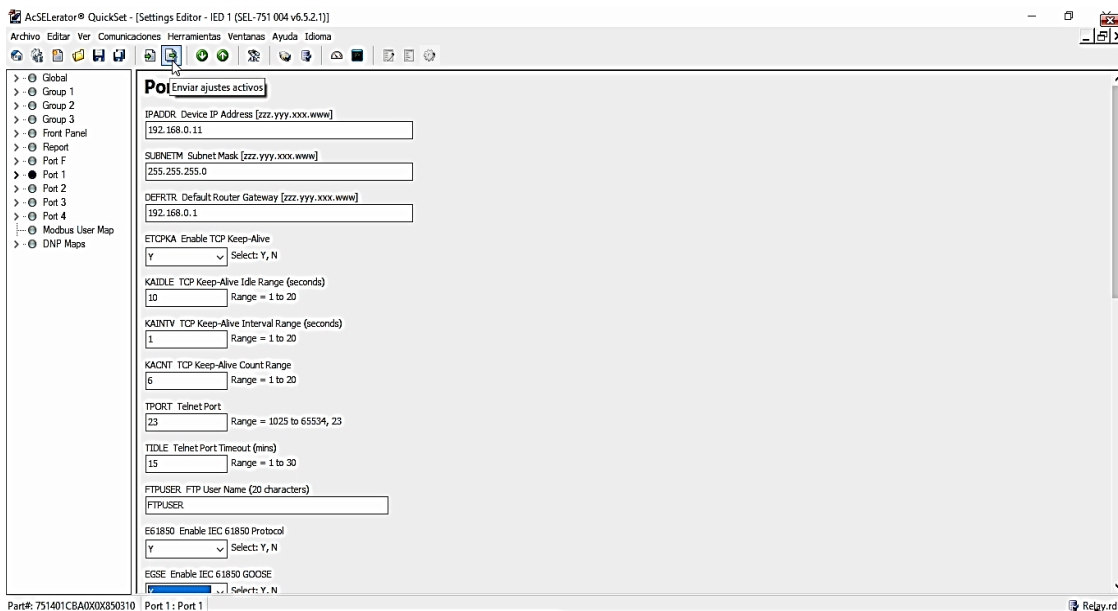


Figura 25. Envío de ajustes activos al IED. Fuente: Software ACSELERATOR Quitset

Procedemos a “enviar los ajustes activos” para el puerto 1.

Como podemos verificar en la parte inferior de la pantalla el estado de “conectado” Figura 26, nos indica que el IED está integrado a la red.

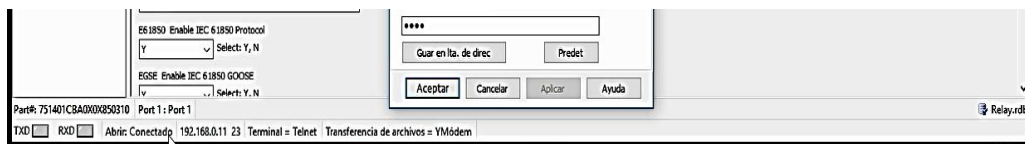


Figura 26. Integración del IED a la red. Fuente: Software ACSELERATOR Quitset

Esta acción se deberá repetir para cada uno de los IEDs que intervienen en la red.

Para la práctica asignamos las siguientes direcciones IP a los IEDs: SEL 751:

Puerto 2: IP 192.168.0.12 ; Submáscara de red: 255.255.255.0

Puerto 3: IP 192.168.0.13 ; Submáscara de red: 255.255.255.0

Con el mismo software, procedemos a configurar los data set para cada IED. Definimos entonces el parámetros de la máxima sobrecorriente de fase que asignamos el valor de igual 3,5 Amp.

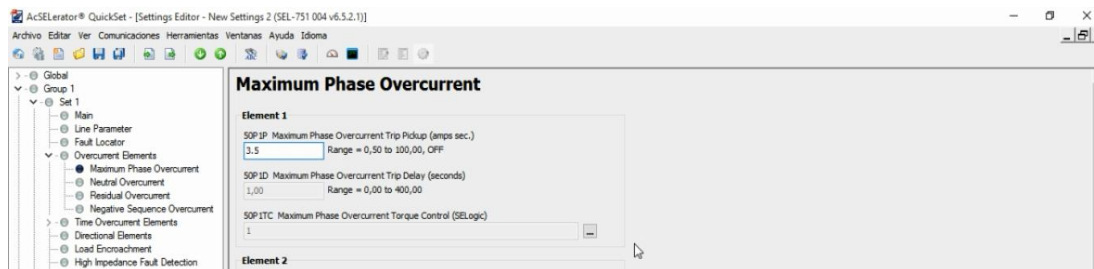


Figura 27. Asignación de la Máxima Corriente de Fase. Fuente: Software ACSELERATO Quitset

Asignamos también el parámetro de tiempo inverso de sobre corriente de fase igual a 2 amp. Seg.

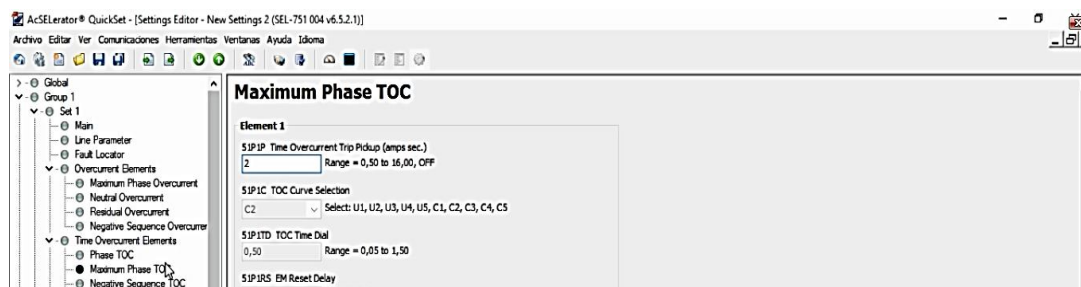


Figura 28. Configuración del TOC. Fuente: Software ACSELERATO Quitset

Una vez asignados las variables de los umbrales de corriente, se procede a actualizar (enviar) los ajustes al IED.

Se requiere establecer el tipo de variables que utilizará como información de entrada para el IED y que corresponden a variables matemáticas que se asignará a cada IED. Como variable de

falla para la fase A, fase B y fase C. y a continuación se actualiza la información (enviar ajustes activos) para cada relé.

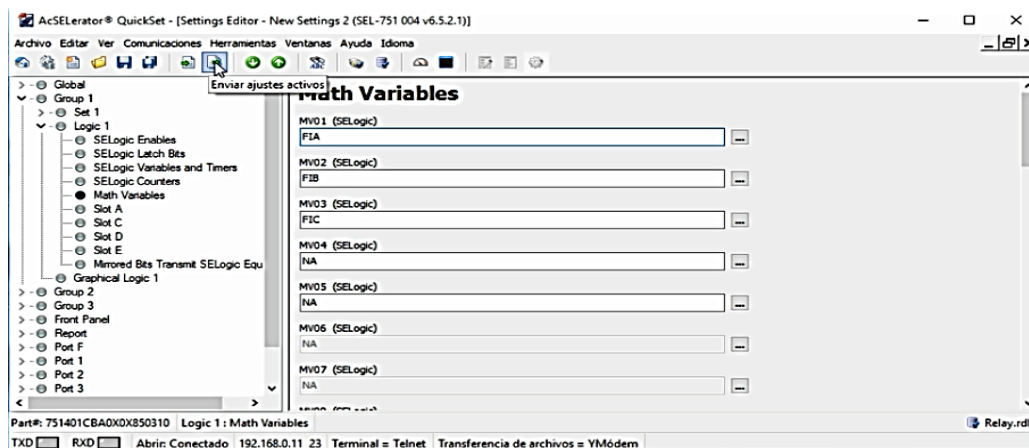


Figura 29. Envío de ajustes activos al IED. Fuente: Software ACSELERATO Quitset

Configurando el Nodo Lógico del IED

Ahora con el software ACSELERATOR Architect, seleccionamos el IED que en este caso será el SEL-751, versión 4.

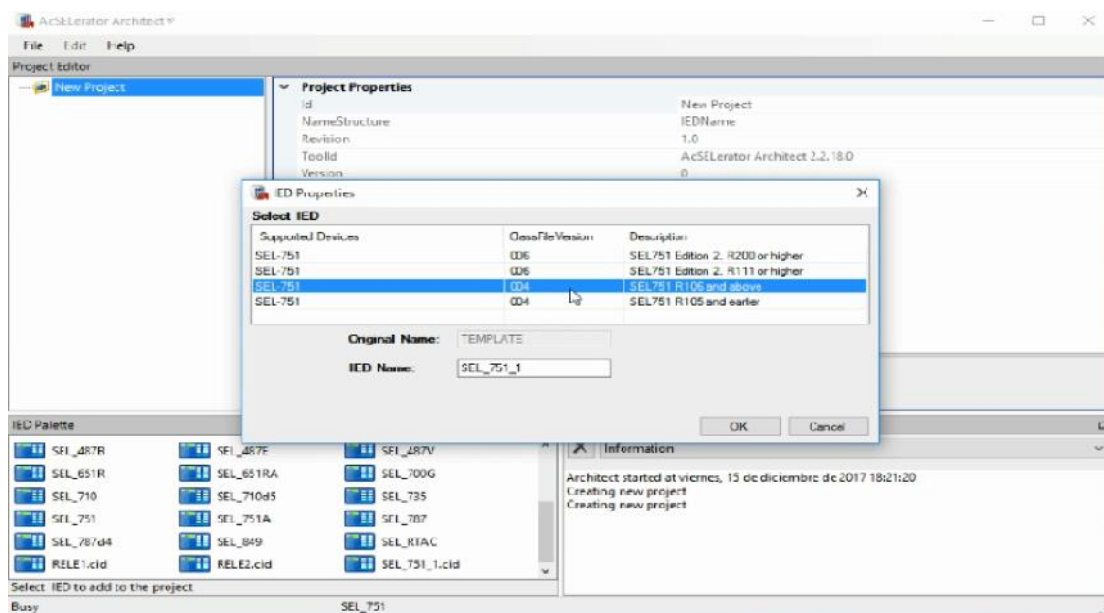


Figura 30. Selección del IED SEL-751. Fuente: Software ACSELERATOR Architect.

Escribimos la IP, la submáscara de red y compuerta de enlace que se asignó al dispositivo en el software anterior.

Con esta información, procedemos a asignar el **Dispositivo Lógico** como un elemento indicador de valores de estado que según la norma lo asigna con **ANN**, a continuación se escogemos el **Nodo Lógico** que viene asignado según el manual de SEL como: **MVGGIO12**, con **Atributos** de *AnIn01.instMag.f-AnIn32.instMag.f* y que corresponde a Variables matemáticas (desde la MV01 hasta la MV32), ver Figura 29.

Con esta información creamos el reporte para el SEL-751 y lo enviamos al IED.

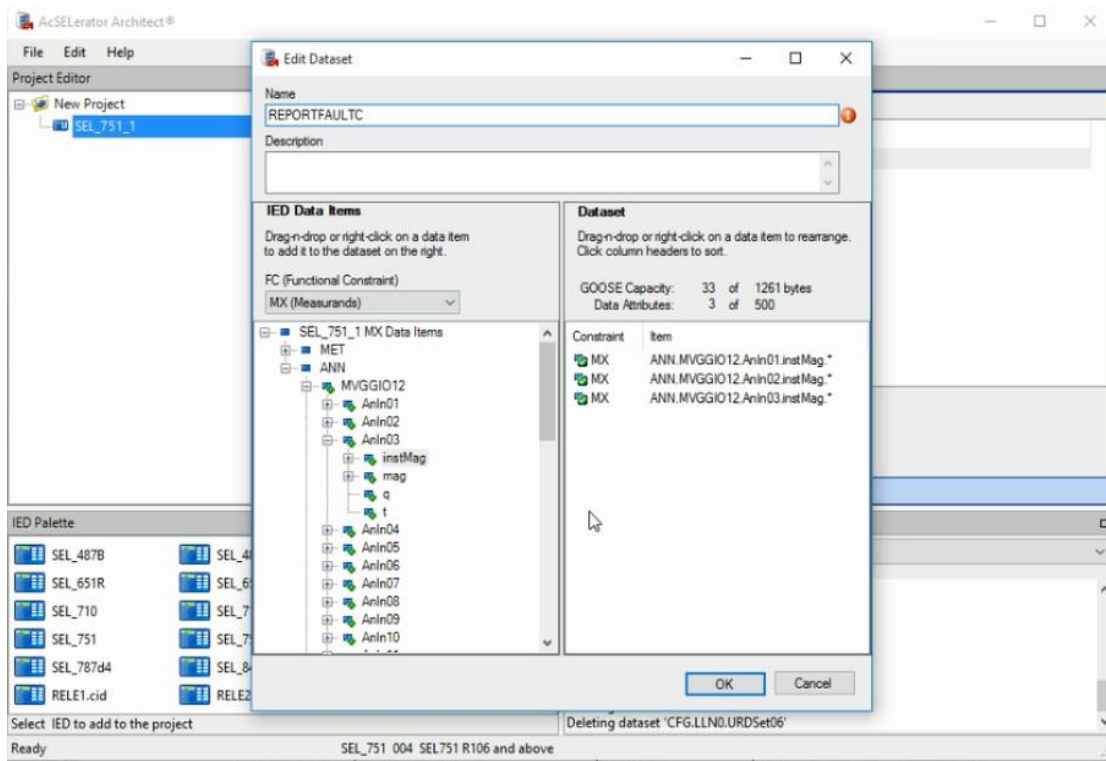


Figura 31. Creación del Nodo Lógico. Fuente: Software ACSELERATOR Architect.

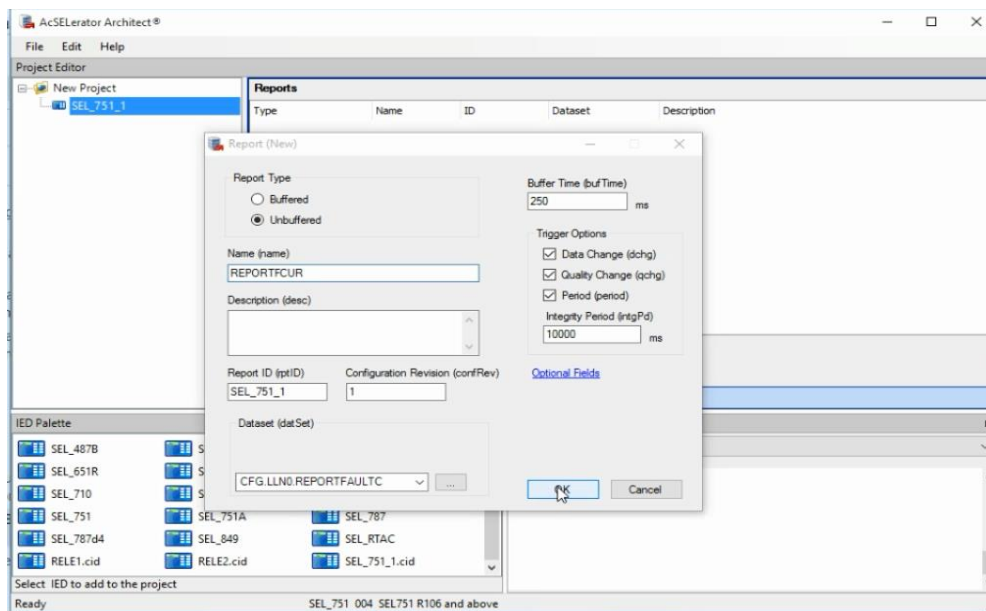


Figura 32. Creación del Nodo Lógico. Fuente: Software ACSELERATOR Architect.

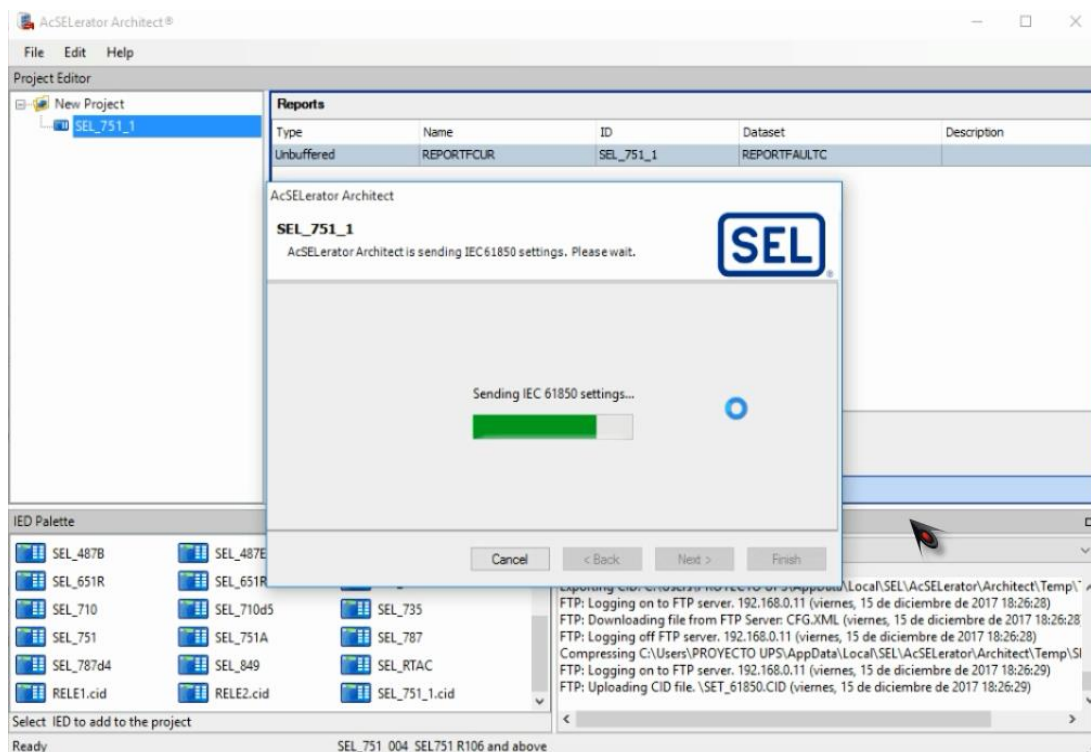


Figura 33. Creación del Nodo Lógico. Fuente: Software ACSELERATOR Architect.

Para verificar que en realidad se está enviando la información por la red y están operando los relés, nos valemos del software IEDScout de OMICRON, que nos permitirá ver en forma gráfica como operan los relés en la red IEC 61850 y comprobar el funcionamiento de la red.

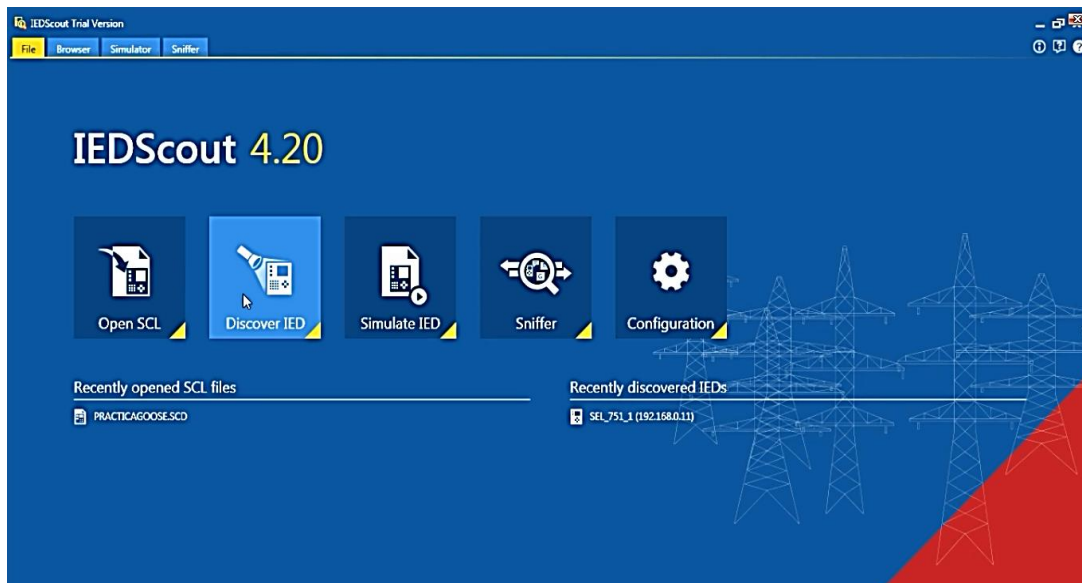


Figura 34. Activación del IEDScout. Fuente: Software IEDScout 4.20.

Se registran entonces los valores de corriente nominal que están registrando los relés, hasta que se simula con el módulo de redes de distribución, un cambio de los valores nominales de corriente, cambio que serán registrados por los relés y enviarán la información al monitor.

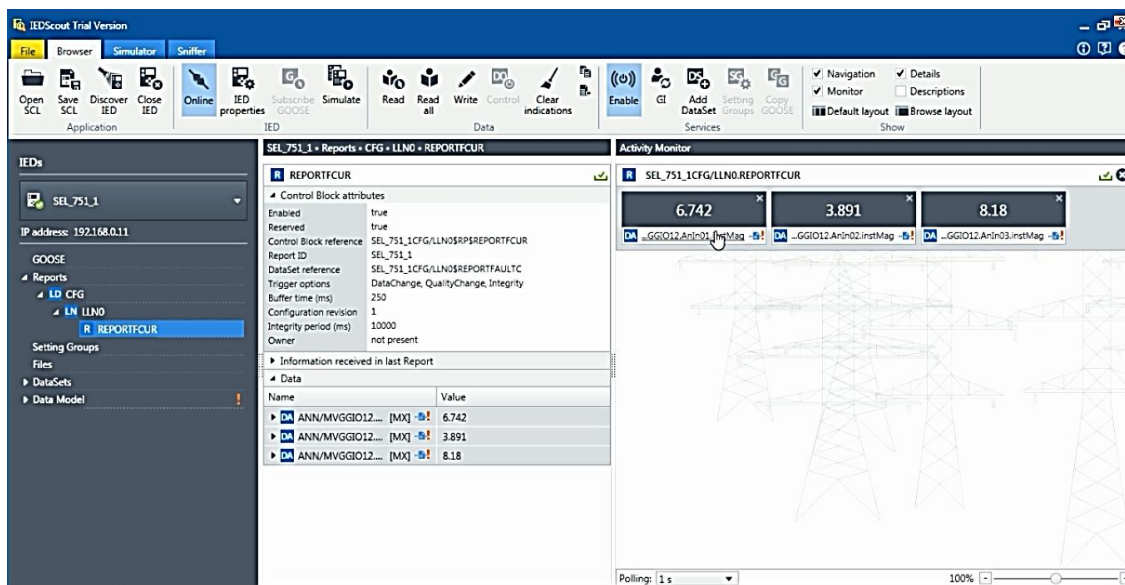


Figura 35. Verificación de corrientes de fase. Fuente: Software IEDScout 4.20.

Otra forma de observar como está operando la red es mediante la lectura de las tramas de Ethernet, para lo cual hacemos uso del software Sharkware, y filtramos para observar las tramas del protocolo de mensajes MMS, es de anotar que los valores de corriente en este caso no se dan como valores en forma decimal sino valores de punto flotante.

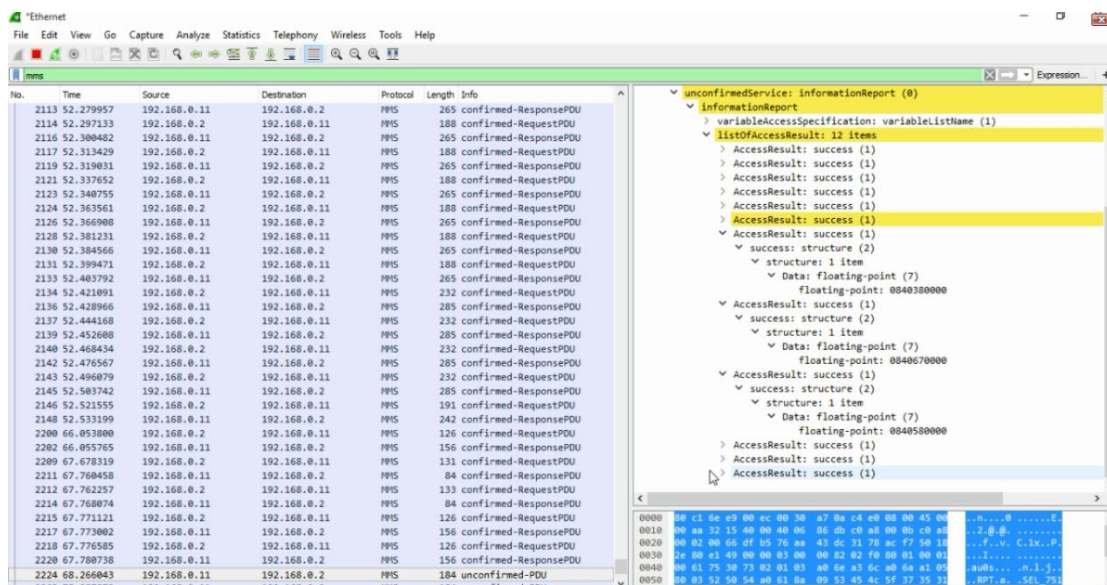


Figura 36. Verificación de falla de corrientes de fase. Fuente: Software Sharkware

Mediante esta metodología se realizó varias prácticas sobre mensajería GOSE, dando como resultado positivo el intercambio de información entre los dispositivos y las acciones a tomar según la ingeniería que se define en los diferentes IEDs, que se instalan en la red LAN IEC 61850, como por ejemplo mensajería GOOSE, que también se realizó y se tiene los archivos SCL: SCD y CID, que se adjuntan en el Anexo K .

Capítulo 5. Análisis Económico del Costo de Construcción del Prototipo

Costos Fijos

Insumos.

Los costos fijos lo determinamos de acuerdo a los insumos utilizados en la construcción total del prototipo, materiales y equipos que se desglosan a continuación:

- 1 rack metálicos para comunicaciones de 19”
- 1 CPU de las siguientes características
- 1 teclado
- 1 mouse
- 1 Monitor LCD; marca AOC
- 1 switch
- 1 juegos de cables UTP C5
- 2 ventiladores de 5Vac.
- 1 multi-toma de voltaje 120/220 Vac. Para rack de 19”.
- 1 tarro de ¼ pintura negra anticorrosiva

Costos*Tabla 3.***Costos Unitarios**

Item	Descripción	unidades	Valor unitario(\$)	Valor total (\$)
1	Rack Gabinete abatible pared vidrio de 19"	1 u.	300	300
2	CPU de las siguientes características	1 u.	465	465
3	Teclado (Qwerty)	1 u.	25	25
4	Monitor LCD, Marca AOC	1 u	115	115
5	Mouse	1 u.	10	10
6	Switch (NETGEAR)	1 u.	635	635
7	Juego de cables UTP C5 con conectores RJ45	1 u.	35	35
8	Ventiladores 4" Vdc 5"	2 u.	7	14
9	Multitoma de voltaje 120/220 Vac.	1 u.	27	27
10	Pintura anticorrosiva negra	¼ g.	5	5
COSTO TOTAL EQUIPOS Y MATERIALES				\$ 1631

Costos de Mano de obra.

La construcción del módulo llevo aproximadamente un mes, con la participación de dos personas, para lo cual realizamos el cálculo de honorarios por concepto de mano de obra con costos de dos salarios mínimos vitales que es de 375 dólares americanos.

Costos operativos.

Los costos operativos los consideramos como los gastos que se realizaron por concepto de transporte, luz, teléfono e imprevistos como gastos menores a 10 dólares. El cual asumimos como un promedio de 100 dólares.

Costo total de la inversión del Módulo para el prototipo:

Tabla 4

Costo Total del módulo de transmisiones

Item	Descripción	unidades	Valor unitario(\$)	Valor total (\$)
1	Rack metálicos para comunicaciones de 19"	1 u.	300	300
2	CPU de las siguientes características	1 u.	665	665
3	Teclado (Qwerty)	1 u.	25	25
4	Monitor LCD, Marca AOC	1 u	115	115
5	Mouse	1 u.	10	10
6	Switch (NETGEAR)	1 u.	635	635

7	Juego de cables UTP C5 con conectores RJ45	1 u.	35	35
8	Ventiladores 4" Vdc 5"	2 u.	7	14
9	Multitoma de voltaje 120/220 Vac.	1 u.	27	27
10	Pintura anticorrosiva negra	¼ g.	5	5
11	Mano de obra	2	375	750
12	Gastos operativos	1 u	100	100
TOTAL GASTO DE IMPLEMENTACION				\$ 2681

Fuente: Klever Carrión G.

El valor de los IEDs cel que se utilizan en el las pruebas respectivas y que son facilitados por la UPS son los siguientes:

Tabla 5

Costo de IEDs

Item	Descripción IEDs	unidades	Valor unitario(\$)	Valor total (\$)
1	RELE DE PROTECCION SEL-700G	2	2500	5000
2	RELE de protección de alimentador SEL-751	3	995	2985
3	RELE Diferencial de corriente SEL-387E	1	2698	2698
COSTO TOTAL EQUIPOS SEL				\$ 10683

Fuente: Klever Carrión G.

Costo Software.

El software para los IEDs marca SEL se los obtiene en línea previa suscripción, el software adicional se lo obtuvo en forma libre, por lo que no se considera el costo por concepto de Software.

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

El presente trabajo permite conocer y estudiar la versatilidad del estándar IEC 61850, que asegura implementar una red LAN con tecnología Ethernet. Comprobando que en su implementación es posible reducir considerablemente la cantidad de cable de cobre, que con otras tecnologías y protocolos se utiliza al momento de establecer el control de dispositivos y automatizar procesos de una subestación eléctrica.

Los equipos y dispositivos IEDs marca SEL, que se utilizó para las simulaciones de eventos fueron compatibles con la propuesta que realiza el estándar IEC 61850, se pudo observar mediante software adicional los protocolos de comunicación que intervienen en la norma como son la mensajería GOOSE, MMS y el SV.

El módulo construido sirve para realizar prácticas de aplicación del IEC 61850 en diferentes modalidades, de acuerdo a la lógica que se requiera implementar dependiendo de las acciones de control, automatización o simplemente eventos de comunicación que se requiera simular por una red Ethernet.

La implementación del prototipo sirve para realizar prácticas en las que se requiera configurar los Nodos Lógicos para los IEDs, que pueden operar con mensajes tipo GOOSE, MMS y SV, con eventos que se dan bajo un escenarios de una subestación eléctrica en sus tres niveles principales que son: Nivel de Proceso, Nivel de Bahía y el Nivel de Estación.

Recomendaciones

Con la implementación del módulo prototipo de comunicaciones se recomienda realizar un manual de prácticas que servirá para el proceso enseñanza aprendizaje de los estudiantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica.

Se puede seguir mejorando la versión del prototipo con una nueva versión de prototipo en el que se incluya un sistema SCADA, se integre switches adicionales y ruteadores que permitan integrar a grupos de estudiantes para conocer la norma IEC 61850.

Para futuras prácticas se recomienda realizar el análisis de tiempos de los mensajes GOOSE y SV que permitirá tener una visión de la importancia que tiene estos paquetes de información que deben ser cada vez más apegados a una estampa de tiempo real, tiempos que son, de vital importancia en la operación y automatización de una subestación eléctrica.

Se recomienda obtener de manera formal y permanente, el software que ofrece Omicron el IEDScout 4.20, ya que para las pruebas realizadas se utilizó la versión limitada.

Bibliografía

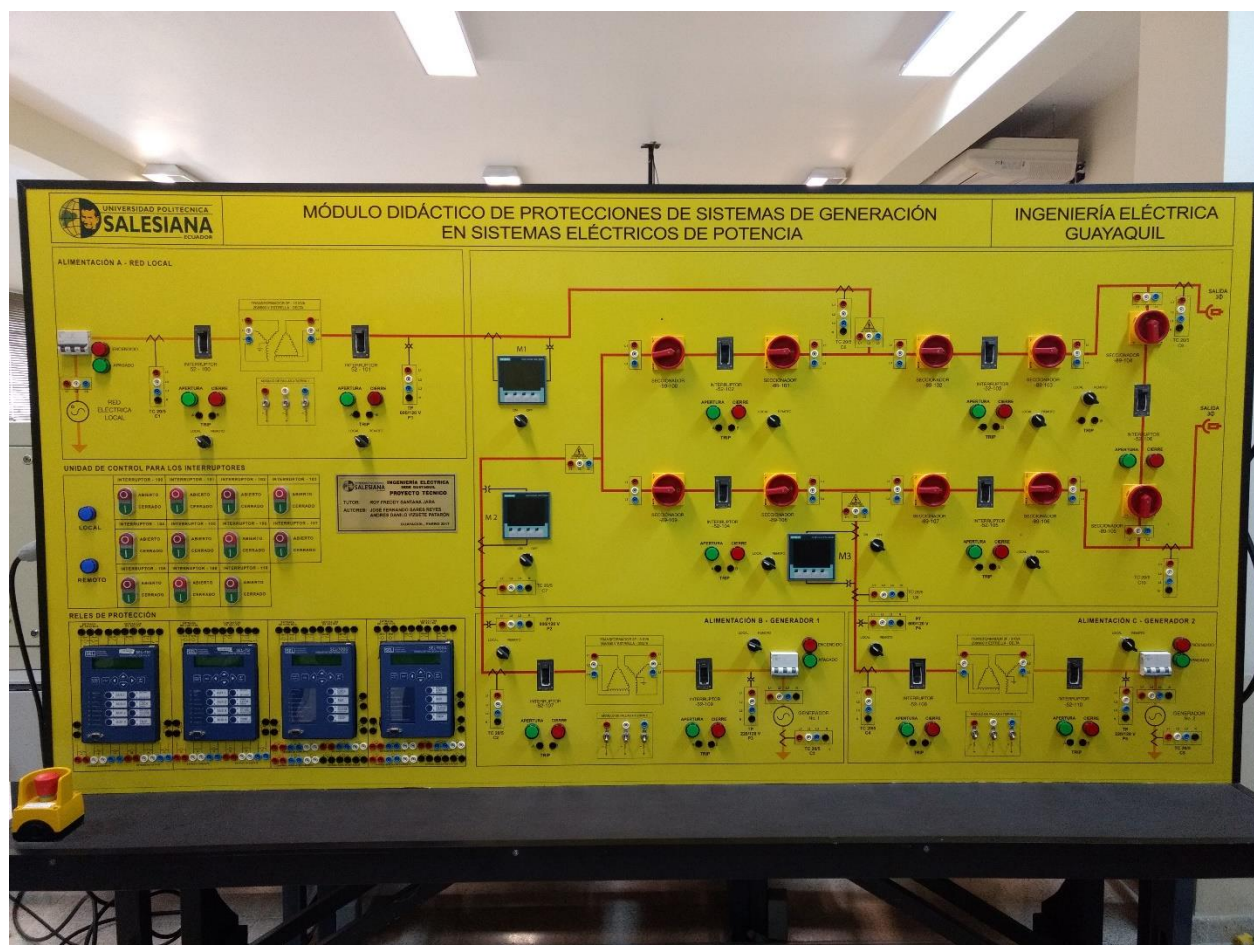
- Adamiak, M., Baigent, D., & Mackiewicz, R. (2009). IEC 61850 Communication Networks and Systems In Substations: An Overview for Users. *Protection & Control Journal*, 61–68. Retrieved from <http://www.gedigitalenergy.com/multilin/journals/issues/spring09/iec61850.pdf>
- Adrah, C. M., Bjomstad, S., & Kure, Ø. (2017). Fusion networking technology for IEC 61850 inter substation communication. *2017 IEEE International Conference on Smart Grid and Smart Cities, ICSGSC 2017*, 152–156. <https://doi.org/10.1109/ICSGSC.2017.8038567>
- Basics, I. E. C. (2014). IEC 61850 Basics, (May).
- Carreño, Ju., López, D., & Salceso, O. (2012). Redes de Ingeniería DESIGNING AND IMPLEMENTING THE IEC 61850, 3(1).
- Chen, Y., Zhu, Z., Xu, B., Fan, K., & Wang, K. (2016). The use of IEC61850 for distribution automation. *China International Conference on Electricity Distribution, CICED, 2016–Septe(Ciced)*, 10–13. <https://doi.org/10.1109/CICED.2016.7576251>
- Del Rio Garcia, P. (2016). Hacia las subestaciones IEC 61850; un reto actual para las compañías eléctricas. *III Congreso Smart Grids*. Retrieved from <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-hacia-subestaciones-iec-61850-reto-actual-companias-electricas>
- Fernandez Aviles, A. C. (2015). *EL PROTOCOLO IEC 61850 EN LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES*. Universidad de Cuenca.
- Goraj, M. (2010). Overview of IEC 61850, 57(57), 1–40.
- Grids, S., & Elmusrati, M. (2013). IEE 61850 and Smart Grids, 0–5.
- Han, G., Xu, B., Fan, K., & Lv, G. (2014). An open communication architecture for distribution automation based on IEC 61850. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54, 315–324. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.013>
- Hasan Ali, N., Mohd. Ali, B., Abdala, M. A., Othman, M. L., & Hashim, F. b. (2014). Comparisons process-to-bay level peer-to-peer network delay in IEC 61850 substation communication systems. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, 1(3), 266–275. <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2014.12.008>
- Hayati, H., Ahadi, A., & Miryousefi Aval, S. M. (2015). New concept and procedure for reliability assessment of an IEC 61850 based substation and distribution automation considering secondary device faults. *Frontiers in Energy*, 9(4), 387–398. <https://doi.org/10.1007/s11708-015-0382-6>
- Innovacion, 3M. (2014). Categoría 5e, 1, 29.

- International, Electrotechnical, & Commission. (2017). *IEC*. Ginebra; Suiza. Retrieved from <http://www.iec.ch>
- Kuntschke, R., Winter, M., Glomb, C., & Specht, M. (2017). Message-oriented machine-to-machine communication in smart grids. *Computer Science - Research and Development*, 32(1–2), 131–145. <https://doi.org/10.1007/s00450-016-0314-7>
- Li, J., Huang, Q., Hu, F. K., & Jing, S. (2011). Performance testing on GOOSE and MSV transmission in one network. *Energy Procedia*, 12, 185–191. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.10.026>
- NATIONAL INSTRUMENTS. (2017). NATIONAL INSTRUMENTS. Retrieved from <http://www.ni.com/white-paper/52134/es/>
- Obregon, L. (2014). InfoSec Reading Room Secure Architecture for Industrial Control Systems. *SANS Institute InfoSec, GIAC (GSEC) Gold Certification*, 1, 1–27.
- Oliveira, L. B., Zapella, M., Sarda, A., & Zanatta, W. (2016). Managed ethernet switches performance over IEC 61850 networks : applications with high traffic flow. *13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP)*, 1–6. <https://doi.org/10.1049/cp.2016.0010>
- OMICRON. (2017). Herramientas de prueba IEC 61850. Retrieved from <http://omicron-iedscout.software.informer.com>
- Ozansoy, C. R., Zayegh, A., & Kalam, A. (2009). Object Modeling of Data and DataSets in the International Standard IEC 61850. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(3), 1140–1147. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2008.2005658>
- Papallo, T. (2013). Networks in a network, communications in electrical distribution. *Record of Conference Papers - Annual Petroleum and Chemical Industry Conference*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/PCICon.2013.6666043>
- Perkov, M., & Jurasović, D. (2010). Conceptual design of substation process LAN. *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change*, 17, P13–P13. <https://doi.org/10.1049/cp.2010.0288>
- SEL, S. E. L. (2016a). SEL-311C Relay, Protection and Automation System Instruction Manual. Retrieved from <https://selinc.com>
- SEL, S. E. L. (2016). SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays. *Engineering*, 1–2083.
- SEL, S. E. L. (2016b). SEL-751 Feeder Protection Relay.
- Vignoni, R. (Facultad de I.-U., Pellizzoni, R. (Transener S. A. /Transb. S. A. ., & Funes, L. (Transener S. A. /Transb. S. A. . (2009). Sistemas de automatizacion con IEDS IEC 61850: comunicaciones, topologicas. *Xiii Eriac Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano De Cigré*, 8.

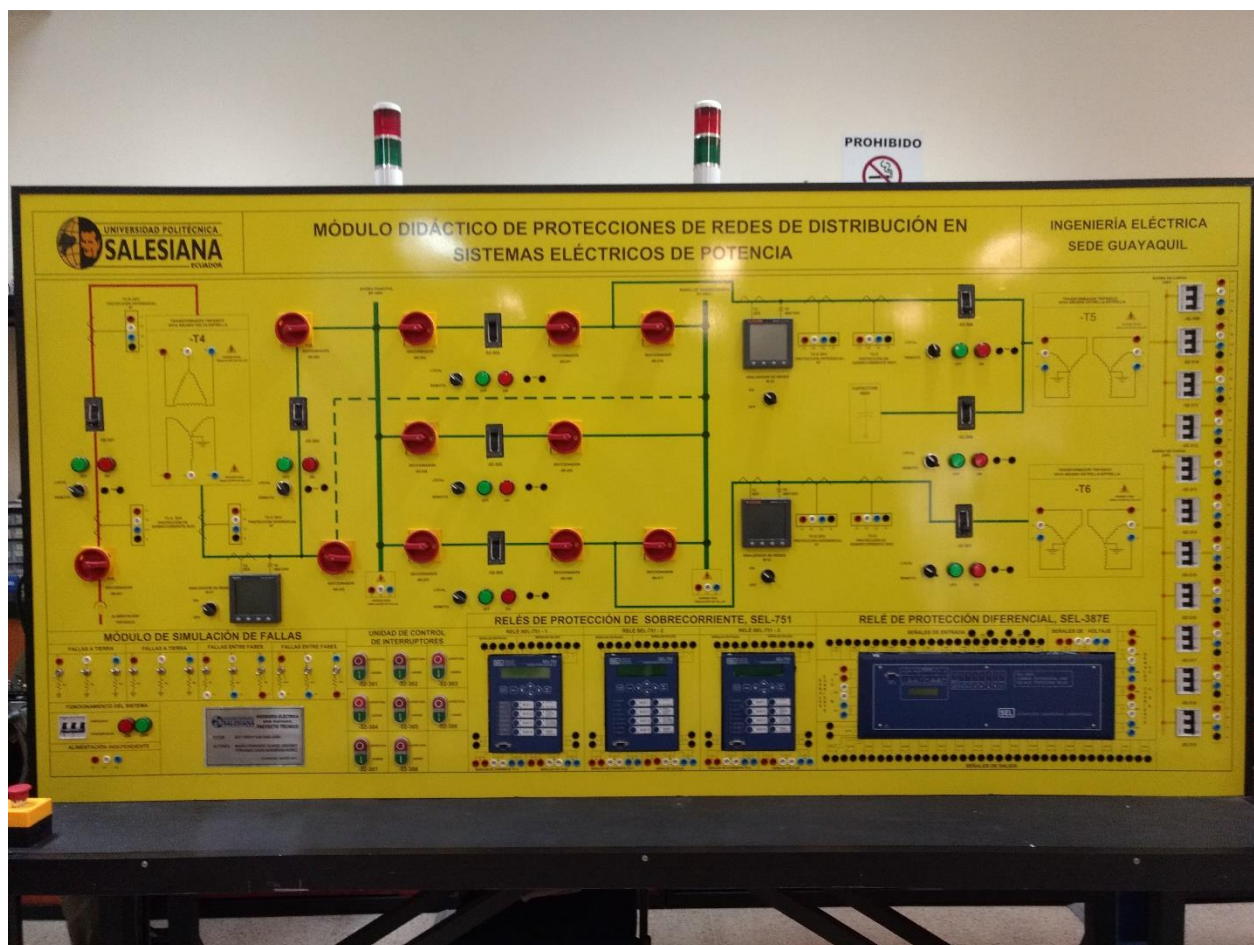
Xyngi, I., & Popov, M. (2010). {IEC61850} overview - where protection meets communication. *Managing the Change, 10th {IET} International Conference on Developments in Power System Protection ({DPSP} 2010)*, 1–5. <https://doi.org/10.1049/cp.2010.0321>

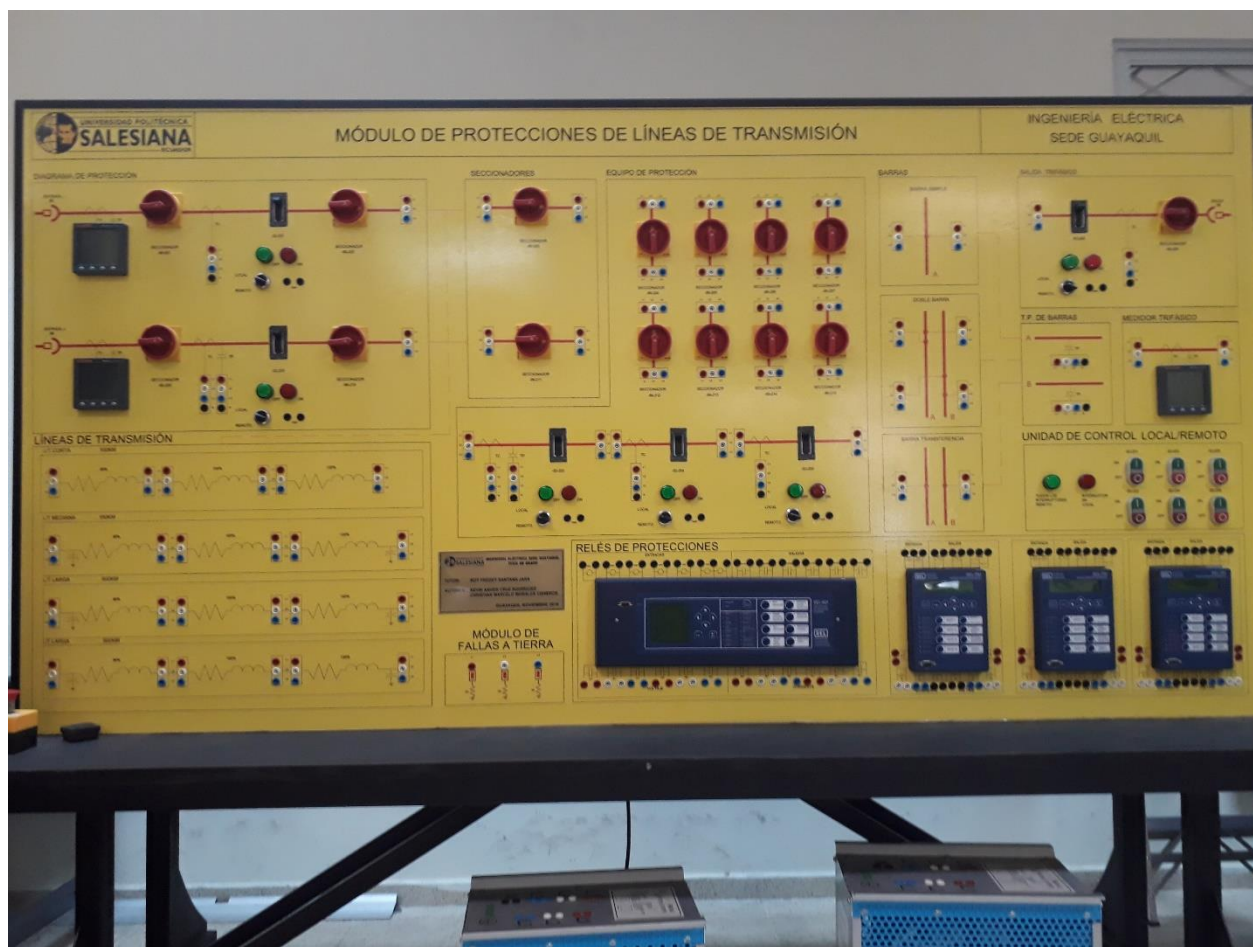
Anexos

Anexo A. Modulo Para Protecciones de Sistemas de Generación



Anexo B. Módulo para Protecciones de Redes de Distribución



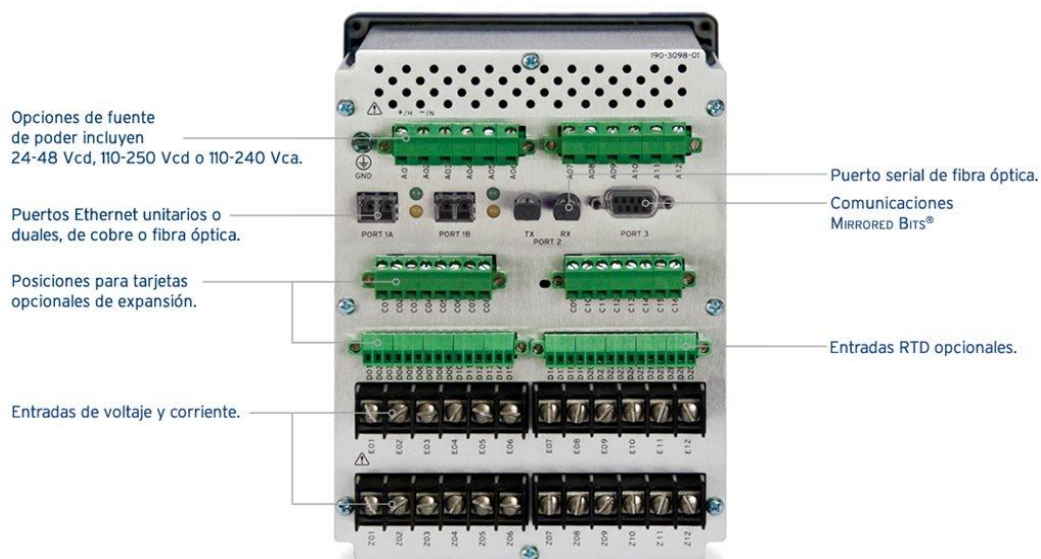
Anexo C. Módulo de Protecciones de líneas de Transmisión.

Anexo D. Rele SEL-700G

Vista frontal



Vista Posterior



Anexo E. Relé SEL-751.

Vista frontal

La pantalla de cristal líquido con 2 líneas por 16 caracteres (2x16) proporciona fácil navegación, control de relé, datos y diagnósticos mediante mensajes predeterminados o hasta 32 mensajes personalizados por el usuario.

La opción de recierre de múltiples intentos mejora los esquemas de recierre avanzados.

Los LEDs del panel frontal programables con etiquetas personalizadas por el usuario alertan a los operadores sobre las fases con fallas y el funcionamiento de los elementos.



La opción de tecnología Arc Sense™ (AST) permite la detección de fallas de alta impedancia.

La función opcional de desfaseamiento vectorial (7BVS) y la protección para tasa de cambio de la frecuencia (SIRF) responden a la detección de la operación en isla.

Los botones programables por el operador con etiquetas de configuración del usuario permiten la personalización del panel frontal.

Vista posterior

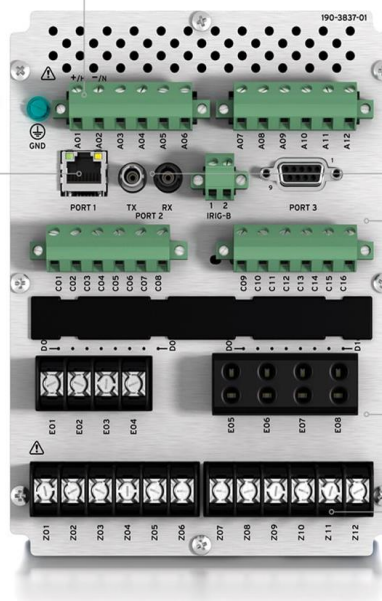
Las opciones de fuente de poder incluyen 125/250 Vcd, 120/240 Vca ó 24/48 Vcd.

Una amplia variedad de protocolos de comunicación y medios proporcionan flexibilidad para comunicarse con otros dispositivos y sistemas de control.

Un puerto serial de fibra óptica proporciona acceso de ingeniería rápido y fácil.

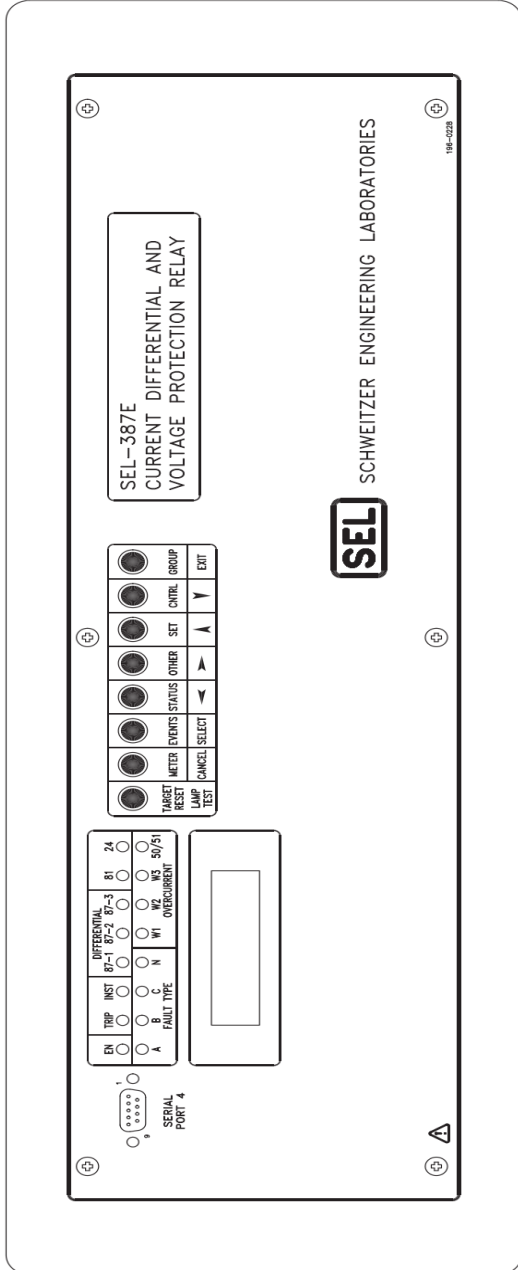
Ranuras para tarjetas de entradas y salidas o para tarjetas de detección de arco eléctrico/Vsync/Vbat.

Las entradas de corriente de fase y voltaje de fase están en una tarjeta, liberando espacio para tarjeta adicionales de E / S SELECT opcionales



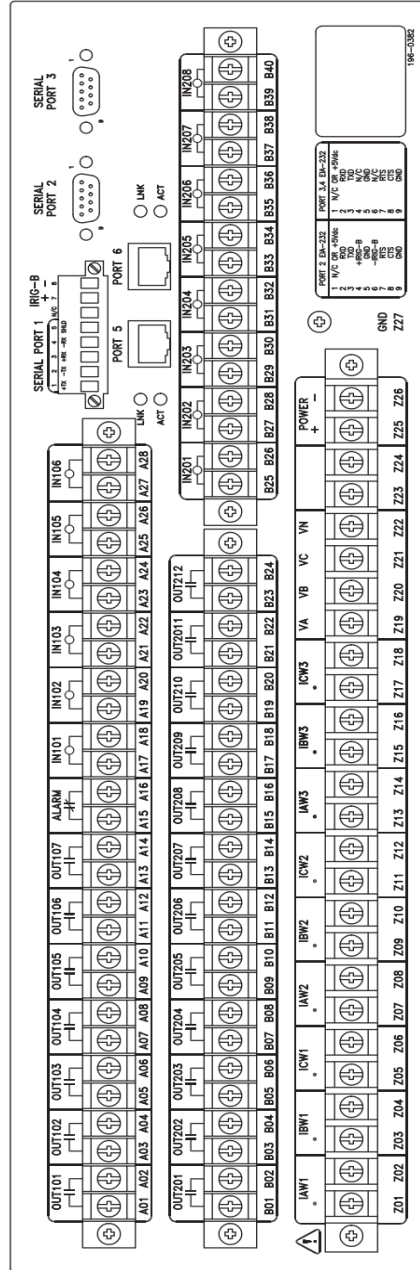
Anexo F-a. Relé SEL-387E

Vista frontal



13020c

Vista posterior



13980c

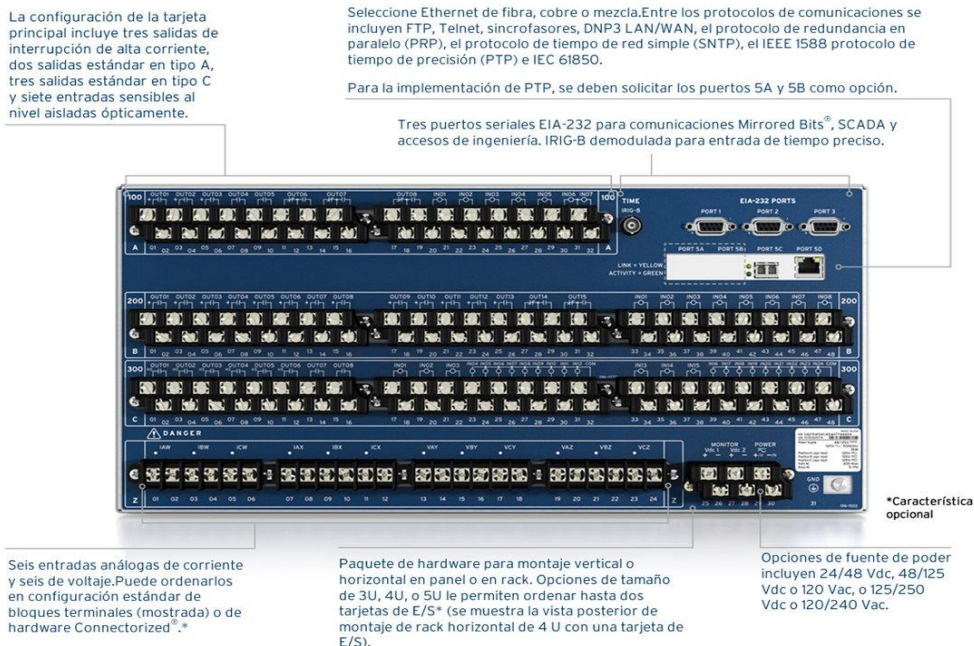
Anexo F-b. Relé SEL-387E

Anexo G. Relé SEL- 421.

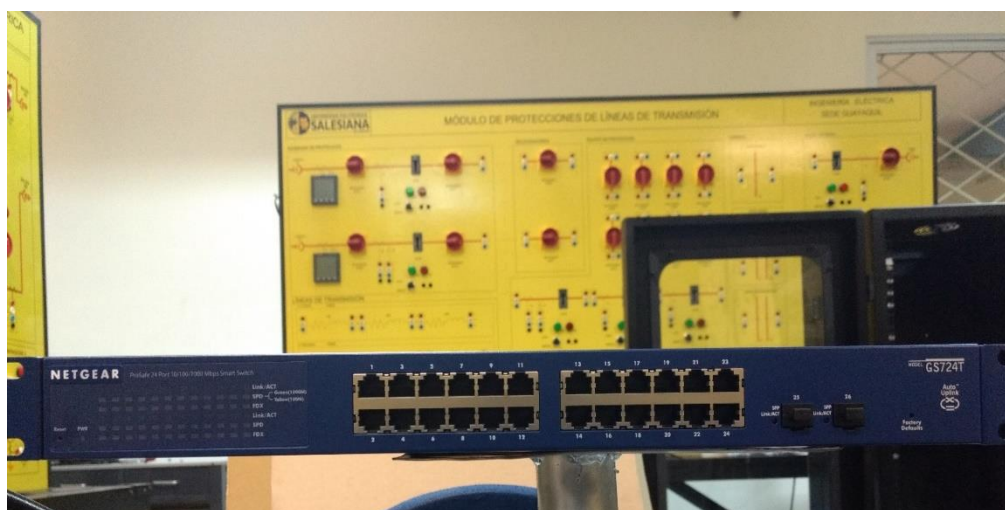
Vista frontal



VistaPosterior

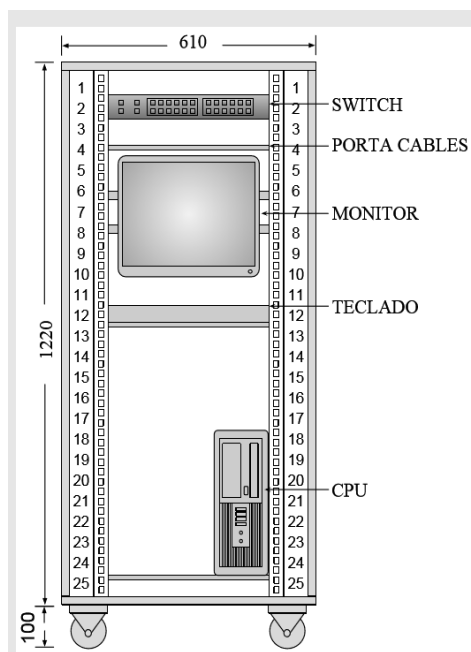


Anexo H. Switch NETGEAR. Modelo GS724Tv4



Anexo I. Rack metálico 19" 1220 x 610 x 510 mm

Anexo J: Prototipo de comunicación IEC 61850.



Anexo K. Archivos CID. (Inicio y final del archivo SCL: una muestra del archivo)

```

1  <?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
2  <SCL xmlns:escl="http://www.selinc.com/2006/61850" xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL">
3  <Header id="Prueba con Trip Goose por 51" version="4" revision="1.0" toolID="2.2.18.0" nameStructure="IEDName">
4  <History>
5  <Hitem version="4" revision="1.0" when="12/13/2017 15:58:27" who="DESKTOP-P4H1K86\PROYECTO UPS" what="CID file exported from Project Prueba con
6  </History>
7  </Header>
8  <Communication>
9  <SubNetwork name="W01">
10 <ConnectedAP iedName="SEL_751_2" apName="S1">
11 <Address>
12 <P type="IP">192.168.0.12</P>
13 <P type="IP-SUBNET">255.255.255.0</P>
14 <P type="IP-GATEWAY">192.168.0.1</P>
15 <P type="OSI-TSEL">0001</P>
16 <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
17 <P type="OSI-SSEL">0001</P>
18 </Address>
19 <GSE ldInst="CFG" cbName="GooseDSet13">
20 <Address>
21 <P type="MAC-Address">01-0C-CD-01-00-03</P>
22 <P type="APPID">0003</P>
23 <P type="VLAN-PRIORITY">4</P>
24 <P type="VLAN-ID">001</P>
25 </Address>
26 <MinTime unit="s" multiplier="m">1</MinTime>
27 <MaxTime unit="s" multiplier="m">1000</MaxTime>
28 </GSE>
29 </ConnectedAP>
30 </SubNetwork>
31 </Communication>
32 <IED desc="SEL751 Feeder Protection Relay" name="SEL_751_2" type="SEL_751" manufacturer="SEL" configVersion="ICD-751-R102-V0-Z000000-D20121128">
33 <Private type="SEL_IedInfo">
34 <escl:ModelNumber>SEL-751</escl:ModelNumber>
35 <escl:ClassFileVersion>004</escl:ClassFileVersion>
36 <escl:ClassFileDescription default="true">SEL751_R105 and escliar</escl:ClassFileDescription>

```

Yanchikla Marlin I anzuano file length : 525.480 lines : 13.239 ln : 51 col : 44 sel : 0 | 0 Windows (CR LF) UTF-8-BOM INS

```

13205 <EnumVal ord="70">A<t</EnumVal>
13206 <EnumVal ord="71">VAh</EnumVal>
13207 <EnumVal ord="72">Wh</EnumVal>
13208 <EnumVal ord="73">VArh</EnumVal>
13209 <EnumVal ord="74">VHz</EnumVal>
13210 </EnumType>
13211 <EnumType id="multiplier">
13212 <EnumVal ord="24">y</EnumVal>
13213 <EnumVal ord="21">z</EnumVal>
13214 <EnumVal ord="18">a</EnumVal>
13215 <EnumVal ord="15">f</EnumVal>
13216 <EnumVal ord="12">p</EnumVal>
13217 <EnumVal ord="9">n</EnumVal>
13218 <EnumVal ord="6">µ</EnumVal>
13219 <EnumVal ord="3">m</EnumVal>
13220 <EnumVal ord="2">e</EnumVal>
13221 <EnumVal ord="1">d</EnumVal>
13222 <EnumVal ord="0" />
13223 <EnumVal ord="1">da</EnumVal>
13224 <EnumVal ord="2">hb</EnumVal>
13225 <EnumVal ord="3">kc</EnumVal>
13226 <EnumVal ord="6">Mc</EnumVal>
13227 <EnumVal ord="9">G</EnumVal>
13228 <EnumVal ord="12">F</EnumVal>
13229 <EnumVal ord="15">P</EnumVal>
13230 <EnumVal ord="18">E</EnumVal>
13231 <EnumVal ord="21">Z</EnumVal>
13232 <EnumVal ord="24">Y</EnumVal>
13233 </EnumType>
13234 <EnumType id="seqT">
13235 <EnumVal ord="0">pos-neg-zero</EnumVal>
13236 <EnumVal ord="1">dir-quad-zero</EnumVal>
13237 </EnumType>
13238 </DataTypeTemplates>
13239 </SCL>

```

Xtensible Markup Language file length : 525.480 lines : 13.239 ln : 44 col : 24 sel : 0 | 0 Windows (CR LF) UTF-8-BOM INS

Anexo L. Inicio y final de una Archivo SCD (una muestra del archivo)

```

C:\Users\Klever Carrion G\Desktop\PENDRIVE SALESIANA\CIDS Y SCDS DE PRACTICA TRIP51 Y GOOSE\SCD PRACTICA TRIP 51.SCD - Notepad++
Archivo Editar Buscar Vista Codificación Lenguaje Configuración Macro Ejecutar Plugins Ventana ?
SCD PRACTICA TRIP 51.SCD
1 <?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
2 <SCL xmlns:escl="http://www.selinc.com/2006/61850" xmlns="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL">
3 <Header id="Prueba con Trip Goose por 51" version="4" revision="1.0" toolID="2.2.18.0" nameStructure="IEDName" />
4 <<Communication>
5 <SubNetwork name="W01">
6 <ConnectedAP iedName="SEL_751_1" apName="S1">
7 <Address>
8 <P type="IP">192.168.0.11</P>
9 <P type="IP-SUBNET">255.255.255.0</P>
10 <P type="IP-GATEWAY">192.168.0.1</P>
11 <P type="OSI-TSEL">0001</P>
12 <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
13 <P type="OSI-SSEL">0001</P>
14 </Address>
15 <GSE ldInst="CFG" cbName="GooseDataSet3">
16 <Address>
17 <P type="MAC-Address">01-0C-CD-01-00-09</P>
18 <P type="APPID">1009</P>
19 <P type="VLAN-PRIORITY">4</P>
20 <P type="VLAN-ID">001</P>
21 </Address>
22 <MinTime unit="s" multiplier="m">1</MinTime>
23 <MaxTime unit="s" multiplier="m">1000</MaxTime>
24 </GSE>
25 </ConnectedAP>
26 <ConnectedAP iedName="SEL_751_2" apName="S1">
27 <Address>
28 <P type="IP">192.168.0.12</P>
29 <P type="IP-SUBNET">255.255.255.0</P>
30 <P type="IP-GATEWAY">192.168.0.1</P>
31 <P type="OSI-TSEL">0001</P>
32 <P type="OSI-PSEL">00000001</P>
33 <P type="OSI-SSEL">0001</P>
34 </Address>
35 <GSE ldInst="CFG" cbName="GooseDataSet3">
36 <Address>
37 <P type="MAC-Address">01-0C-CD-01-00-03</P>

```

```

C:\Users\Klever Carrion G\Desktop\PENDRIVE SALESIANA\CIDS Y SCDS DE PRACTICA TRIP51 Y GOOSE\SCD PRACTICA TRIP 51.SCD - Notepad++
Archivo Editar Buscar Vista Codificación Lenguaje Configuración Macro Ejecutar Plugins Ventana ?
SCD PRACTICA TRIP 51.SCD
37534 <EnumVal ord="69">A</EnumVal>
37535 <EnumVal ord="70">A< t</EnumVal>
37536 <EnumVal ord="71">Vah</EnumVal>
37537 <EnumVal ord="72">Wh</EnumVal>
37538 <EnumVal ord="73">VArh</EnumVal>
37539 <EnumVal ord="74">V/Hz</EnumVal>
37540 </EnumType>
37541 <EnumType id="multiplier">
37542 <EnumVal ord="24">y</EnumVal>
37543 <EnumVal ord="21">z</EnumVal>
37544 <EnumVal ord="18">a</EnumVal>
37545 <EnumVal ord="15">f</EnumVal>
37546 <EnumVal ord="12">p</EnumVal>
37547 <EnumVal ord="9">n</EnumVal>
37548 <EnumVal ord="6">u</EnumVal>
37549 <EnumVal ord="3">m</EnumVal>
37550 <EnumVal ord="2">c</EnumVal>
37551 <EnumVal ord="1">d</EnumVal>
37552 <EnumVal ord="0" />
37553 <EnumVal ord="1">da</EnumVal>
37554 <EnumVal ord="2">h</EnumVal>
37555 <EnumVal ord="3">k</EnumVal>
37556 <EnumVal ord="6">M</EnumVal>
37557 <EnumVal ord="9">G</EnumVal>
37558 <EnumVal ord="12">T</EnumVal>
37559 <EnumVal ord="15">P</EnumVal>
37560 <EnumVal ord="18">E</EnumVal>
37561 <EnumVal ord="21">Z</EnumVal>
37562 <EnumVal ord="24">Y</EnumVal>
37563 </EnumType>
37564 <EnumType id="seqT">
37565 <EnumVal ord="0">pos-neg-zero</EnumVal>
37566 <EnumVal ord="1">dir-quad-zero</EnumVal>
37567 </EnumType>
37568 </DataTypeTemplates>
37569 </SCL>

```