

UNIVERSIDAD NACIONAL DE
SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO



FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, INFORMÁTICA
Y MECÁNICA

Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

INFORME TECNICO:

“AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE
POTENCIA CON EL ESTÁNDAR IEC-61850”

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA

AUTOR:

Bach. Wilson Bravo Gonzales.

CONSEJERO:

Dr. Basilio Salas Alagón

CUSCO - PERÚ

2021

PRESENTACION

El presente informe técnico, se centra en la aplicación del Estándar IEC 61850 como base para el diseño de un sistema de automatización de una subestación de potencia. En este sentido, es relevante destacar dos cuestiones, primero el mencionado estándar está orientado a la modernización estando acorde con la evolución tecnológica actual y está profundamente relacionado con las ciencias informáticas, las bases del internet y las diferentes tecnologías que los soportan, siendo además parte de sus características 4NY435K@segundo como aplicación del mencionado estándar surgen nuevos retos, siendo uno de los principales la cyber-seguridad, así como la complejidad del estándar por el detalle de sus requerimientos.

En el Capítulo 1 (Introducción.), se realiza una breve introducción donde se describe los objetivos y alcances así como las limitaciones del presente informe técnico.

El Capítulo 2 (Marco Teórico y Normativo), nos muestra el marco teórico, describiendo los componentes de una subestación eléctrica de potencia así como su Sistema de Automatización (SAS), describe las funciones y requerimientos del sistema de automatización de una subestación eléctrica de potencia típica, haciendo inclusive un comparativo entre un SAS convencional (común hasta hace algunos años) con uno moderno en la actualidad y como estos sistemas están cada vez más completos y abarcan en muchos casos el control total y remoto de una subestación eléctrica de potencia, constituyendo las ya conocidas subestaciones desatendidas.

Seguidamente se menciona el marco normativo general nacional; para seguidamente centrarse en el estándar internacional que nos ocupa, el IEC-61850, donde se hace una breve descripción de los diferentes alcances y partes que la componen.

En el Capítulo 4 (Modelado de un SAS mediante IEC-61850), se indican las pautas principales que se deben considerar en el modelado de un sistema de automatización bajo el estándar IEC-61850, donde ya podemos ver la gran influencia de las ciencias

informáticas en su diseño, lo cual que en muchos casos facilita bastantes configuraciones y actividades repetitivas.

Posteriormente en el Capítulo 5 (Aplicando el diseño de un SAS con IEC-61850) se elige una subestación eléctrica de potencia modelo de 60 / 22.9 /10 kV., sobre la cual se realiza un comparativo de su sistema de automatización bajo el estándar IEC-61850 con una modelo convencional, teniendo como resultado las ventajas e inconvenientes en la aplicación de este estándar.

Se finaliza con el Capítulo 6 donde se mencionan las Conclusiones y Recomendaciones.

El Autor.

DEDICATORIA

Quiero dedicarle este paso en mi vida profesional a mis Padres, Bertha y Adrián por todo el amor y ejemplo de vida que me dieron y por su valioso apoyo, sé que estuvieron en todo momento al lado mío.

Wilson Bravo Gonzales.

Contenido

| | |
|---|-----------|
| CONTENIDO | 5 |
| RELACIÓN DE ILUSTRACIONES. | 8 |
| RESUMEN. | 10 |
| ABSTRACT. | 10 |
| 1. CAPÍTULO I - INTRODUCCIÓN. | 12 |
| 1.1. Aspectos referenciales. | 12 |
| 1.1.1. Razón social. | 12 |
| 1.1.2. Visión.- | 12 |
| 1.1.3. Misión.- | 12 |
| 1.1.4. Objetivos estratégicos empresariales.- | 13 |
| 1.1.5. Organigrama. | 13 |
| 1.2. Descripción del lugar. | 14 |
| 1.3. Objetivo general. | 14 |
| 1.4. Objetivos específicos. | 14 |
| 1.5. Alcances. | 14 |
| 1.6. Limitaciones. | 15 |
| 2. CAPITULO II MARCO TEORICO Y NORMATIVO GENERAL | 16 |
| 2.1. Componentes de una subestación eléctrica de potencia. | 16 |
| 2.1.1. Subestación Eléctrica de Potencia. | 16 |
| 2.2. Sistema de automatización de una subestación eléctrica (SAS). | 19 |
| 2.2.1. Control jerárquico de un SAS. | 22 |
| 2.2.2. Modos o Niveles de control (operación) de una SET. [1] | 23 |
| 2.3. Funciones que debe de cumplir un SAS. | 27 |
| 2.3.1. Interfaz de Operación (IHM o HMI). | 27 |
| | 5 |

| | | |
|-------------|--|------------|
| 2.3.2. | Señalización y comandos. | 28 |
| 2.3.3. | Interfaz con el centro de control remoto. | 31 |
| 2.3.4. | Enclavamientos de operación. | 32 |
| 2.3.5. | Medición de energía. | 35 |
| 2.4. | Marco Normativo General. | 37 |
| 2.4.1. | Descripción Del Estándar IEC-61850. | 37 |
| 3. | CAPITULO III - MODELADO DE UN SAS MEDIANTE IEC-61850 | 49 |
| 3.1. | Antecedentes. | 49 |
| 3.2. | Justificación | 49 |
| 3.3. | Población y muestra. | 50 |
| 3.3.1. | Población. | 50 |
| 3.3.2. | Muestra. | 50 |
| 3.4. | Generalidades para el modelado de un SAS con IEC-61850. | 51 |
| 3.5. | Tecnologías fundamentales para el modelado. | 53 |
| 3.5.1. | UML. | 53 |
| 3.5.2. | XML. (eXtensible Markup Language) | 54 |
| 3.5.3. | IP. | 55 |
| 3.5.4. | Ethernet. | 55 |
| 3.6. | Principios del modelado. | 55 |
| 3.6.1. | Orientación a Objetos. | 56 |
| 3.6.2. | Representación del sistema eléctrico en 61850. | 57 |
| 3.6.3. | Arquitectura de Comunicación. | 71 |
| 3.6.4. | Proceso de Ingeniería con SCL. | 106 |
| 4. | CAPITULO IV - APLICANDO EL DISEÑO DE UN SAS CON IEC-61850. (APORTE DEL GRADUANDO) | 116 |
| 4.1. | Descripción de la subestación de potencia de muestra. | 116 |
| 4.1.1. | Sistema de protección. | 119 |
| 4.1.2. | Sistema de control. | 119 |
| 4.1.3. | Sistema de medición. | 120 |
| 4.2. | Sistema de Automatización Convencional. | 120 |

| | | |
|-----------------|---|------------|
| 4.3. | Diseño del SAS de la subestación bajo el estándar IEC-61850. | 126 |
| 4.3.1. | Descripción del sistema de protección. | 128 |
| 4.3.2. | Descripción del sistema de control. | 130 |
| 4.3.3. | Descripción del sistema de medición. | 131 |
| 4.4. | Equipamiento secundario para un SAS con IEC-61850. | 133 |
| 4.4.1. | Relés de Protecciones. | 133 |
| 4.4.2. | Controladores de bahía (BCU - Bay Control Unit). | 141 |
| 4.4.3. | Switch. | 142 |
| 4.4.4. | Reloj de sincronización por satélite. | 143 |
| 4.4.5. | Concentrador / RTU / Gateway. | 145 |
| 4.4.6. | HMI (Interfaz Hombre-Máquina) en la Subestación. | 148 |
| 4.4.7. | Estación de computadora en la Subestación. | 148 |
| 4.4.8. | Equipo de digitalización de señales (Merging Unit). | 151 |
| 4.4.9. | Medidor Multifunción. | 153 |
| 4.4.10. | Redbox. | 156 |
| 4.5. | VENTAJAS e INCONVENIENTES. (Resultados) | 157 |
| 4.5.1. | Ventajas. | 157 |
| 4.5.2. | Inconvenientes. | 158 |
| 5. | CAPITULO V – CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. | 159 |
| 5.1. | Conclusiones. | 159 |
| 5.2. | Recomendaciones. | 159 |
| 6. | GLOSARIO. | 160 |
| 7. | BIBLIOGRAFIA. | 165 |
| ANEXO A. | | 168 |

Relación de Ilustraciones.

| | |
|--|-----|
| Figura 1 - Ejemplo equipos primarios o de patio | 16 |
| Figura2 - Ejemplo tableros mímicos de control de una SET | 22 |
| Figura 3 - Ejemplo tableros mímicos parte AT de una SET | 22 |
| Figura 4 - Ejemplo tableros mímicos parte BT de una SET | 22 |
| Figura 5 - Ejemplo tableros mímicos parte MT de una SET | 22 |
| Figura 6 - Tablero de protección y CONTROL moderno | 22 |
| Figura 7 - HMI para control en una sala de control de una SET moderna..... | 22 |
| Figura 8 Niveles jerárquicos de control en una SET..... | 23 |
| Figura 9 - Modelo de datos del estándar IEC 61850..... | 52 |
| Figura 10 - Ejemplo 1 de Modelo de Datos Abstractos con UML | 54 |
| Figura 11 - Ejemplo 2 de Modelo de Datos Abstractos con UML | 54 |
| Figura 12 - Ejemplo de Equipos primarios a modelar | 56 |
| Figura 13 - Enfoque conceptual del modelado | 57 |
| Figura 14 - Descomposición funcional y jerárquica de un dispositivo | 58 |
| Figura 15 - Ejemplo del funciones distribuidas | 59 |
| Figura 16 - Visión general de las clases de Nodos Lógicos..... | 60 |
| Figura 17 - Nomenclatura de un Nodo Lógico | 61 |
| Figura 18 - Ejemplo del LN que representa a un interruptor (XCBR)..... | 66 |
| Figura 19 - Ejemplo la clase de datos común SPS..... | 67 |
| Figura 20 - Bloques constructivos de un dispositivo logico | 69 |
| Figura 21 - Representación de un dispositivo físico (PHD) | 70 |
| Figura 22 - Interfaces lógicas en una subestación..... | 74 |
| Figura 23 - Definición del tiempo de transmisión | 80 |
| Figura 24 - Modelo conceptual básico de clase del ACSI | 84 |
| Figura 25 - Mapeos ACSI (Conceptual) | 86 |
| Figura 26 - Protocolos y ámbito de aplicación | 87 |
| Figura 27 – Esquema de protocolos usados | 87 |
| Figura 28 - Modelo Cliente/Servidor | 89 |
| Figura 29 - Modelo publicador/suscriptor | 89 |
| Figura 30 - Niveles de seguridad | 92 |
| Figura 31 - Estrategia de repetición mensaje GOOSE..... | 93 |
| Figura 32 - Esquema de uso de SV | 95 |
| Figura 33 - Errores de tiempo durante la transmisión de SV | 95 |
| Figura 34 Diferentes formas de sincronización de tiempo..... | 97 |
| Figura 35 - Ejemplo de red sincronizada por IRIG-B..... | 101 |
| Figura 36 - Esquema simple aplicando PRP | 104 |
| Figura 37 - Esquema simple aplicando HSR | 105 |

| | |
|---|-----|
| Figura 38 - Dispositivos usados en redes redundantes PRP y HSR..... | 106 |
| Figura 39 - Proceso estándar de diseño..... | 107 |
| Figura 40 - Contenido de un archivo SCL | 108 |
| Figura 41 - Interoperabilidad entre herramientas SCL | 109 |
| Figura 42 - Descripción del proceso de ingeniería..... | 110 |
| Figura 43- Contenido del archivo SSD | 111 |
| Figura 44 - Proceso de integración del SAS | 112 |
| Figura 45 - Formas de instanciar un IED..... | 112 |
| Figura 46 - Configuración de las comunicaciones..... | 113 |
| Figura 47 - Contenido de un archivo SCD..... | 114 |
| Figura 48 - Configuración de los IEDs | 115 |
| Figura 49 - Tableros de una SET Convencional | 122 |
| Figura 50 – Vista Frontal, Tablero de control y Protección SET Convencional. | 123 |
| Figura 51 - Vista interior, Tablero Control y Protección SET Convencional..... | 123 |
| Figura 52 - Vista Frontal, Tablero Control mímico Nivel 2. | 124 |
| Figura 53 - Vista interior, Tablero Control mímico Nivel 2. | 124 |
| Ilustración 54 - Equipos Concentrador de SET..... | 125 |
| Figura 55 - Tablero de comunicación para señal de Onda Portadora | 125 |
| Figura 56 - Cargadores-rectificadores 220 VDC y 48 VDC..... | 126 |
| Figura 57 - Tablero de distribución de SSAA..... | 126 |
| Figura 58 - Vista Frontal, Relé de protección SEL-751..... | 134 |
| Figura 59 - Vista posterior, Relé de protección SEL-751 | 135 |
| Figura 60 - Funciones de protección de relé SEL-751..... | 136 |
| Figura 61 - Vista Frontal, Relé SEL-487E..... | 138 |
| Figura 62 - Vista Posterior, Relé SEL-487E..... | 139 |
| Figura 63 - Esquema de funciones de protección relé SEL-487E | 140 |
| Figura 64 - Vista frontal, Switch administrable SEL-2730M..... | 142 |
| Figura 65 - Vista frontal, Reloj de sincronización SEL-2488..... | 144 |
| Figura 66 - Vista posterior, Reloj de sincronización SEL-2488 | 145 |
| Figura 67 - Vista frontal, concentrador RTAC, SEL-3530 | 146 |
| Figura 68 - Vista posterior, concentrador RTAC, SEL-3530 | 147 |
| Figura 69 - Ejemplo de pantalla para HMI de SET | 148 |
| Figura 70 - Vista frontal, Computador industrial SEL 3355..... | 149 |
| Figura 71 - Vista posterior, Computador industrial SEL 3355 | 150 |
| Figura 72 - Vista frontal, merging unit, ABB, SMU615 | 151 |
| Figura 73 - Vista Interior, Merging Unit, ABB, SMU615..... | 152 |
| Figura 74 - Vista frontal, medidor multifunción, SCHNEIDER, ION 8650 | 155 |
| Figura 75 - Imagen de RedBox, MOXA - PT-G503-PHR-PTP | 156 |

Resumen.

Dentro de los procesos generación, transmisión y distribución eléctrica, con la finalidad de mejorar el performance de los sistemas eléctricos, la tendencia actual es la de hacer los sistemas cada vez más inteligentes, naciendo de esta manera los denominados SMARTGRIDS, siendo la automatización una de las herramientas principales. En este contexto el sistema de automatización de los subestaciones de potencia ([SAS](#)), es parte esencial de un sistema eléctrico, cuya función es la información operativa así como con las funciones de control y protección necesarios, para un buen desempeño del sistema.

Históricamente los fabricantes del equipamiento eléctrico han desarrollado sus sistemas particulares, propietarios ó incluso libres, adaptándolos al entorno de las subestaciones de potencia, sin embargo para las empresas que operan los sistemas eléctricos es conveniente tener un sistema estandarizado que permita mejorar los sistemas de automatización. Naciendo así el estándar IEC-61850 “Redes y sistemas de comunicación para la automatización del servicio de energía”.

El presente documento pretende mostrar la aplicación del mencionado estándar, para la automatización de una subestaciones de potencia, contemplando las arquitecturas planteadas en este, describiendo los componentes del sistema de automatización y los modelamientos requeridos por el estándar, así como los diferentes protocolos que estos usan ([MMS](#), [GOOSE](#), ([SV](#)) Sampled Values, etc..), mejorando así la operación del sistema de automatización de una [SET](#), pretendiendo contribuir a mejorar la eficiencia, seguridad, reducción el tiempo de despeje de fallas y minimizando las salidas de servicio eléctrico; así como mostrar los nuevos desafíos que se avizoran al implementar el standart IEC-61850.

Abstract.

Within the processes of electrical generation, transmission and distribution, and aiming to improve the performance of electrical systems, the actual trending is to make these systems more and more intelligent, thus being born the so-called SMARTGRIDS, with the automation as one of the main attributes. In this context, the Power Substation Automation System ([SAS](#)), is an essential part of an electrical system, which provides the operational information as well as the required control and protection functions for good system performance.

Historically, electrical equipment manufacturers have developed their own proprietary or even open systems, having to adapt these to the environment of power substations; however, for companies that operate electrical systems, it is convenient to have a standardized system that allows improving automation systems. Thus, the IEC-61850 standard "Networks and communication systems for the automation of the energy service" was born.

This document wants to show the application of the aforementioned standard, for the automation of a power substation, contemplating the architectures proposed in it, describing the components of the automation system and the modeling required by the standard, as well as the different protocols part of it (MMS, GOOSE, Sample Values, etc.), thus improving the operation of the automation system of a Power Substation, aiming to contribute to improving efficiency, safety, reducing the time to despair of failures and minimizing electrical service outputs; as well as showing the new challenges that are seen when implementing the IEC-61850 standard.

Automatización de una Subestación Eléctrica De Potencia con el Estándar IEC-61850

1. CAPÍTULO I - INTRODUCCIÓN.

1.1. Aspectos referenciales.

En las siguientes líneas tenemos una breve descripción de **Electro Sur Este S.A.A.**, la empresa donde actualmente vengo laborando profesionalmente.

1.1.1. Razón social.

Electro Sur Este S.A.A. es una empresa del holding de FONAFE, concesionaria de distribución y comercialización de energía eléctrica, cuya zona de responsabilidad técnica son las regiones de Cusco, Apurímac, y Madre de Dios, además de la provincia de Sucre de la región Ayacucho así como los distritos de Cayarani de la provincia de Condesuyos de la región Arequipa, el distrito de Sepahua, provincia de Atalaya de la región Ucayali y la comunidad campesina de Leche Leche de la región Puno; atiende a más de 600,000 usuarios convencionales, 5798 con instalaciones fotovoltaicas de 75, 100 y 120 vatios, así como la parte comercial de la concesionaria ERGON de 14,000 usuarios de 120 vatios; sus activos superan los S/ 560 MM, así como la facturación anual supera los S/ 300 MM, con una máxima demanda de energía eléctrica de 125 MW; con una generación hidráulica propia de 7.0 MW y generación con recursos de energía renovables – fotovoltaicos de 150 kW instalados en su área libre del local central; su fuerza laboral directa es de 260 trabajadores e indirecta supera los 360 trabajadores.

1.1.2. Visión.-

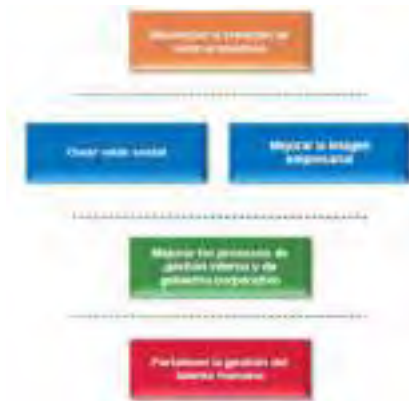
Ser reconocida como la mejor empresa distribuidora de energía del Estado, en calidad de servicio, al año 2021.

1.1.3. Misión.-

Es una empresa distribuidora de energía que brinda servicios de calidad y genera valor económico, social y ambiental para el desarrollo de la comunidad.

1.1.4. Objetivos estratégicos empresariales.-

Electro Sur Este cuenta con un Plan Estratégico debidamente alineado a los objetivos estratégicos de FONAFE y del Ministerio de Energía y Minas. Los Objetivos Estratégicos para toda la organización se resumen en el siguiente gráfico:



Fte.: <https://www.else.com.pe/else/nosotros/informacion-corporativa/objetivos-estrategicos/>

1.1.5. Organigrama.



ORGANIGRAMA ELECTRO SUR ESTE S.A.



Fuente: <http://www.else.com.pe/ArchivosTransparencia/1001000394.pdf>

1.2. Descripción del lugar.

El presente informe técnico no se circunscribe a ningún lugar o espacio físico en específico, sino que toma como referencia una subestación de potencia típica, sobre la cual aplicar el estándar IEC-61850, en lo referente a su sistema de automatización, haciendo además un comparativo entre los sistemas de automatización convencionales y el propuesto por el mencionado estándar que viene a ser relativamente nuevo, cuya aplicación recién se está adoptando inclusive en los países desarrollados, por las nuevas particularidades y desafíos que este presenta, tales como la ciber-seguridad. La subestación típica que nos servirá como modelo, será una subestación de transmisión con 3 niveles de tensión, siendo estos 60 /22.9 / 10 kV.

1.3. Objetivo general.

Aplicar el estándar IEC-61850 para la automatización de las subestaciones de potencia (tomando como caso una [SET](#) modelo de Electro Sur Este S.A.A.)

1.4. Objetivos específicos.

1. Describir los equipos, componentes y funciones de un sistema de automatización de una subestación de Potencia.
2. Desarrollar el proceso de modelado de un sistema de automatización con el estándar IEC.61850.
3. Aplicar al diseño de una subestación de potencia modelo, la automatización con el estándar IEC-61850, describiéndola comparativamente con una automatización convencional.

1.5. Alcances.

1. El presente informe técnico se realizará sobre el sistema de automatización de una subestación típica de potencia, tomando como modelo una subestación de 60/22.9 /10 kV.

2. El presente informe hará un comparativo entre el sistema de automatización convencional frente a un sistema de automatización bajo el estándar IEC-61850, sobre la subestación modelo elegida.

1.6. Limitaciones.

1. No existe actualmente dentro de la concesión de Electro Sur Este S.A.A. una subestación de potencia, donde se haya implementado completamente el sistema de automatización bajo el estándar IEC-61850.
2. A nivel mundial existen todavía pocas experiencias, implementando el estándar indicado.

2. CAPITULO II MARCO TEORICO y NORMATIVO GENERAL

2.1. Componentes de una subestación eléctrica de potencia.

Seguidamente describiremos brevemente los componentes de una subestación de potencia eléctrica que es parte de un sistema eléctrico.

2.1.1. Subestación Eléctrica de Potencia.

Una Subestación Eléctrica de Potencias está conformada por un conjunto de elementos, equipos y dispositivos que nos permiten cambiar las características de energía eléctrica (voltaje, corriente, frecuencia, etc.), o conservarle dentro de ciertas características; sirven como punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de energía eléctrica.

Figura 1 - Ejemplo equipos primarios o de patio



Fuente: https://fotos.habitissimo.com.mx/foto/subestacion-electrica_27303

Los componentes de un Subestación de Potencia varían de acuerdo a su configuración, función específica, necesidad e importancia de la [SET](#); estos pueden clasificarse como:

Equipos primarios: Equipos usualmente ubicados en el patio de llaves, y están en contacto directo con la energía eléctrica, entre los más comunes tenemos:

1. Transformador de potencia.
2. Interruptor de potencia.
3. Seccionador de potencia.
4. Seccionador de Puesta a Tierra.
5. Transformadores de medida.
6. Descargadores de sobretensión
7. Seccionadores fusibles
8. Transformador de [SSAA](#).
9. Reactores.
10. Celdas Metal-Clad.

Equipos secundarios: Son equipos que reciben señales (medida, posición, disparos, etc...) de los equipos primarios, en base a las cuales pueden realizar maniobras, disparos de interruptores por protección, registro de mediciones, etc... Conforman también los equipos secundarios los circuitos de [SSAA](#); podemos mencionas los siguientes equipos o dispositivos:

1. Relés de Protección.
2. Medidores multifunción.
3. Dispositivos de automatización.
4. Controladores de bahía.
5. Switchs.
6. [RTU](#).
7. Equipos para sincronización de tiempos.

Conductores, Barras, Aisladores, conectores, estructuras metálicas.

Malla de Puesta a Tierra.

Servicios Auxiliares ([SSAA](#)).

Obras civiles.

Mediante la interacción de los equipos primarios y secundarios mencionados se cuenta con los siguientes sistemas principales en una subestación eléctrica de potencia:

Sistema de Protección.- Cuyo objetivo es reducir la influencia de una falla en el sistema, de tal forma que no se afecte su funcionamiento o se produzcan daños relativamente importantes en el, salvaguardando a los seres humanos, animales ó bienes materiales. Esto se consigue cubriendo de manera ininterrumpida el funcionamiento de los sistema de potencia mediante el uso de esquemas de protección y relés que hayan sido diseñados con las características requeridas, de tal forma que se interrumpa la energía eléctrica cuando exista una falla, cortocircuito u operación anormal. Los relés que tienen configurados las funciones de protección, dar la orden de apertura de los interruptores de potencia cuando se cumplan las condiciones configuradas.

Sistema de Control.- Un sistema de control se define como un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a operar un sistema de potencia. La función principal de un

sistema de control es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de energía eléctrica. Durante condiciones anormales y cambios intencionales de las condiciones de operación, el sistema de control deberá, hasta donde sea posible, asegurar la continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica. (Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

Sistema de Medición.- Tiene como objetivo registrar los parámetros eléctricos importantes de una subestación, en sus diferentes niveles de tensión, tales como tensión, corriente, potencia, energía, frecuencia, entre otros, pudiendo inclusive llegar a tener un registro en una base de datos, siendo parte de este sistema los medidores multifunción, quienes registran los valores que son recibidos desde los secundarios de los transformadores de medida desde su respectivo núcleo de medición.

2.2. Sistema de automatización de una subestación eléctrica ([SAS](#)).

La automatización de subestaciones consiste en la integración de las funciones de protección, control y adquisición de datos en una o un mínimo de plataformas, mediante el uso de tecnología actualizada de dispositivos, comunicaciones y estándares para optimizar la operación de subestaciones nuevas o existentes facilitando la supervisión y operación remota de estas de forma confiable, segura y económica.

En la actualidad un SAS está compuesto principalmente por [IED](#)'s, estos dispositivos se caracterizan principalmente por tener un alto grado de autonomía e independencia, utilizando protocolos estandarizados en sus sistemas de comunicación e integración, basados en tecnología con microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información (datos).

Todos [IED](#)'s que conforman un [SAS](#) necesariamente utilizan un sistema de sincronización para el registro en tiempo real de los eventos, para lo cual toman la señal de referencia de un reloj sincronizado por satélite [GPS](#), la cual la publican y transmiten a todos los [IED](#)'s necesarios del [SAS](#) mediante un protocolo normalizado, garantizando de esta manera la precisión y resolución que se requiere.

Algunas características importantes en la automatización de subestaciones son:

- Es un pequeño sistema de control de supervisión y adquisición de datos ([SCADA](#)) para monitoreo y control remotos a una subestación tradicional con paneles mímicos y anunciadores.
- Uso de interfaces hombre máquina ([HMI](#)) de la estación, en lugar paneles mímicos.
- Reemplazo de todos los enclavamientos, cortes y otros controles para que todo el control de la subestación se realice y se supervise mediante una combinación de relés basados en microprocesadores, procesadores de comunicación y [HMI](#)
- Automatización de las subestación también considera aspectos como el control automático de tensión, acciones contra suspensión de energía, transferencia automática de carga entre subestaciones, control de cambiador de tomas de carga de un transformador de potencia y otras rutinas automatizadas.

Funcionalmente puede llegar a realizar lo siguiente:

- **Operaciones:**
 - Control de los equipos de protección y maniobra primaria.
 - Mediciones en tiempo real e indicación de estado.
 - Pronóstico de carga a corto plazo.

- Información de localización de fallas.
- Monitoreo de calidad de energía.
- **Planificación**
 - Estudios de flujo de carga.
 - Estudios de estabilidad del sistema.
 - Registro de tendencias.
- **Protección**
 - Gestionar los [IED](#)'s de protección (relé).
 - Análisis de operaciones de relé.
 - Facturación.
- **Análisis**
 - Grabación de perturbaciones.
 - Grabación de forma de onda.
 - Análisis de mantenimiento.
 - Localizador de fallas de dos extremos.

SISTEMA DE CONTROL CONVENCIONAL (Antiguo)

Figura 2 - Ejemplo tableros mímicos de control de una SET



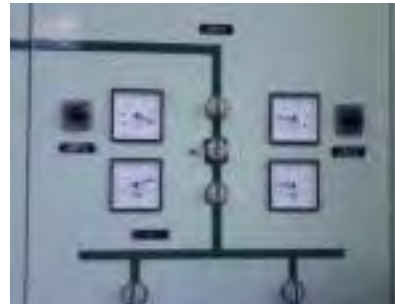
Figura 3 - Ejemplo tableros mímicos parte AT de una SET



Figura 4 - Ejemplo tableros mímicos parte BT de una SET



Figura 5 - Ejemplo tableros mímicos parte MT de una SET



SISTEMA DE AUTOMATIZACION DE UNA SET MODERNA

Figura 6 - Tablero de protección y CONTROL moderno



Figura 7 - HMI para control en una sala de control de una SET moderna.



2.2.1. Control jerárquico de un SAS.

Un [SAS](#) es diseñado con diferentes niveles de operación y control, caracterizándose por ser una estructura piramidal jerarquizada, tal como se muestra en la figura 8, en este sistema de control se engloba todas las funciones realizadas por la subestación, teniendo una estructura bien definida y organizada, la cual es configurada dentro de la operación de los equipos que la conforman especialmente en los [IED's](#) (relés de protección, controladores de bahía, reguladores, CPU, GPS, etc... y demás componentes) según el nivel operativo requerido por cada uno de ellos y con los seguros e interbloques necesarios para evitar errores de operación y/o control. En los sistemas [SAS](#) actuales, todos estos niveles funcionales son definidos mediante redes de comunicación de datos y con protocolos estandarizados, mientras que convencionalmente se solían realizar por lógicas de cableado en cobre.

Figura 8 Niveles jerárquicos de control en una SET



Fuente: <https://new.siemens.com/pe/es.html>

2.2.2. Modos o Niveles de control (operación) de una SET. (COES-SINAC, 2013)

Bajo esta designación quedan involucradas todas las funciones relativas al comando y supervisión de una subestación y su relación con el Centro de Control de la Empresa. Se describen a continuación los diversos modos de comando en la subestación, así como las funciones de supervisión. (COES-SINAC, 2013)

2.2.2.1. Control “Local” – Nivel 0

Comprende al mando eléctrico ejecutado en el patio de llaves, al pie del equipo, válido para instalaciones en los niveles de tensión de 500 kV, 220 kV, 138 kV y 60 kV. Sin embargo, no se recomienda la operación de equipos energizados desde el Nivel 0.

La selección de este modo de mando se realizará por medio de un conmutador “local-remoto” (L-R), instalado en el equipo de maniobras y su posición será informada al sistema de Control Local y Telecontrol. (Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

La posición “local” (L) deberá inhibir el accionamiento remoto desde los otros niveles de comando y se utilizará para tareas de mantenimiento. En la posición “remoto” (R) el equipo deberá poder ser operado a distancia desde los otros niveles de mando. Adicionalmente al mando eléctrico, los seccionadores incluirán mandos mecánicos, los cuales no corresponden al Nivel 0, y su utilización, solo deberá permitirse con equipos fuera de servicio. (Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

2.2.2.2. Control “desde caseta la Unidad de Bahía” – Nivel 1

En subestaciones de 500 kV, considerando una modalidad de mando “tradicional”, comprende el mando eléctrico ejecutado en la caseta de control desde la unidad de bahía, deberá contar con un conmutador “caseta de control-sala” (CdC-S) para la selección de este modo de mando. Su posición será informada al sistema de telecontrol. (Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

El mando de un equipo desde la unidad de bahía requerirá la posición (CdC) del conmutador (CdC-S) y la posición (R) del conmutador (L-R) del equipo. El mando desde la unidad de bahía será eventual para tareas de prueba o ante una situación de falla en los niveles superiores de mando. En esta condición de mando, el equipamiento electrónico de control adopta una función pasiva, reportando las señalizaciones y alarmas que se generen a partir de las maniobras manuales. Si se adopta una modalidad de mando acorde con las facilidades que brinda IEC 61850, el mando podrá ser ejecutado desde las Unidades de Bahía de cada caseta de control, eliminando la llave conmutadora caseta de control-sala de los tableros. En el caso de subestaciones que no posean casetas de control, como es el caso de estaciones en los niveles de tensión de 138 kV y eventualmente 220 kV, la modalidad de mando “tradicional” implica que el tablero de mando ubicado en la Sala de Comando, contará con un conmutador “Sala- Telecontrol” (S-T) o “Sala-Despacho” (S-D) para la selección de este modo de mando y su posición será informada al sistema de telecontrol. El mando de un equipo desde el nivel de campo requerirá la posición (S) del conmutador (S-T o S-D) y la posición (R) del conmutador (L-R) del equipo. El equipamiento electrónico de control, en el caso de modalidad de mando tradicional, adopta una función pasiva, reportando las señalizaciones y alarmas que se generen a partir de las maniobras manuales. En el caso de instalaciones de 138 kV y 220 kV valen las mismas consideraciones realizadas para las estaciones de 500 kV en lo relativo a la eliminación de la llave conmutadora sala-telecontrol de los tableros de la subestación y la ejecución de

comandos a través de la Unidad de Bahía correspondiente. (Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

2.2.2.3. Control “desde Sala de Control” – Nivel 2

Comprende al mando eléctrico ejecutado desde la Consola de Operaciones (Consola SCADA) de la subestación, ubicada en la sala de control para todos los niveles de tensión. La elección de este modo de mando se realizará por medio de una selección por software “Sala-Telecontrol” (S-T). (Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

El mando desde la Consola de Operaciones requerirá la posición (S) de la selección (S-T), la posición (S) del conmutador (CdC-S) y la posición (R) del conmutador (L-R). En instalaciones de niveles de tensión 138 kV y eventualmente 220 kV, el mando desde la Consola de Operaciones se realizará por medio de una selección por software “Sala-Telecontrol” (S-T), requiriendo la posición (S) de la selección (S-D o S-T) y la posición (R) del conmutador (L-R). (Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

2.2.2.4. Control “por Telemando” – Nivel 3

Comprende al mando eléctrico ejecutado desde un Centro de Control de la Empresa. La selección (T) definida en la Consola de Operación, permitirá el telemando de la estación desde el Centro de Control, vía telecontrol e inhibirá la operación desde la Consola de Operación de la subestación. El modo de mando habitual de la subestación será vía telecontrol desde el Centro de Control de la Empresa integrante. El modo de mando local desde la sala de control de la subestación se realizará de forma no

habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma.

2.3. Funciones que debe de cumplir un [SAS](#).

2.3.1. Interfaz de Operación ([IHM](#) o [HMI](#)).

Denominada Interfaz Hombre-Máquina, donde se muestra visualmente los componentes de la Subestación y sus estados, con el fin de tomar decisiones para su comando, mediante un esquema sinóptico, en donde también se representan los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores) a los que también se les puede comandar, el [IHM](#) también cuenta con señalización de alarmas, las que se manifiestan con una alerta sonora para atención del operador.

Los sistema de control convencionales, se cuentan con tableros mímicos, donde se representan los equipos de maniobras (interruptores y seccionadores) con indicaciones de su posición (abierto, cerrado), en una representación de un diagrama unifilar, con líneas en alto relieve coloreadas normalmente por nivel de tensión, además este tablero cuenta con dispositivos de medición, indicando los principales parámetros eléctricos de cada bahía y para señalar las alarmas de la subestación, cuenta con uno o varios paneles anunciadores de alarmas, en un arreglo como de matriz, donde cada ventana tiene un letrero indicando la descripción de la alarma respectiva.

En un sistema [SAS](#), se cuenta hasta con 2 [IHM](#)'s, uno en el nivel 1 y otro en el nivel 2, en el nivel 1, consiste en una pantalla de operación local que puede ser integrado del [IED](#) controlador de campo, usualmente de una bahía o parte de la subestación, con pantalla simple que puede ser de cristal líquido, y permite: ver la indicación del estado de los equipos de patio, visualización de alarmas y eventos de equipos de

patio, comandos de apertura y cierre sobre interruptores y seccionadores de potencia, así como selector del modo de operación, en este caso, local desde el controlador y remoto desde la interfaz de nivel 2)

La interfaz de operación para el Nivel 2, ya estaría compuesta por una(os) computadora(es) y monitores a color, localizados en la sala de control de la subestación, interfaz que cuenta con un mayor detalle permitiendo contar con: menú general de selección, diagrama unifilar general de la subestación, despliegue detallado de los servicios auxiliares tanto de [CC](#) y [CA](#), lista de alarmas, reportes, listado de secuencia de eventos, curvas de tendencias, mediciones, configuración del [SAS](#) y estado de las comunicaciones, registro de históricos y mucho más dependiendo del nivel de importancia de la subestación.

2.3.2. Señalización y comandos.

Función que permite la adquisición de información de los equipos de la subestación y el sistema de control, como alarmas, posición de los equipos de protección y maniobra, y su retransmisión a los equipos de los comandos provenientes del nivel superior, es dimensionamiento del sistema de control depende de la cantidad de señales que se reconocerán, Las señales para cada elemento, tales como interruptor, seccionador, protecciones, se tiene en cierta medida normalizadas, sin embargo, la señalización varía de acuerdo al tipo de configuración de la subestación y las necesidades de la empresa operador, entre las señales más comunes tenemos:

- Las señales de medida para campos y barras: Todas las tensiones fase-fase y fase-neutro, corriente por fase, potencia activa y reactiva (incluyendo sentido del flujo de potencia), potencia aparente para transformadores, frecuencia en barras. (Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

- Las alarmas: estas pueden configurarse agrupadas ó por separado para una mejor discriminación, tales como:
 - Disparo protección principal Nro. 1
 - Disparo protección principal Nro. 2.
 - Disparo protección de respaldo.
 - Disparos por función de protección.
 - Disparo del relé falla del interruptor.
 - Falla del mecanismo de operación del interruptor.
 - Discordancia de polos del interruptor.
 - Falla circuito de disparo Nro. 1.
 - Falla circuito de disparo Nro. 2.
 - Falla protección secundaria de transformador de tensión.
 - Falla alimentación [CC](#).
 - Falla equipo de tele protección.
 - Etc...

- Posición abierta de interruptor de potencia.
- Posición cerrada de interruptor de potencia.
- Posición abierta de seccionador de línea.
- Posición cerrada de seccionador de línea.
- Etc...
- Las salidas de comandos:
 - Comandos de abrir/cerrar interruptores de potencia.
 - Comandos de abrir/cerrar seccionadores de potencia.
 - Comandos incrementar/bajar posición del cambiador de tomas del transformador.

Estos conjuntos de señales constituyen la imagen del estado operativo de la subestación en un determinado momento, son información básica de la subestación base y brindan el al operador una foto instantánea del estado de la subestación, para en base a ellas realizar la operación de la misma. Cuando una subestación es desatendida, se requiere mayor cantidad y detalle de las señales, para poder hacer un diagnóstico remoto del estado de la subestación.

En sistemas convencionales, las medidas eran ejercidas mediante instrumentos galvanométricos que indicaban en todo momento los valores de los parámetros eléctricos, estos instrumentos eran conectados directamente a los secundarios de los transformadores de medida, con la aparición de los microprocesadores, e reemplazaron por unidades multifuncionales de medida. En este parte con el fin de servir como elementos de acople y de aislamiento galvánico entre los equipos de patio y la unidad remota ([UTR](#) o [RTU](#) que es la interfaz entre el centro de control remoto y la subestación), se utiliza bastante los denominados relés repetidores (o llamados también de interposición), para activar las alarmas y comandos requeridos.

En los sistemas [SAS](#) se obtiene la información directamente de los IED's instalados en la red de comunicaciones. Los IED's cuentan con entradas y salidas digitales, a las entradas digitales son cableadas todas señales digitales provenientes de equipos en patio, alarmas de SSAA, alarmas de falla de mecanismos, detectores de fuego, etc, de igual manera para los comandos ejecutados a través de los IED's se usan sus salidas digitales, utilizando relés repetidores con bornes de alta capacidad de corriente para maniobra de equipos primarios. Las mediciones de parámetros eléctricos se realizan por medio de los enlaces de comunicaciones con los IEDs de medida multifuncionales,

dispositivos de protección, registradores de fallas, siempre y cuando estos tengan la precisión requerida, otra opción es que el SAS adquiere directamente las señales de tensión y corriente de CA sin transductores y ya internamente realice los cálculos de los demás parámetros eléctricos requeridos.

2.3.3. Interfaz con el centro de control remoto.

Además de las funciones indicadas anteriormente, un sistema de control debe de transmitir/recibir información al/del centro de control remoto, en donde se encuentra el SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System). Para lo cual la transmisión de información hacia el centro de control se realiza en forma cronológica, con la resolución requerida, la que suele ser al milisegundo, los mensajes de los eventos son con un formato predefinido y perfectamente identificable del resto conteniendo necesariamente su respectiva estampa de tiempo, lo eventos son registrados en el (SOE) registro secuencial de eventos, el cual facilita un análisis posterior más detallado de las fallas, por ejemplo.

En un sistema convencional la comunicación de la subestación con el centro de control remoto es desempeñada por al UTR (Unidad terminal Remota), el cual es un equipo o dispositivo ubicado al final de la estructura piramidal jerarquizada y se desempeña como un equipo intermediario con los operadores del centro del control remoto tanto para el sensado y la ejecución de comandos, el que se conecta para este fin con los demás equipos del SAS mediante sus módulos cableados tanto entradas como salidas digitales. Para la señalización a la UTR se suelen utilizar bornes secos (denominados así a los bornes libres de potencial) directamente desde de los equipos de protección y control, sin embargo cuando las señales provienen desde el patio de llaves, se debe de utilizar opto opto-acopladores o relés repetidores rápidos, para evitar

mayores demoras aunque de milisegundos, pero importantes a la hora de ejecutar comandos de protección por ejemplo, ya que les podrían afectar las inducciones electromagnéticas. Los UTR modernos permiten además realizar automatismos y programar enclavamientos e inclusive la conexión de estaciones de trabajo para la operación y visualización de alarmas.

En un SAS, las comunicaciones con el centro de control remoto las realiza el controlador central de la subestación, el cual se conecta a la red de comunicaciones mediante un puerto de salida. Ya en la actualidad es cada vez más común también instalar un Gateway (computador de comunicaciones), cuya función estaría orientada a la gestión del registro de eventos del sistema de control de la subestación incluyendo si fuese necesario la conversión a los protocolos requeridos para la comunicación con el centro de control remoto. El reporte de eventos aparece automáticamente en la pantalla de operación, adicionalmente los eventos son almacenados en bases de datos, para su posterior consulta.

2.3.4. Enclavamientos de operación.

En el sistema de control de una subestación, los enclavamientos corresponden a las condiciones que se deben de cumplir para la apertura o cierre de un interruptor o seccionador, la cuales pueden ser internas al equipo, por ejemplo en un interruptor, la adecuada presión del SF6 de la cámara de extinción de arco ó la tensión suficiente para la maniobra, o también pueden ser externas, las cuales se refieren principalmente a la posición de potros equipos, en la misma subestación ó al estado de los relés de protección. Los principales enclavamientos que pueden requerirse en una subestación son: (Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

- Un seccionador nunca se debe de maniobrar con carga.

- Para maniobrar un seccionador, el interruptor o interruptores asociados, así como las cuchillas de puesta a tierra deben estar abiertos.
- Cuchillas de puesta a tierra solo se maniobran cuando los seccionadores de línea asociados estén abiertos y cuando no exista tensión en la línea.
- Los seccionadores de by-pass o paso directo se cierran con tensión cuando el interruptor que tienen en paralelo está cerrado, es decir, cuando hay la misma tensión entre sus terminales.
- Un seccionador de transferencia se puede cerrar con tensión cuando hay la misma tensión en sus 2 terminales, es decir, cuando el interruptor de transferencia está cerrado. Adicionalmente, únicamente puede permanecer cerrado un solo seccionador de transferencia, o sea una sola transferencia al tiempo.
- Los seccionadores de barras, en subestaciones de doble barra, se pueden operar con tensión cuando el interruptor e acople esté cerrado.
- Un interruptor para cerrar debe cumplir las condiciones de sincronismo entre los sistemas que cierra, debe tener los seccionadores asociados cerrados, no deben existir cuchillas de puesta a tierra cerradas y el equipo que se va a energizar debe de estar dispuesto para ello.
- Las lógicas de enclavamientos se definen de acuerdo a la configuración de la subestación, acorde a sus lineamientos operativos de seguridad para la operación de sus equipos.

(Ramírez C.F., Mejía Villegas SA Ingenieros Consultores, 2003)

En el sistema de control convencional, las lógicas de enclavamientos se efectúan por medio de lógica cableada, usando los contactos de posición de los equipos conectados en serie y/o paralelo. Esta lógica usa los contactos de posición de interruptores, seccionadores u otros equipos como relés repetidores, interruptores miniatura y protecciones, para validar la maniobra de otros equipos. En caso se cuente con UTR inteligente, los enclavamientos se pueden programar de forma digital y los enclavamientos cableados serían necesarios para la validación de los mandos desde los paneles mímicos.

En un SAS, se usan los IED's inteligentes ó el controlador de la subestación, de manera que cuando se seleccione un equipo para operación, esta función evalúa las posiciones de los otros equipos involucrados en dicha operación y otras condiciones tales como: existencia de tensiones de línea, protecciones no operadas, etc. una vez que todas las condiciones programadas se cumplen, recién entrega una señal de salida para la habilitación de la apertura o cierre del equipo seleccionado. Cuando no se cumplen las condiciones, se hace una indicación del motivo, mediante una alarma y una descripción al operador de las condiciones que no se están cumpliendo. Cada controlador adquiere directamente a través de la red de datos del SAS, todas las señales e información sobre el estado de los demás equipos en la subestación que requiera ara la función de enclavamientos. Para el caso de configuraciones de doble barra, barra principal y barra de transferencia, el controlador de campo marca como no validos lo datos del estado de equipos en otros campos, ya sea por fallas de comunicación o por encontrarse en falla o fuera de servicio el controlador de campo del cual se adquiere la información. En estas circunstancias se inhabilita el mando de equipos para los que se requiera

información de otros campos. En la práctica, por razones de seguridad, los seccionadores de tierra o cuchillas de puesta a tierra no sean comandados desde el SAS sino en forma local desde el patio, sin embargo, se dispone de una lógica de enclavamientos de manera tal que en la interfaz de operación de nivel 2 se indican las condiciones de enclavamientos para operar en patio estos equipos.

2.3.5. Medición de energía.

La energía en los diferentes circuitos de una subestación se mide por medio de medidores multifuncionales de energía activa y reactiva, los cuales integran la potencia en función de tiempo para obtener la energía. Las clases de precisión de los medidores multifuncionales para una subestación de potencia pueden ser 0.2 y 0.5, para los sistemas de potencia donde hay un intercambio de energía entre dos compañías de servicio, usualmente se utiliza los medidores de energía con una precisión de 0.2, contando inclusive con equipos principales y equipos de respaldo; en cambio si los medidores son para aplicaciones de bajo consumo ó para fines estadísticos dentro de una misma compañía, se puede utilizar medidores con precisión de 0.5. Los medidores multifuncionales modernos, tiene la características de un IED, tal que le permite transmitir información a través de diferentes protocolos de comunicación, además están provistos de emisores de pulsos para enviar la información de energía activa y reactiva.

En los sistemas de control convencional la medición es también efectuada por medidores multifuncionales los que tiene módulos emisores de pulsos para enviar, por medio del UTR, el registro de energía medida al centro de control remoto para fines contables de facturación, anteriormente se utilizaban contadores de energía tipo

electromecánico, con principio de trabajo como los motores de inducción, tenían presiones de 0.5, 1 y 2, a la fecha ya no son utilizados. Usualmente la información de medición de energía no es integrada dentro de un sistema de automatización, debido a que las áreas de facturación no están conformes con la seguridad de la entrega de esta información, pero en virtud de la gran funcionalidad de comunicación que tiene los SAS, se tienen la capacidad de leer, almacenar y transferir los registros de energía de los modernos medidores multifunción, Dicha información puede ser archivada en la base de datos del nivel 2, para su recuperación posterior local o remotamente.

2.4. Marco Normativo General.

Actualmente a nivel nacional como marco normativo general tenemos:

1. Decreto Supremo N° 009-93-EM que aprueba el “Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”.
2. Decreto Supremo N° 027-2008-EM que aprueba el “Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema”.
3. Decreto Supremo N° 027-2007-EM que aprueba el “Reglamento de Transmisión”.
4. Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM, “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”.
5. Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE que aprueba la “Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados” (NTCOTR).
6. Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE que aprueba la “Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)” (NTIITR).
7. Código Nacional de Electricidad Suministro (CNE Suministro).
8. Código Nacional de Electricidad, Utilización (CNE Utilización).
9. Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor De La Inversión En Energía Y Minería Osinergmin N° 083-2021-OS/CD
10. PR-20, Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN.}

La norma específica sobre la que se basa el presente informe técnico es el estándar internacional:

1. IEC 61850:2da Ed. “Communication networks and systems for power utility automation”.

2.4.1. Descripción Del Estándar IEC-61850.

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 proporciona mayores beneficios. (Brett Hampson Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2020)

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. (Brett Hampson Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2020)

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. (Brett Hampson Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2020)

2.4.1.1. El Estándar IEC 61850

A continuación se describe las partes relacionadas del estándar.

2.4.1.1.1. IEC 61850-1 Introducción y descripción general.

Esta parte del estándar es una introducción y una visión general del estándar. Describe la filosofía, la forma de trabajo, el contenido en las otras partes del estándar y que partes de otros documentos pueden ser revisados. Este documento técnico es aplicable a los sistemas de automatización (SAS). Define la comunicación entre los diferentes dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en una subestación y los requerimientos del sistema relacionados a estos. (International Electrotechnical Commission, 2020)

Esta parte tal como se mencionó, se ofrece una gran introducción y visión general del estándar IEC-61850, haciendo también referencia a citados y figuras en las demás partes del estándar.

2.4.1.1.2. IEC 61850-2 Glosario.

Esta parte del estándar IEC 61850 contiene el glosario de la terminología específica y las definiciones usadas en el contexto de la automatización de subestaciones de los la diferentes partes del estándar. (International Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.3. IEC 61850-3. Requerimientos generales.

Las especificaciones de esta parte de la norma IEC 61850 es concerniente a los requerimientos generales de la red de comunicación, con énfasis en los requerimientos de calidad. Esta también contiene guías para las condiciones del entorno y servicios auxiliares, con recomendaciones sobre la relevancia de algunos requerimientos específicos con respecto a otro estándar y especificaciones. (International Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.4. IEC 61850-4 Sistema y gestión de proyectos.

Esta sección está referida y orientada principalmente a las redes inteligentes (Smart Grid) y en especial a proyectos de automatización del servicio público, en especial a la de las subestaciones eléctricas, lo que se logra en general mediante la comunicación de sus respectivos Dispositivos Electrónicos Inteligentes, para los cuales se tienen ciertos lineamientos dentro de esta sección del IEC 61850, ya en la 2da ed. se

incluye más específicamente que los servicios públicos de energía y sus sistemas de automatización dentro de la norma interrelacionándolas con las demás secciones.

2.4.1.1.5. 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 Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.6. IEC 61850-6 Lenguaje de descripción de la configuración para las comunicaciones en subestaciones eléctricas relacionadas a los IEDs.

Esta parte del IEC 61850 especifica el formato de los archivos para describir lo relacionado con la comunicación, configuraciones y parámetros de IED (Dispositivo electrónico inteligente), configuraciones del sistema de comunicaciones, los dispositivos (funciones) de patio y la forma en que se interrelacionan. Este es un formato que se utiliza con el fin principal de tener un lenguaje común (estándar) de intercambio de los detalles de las capacidades de los IED's así

como del sistema de automatización, de tal forma que puedan ser utilizados por las diferentes herramientas informáticas de ingeniería (software, aplicativos) de cada fabricante u otras diseñadas para diseño de Sistemas de Automatización, sin problemas de compatibilidad.

Para tal fin se está utilizando el lenguaje denominado System Configuration description Language (SCL) el que tiene como base el Extensible Markup Language (XML) versión 1.0. El IED y el modelo del sistema de comunicación en SCL deberá estar acorde al SCSM (Specific Communication Service Mapping) de los IEC 61850-5 e IEC 61850-7-x, los que contienen las reglas requeridas para su aplicación, en las partes correspondientes.

Este estándar no especifica implementaciones individuales o productos usando este lenguaje, ni limita la implementación de entidades e interfaces dentro de un sistema informático. Esta parte del estándar no especifica el formato de descarga de los datos de configuración a un IED, aunque podría usarse para parte de los datos de configuración. (International Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.7. 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 Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.8. 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 Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.9. 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 Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.10. IEC 61850-7-4 Estructura de comunicación básica – Clases de Nodos Lógicos y clases de objetos de datos Compatibles.

Esta parte del IEC 61850 especifica el modelo de información de los dispositivos y de las funciones generalmente relacionadas de uso común en lo que se refiere a las aplicaciones de sistema de automatización para sistemas de potencia. También contiene el modelo de información de dispositivos y de sus aplicaciones relacionadas con funciones en subestaciones. En particular, especifica los nombres de nodos lógicos y los nombres de objetos de datos compatibles para comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Todo esto teniendo en cuenta la interrelación entre nodos lógicos y objetos de datos.

En la sección IEC 61850-7-1 se muestra el modelo de clase para los diferentes componentes que se usan en el estándar estas clases son definidas en la sección del IEC 61850-7-2, la nomenclatura utilizada en esta sección (IEC 61850-7-4) esta referida a estos modelos de clase.

Los nombres definidos en este documento son utilizados para construir las referencias de objetos jerárquicos que se aplican para comunicarse con IEDs en sistemas para la automatización de servicios de energía y, especialmente, con

IED en subestaciones y en alimentadores de distribución. Las convenciones de nomenclatura de IEC 61850-7-2 se aplican en esta parte. (International Electrotechnical Commission, 2020)

Para evitar extensiones privadas incompatibles, esta parte especifica reglas normativas de nomenclatura para múltiples instancias y extensiones privadas y compatibles de nombres clases de nodo lógico (LN) y de objeto de datos. Cualquier definición se basa en IEC 61850 o en documentos referenciados que son públicos y bien identificados.

Esta parte no proporciona material tutorial. Se recomienda leer las partes IEC 61850-5 e IEC 61850-7-1 primero, junto con IEC 61850-7-3 e IEC 61850-7-2. (International Electrotechnical Commission, 2020)

Esta norma es aplicable para describir modelos de dispositivos y funciones del equipamiento de subestación y alimentador. Los conceptos definidos en este estándar también se aplican para mostrar modelos de dispositivos y funciones para intercambio de información:

- Entre subestaciones.
- Entre una subestación y el centro de control,
- Entre una central eléctrica y el centro de control,
- Para generación distribuida,
- Para automatización distribuida, o
- Para medición. (International Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.11. 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 Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.12. IEC 61850-9-2. SCSM-Valores muestreados sobre ISO/IEC8802-3.

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 Electrotechnical Commission, 2020)

2.4.1.1.13. 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 Electrotechnical Commission, 2020)

En la siguiente tabla se tiene la recomendación de lectura de las partes del estándar IEC 61850, mostrada en la parte IEC 61850-1

Tabla 1 - Guia para uso del estandar

| User | | IEC 61850-1 (Introduction and overview) | IEC 61850-3 (Requirements) | IEC 61850-7-1 (Principles) | IEC 61850-7-2 (Logical nodes and data classes) | IEC 61850-7-3 (Common data classes) | IEC 61850-7-4 (Information exchange) | IEC 61850-9 (Configuration language) | IEC 61850-10 IEC 61850-9-1 (Concrete configuration stack) |
|--|------------------------|--|-------------------------------|-------------------------------|---|--|---|---|---|
| Industry | Manager | x | ☐ | Clause 5 | ☐ | ☐ | ☐ | ☐ | ☐ |
| | Engineer | x | x | x | x | x | In extracts | x | ☐ |
| Vendor | Application engineer | x | x | x | x | x | In extracts | x | In extracts |
| | Communication engineer | x | x | x | ☐ | ☐ | x | ☐ | x |
| | Product manager | x | x | x | x | In extracts | In extracts | In extracts | ☐ |
| | Marketing | x | x | Clause 5 | In extracts | In extracts | In extracts | In extracts | ☐ |
| Consumer | Application engineer | x | x | x | x | x | ☐ | x | ☐ |
| | Communication engineer | x | ☐ | x | ☐ | ☐ | x | x | x |
| All others | | x | x | x | ☐ | ☐ | ☐ | ☐ | ☐ |
| <p>The x means that this part of the IEC 61850 series should be read.</p> <p>The In extracts means that extracts of this part of the IEC 61850 series should be read to understand the conceptual approach used.</p> <p>The ☐ means that this part of the IEC 61850 series may be read.</p> <p>* These documents are under consideration.</p> | | | | | | | | | |

Fuente: (International Electrotechnical Commission, 2020)

3. CAPITULO III - MODELADO DE UN SAS MEDIANTE IEC- 61850

3.1. Antecedentes.

La empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A., es una empresa de distribución y comercialización de energía eléctrica con ámbito de operación en la zona Sur Este del Perú, abarcando las regiones de Cusco, Apurímac, Madre de Dios y partes de la frontera con Puno,

Sin embargo también realiza actividades de transmisión, mediante sus sistemas secundarios y complementarios de transmisión, así como actividades de generación de energía eléctrica en pequeña escala mediante sus pequeñas centrales hidroeléctricas.

Cuenta con alrededor de 15 SETs, las cuales cuentan todavía con sistemas de automatización antiguos, que se han ido modernizando pero solo parcialmente, debido a que su inversión debe ser reconocida por la demanda, para lo cual se debe de incluir en el plan de inversiones en los sistemas complementarios y sistemas secundarios de transmisión, el cual se propone, para ser evaluado y aprobado por Osinergmin, proceso que se realiza cada 4 años. Además cabe resaltar que muchas de estas debido a su antigüedad ya están llegando a cumplir su vida útil y son renovadas de acuerdo a la normativa indicada.

3.2. Justificación

La automatización de subestaciones de potencia es una necesidad básica para optimizar el performance de los sistemas eléctricos; a lo largo de los años se ha ido avanzando conforme la tecnología disponible lo permitía, es así que los fabricantes principalmente, desarrollaban esquemas de automatización propios. Habiéndose alcanzado ya un buen grado de madurez, nace el

Estándar IEC-61850, el cual normaliza los procesos de automatización para el sector de energía.

Dentro de Electro Sur Este S.A.A., se cuenta con subestaciones de potencia antiguas algunas con ya cerca a los 20 años de operación y estando ya por llegar al término de su vida útil los equipos primarios principales a través del proceso denominado Plan de Inversiones de Transmisión (PIT), que aprueba OSINERMGIN, está dándose paso a la renovación integral de varias subestaciones de potencia, por lo que es importante considerar ya dentro de esta renovación la automatización de estas dentro del Estándar IEC-61850 y todos los beneficios que esta aporta. Sistemas de automatización que ya vienen preparados para integrarse con un mínimo esfuerzo a los nuevos desarrollos que se vienen tales como los SMART GRIDS.

3.3. Población y muestra.

3.3.1. Población.

La población del presente informe técnico, lo conforman las 15 SETs bajo se administración de Electro Sur Este S.A.A., que se muestran en la tabla 2

3.3.2. Muestra.

Tal como se ve en la tabla 2, se tiene la predominancia de SETs con nivel de tensión en el primario de 60 kV, por lo tanto se ha tomado como muestra una subestación típica modelo de esas características: “Subestación de Transformación de 60 /22.9/10 kV”.

Tabla 2 - Relación SETs de Electro Sur Este

| Región | Subestación de Transformación (SET) | Nivel de Tensión AT [kV] | Nivel de Tensión MT y BT [kV] | Capacidad del Devanado del Transformador [MVA] | Alimentadores de MT o líneas conectados a la barra MT y BT |
|---------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------|--|--|
| CUSCO | SICUANI | 60 | 10.5 | 7 | SI01, SI02, SI03, SI05 |
| | LLUSCO | 60 | 22.9 | 9 | LL01, LL02, LL03 |
| | URPIPATA | 60 | 10 | 10 | UP01, UP02 |
| | | | 22.9 | 5 | UP04, UP05 |
| | CHAHUARES | 60 | 22.9 | 7 | CH01, CH02, CH03 |
| | SANTA MARIA | 60 | 22.9 | 2.5 | SM01, SM02, SM03 |
| | | | 22.9 | 2 | HU04 |
| | HUARO | 33 | 10.5 | 2 | HU01, HU02, HU03 |
| | OROPESA | 33 | 10.5 | 2.5 | OR01, OR02, OR03 |
| | URUBAMBA | 60 | 10 | 7 | UR05, UR01, UR02 |
| 22.9 | | | 15 | UR04 | |
| PISAC | 60 | 10 | 2 | PI01, PI02, PI05 | |
| | | 22.9 | 7 | PI03, PI04 | |
| APURIMAC | TAMBURCO | 138 | 66 | 15 | L-6003, L-6005 |
| | | | 22.9 | 4 | TA05, TA06, TA07 |
| | | | 13.2 | 12 | TA02, TA03, TA04 |
| | CHACAPUENTE | 66 | 22.9 | 7 | CP01, CP02, CP03 |
| | CHUQUIBAMBLA | 66 | 22.9 | 7 | CQ01, CQ02, CQ03 |
| | ANDAHUAYLAS | 66 | 22.9 | 4 | AN04, AN05, AN06, AN07 |
| 13.2 | | | 7 | AN01, AN02 | |
| MADRE DE DIOS | MAZUCO | 138 | 22.9 | 10 | MZ01, MZ02 |
| | PUERTO MALDONADO | 138 | 22.9 | 15 | PM06, PM07 |
| | | | 10.5 | 25 | PM01, PM02, PM03 |

Fuente: [https://www. http://www.else.com.pe/ArchivosTransparencia/](https://www.http://www.else.com.pe/ArchivosTransparencia/)

3.4. Generalidades para el modelado de un SAS con IEC-61850.

Para implementar un sistema automatizado en una subestación, se requiere una estructura determinada y definida en el proceso de transmisión de datos, ya que los datos transmitidos son la base para que se puedan realizar las diferentes funciones del sistema, para esto el IEC 6185 utiliza modelos definidos siendo uno de estos el ACSI (Abstrac Communication Service Interface), que significa Interface de Servicio de Comunicación Abstracta, que permite desarrollar y utilizar la información independientemente de la marca o manufactura (es decir abierta) de los IEDs, los que estarán en la capacidad de responder en forma idéntica a la información que les llegara o entregaran, ya sea a requerimientos o respuestas de servicios.

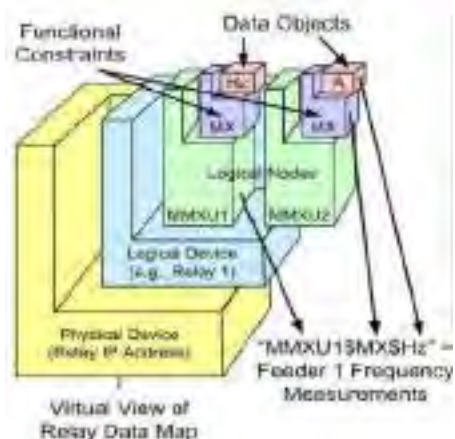
En lo referido a funcionalidades de comunicación, ASCI incluye lo siguiente:

- Configuración y descripción de asociaciones de comunicación.
- Reconocimiento y entendimiento (Navegación) del modelo de datos del dispositivo.
- Lectura y escritura de valores de datos,
- Control y operación los equipos primarios, (Ejemp. interruptores de potencia, cambiadores de tomas, etc.)
- Información sobre cambio de estados y alarmas.

El apartado 61850-7-3, ofrece la manera de realizar modelos abstractos que definen objetos o elementos de datos y sus respectivas acciones que deben desempeñar, estos objetos usan servicios de comunicación para relacionarse mediante el protocolo correspondiente. Este apartado utiliza las CDC (Common Data Classes), que definirán las características funcionales del tipo y estructura, las que se utilizarán para crear los Nodos Lógicos (LN), este LN representará atributos y características funcionales únicas, mediante un modelo de datos. Un conjunto de Nodos Lógicos forman un Dispositivo Lógico, el cual representa los datos, características, atributos, estados y funciones de un dispositivo físico.

En la Figura 1 tenemos el modelo de datos para el estándar IEC 61850.

Figura 9 - Modelo de datos del estándar IEC 61850



Fuente: (International Electrotechnical Commission, 2020)

3.5. Tecnologías fundamentales para el modelado.

Las tecnologías necesarias para desarrollar una arquitectura basada en IEC 61850 van acorde con la evolución tecnológica actual y está profundamente relacionado con las bases del internet; por lo que este estándar es un componente clave del nuevo escenario operativo dentro de los sistemas de energía eléctrica. El modelado se basa en la abstracción funcional del sistema que utiliza las siguientes herramientas tecnológicas:

3.5.1. UML.

Es un lenguaje de modelado usado para la ingeniería y el modelado, en este caso para el modelado de una subestación, este lenguaje que tienen bastante similitud a la forma en la que es presentado el estándar (en clases), ayudando a su comprensión.

Diagramas De Clases

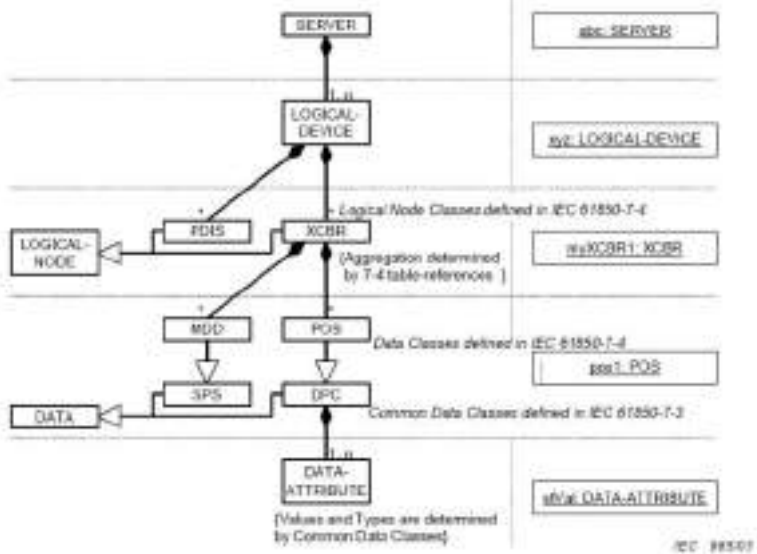
Los diagramas de clases representan las estructuras estáticas de un sistema, incluidas sus clases, atributos, operaciones y objetos. Gráficamente para representar una clase se utilizan recuadros rectangulares divididos en 3 partes, En la división superior está el nombre de la clase, en la división del medio se colocan los atributos de la clase, finalmente la zona inferior contiene los denominados métodos de la clase (operaciones que puede realizar la clase).

Con el uso de líneas y flechas se representan las relaciones entre clases y subclases. Entre las principales relaciones tenemos:

- Asociación.
- Parámetros de relación.
- Agregación.
- Composición.
- Dependencia.

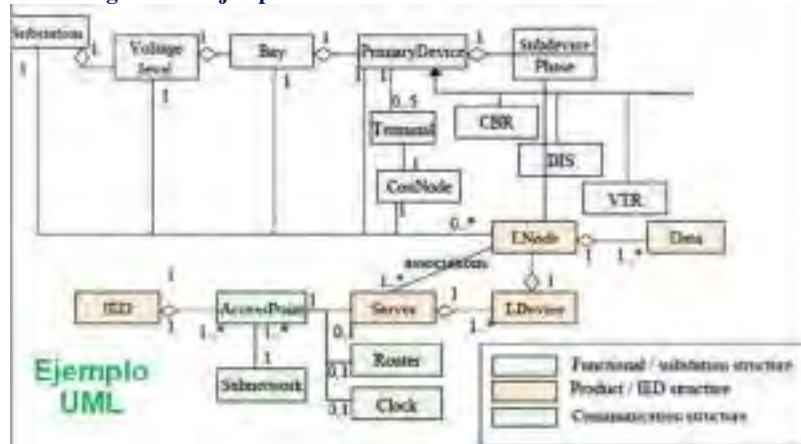
- Generalización.

Figura 10 - Ejemplo 1 de Modelo de Datos Abstractos con UML



Fuente: (International Electrotechnical Commission, 2020)

Figura 11 - Ejemplo 2 de Modelo de Datos Abstractos con UML



Fuente: (International Electrotechnical Commission, 2020)

3.5.2. XML. (eXtensible Markup Language)

Es un lenguaje diseñado para estructurar, almacenar y enviar información, información estructurada de objetos con un formato de presentación de datos, que sirve para intercambiar información entre

sistemas heterogéneos y equipos, facilitando la interoperabilidad, puede generar archivos de texto (ASCII) con la estructura, diseño de datos y los datos.

Características:

- No presenta problemas de seguridad.
- Permite generar archivos de gran tamaño, por lo que no es adecuado para enlaces de banda estrecha.
- Requiere servidores modernos.

3.5.3. IP.

Servicio genérico de comunicación, que es necesario para aplicar el estándar.

La dirección IP es un conjunto de números que identifica, de manera lógica y jerárquica, a una Interfaz en red (elemento de comunicación/conexión) de un dispositivo (computadora, laptop, teléfono inteligente) que utilice el protocolo o (Internet Protocol), que corresponde al nivel de red del modelo TCP/IP. (Wikipedia, 03)

3.5.4. Ethernet.

Capa física de comunicación, que es necesario para aplicar el IEC-61850. Ethernet es un estándar de redes de área local, red compuesta por la unión de varios ordenadores a través de cable, en nuestro caso de IED's, de tal forma que se podría trasvasar información entre ellos sin la necesidad de una conexión externa.

3.6. Principios del modelado.

En el modelado lo que se pretende es identificar primero los equipos primarios que se tienen en una Subestación, para nuestro caso, y la forma en que estos equipos primarios (interruptores de potencia, seccionadores,

transformadores de medida, transformador de potencia, etc...) van a interactuar con los dispositivos secundarios (IED's), en bases a sus funciones dentro de la SET, para así representarlos virtualmente y poder tener su perdurabilidad en el tiempo, es en esta etapa que se utiliza la abstracción, para lo cual se utiliza la parte 7 del estándar (IEC-61850-7), para esto se realizara la creación de clases descritas anteriormente.

Para iniciar con el modelado, tenemos primero que realizar la abstracción del equipamiento, dispositivos, etc. conformante del sistema a modelar, mediante la abstracción se expresan las características esenciales y relevantes al sistema al que pertenece, de un objeto.

Por ejemplo en una subestación de potencia, se contaría con los siguientes equipos:

Figura 12 - Ejemplo de Equipos primarios a modelar



Fuente: elaboración propia

3.6.1. Orientación a Objetos.

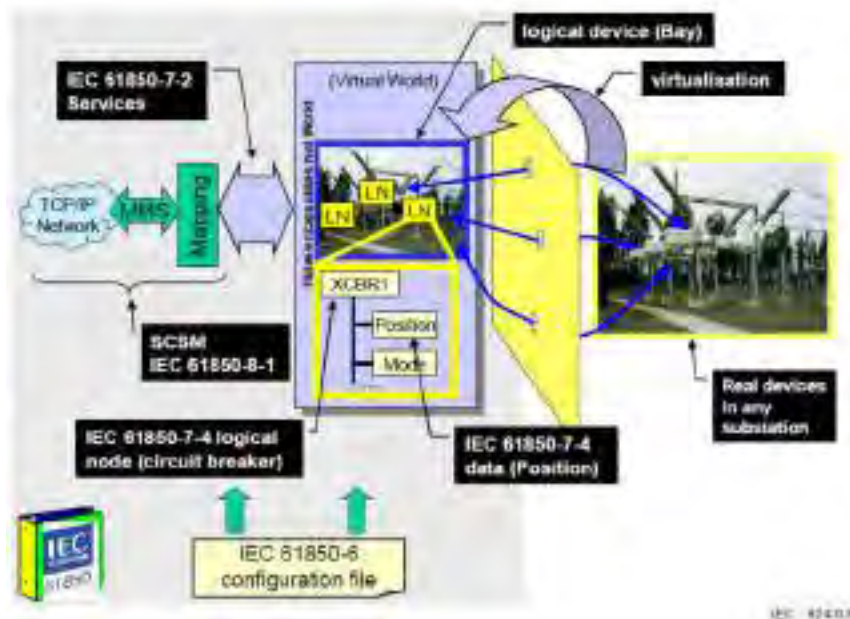
Se entiende un objeto como una entidad definida mediante sus propiedades, características y funcionalidades, que conforma parte del sistema que queremos modelar. La orientación a objetos como ya se

dijo, operativamente, se basa en la creación de clases para representar todo aquello que queremos modelar, es decir **una clase** es una plantilla para la creación de un objeto con determinadas características, dentro de este modelado **un objeto** viene a ser la realización de la clase, una instancia que ya puede almacenar estados, mediante **atributos**, que vienen a ser características del objeto, donde las características específicas del objeto son **los valores**.

3.6.2. Representación del sistema eléctrico en 61850.

Para realizar el modelado mediante el estándar IEC 61850, se inicia mediante la virtualización de los equipos eléctricos.

Figura 13 - Enfoque conceptual del modelado



Fuente: (International Electrotechnical Commission, 2020)

Para virtualizar los equipos se realizará principalmente en base a las funciones realizadas por un sistema de automatización, el estándar indica que una función no necesariamente estará contenida en un dispositivo físico sino que puede estar distribuida en 2 o más

dispositivos, denominando a esta “función distribuida”; en tal sentido se tomará los siguientes 3 aspectos fundamentales: descomposición funcional, el flujo de datos y el modelamiento de la información.

La descomposición funcional, nos permitirá entender las relaciones lógicas entre los componentes de una función distribuida y se representará mediante los **NODOS LOGICOS (LN)**, mediante los cuales se describen las funciones, subfunciones y las interfaces funcionales, donde aparecerá el concepto de **DISPOSITIVOS LOGICOS (LD)** que vienen a ser la agrupación de nodos lógicos.

El flujo de datos, se usará para entender las interfaces de comunicación que deben soportar el intercambio de información entre los componentes funcionales distribuidos y los requerimientos de performance funcionales.

El modelamiento de información, se utilizará para definir las sintaxis abstractas y semántica de la información intercambiada y es presentada mediante las clases de objetos de datos y tipos, atributos, métodos de objetos abstractos (servicios) y sus relaciones, para lo cual es estándar utiliza los **DATA OBJETS, DATA ATTRIBUTES, SERVICES** y los **COMOM DATA CLASSES**.

Figura 14 - Descomposición funcional y jerárquica de un dispositivo



Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

En la Figura anterior podemos ver la estructura funcional y jerárquica según el estándar, se puede apreciar que tiene una relación de agregación, en la siguiente Figura podemos apreciar lo indicado anteriormente, respecto a las funciones distribuidas

Figura 15 - Ejemplo del funciones distribuidas

| Logical Nodes | Functions | | | Physical Devices |
|---------------|---------------------------|---------------------|------------------------|------------------|
| | Synchronised CB switching | Distance protection | Overcurrent protection | |
| HMI | X | X | X | 1 |
| Sy. Switch. | X | | | 2 |
| Dist. Prot. | | X | | 3 |
| O/C Prot. | | | X | 4 |
| Breaker | X | X | X | 5 |
| Bay CT | | X | X | 6 |
| Bay VT | X | X | | 7 |
| BB VT | X | | | |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Dentro de todo este modelamiento, cabe resaltar que se llega a tener a los nodos lógicos como una de los componentes más importantes en el desarrollo de una arquitectura basada en el IEC 861850.

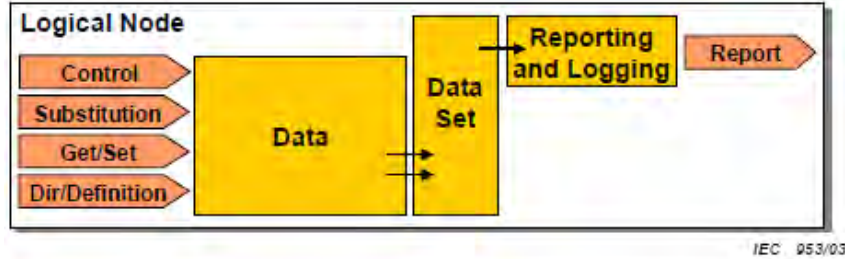
3.6.2.1. Nodos Lógicos.

Un nodo lógico es la parte más pequeña de una función que intercambia datos. Un nodo lógico es un objeto definido por sus datos y métodos.

Para propósito de la estandarización se tiene el concepto de “clase de nodo lógico”, que viene a ser la agregación de: datos, colección de datos, controles de informes, controles de registros, registros, GOOSE y sampled values medidos. Las clases de nodos lógicos representan las funciones típicas de un sistema de subestación. Los nodos lógicos tienen la capacidad de intercambiar información con otros nodos lógicos por medio de

conexiones lógicas las cuales emplean servicios de comunicación estandarizadas.

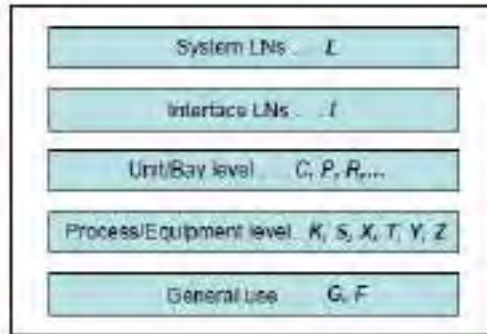
Tabla 3 - Bloques básicos constructivos de un Dispositivo lógico



Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

La parte IEC 61850-7-4 se encarga de definir la lista de nodos lógicos contemplados por el estándar, y de ser necesario indica la forma de agregar nuevos, que no estén contemplados es esta; estos están clasificados según la siguiente figura.

Figura 16 - Visión general de las clases de Nodos Lógicos



Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

En la siguiente tabla se aprecia el detalle de cada grupo de nodo lógico:

Tabla 4 - Lista de grupos de Nodos Lógicos

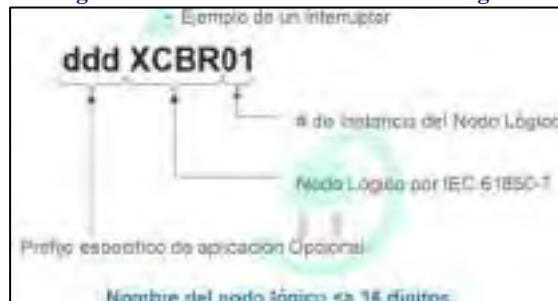
| Group indicator | Logical node groups |
|-----------------|---|
| A | Automatic control |
| B | Reserved |
| C | Supervisory control |
| D | Distributed energy resources |
| E | Reserved |
| F | Functional blocks |
| G | General function references |
| H | Hydro power |
| I | Interfacing and archiving |
| J | Reserved |
| KA | Mechanical and non-electrical primary equipment |
| L | System logical nodes |
| M | Metering and measurement |
| N | Reserved |
| O | Reserved |
| P | Protection functions |
| Q | Power quality event detection related |
| R | Protection related functions |
| SD | Supervision and archiving |
| TD | Instrument transformers and sensors |
| U | Reserved |
| V | Reserved |
| W | Wind power |
| XA | Switchgear |
| XA | Power transformer and related functions |
| Z ^A | Farther (power system) equipment |

⁷ LNs of this group exist in dedicated IEDs if a process but is used. Without a process bus. LNs of this group are the IEDs in the hardware IED one level higher (for example in a bay unit) representing the external device by its inputs and outputs (process image).

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

La nomenclatura de un nodo lógico es tal como se muestra en la Figura siguiente, con una longitud máxima de 16 caracteres:

Figura 17 - Nomenclatura de un Nodo Lógico



Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

A continuación mostraremos una lista de nodos lógicos aplicados más comúnmente en subestaciones.

Tabla 5 - Nodos lógicos del Sistema LXXX

| Name | Description |
|------|--|
| LPND | Physical Device |
| LLNO | Common Logical Node MANDATORY |
| LCCH | Physical Communications Channel Supervisor |
| LGOS | GOOSE Subscription |
| LTIM | Time Management |
| LTMS | Time Master Supervision |
| LTRK | Service Tracking |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 6 - Nodos lógicos de Control Automático AXXX

| Name | Description |
|------|----------------------------------|
| ANCR | Neutral Current Regulator |
| ARCO | Reactive Power Control |
| ARIS | Resistor Control |
| ATCC | Automatic Tap Changer Controller |
| AVCO | Voltage Control |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 7 - Nodos lógicos de Control de Supervisión CXXX

| Name | Description |
|------|----------------------------|
| CALH | Alarm Handling |
| CCGR | Coupling Group Control |
| CILO | Interlocking |
| CPOW | Position/Warning switching |
| CSWI | Switch Controller |
| CSYN | Synchronizer Controller |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 8 - Nodos lógicos de Mediciones y Medidas MXXX

| Name | Description |
|------|---|
| MDIF | Differential measurements |
| MHAI | Harmonics or interharmonics |
| MHAN | Non phase related harmonics or interharmonics |
| MMTR | Metering |
| MMKN | Non phase related measurements |
| MMXU | Measurements |
| MSQI | Sequence and Imbalance |
| MSTA | Metering Statistics |
| MENV | Environmental Information |
| MFLK | Flicker Measurement |
| MHYD | Hydrological information |
| MMDS | DC Measurement |
| MMET | Metological Information |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 9 - Nodos lógicos de Protección PXXX

| Name | Description |
|------|--------------------------------------|
| PDIF | Differential |
| PDIR | Direction |
| PDIS | Distance |
| PDOP | Directional overpower |
| PDUP | Directional underpower |
| PFRC | Rate of change of frequency |
| PHAR | Harmonic restraint |
| PHZ | Ground detector |
| PIOC | Instantaneous overcurrent |
| PMRI | Motor restart inhibition |
| PMSS | Motor starting time supervision |
| POPF | Over power factor |
| PPAM | Phase angle measuring |
| PSCH | Protection scheme |
| PSDE | Sensitive directional earth fault |
| PTEF | Transient earth fault |
| PTOC | Time over current |
| PTOF | Over frequency |
| PTOV | Over voltage |
| PTRC | Protection trip conditioning |
| PTTR | Thermal overload |
| PTUC | Under current |
| PTUV | Under voltage |
| PVOC | Voltage controlled time over current |
| PVPH | Volts per Hz |
| PZSU | Zero speed or under speed |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 10 - Nodos lógicos Relacionados con protecciones RXXX

| Name | Description |
|------|---------------------------------------|
| RDRF | Disturbance recorder function |
| RADR | Disturbance recorder channel analogue |
| RBDR | Disturbance recorder channel binary |
| RDRS | Disturbance record handling |
| RBRF | Breaker failure |
| RDIR | Directional element |
| RFLO | Fault locate |
| RPSB | Power swing detector/blocking |
| RREC | Auto reclosing |
| RSYN | Synchronism check or synchronising |
| RMXU | Differential Measurements |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 11 - Nodos lógicos de Calidad de Energía QXXX

| Name | Description |
|------|-----------------------------|
| QFVR | Frequency Variation |
| QITR | Current Transient |
| QIUB | Current Unbalance Variation |
| QVTR | Voltage Transient |
| QVUB | Voltage Unbalance Variation |
| QVVR | Voltage Variation |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 12 - Nodos lógicos de Sensores y Monitores SXXX

| Name | Description |
|------|---|
| SARC | Monitoring and diagnostics for arcs |
| SIMG | Insulation medium supervision |
| SIML | Insulation medium supervision (liquid) |
| SPDC | Monitoring and diag. for partial discharges |
| SCBR | Circuit Breaker Supervision |
| SLTC | Tap Changer Supervision |
| SOPM | Supervision of Operating Mechanism |
| SPTR | Power Transformer Supervision |
| SSWI | Circuit Switch Supervision |
| STMP | Temperature Supervision |
| SVBR | Vibration Supervision |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 13 - Nodos lógicos de Transformadores de Instrumentación TXXX

| Name | Description |
|------|---------------------|
| TCTR | Current Transformer |
| TVTR | Voltage transformer |
| TANG | Angle |
| TAXD | Axial Displacement |
| TDST | Distance |
| TFLW | Liquid Flow |
| TFRQ | Frequency |
| TGSN | Generic Sensor |
| THUM | Humidity |
| TLVL | LMedia Level |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 14 - Nodos lógicos de Swichgear XXXX

| Name | Description |
|------|-----------------|
| XCBR | Circuit Breaker |
| XSWI | Circuit-Switch |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 15 - Nodos lógicos de Transformadores XXXX

| Name | Description |
|------|------------------------|
| YEFN | Earth fault restrainer |
| YLTC | Tap-changer |
| YPSH | Power shunt |
| YPTR | Power transformer |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Tabla 16 - Nodos lógicos de otros equipos de potencia ZXXX

| Name | Description |
|------|--|
| ZAZN | Auxiliary contacts |
| ZBAT | Battery |
| ZBTR | Bushing |
| ZCAP | Power cables |
| ZCAP | Capacitor bank |
| ZCON | Converter |
| ZGEN | Generator |
| ZGIL | Gas insulated line |
| ZLNB | Power overhead line |
| ZMOT | Motor |
| ZREA | Reactor |
| ZRWC | Rotating reactive compensator |
| ZSAR | Surge arrester |
| ZTCA | Thyristor controlled Power supply system |
| ZTCR | Thyristor controlled reactor compensator |
| ZRES | Resistor |
| ZSCR | Semiconductor Controlled Rectifier |
| ZSNC | Synchronous Machine |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

3.6.2.2. Objeto de Dato (Data Object).

Parte a un nodo lógico que representa información específica y estructurada, por ejemplo un estado o una medición. Desde un punto de vista “orientado a objetos” sería la instancia de una “clase de dato”.

3.6.2.3. Atributivo de Dato (Data Attribute).

Define el nombre (semántica), formato, rango de posibles valores, y representación de estos valores cuando son comunicados.

Figura 18 - Ejemplo del LN que representa a un interruptor (XCBR)

| Object Name | Data Type | Description | Mandatory/Optional/Conditional |
|---------------|-----------|----------------------------------|--------------------------------|
| name | SPC | Logical Name of the Asset | M |
| description | SPC | Logical Description of the Asset | C |
| operatingTime | SPC | Operating Time of the Asset | M |
| status | SPC | Status of the Asset | M |
| operatingTime | SPC | Operating Time of the Asset | M |
| name | SPC | Logical Name of the Asset | M |
| description | SPC | Logical Description of the Asset | C |
| operatingTime | SPC | Operating Time of the Asset | M |
| status | SPC | Status of the Asset | M |
| operatingTime | SPC | Operating Time of the Asset | M |
| name | SPC | Logical Name of the Asset | M |
| description | SPC | Logical Description of the Asset | C |
| operatingTime | SPC | Operating Time of the Asset | M |
| status | SPC | Status of the Asset | M |
| operatingTime | SPC | Operating Time of the Asset | M |

Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

3.6.2.4. Clases de datos comunes (Common data class - CDC).

Son las definiciones de las estructura de los tipos comunes de datos que se utilizan para describir los objetos de datos. Las clases de datos comunes son objetos complejos construidos sobre tipos básicos simples predefinidos denominados tipos comunes

Tabla 17 - Restricciones Funcionales

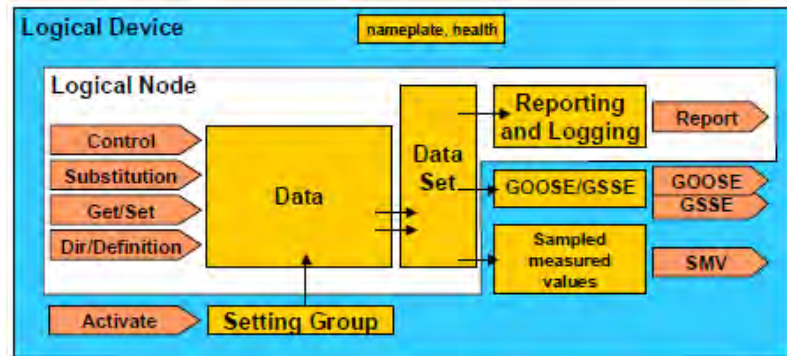
| Functional constraints (FC) | | | |
|-----------------------------|--|---|--|
| | Semantic | Services allowed | Initial values / storage / explanation |
| ST | Status information | DataAttribute shall represent a status information whose value may be read, substituted, reported, and logged but shall not be written | Initial value of the DataAttribute shall be taken from the process |
| NR | Measured (analogic values) | DataAttribute shall represent a measured information whose value may be read, substituted, reported, and logged but shall not be written | Initial value of the DataAttribute shall be taken from the process |
| CD | Control | DataAttribute shall represent a control information whose value may be operated (control mode) and read | NA |
| SP | Setpoint | DataAttribute shall represent a set point information whose value may be controlled (control mode) and read. Values controlled shall become effective immediately | Initial value of the DataAttribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| SV | Substitution | DataAttribute shall represent a substitution information whose value may be written to substitute the value attribute and read | If the value of the DataAttribute is volatile then the initial value shall be FALSE, else the value should be as set or configured |
| CF | Configuration | DataAttribute shall represent a configuration information whose value may be written and read. Values written may become effective immediately or deferred by reasons outside the scope of the standard | Initial value of the DataAttribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| DC | Description | DataAttribute shall represent a description information whose value may be written and read | Initial value of the DataAttribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| SG | Setting group | Logical device that implements the SGCB class maintain multiple grouped values of all instances of DataAttributes with functional constraint SG. Each group contains one value for each DataAttribute with functional constraint SG which shall be the current active value (for details see 13). Values the of DataAttributes with FC=SG shall not be writable | Initial value of the DataAttribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| SE | Setting group volatile | DataAttribute which can be edited by SGCB devices | Value of the DataAttribute shall be as available after Selection0000 service has been processed |
| EK | Extended definition | DataAttribute shall represent an extension information providing a reference to a namespace. Extensions are used in conjunction with extended definitions of LNs, DATA, and DataAttributes in 6.1050-7.3 and IEC 61850-7-4. Values the of DataAttributes with FC=EK shall not be writable | Value of the DataAttribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| RR | Reported report ⁴ | Attribute shall represent a report control information of a RNCB whose value may be written and read | Initial value of the Attribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| RP | Unreported report ⁵ | Attribute shall represent a report control information of a UNCB whose value may be written and read | Initial value of the Attribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| LG | Logging ⁶ | Attribute shall represent a log control information of a LCB whose value may be written and read | Initial value of the Attribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| GC | Goose control ⁷ | Attribute shall represent a goose control information of a GNCB whose value may be written and read | Initial value of the Attribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| GS | Goose control ⁸ | Attribute shall represent a goose control information of a GSCB whose value may be written and read | Initial value of the Attribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| MS | Measured sampled value control ⁹ | Attribute shall represent a sampled value control information of a MSVCB whose value may be written and read | Initial value of the Attribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| US | Unmeasured sampled value control ¹⁰ | Attribute shall represent a sampled value control information of an instance of a UNVCB whose value may be written and read | Initial value of the Attribute shall be as configured; value shall be non-volatile |
| XC | Representing all DataAttributes as a service parameter | Shall represent all DataAttributes of a DATA (of any FC) to be accessed, for example, to be written and read. The FC value GC shall only be used in the functionally constrained data (FCD); DC shall not be used as FC value in a DataAttribute | DC shall be used as a wildcard in FC only |

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

3.6.2.6. Dispositivo Lógico (Logical Device – LD).

Dispositivo virtual es principalmente una composición de nodos lógicos y servicios adicionales relacionados (por ejemplo GOOSE, sampled values, grupos de configuración), para propósitos de comunicación, además estos contienen listas convenientes de información frecuentemente accedidas o referidas tales como los Data Sets.

Figura 20 - Bloques constructivos de un dispositivo logico



IEC 950/03

Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

La agrupación de nodos lógicos en dispositivos lógicos, se basa en las características comunes de los nodos lógicos, por ejemplo el atributo de modo en todos los nodos lógicos son normalmente habilitados o deshabilitados, puestos en modo de prueba juntos.

Adicionalmente los dispositivos lógicos habilitan la construcción de Gateway (proxies) de tal forma que los dispositivos lógicos son transparentes, desde un punto de vista funcional. Cada dispositivo lógico puede identificarse independientemente de su ubicación.

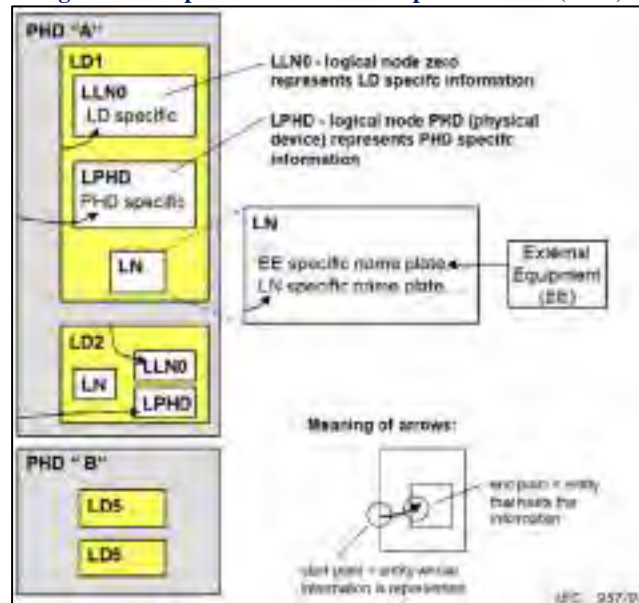
Un dispositivo lógico reside dentro de un dispositivo físico, por lo tanto también proveen información acerca del dispositivo

físico del cual es parte (datos como placa de datos y salud/estado) o acerca de los equipos externos que son controlados por el dispositivo lógico (datos como placa de datos y salud/estado del equipo externo).

3.6.2.7. Dispositivo Físico (Physical Device – PHD).

Es el equivalente a un dispositivo electrónico inteligente (IED) y que es usado dentro del contexto del estándar, y que también a través de sus funciones y nodos lógicos, representan el resto de equipamiento eléctrico.

Figura 21 - Representación de un dispositivo físico (PHD)



Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

En la Figura anterior podemos apreciar que el dispositivo lógico **LD1** que contiene tres nodos lógicos, el **LLNO**, que tiene datos comunes descriptivos del dispositivo lógico y el **LPHD**, que tiene datos comunes descriptivos del dispositivo físico **PHD "A"** que aloja al dispositivo lógico **LD1**, estos **LLNO** y **LPHD** están siempre presentes en cualquier dispositivo lógico. En el lado

derecho, la representación de por ejemplo la placa de datos de algunos equipos primarios son definidos como nodos lógicos que representan equipos primarios.

Un dispositivo físico (IED) normalmente aloja:

Los Nodos Lógicos y Datos que representan las funciones de aplicación real y su información asociada que es visible en la red de comunicación.

Información acerca de los dispositivos físicos: es decir información representativa acerca del mismo y de ser el caso de equipamiento eléctrico primario conectado a este (representados mediante nodos lógicos los que son definidos en la parte IEC 61850-7-4.

3.6.3. Arquitectura de Comunicación.

Para los servicios de comunicación podemos referirnos en las siguientes partes del estándar.

- IEC 61850-5: Requerimientos de Comunicación
- IEC 61850-7-2: Abstract Communication Service Interface (ACSI)
- IEC 61850-8-1: Especifica implementación de servicios ACSI servicios sobre Ethernet y MMS
- IEC 61850-9-2 Define la implementación específica de los servicios de Sampled Values sobre Ethernet
- Objetivo: Servicios de comunicación independientes de la implementación
- Implementaciones específicas en función de los dominios

Tal como se vio en los acápite anteriores el modelado del sistema de automatización (SAS) se realiza en base a las funciones que este realiza, las cuales son tareas realizadas en la subestación, estas funciones son las de control, monitoreo y protección del equipamiento de la subestaciones y sus alimentadores. Adicionalmente se debe tomar en cuenta las funciones de mantenimiento, es decir configuración del sistema, administración de las comunicaciones o administración del software. Para lo cual se han definido tres niveles (nivel de estación, nivel de bahía y nivel de proceso), donde se alojan lógicamente estas funciones, donde a su vez se requieren interfaces lógicas para su comunicación entre sus componentes

a) Funciones de Nivel de proceso (Process Level functions).

Se denomina así al nivel donde se encuentra el equipamiento primario en patio, podría ser equivalente al nivel de control denominad Nivel 0 donde una subestación convencional usa cableado de cobre desde los equipos de patio hasta los IEDs en sala de control; sin embargo en la actualidad existen los denominado equipos Merging Units, para este nivel de proceso, estos dispositivos aglomeran, por medio de cableado de cobre, todas las señales de los equipos primarios de patio, tanto digitales como análogas, para luego transmitir las o comunicarlas en forma digital al nivel de bahía

Las 2 formas de transmisión descritas en el párrafo anterior se realizan por medio de las interfaces 4 y 5 descritas en el siguiente acápite. Sin embargo el cableado de cobre hasta los IEDs está fuera del estándar IEC 61850.

b) Funciones de Nivel de Bahía (Bay Level functions).

Estas son funciones que usan principalmente datos de una bahía y actúan principalmente en el equipo primario de una bahía, este nivel es equivalente al nivel de control 1. Estas funciones se comunican mediante la interfaz 3 dentro del nivel de bahía y mediante las interfaces 4 y 5 con el nivel de proceso.

c) Funciones de Nivel de estación (Station Level functions).

Existen 2 clases de funciones de nivel de estación:

1. *Funciones de nivel de estación relacionadas con procesos*, que son funciones que usan datos de más de una bahía o de la subestación completa actúan sobre el equipamiento primario de más de una bahía o de las subestación completa, estas funciones se comunican principalmente mediante la interface lógica 8.
2. *Funciones de nivel de estación relacionadas con la interfaz*, son funciones que representan la interfaz del SAS al HMI operador local, al centro de control remoto TCI (interfaz de telecontrol) vía la interfaz lógica 10, o con la estación de ingeniería para monitoreo y mantenimiento TMI (Interfaz de tele monitoreo) vía la interfaz lógica 7. Estas funciones se comunican por medio de las interfaces lógicas 1 y 6 con el nivel de bahía.

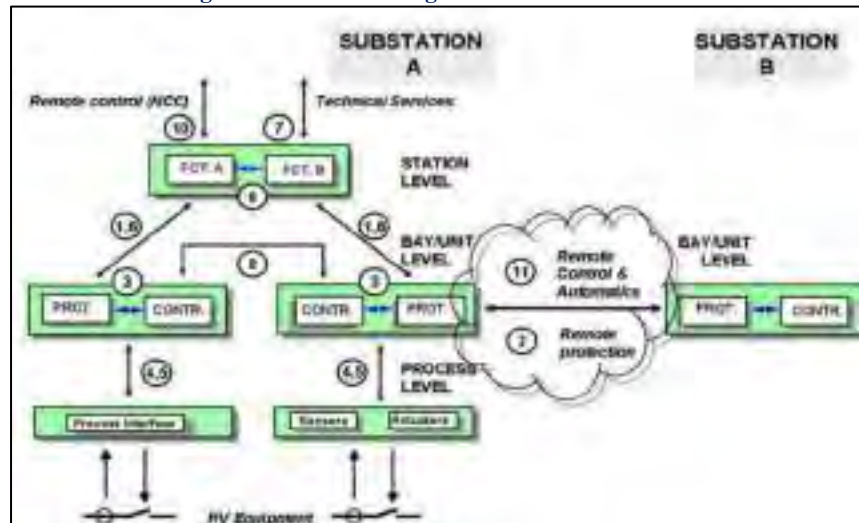
3.6.3.1. Interfaces.

El estándar contempla las siguientes interfaces de comunicación, interfaz para el intercambio de:

1. Datos relacionados al sistema de protección entre el nivel de bahía y el nivel estación.
2. Datos relacionados al sistema de protección entre el nivel de bahía y sistema de protección remota.

3. Datos internos al nivel de bahía.
4. Datos analógicos (como mediciones) entre los niveles de proceso y de bahía.

Figura 22 - Interfaces lógicas en una subestación



Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

5. Datos relacionados al sistema de control entre los niveles de proceso y de bahía.
6. Datos relacionados al sistema de control entre los niveles de bahía y de estación.
7. Datos entre los niveles de subestación y centro de control (ó la estación remota de ingeniería).
8. Datos directamente entre bahías, principalmente para interbloqueos u otras funciones rápidas.
9. Datos internos al nivel de estación.
10. Datos relacionados al sistema de control entre centros de control remoto y la subestación.
11. Datos relacionados al sistema de control entre subestaciones (pueden ser automatismos entre

subestaciones, algunos interbloques dadas ciertas condiciones, comunicación de ciertos estados requeridos para determinada operación, etc..).

No todas las interfaces son necesarias:

Los números de interfaz permiten fácilmente apreciar dos LAN.

A menudo, las interfaces 1, 6, 3, 9, 8 se combinan con los niveles de Bahía y Estación.

Las interfaces 4 y 5 se combinan el nivel de proceso y el nivel de bahía.

La interfaz 7 está dedicada a la comunicación externa con un centro de monitoreo remoto.

De acuerdo con la asignación de funciones, los tipos de mensajes se basan en los requisitos de rendimiento de la comunicación.

3.6.3.2. Funciones de las comunicaciones.

Diferentes categorías de funciones se han identificado, algunas de estas no pertenezcan solo a una categoría dada, este ordenamiento es solo una convención

- Soporte del sistema:
 - Gestión de red (Incluye únicamente LNs).
 - Sincronización de tiempo.
 - Self cheking LNs.
- Configuración y mantenimiento del sistema:
 - Identificación LN.
 - Gestión de SW.
 - Gestión de configuración.
 - Modo test
- Control y operación:
 - Identificación y control de acceso al SAS.

- Comando e indicaciones.
- Conmutación de ajustes.
- Gestión de alarmas.
- Gestión de eventos.
- Adquisición de datos.
- Registro de disturbios.
- Registro cronológico.
- Procesos automáticos:
 - Protecciones.
 - Automatismos locales.
 - Medición.
- Soporte de automatismos distribuidos:
 - Enclavamientos.
 - Verificación de sincronismo.
- Automatismos distribuidos:
 - Protección falla interruptor.
 - Control de reactiva.
 - Separación y reposición de cargas.
 - Regulación de transformadores.
 - Secuencia de conmutación.

3.6.3.3. Requerimientos de las comunicaciones.

El objetivo del estándar IEC 61850 es proveer la interoperabilidad entre IEDs de diferentes fabricantes o más precisamente, de las funciones realizadas en una subestación, funciones que están alojadas en los dispositivos físicos de diferentes fabricantes, hay que tener cuidado de no confundir este objetivo con la “intercambiabilidad”, propiedad que no está

contemplada dentro del estándar. La interoperabilidad contempla:

- a) Los dispositivos deben de estar conectados a un bus común y mediante un protocolo común (sintaxis).
- b) Los dispositivos deben entender la información provista por otros dispositivos (semánticas).
- c) Los dispositivos deben realizar juntos una función común o conjunta, de ser el caso (funciones distribuidas).

Para este objetivo de interoperabilidad, se deben cumplir algunos requerimientos estáticos y dinámicos:

3.6.3.3.1. Requisitos estáticos de diseño.

- a) Las comunicaciones debe de soportar la libre ubicación de las funciones, que no debe de depender de los dispositivos, sin embargo esto no significa que todos los dispositivos deben de soportar todas las funciones.
- b) Las funciones y el comportamiento de las comunicaciones del SAS deben poder describirse independientemente de los dispositivos físicos.
- c) Las funciones deben de describirse solo tan lejos como sea necesario para poder identificar la información que será intercambiada.
- d) La interacción de las funciones distribuidas que son independientes del dispositivo, deben ser descritas por las interfaces lógicas en medio. Estas interfaces logias deben ser libremente alojadas en interfaces físicas ó LANs para su implementación.

- e) Se deben tener apertura para requerimientos de comunicación que puedan surgir por la implementación de futuras funciones.

3.6.3.3.2. Requisitos de interacción dinámica.

- a) Se debe prever futuras extensiones funcionales del SAS.
- b) Los datos de la información transferida deben de contener todos los atributos relacionados (PiCOMs).
- c) La data intercambiada deben llevar todos los atributos para evitar un entendimiento ambiguo por el receptor.
- d) El tiempo aceptable para el intercambio de un tipo de dato, debe ser definido y garantizado en cualquier situación (tiempo de transferencia, capacidad del tipo y tañamos del dato).

3.6.3.3.3. Requisitos de comportamiento de respuesta.

La reacción de la aplicación en el nodo receptor también debe de considerarse para la interoperabilidad.

- a) La reacción del nodo receptor debe de encajar dentro de todo el requerimiento general de la función distribuida a ejecutarse.
- b) El comportamiento básico de las funciones en caso se degraden, es decir por ejemplo en caso de mensajes erróneos, perdida de datos por interrupciones de las comunicaciones, limitación de recursos, datos fuera de rango, etc.. deben de especificarse. Este es importante en caso de que una tarea no pueda cerrarse exitosamente, por ejemplo si el nodo remoto no responde o reacciona de una manera correcta.

3.6.3.4. PICOM.

Es el término que se usa para describir la información intercambiada entre los nodos lógicos. Los PICOM contiene la semántica del contenido de la información necesitada por una determinada función para que este pueda saber de qué se trata; así como el tipo, es decir si se trata de un valor análogo o binario o es un conjunto de datos.

También debe contener la clase de performance, que significa el tiempo permisible de transmisión. Además de la conexión lógica, es decir el nodo lógico fuente (que envía) y el nodo lógico destino.

3.6.3.4.1. Atributos de un PICOM para cualquier mensaje.

- Valor:** Valor de la información.
- Nombre:** Par identificar el dato.
- Fuente:** el LN de donde bien la señal.
- Destino:** el LN a dónde va la señal.
- Etiqueta de tiempo:** Tiempo absoluto para determinar la antigüedad del dato.
- Prioridad de trans.:** a ser usado en caso de:
- Colas de entradas.
 - Si son de entrada y salida (Intermediarios) para determinar el orden de retransmisión.
- Requisitos de tpo.:** Tiempo total de transmisión, para ver la validez con ayuda de la etiqueta del tiempo

3.6.3.4.2. Atributos de un PICOM al momento de la configuración.

- Valor:** Valor de la información.
- Nombre:** Par identificar el dato.
- Exactitud:** Clases o valores.

Tag Info.: Si tendrá etiqueta de tiempo o no.

Tipo: Análogo, binario, archivo, etc...

Categoría: Alarma, evento, estado, comando, etc...

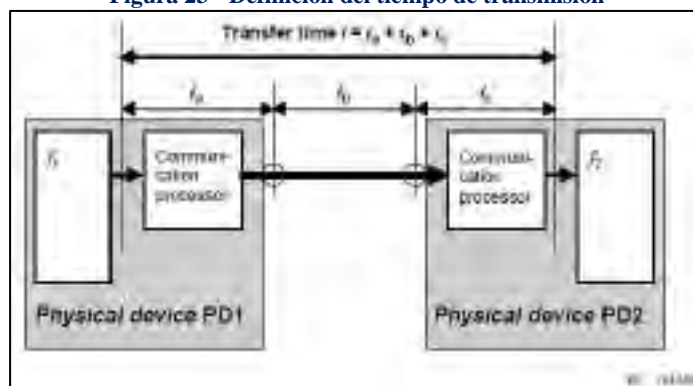
Importancia: Alta, normal, baja.

Integridad de dato: La importancia de la información transmitida para chequeos y retransmisión.

3.6.3.5. Requisitos del performance del mensaje.

En este caso debemos definir el tiempo de transferencia, es decir para que suceda la transmisión completa del mensaje incluyendo los tiempos necesarios de manipulación en ambos extremos. El tiempo cuenta desde el momento en que el LN que envía pone el dato a transmitirse en la parte superior de la pila de transmisión hasta el momento en que el LN receptor extrae la data de su pila de transmisión, tal como se aprecia en la siguiente Figura.

Figura 23 - Definición del tiempo de transmisión



Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Existen 3 clases de eventos diferentes, que necesitan procedimientos particulares de asignación de tiempo:

- Si un evento es definido como el resultado de un cálculo computacional (interno o evento calculado), el etiquetado

del tiempo debe ser inmediatamente dentro del tiempo de resolución del reloj. No es necesario un tratamiento especial.

- **Si un evento es definido por el cambio de una entrada binaria**, el retardo del proceso de rebote del contacto de entrada debe de ser considerado. El tiempo del evento debe ser localmente corregido.
- **Si el evento es definido por el cambio de una entrada análoga**, el retardo del proceso de filtrado del circuito de entrada debe de ser considerado. El tiempo del evento debe ser localmente corregido.

3.6.3.5.1. El uso de CLASES de DESEMPEÑO.

Para los diferentes requerimientos de las subestaciones, algunos tipos de mensajes son divididos en por clases de desempeño, por lo tanto existen 2 grupos independientes de grupos de desempeño, uno para control y protección, otro para medición y aplicaciones de calidad de energía, las cuales son de acuerdo a sus funcionalidades u no dependen del tamaño de la subestación.

Dentro de una subestación, no todos los enlaces de comunicación necesariamente deben de soportar la misma clase de performance. Las comunicaciones del nivel de estación y las comunicaciones del nivel de procesos serán seleccionadas independientemente unas de las otras; además dentro del nivel de proceso las clases de desempeño pueden ser diferentes entre bahías, dependiendo del número y la clasificación del equipamiento localizado en cada una.

Tabla 18 - Clases de Desempeño para Control y Protección

| Tipo de Dato | Clases de desempeño | Función | Tiempo de transmisión (ms) Definido por el tiempo de disparo |
|--------------|---------------------|---|--|
| V I | P1 | Bahías de distribución o bahías con bajos requerimientos. | 10.0 |
| V I | P2 | Bahías de transmisión o si no es especificado por el cliente | 3.0 |
| V I | P3 | Bahías de transmisión con características de alta sincronización y para interruptores diferenciales | 3.0 |

Fuente: *Elaboración propia con datos de* (International Electrotechnical Commission, 2020)

| Tipo de Dato | Clases de desempeño | Clases de exactitud y armónicos |
|--------------|---------------------|--|
| V I | M1 | Medición de facturación, con exactitud de clase 0.5 y 0.2 y hasta el 5to armónico. |
| V I | M2 | Medición de facturación, con exactitud de clase 0.2 y 0.1 y hasta el 13avo armónico. |
| V I | M3 | Para medición de calidad y hasta por encima del 40avo armónico. |

Tabla 19 - Clases de Desempeño para Medición y calidad de energía

Fuente: *Elaboración propia con datos de* (International Electrotechnical Commission, 2020)

En la siguiente tabla podemos ver un resumen de los tipos de mensaje y los tiempos requeridos en cada caso.

Tabla 20 - Resumen tipos de mensaje y tiempos de transferencia

| APLICACIÓN | TIPO DE MENSAJE | TIEMPO DE TRANSFERENCIA | INTERFAZ LÓGICO |
|---|------------------------------------|--------------------------------|-----------------|
| Disparo, Bloqueo | Tipo 1 - Rápido (Tipo 1A- Disparo) | 3-10 ms | 3-5-8 |
| Cierre, desbloqueo, Recierre | Tipo 1 - Rápido (Tipo 1B- Cierre) | 20-100 ms | 3-5-8 |
| Estado, Trippeo, Start/Stop | Tipo 2 - Medio | 100 ms | 1-3-8 |
| Eventos, Ajustes, Funciones de control | Tipo 3 - Lento | > 500 ms | Todos |
| Transductores y Datos digitales | Tipo 4 - 'Raw Data' | 3-10 ms | 4-8 |
| Transferencia de archivos (Datos oscilografías) | Tipo 5 - Transf. File | > 1000 ms | Todos |
| Sincronización (Eventos/Muestras) | Tipo 6 - Sincronización | + 0.1 a + 1ms + 0.1 a + 1ms | 4-8 |

Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

En la siguiente tabla se puede apreciar cómo se da el tráfico de mensajes:

Tabla 21 - Tipos de mensajes y si forma de trafico

| Function Type/Message | Interface | | Protocol | Max Delay (ms) | Bandwidth | Priority | Application |
|--------------------------|--------------|-----|-----------------------|----------------------|-----------|-------------|-------------------------|
| 1A. Trip | GOOSE | 3.0 | L2 Multicast | 3 | Low | High | Protection |
| 1B. Other | GOOSE | 3.0 | L2 Multicast | 10, 100 | Low | Medium High | Protection |
| 2. Medium Speed | MMS | 6 | IP/TCP | <100 | Low | Medium Low | Control |
| 3. Low Speed | MMS | 6 | IP/TCP | <600 | Low | Medium Low | Control |
| 4. Raw Data | SV | 4 | L2 Multicast | 4 | High | High | Process Bus |
| 5. File Transfer | MMS | 6.7 | IP/TCP/FTP | >1000 | Medium | Low | Management |
| 6. Time Sync | Time Sync | | IP (SNTP) L2 (PTP) | | Low | Medium High | General Phasors, SVs |
| 7. Command (auth) | MMS | 6 | IP | | Low | Medium Low | Control |

Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

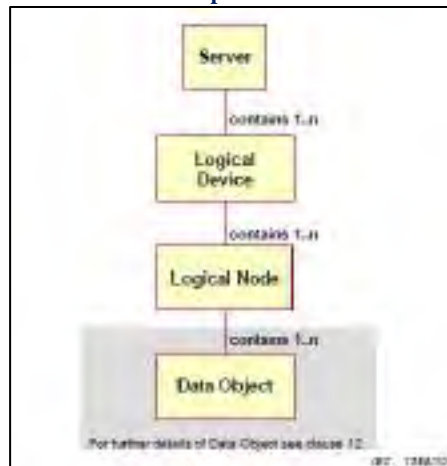
3.6.3.6. Servicios de la comunicación.

Para manejar los servicios de comunicación, el estándar dentro de la parte IEC 61850-7-2, presenta el ACSI (Abstract Comunicación Service Interface), donde en base a los objetos definidos en las partes IEC 61850-7-3 (Clases de dato común) y IEC 61850-7-4 (Nodos lógicos) define los modelos de servicios para intercambio de información, en la siguiente Figura, se aprecia el modelo conceptual básico, donde el servidor representa el comportamiento externo de un dispositivo, el resto de los modelos ACSI son parte del servidor, un servidor tiene 2 roles, uno el de comunicarse con un cliente y el de enviar información a dispositivos pares.

Cada uno de los modelos mostrados son definidos como clases y cada clases comprende atributos y servicios.

Adicionalmente a los modelos conceptuales básicos, el ACSI comprende los siguientes modelos que proveen servicios operando en los Objetos de Datos, Atributos de Datos y Conjunto de Datos.

Figura 24 - Modelo conceptual básico de clase del ACSI



Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

Data Set: Permite la agrupación de objetos de datos y atributos de datos. Usados para acceso directo, reporte, registro, mensajes GOOSE e intercambio de Sampled Values.

Substitution: Soporta la sustitución del valor de un proceso por otro valor.

Setting Group Control: Define como cambiar de unos valores configurados a otros y como editar los grupos de configuración.

Report Control and Logging: Describe las condiciones para generar reportes y registros basados en parámetros establecidos por configuración o por un cliente. Los reportes son iniciados por cambios de valores en datos de proceso o por cambios de calidad. Los registros pueden ser almacenados para futuras extracciones. Los reportes pueden ser enviados inmediatamente o en diferido. Los reportes proveen información de cambio de estado y secuencia de eventos.

Control Block por GOOSE: Soporta un rápido y fiable sistema de distribución de valores de datos de entrada y salida;

intercambio de información binaria entre IED pares, como por ejemplo señal de disparo.

Control block for transimison of Sampled Values: transferencia rápida y cíclica de muestreos, por ejemplo de instrumentos de medida.

Control: Servicios de control de dispositivos por ejemplo.

Time and time synchronization: Provee el tiempo base para el dispositivo y el sistema.

File system: Define el intercambio de grandes bloques de datos, como oscilografías o programas.

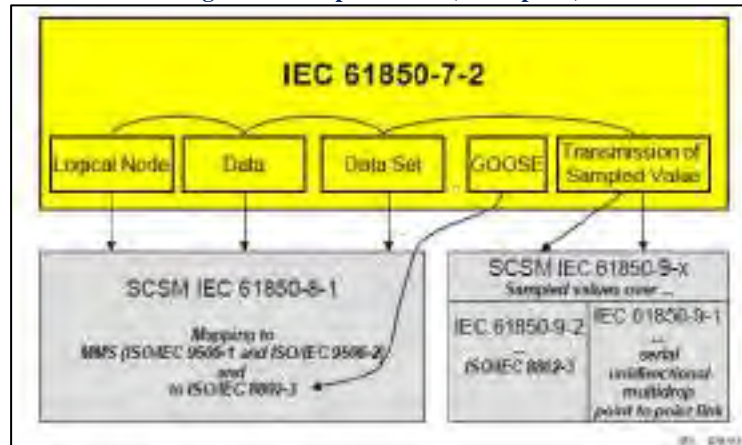
Tracking: Provee una interfaz de diagnóstico para rastrear servicios.

ACSI estandariza el conjunto de los servicios abstractos que se utilizarán entre las aplicaciones y los objetos de las aplicaciones permitiendo el intercambio compatible de información entre los componentes de un SAS. Si embargo estos servicios y objetos abstractos deben de ser instanciados mediante el uso de protocolos de aplicación concretos y perfiles de comunicación, por medio de un SCSM (Specific Communication Service Mapping). El estándar provee unos arreglos de mapeos que pueden ser usados para las comunicaciones dentro de las subestaciones, el mapeo apropiado depende de los requerimientos funcionales y de desempeño, en la siguiente Figura se muestra como organiza el estándar estos servicios.

La mayoría de los servicios son mapeados en MMS, TCP/IP e ISO/IEC 8802-3, mediante la parte IEC 61850-8-1, GOOSE es mapeado directamente a ISO/IEC 8802-3 mediante la misma

parte del estándar. La transmisión de Sampled Values se realiza acorde a las partes IEC 61850-9-1 y IEC 61850-9-2 del estándar.

Figura 25 - Mapeos ACSI (Conceptual)

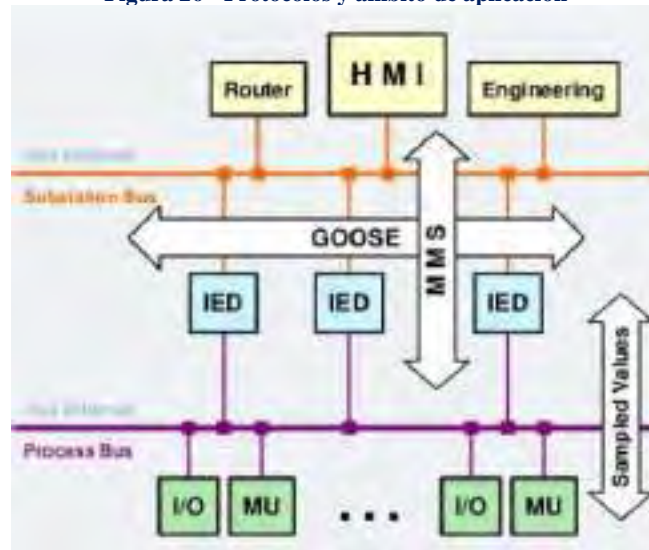


Fuente (International Electrotechnical Commission, 2020)

3.6.3.7. Tipos de intercambio de información.

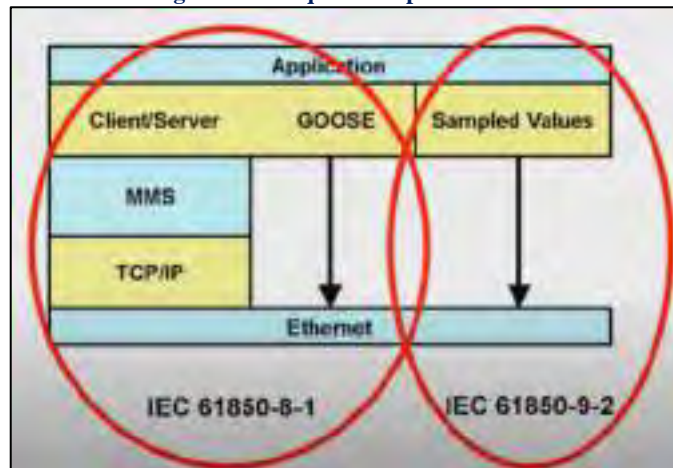
En las siguientes ilustraciones apreciaremos mejor los protocolos usados dentro del estándar, así como veremos el tipo de intercambio de información que realizan, básicamente se clasifican en 2 cliente/servidor (MMS, TCP/IP) y publicador/subscriptor (GOOSE, SV):

Figura 26 - Protocolos y ámbito de aplicación



Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

Figura 27 – Esquema de protocolos usados



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

3.6.3.7.1. Cliente /Servidor.

Esquema en el que el cliente emite requerimientos de servicios y recibe confirmaciones del servicio que ha sido procesado en el servidor, Un cliente puede también recibir indicaciones de reporte de un servidor.

En una relación cliente-servidor, cada aplicación (cliente) solicita en paralelo lo que necesita exactamente de cada servidor.

Los clientes suelen ser HMI y Gateway, los servidores suelen ser controladores de bahía, protección, centro de medición.

Las aplicaciones no pasan por un punto central, por lo tanto, se obtiene la información de una manera más rápida y confiable.

La falla de un cliente no afecta a los otros clientes.

Se puede agregar un nuevo cliente sin cambiar las comunicaciones existentes.

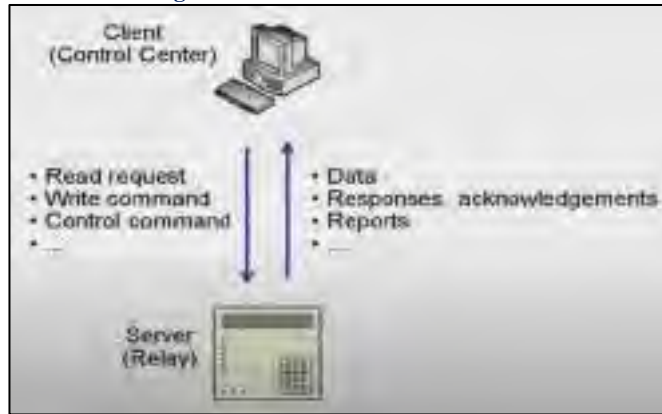
En este tipo de relación, existe la confirmación de la comunicación.

Es capaz de soportar reportes, es decir transmite datos en función de una condición que se cumple, como por ejemplo un cambio de estado, por lo tanto es más eficiente, ya que los datos se transmiten cuando son necesarios, reduciendo la carga de la red y de las aplicaciones.

Uno de los protocolos que cumple este modelo es el MMS (Manufacturing Message Specification).

Cliente/servidor es el mecanismo de comunicación genérico para el estándar IEC 61850.

Figura 28 - Modelo Cliente/Servidor

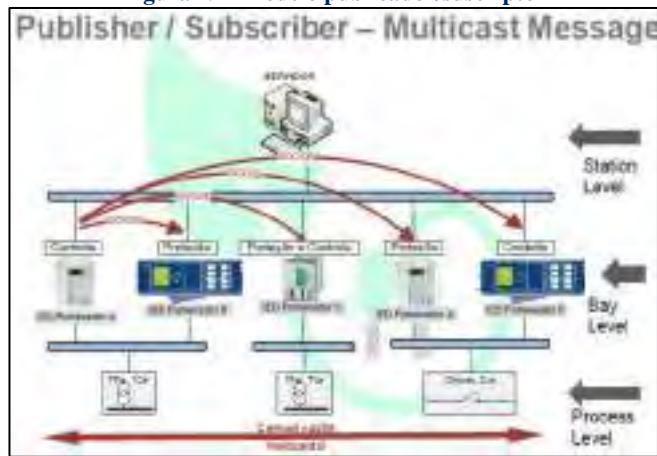


Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

3.6.3.7.2. Publicador / Subscriber.

Es un mecanismo de comunicación multicast por Ethernet, su implementación es de acuerdo a las partes IEC 61850-8-1 y IEC 61850-9-2 del estándar, usualmente su aplicación es horizontal, es decir entre equipos del mismo nivel jerárquico.

Figura 29 - Modelo publicador/subscriber



Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

Publicador/Subscriber es un modelo de servicio que se utiliza para llegar a tener un rendimiento de alta velocidad y alta disponibilidad para comunicación GOOSE. En este

modelo, por ejemplo cuando un IED envía un mensaje GOOSE y lo pone en el nivel bajo de la pila de comunicación de la capa Data Link, entonces se le asigna un indicador de alta prioridad a este mensaje GOOSE, con lo que este mensaje se moverá al frente del cola en el puerto de comunicación del conmutador Ethernet y se enviará antes de otros mensajes.

Para asegurarse de que los IED reciban el mensaje GOOSE en 3 milisegundos antes de cualquier evento nuevo, el IED envía varios mensajes GOOSE con números de secuencia incrementales en una tasa no lineal, para garantizar que se reciba al menos un mensaje. El IED se mantiene enviando el mensaje GOOSE como un latido de corazón, por un rato más con una frecuencia fija, lo cual puede ser usado por los IEDs receptores, para detectar alguna falla de comunicación.

Mientras un IED publica el mensaje GOOSE a todos los IEDs en la red, solo el IED suscrito recupera el mensaje GOOSE y obtiene los datos.

3.6.3.7.3. Protocolo MMS (Manufacturing Message Specification), IEC 61850-8-1.

Es un protocolo que se usa dentro de la arquitectura cliente/servidor, que tienes menos restricción de tiempo crítico (baja prioridad de tiempo), con velocidad media de 100 ms., se usa para tener información de estados y valores de medición, entre los tiempos que ocupa tenemos:

- Cambios de configuración o parámetros (500 ms).
- Transmisión de informe de eventos (500 ms).

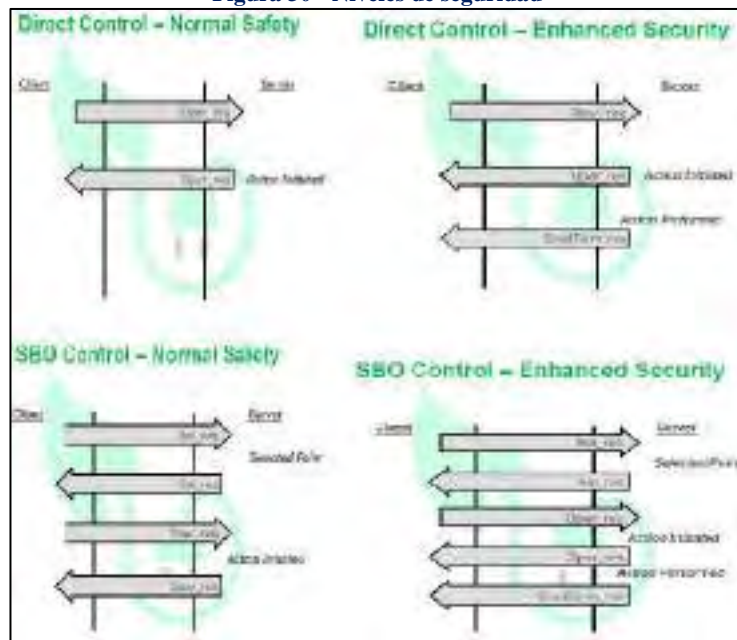
- Comandos de estación HMI (500 ms).
- Archivos grandes (1000 ms).

Los servicios básicos que tiene este protocolo son:

- Iniciar/concluir/abortar, habilita y cierra conexiones entre cliente y servidor.
- Leer/ escribir, lee y escribe variables y etiquetas
- Reporte informativos, envía lecturas no solicitadas al cliente.
- ReadJourna, Pide registros históricos de variables.
- GetNameList/ GetObjectAttributes, obtiene definiciones de los objetos.
- Puede explorar el contenido de los IEDs, obteniendo una lista de los dispositivos lógicos y su contenido, grupos de datos, etc...
- Otra característica importante es la autodescripción que puede realizar, El cliente MMS puede obtener automáticamente el modelo de datos de jerarquía y los valores de un IED en línea dado, La autodescripción proporciona una lista de los datos y servicios disponibles (Cada punto incluye: Tipo de datos, Estructura de datos, Nombre comprensible para los humanos), cada solicitud es progresivamente más detallada (serie de solicitudes).
- Servicios definidos: GetLogicalDeviceDirectory, GetLogicalNodeDirectory, GetDataSetDirectory, , GetDataDirectory, GetDataDefinition.
- Actualización de datos bajo demanda, es decir Escaneo / Polling.

- Actualización de datos por Reporte, Activado por variación de:
 - El valor del dato (dchg).
 - La calidad del dato (qchg).
 - Reporte periodo de salud.
 - Interrogacion general (GI).
- Maneja múltiples cliente y varios Objetos de Datos
- Modos almacenados en buffer y sin buffer.
- Aplicable para todas la clases de objetos comunes.
- Dos niveles de seguridad: normal y mejorado

Figura 30 - Niveles de seguridad



Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

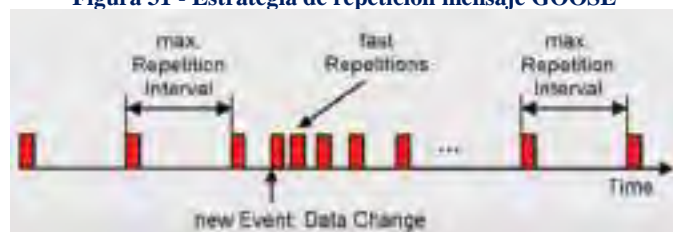
3.6.3.7.4. Protocolo GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), IEC 61850-8-1.

El nombre se derivó de la normativa UCA, su característica de sincronización es que es controlada por eventos, el cambio de datos inicia la actualización de estados y la

publicación inmediata, la cual tiene una estrategia de repetición para mejorar la fiabilidad en caso de pérdida de datos, además otra característica es que no requiere confirmación pues su objetivo es ser eficiente y rápido.

- Transmisión de datos digitales y/o analógicos entre equipos o IED, con direccionamiento (Multicast) multidifusión
- Requisitos de tiempo estrictos, por ejemplo mensajes rápidos (disparos) 3 ms; Comandos, mensajes sencillos 20 ms.
- Asignado directamente a la capa de enlace de datos
- Tráfico sólo dentro de LAN
- Sólo tienen direcciones MAC
- No tiene IP, por lo que GOOSE no es enrutable.
- Mensaje que contiene todos los datos del conjunto de datos desencadenados por la variación de estado, valor o la calidad del elemento
- Estrategia de repetición del paquete para evitar la pérdida de información para un evento determinado.

Figura 31 - Estrategia de repetición mensaje GOOSE



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

- No hay ningún conjunto de reglas para repetir paquetes después del evento, para los relés, normalmente se utiliza la progresión geométrica

hasta que alcanza el “max. Repetition Interval” según la Figura anterior.

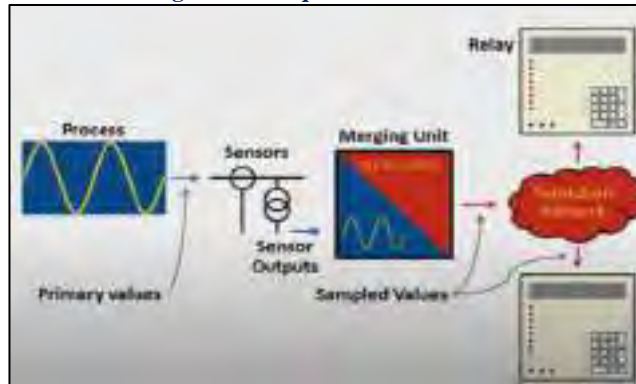
- La progresión es particular por cada fabricante.
- GOOSE, virtualiza el vínculo físico entre las salidas digitales y las entradas digitales en la subestación
- Relé que transmite el mensaje GOOSE por medio de sus salidas digitales virtuales es el Publicador
- El relé que recibe el mensaje GOOSE con sus entradas digitales virtuales es el suscriptor.

3.6.3.7.5. Protocolo SV (Sample Values) IEC 61850-9-2.

Las normas o estándares usados para aplicar este protocolo:

- IEC 61850 Parte 9-2: Asignación específica de servicios de comunicación (SCSM) Valores muestreados sobre ISO / IEC 8802-3
- 9-2LE: Guía de implementación para la interfaz digital al transformador de instrumentos utilizando IEC 61850-9-2
- Interfaz digital IEC 61869-9 para transformadores de instrumentos
- IEC 61869-13 Unidad de fusión independiente
- IEC 61850-9-3 Protocolo de tiempo de precisión /IEEE 1588:2008

Figura 32 - Esquema de uso de SV

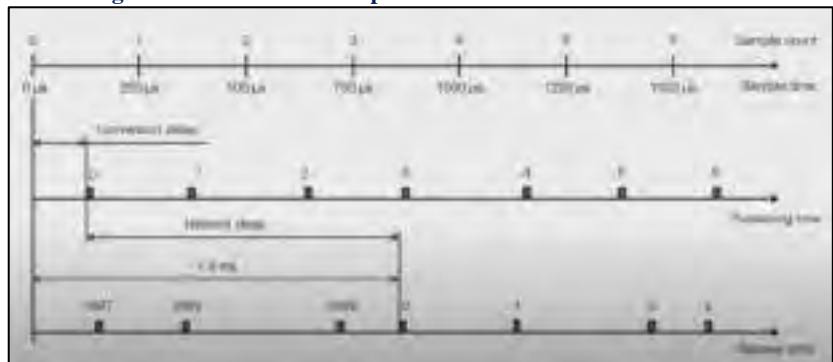


Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

Dentro de las características de este protocolo, esta que debe de reportar periódicamente, datos muestreados y publicados en un intervalo regular de tiempo, por lo que provoca una carga de datos alta en la red y puede saturar la red de comunicación, además al igual que los mensajes GOOSE, se caracteriza por que no requiere confirmación pues su objetivo es ser eficiente y rápido.

En la siguiente figura mostramos, lo errores que se pueden acumular desde el momento de emisión del datos y mientras llega al publicador y pasa hasta llegar al subscriptor, por lo que el subscriptor debe de hacer una corrección.

Figura 33 - Errores de tiempo durante la transmisión de SV



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

3.6.3.8. Sincronización de tiempo.

Dentro case todas las funciones del SAS, especialmente las protecciones se debe tener una fuente de tiempo fiable, que permite en base a los diferentes tipos de registros, permitir análisis sobre el comportamiento del sistema especialmente durante las fallas.

Considerando que un ciclo de 60 Hz, que fasorialmente representa 360 grados, es igual a 16.7 ms, podemos calcular que 1 milisegundo representa 21.6 grados, lo que fasorialmente representa error bastante grande, por lo tanto para muchas de las funciones de un SAS se requiere una precisión muy buena.

Dentro de las necesidades tenemos por ejemplo: SOE, grabación de secuencia de eventos, grabación de oscilografías, localización de fallas, pruebas End to End para relés, medición de calidad de energía donde se requiere un precisión de menor a 1 ms.

Para otros casos como: medición de Sincrofasores (IEEE C37.118.1), IEC 61850 9 2 medición de Sample Values, localización de fallas por onda viajeras, la precisión requerida es menor a 1 μ s.

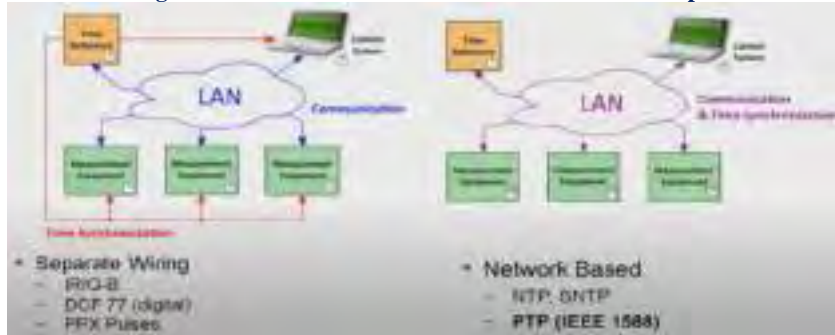
Para realizar la sincronización de tiempo puede utilizarse, referencias tales como relojes atómicos, el GPS (Global Positioning System) que funciona mediante los satélites alrededor de la tierra.

Dentro de las tecnologías que usan un cableado particular, dedicado tenemos IRIG-B (más usado), DCF 77 (digital), pulsos PPX.

Existen otras que se realizan mediante la red de comunicación tales como el NTP, SNTP, ambos con no muy buena precisión,

hasta que actualmente está el PTP dentro del estándar IEC 61850, el cual exige una precisión de menos a 1 μ s.

Figura 34 Diferentes formas de sincronización de tiempo



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

Dentro de los requerimientos del estándar en la parte IEC 61850-5 y tal como se mencionó anteriormente tenemos la siguiente tabla, con requerimientos de desempeño en tiempo

Tabla 22 - Requerimientos de desempeño en tiempo IEC 61850-5

| Time Performance Class | Accuracy | Purpose |
|------------------------|-------------------|--|
| T1 | ± 1 ms | Time tagging of events |
| T2 | ± 100 μ s | Time tagging of core-creations and of data for the distributed architecture. Time tags for support local on wave switching |
| T3 | ± 25 μ s | |
| T4 | ± 4 μ s | Instrument transformer synchronization (Sample Values) |
| T5 | ± 1 μ s | |

-1 ms range:
 Time tagging of events
 Lightning strike correlation
 SCADA data

-1 μ s range:
 Sampled values
 Synchronisation
 Travelling wave fault location

Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

A continuación tenemos una tabla comparativa entre los diferentes protocolos mencionados.

Tabla 23 - Comparación de protocolos de sincronización de tiempos

| | IRIG-B | PTP | SNTP |
|-----------------------------|----------------------------------|---|---|
| Precisión de Sincronización | <100 ns | -100 ns to 1 μ s | -1 to 100 ms |
| Escalabilidad | 100s de dispositivos | 1.000s de dispositivos | 1.000s de dispositivos |
| Alineado con IEC 61850 | No | Si | No |
| Implementación | Punto a punto con cable dedicado | Conexiones de muchos a muchos con diseño de red y hardware especial | Conexiones de muchos a muchos con diseño de red |

Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

3.6.3.8.1. Protocolo PTP (Precisión time Protocol). IEC 61850-9-3.

Dentro del estándar mediante la parte IEC 61850-9-3 denominada “Perfil de Protocolo de Precisión de Tiempo para la Automatización de la Red Eléctrica” (Precision time protocol profile for power utility automation).

El protocolo de tiempo de precisión, también conocido por las siglas PTP (Precision Time Protocol) es un estándar de telecomunicaciones utilizado para sincronizar los relojes a través de una red informática. En una red de área local, se alcanza una precisión de reloj en la gama de submicrosegundos, adecuado para los sistemas de medición y control. (Wikipedia, 03)

PTP se definió originalmente en el estándar IEEE 1588, oficialmente titulado Norma para un protocolo de sincronización de reloj de precisión para la medición en red y sistemas de control y se publicó en 2002. En 2008, se revisó la norma, redefinida como IEEE 1588. Esta nueva versión, también conocido como PTP Versión 2, mejora la exactitud, precisión y robustez, pero no es compatible con la versión original de 2002. (Wikipedia, 03)

Es un protocolo moderno, la IEEE 1588 lo define como el método más exacto para sincronizar relojes sobre una red computacional, por lo que elimina el cableado extra, reduce el número de relojes y antenas en caso de una sistema complejo, exige una precisión menor a 1 μ s, su uso es para redes de área locales (LAN), no debe de usarse en redes de área amplia ya que es esta suele presenta problemas.

Para la aplicación del mencionado protocolo, actualmente existen 2 perfiles usados en los sistemas de energía eléctrica

1. **C37.238-2017** - IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications.

Se especifica un perfil extendido para el uso del Protocolo de tiempo de precisión de IEEE Std 1588-2008 en aplicaciones de protección, control, automatización y comunicación de datos de sistemas de energía que utilizan una arquitectura de comunicaciones Ethernet. (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2017)

2. **IEC/IEEE 61850-9-3:2016** - Precision time protocol profile for power utility automation.

IEC / IEEE 61850-9-3: 2016 (E) especifica un perfil de protocolo de tiempo de precisión (PTP) de IEC 61588: 2009 / IEEE Std 1588-2008 aplicable a la automatización de sistema eléctricos, que permite cumplir con las clases de sincronización más altas de IEC 61850-5 e IEC 61869-9. (International Electrotechnical Commission, 2016)

En la siguiente tabla veremos una comparación de ambos perfiles:

Tabla 24 Tabla comparativa de los 2 perfiles de PTP

| | IEEE C37.238-2011 | IEC 61850-9-3 |
|-------------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|
| Nicknames | "Power Profile" | "Power Utility Profile" "9-3" |
| Delay Measurement Mechanism | Peer to Peer | Peer to Peer |
| PTP Attributes | Default values compatible | |
| Communication | Layer 2 IEEE 802.3 | Layer 2 IEEE 802.3 |
| Extensions in relation to IEEE 1588 | Mandatory TLVs VLAN SNMP-MIB | Clock classes during holdover |

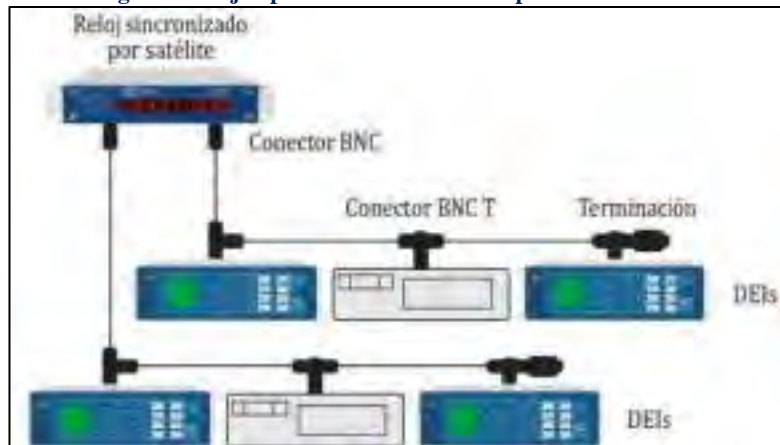
Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2018)

3.6.3.8.2. IRIG-B.

IRIG-B se refiere a un formato de código de tiempo en serie es decir mensajes de tiempo codificado por pulsos, utilizado para transmitir información de tiempo, basado en la Norma IRIG 200 04, que fue desarrollado por el Grupo de Trabajo de Telecomunicaciones del "Inter Range Instrumentation Group" (IRIG) del ejército de los EE. UU, a partir del año 1956.

Tiene una precisión de 100 μ s, se puede llegar con la forma desmodulada a una precisión de <100ns. Es adecuado para la grabación de eventos, no es adecuado para aplicaciones de submicrosegundos, es fácil de entender caracterizar y diseñar sin embargo requiere cableado extra mediante cable coaxial y limita la cantidad de dispositivos hay un límite con la distancia.

Figura 35 - Ejemplo de red sincronizada por IRIG-B



Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

En la actualidad es uno de los sistemas de sincronización de tiempo más usados, por su alta precisión y facilidad de implementación.

Muchas veces se puede, se puede realizar una instalación mixta, sin embargo se debe tener claro las funciones de los diferentes componentes, evitando mezclar en funciones críticas, siempre es bueno caracterizar el rendimiento antes de la puesta en servicio, también existen medios físicos conversores de protocolos.

3.6.3.9. Redundancia.

Para esquemas de comunicación se requieren conexiones completamente redundantes sin puntos únicos de falla.

Existen 2 tipos básicos de redundancia, redundancia activa y redundancia en reserva (standby) en este último existe un retraso de tiempo para entrar en operación, sin embargo para sistemas de automatización de sistemas de potencia eléctricos se requiere un tiempo de recuperación menores a 10 μ s.

Es así que surge el estándar **IEC 62439-3:2016 “Industrial communication networks - High availability automation**

networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)”, traducido al español sería: “Redes de comunicación industriales - Redes de automatización de alta disponibilidad. Parte 3: Protocolo de redundancia paralela (PRP) y redundancia sin interrupciones de alta disponibilidad (HSR)”.

Esta parte del estándar (IEC 62439) se aplica a redes de automatización que usan la tecnología Ethernet y tiene la característica de ser de alta disponibilidad. Es así que en esta sección se menciona 2 protocolos de redundancia, los que permiten una recuperación inmediata ó instantánea, sin necesidad de perder ningún espacio de tiempo ni data, denominada recuperación perfecta, pero aclarando que es en casos de falla de un enlace único entre puentes de la red, ambos básicamente tiene un principio de funcionamiento que les permite un transmisión en paralelo, es decir tener transmisión de datos duplicados. (International Electrotechnical Commission, 2016).

Estos 2 protocolos mencionados son específicos para SAS, son basados en capa 2 (Data Link), ambos permiten eliminar puntos únicos de falla mediante una reconfiguración automática, adecuados para los requerimientos del estándar IEC61850 (GOOSE y SV), en la siguiente tabla podemos los tiempos de recuperación mencionados en el estándar.

Tabla 25 - Tolerancia de los tiempos de recuperación de la comunicación

| Tipo de comunicación | Servicio | Tiempo de tolerancia | Tiempo de recuperación |
|---|------------------------------------|------------------------------------|------------------------|
| SCADA, Cliente – Servidor | IEC 61850-8-1 | 800ms | 400ms |
| Enclavamientos IED- IED | IEC 61850-8-1 | 12ms | 4ms |
| Trip Remoto (Excluido protección de barras) | IEC 61850-8-1 | 8ms | 4ms |
| Protección de Barras | IEC 61850-9-2 en bus de estación | <1ms | Bumpless |
| Sample Values | IEC 61850-9-2 En bus de Protección | Menos de dos muestras consecutivas | Bumpless |

Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

3.6.3.9.1. Parallel Redundancy Protocol (PRP).

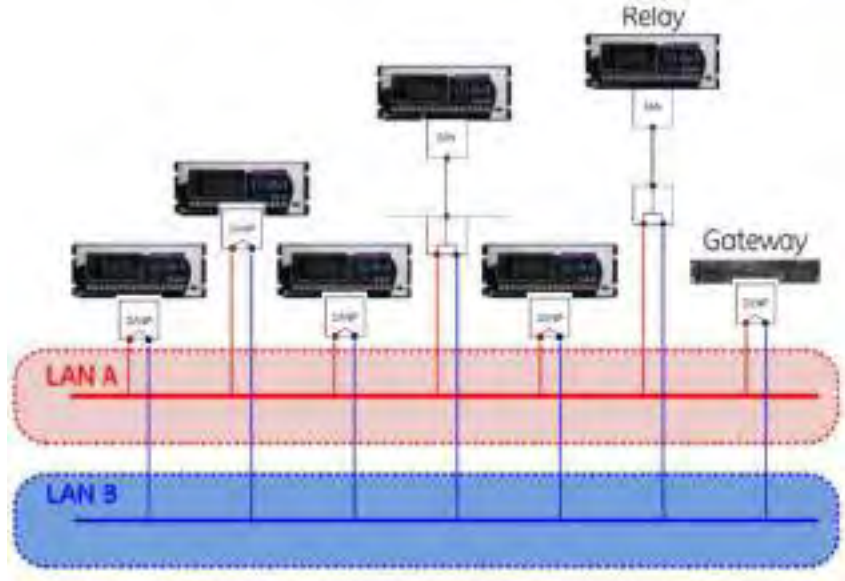
En un protocolo que supera un solo fallo de red con tiempo de recuperación cero dentro de su trama tienen una etiqueta adicional para identificar la, donde los dispositivos receptores descartan el duplicado.

Para implementar este protocolo se requiere LANs duales independientes y que los equipos conectados tengan puertos doble de conexión con capacidad de soporte PRP (DANP), la disposición de los equipos es en estrella. Se suelen usar la siguiente terminología:

Doubly Attached Node with PRP (DANP): Cada nodo DANP está unido a dos redes LAN independientes de topología similar. Las redes están totalmente separadas, asumiendo que son independientes en cuanto a producirse un fallo en ellas. Además, operan en paralelo, lo cual aporta una capacidad de recuperación sin necesidad de detección, denominada bumpless recovery, y además se está comprobando permanentemente la redundancia.

Singly Attached Node (SAN): Este tipo de nodos son aquellos que se conectan solo a una y por lo tanto solo pueden estar conectados a otro SAN de esa misma red.

Figura 36 - Esquema simple aplicando PRP



Fuente: Elaboración propia.

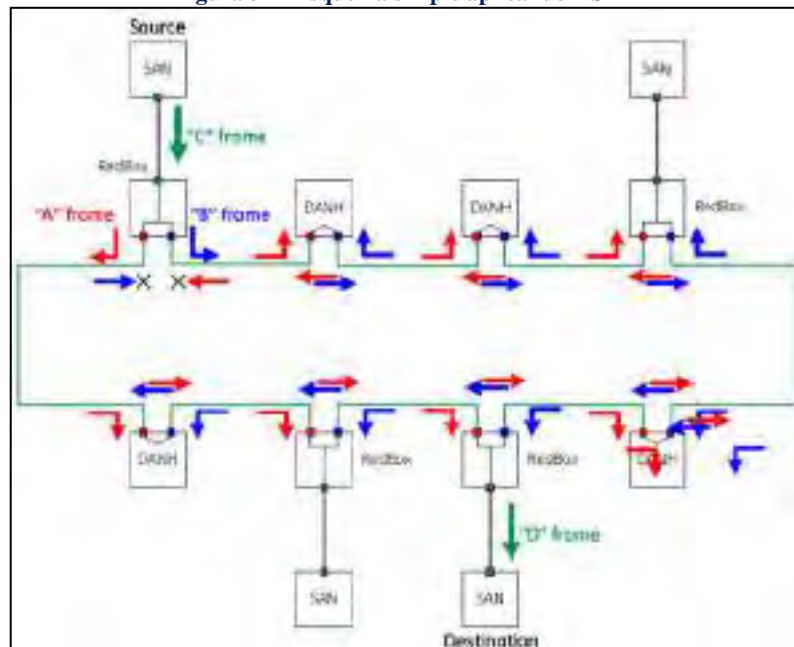
3.6.3.9.2. High-availability Seamless Redundancy (HSR).

Al igual que el PRP es un protocolo que permite la recuperación de tiempo cero contra una falla en la red. La disposición de los equipos es en anillo, por lo que los equipos tienen 2 puertos ó interfaces, puerto A y puerto B, en este caso un nodo emisor envía una trama siempre en ambas direcciones al mismo tiempo.

Cada nodo transmite las tramas que recibe del puerto A al puerto B, excepto por una trama que ya envió. El receptor en cada nodo final, si se trata en transmisión individual o transmisión, consume el primer fotograma o un par y descarta el duplicado.

En tipo de redundancia se caracteriza por la simplicidad, no utiliza switches como medio de comunicación y tiene un ancho de banda limitado, también presenta limitación del número de equipos que pueden ser conectados.

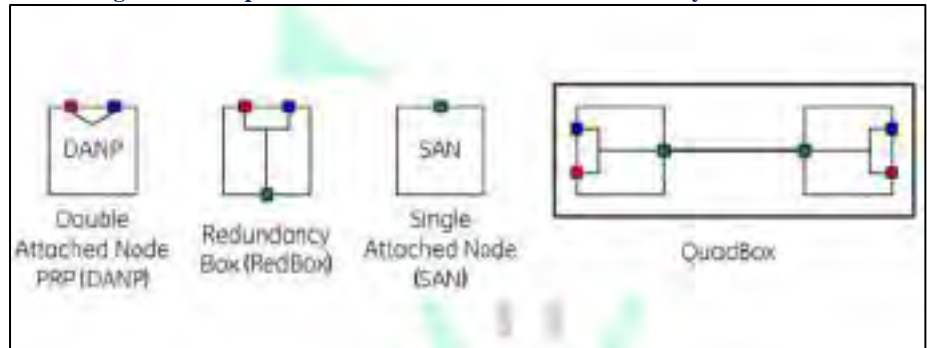
Figura 37 - Esquema simple aplicando HSR



Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

Para poder realizar la implementación de la redundancia utilizando cualquiera de los 2 protocolos mencionados anteriormente, se deben tener los equipos o dispositivos con los puertos adecuados que soporten estos protocolos, en caso se tengan equipos existentes que se quieran integrar o convertir a redes redundantes, es muy común el uso de dispositivos, denominados RedBox o CuadBox,

Figura 38 - Dispositivos usados en redes redundantes PRP y HSR



Fuente (REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C., 2020)

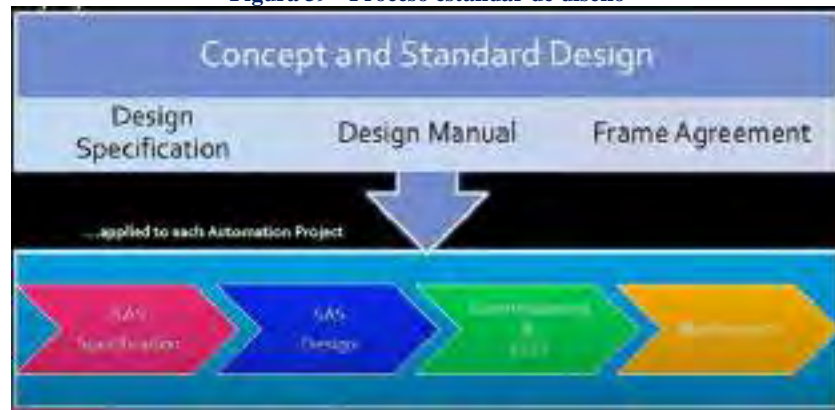
Red Box: Son equipos que permiten a los nodos SAN comportarse como nodos DANP.

3.6.4. Proceso de Ingeniería con SCL.

Es estándar IEC 61850 utiliza un lenguaje estandarizado denominado SCL (Substation Configuration Language) para describir la configuración de una subestación, permitiendo tener así una un lenguaje común independiente de las particularidades que cada fabricante puede tener, este lenguaje SCL ha sido creado basado en XML (eXtensible Markup Language); y se utiliza para las diferentes configuraciones requeridas en un sistema de automatización de una subestación, es decir para configurar los IED's principalmente, contando además con la posibilidad de describir sus modelos de datos, su diagrama unifilar, sus servicios de comunicación, sus enlaces de comunicación dentro del sistema y tal como se mencionó al inicio de este párrafo es un lenguaje de configuración que permite que los IED's puedan comunicarse de una manera estandarizada, entre diferentes marcas de fabricantes (que se hayan acogido al estándar) sin ningún inconveniente.

Mediante el uso de SCL, se pretende reducir crucialmente el proceso de ingeniería de un (SAS) sistema de automatización de una subestación eléctrica así como sus procesos de mantenimiento y ampliación de ser el caso.

Figura 39 - Proceso estándar de diseño

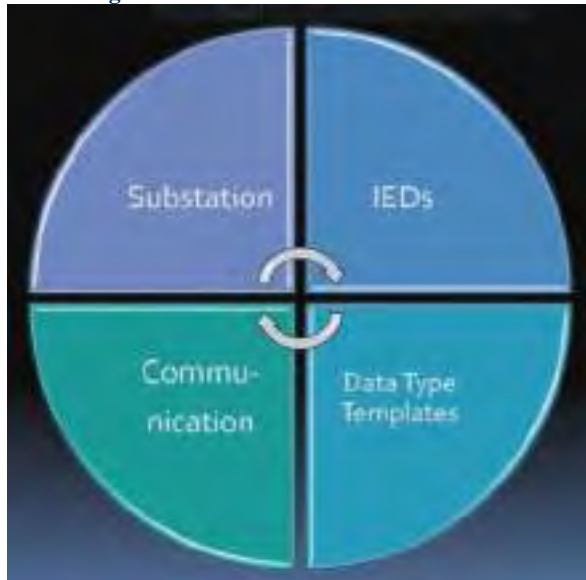


Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2017)

Debido a que es un sistema estandarizado, independiente de los fabricantes y que se procesa mediante herramienta informáticas, un diseño puede servir como base para diseños similares de SAS, optimizando los tiempos en diseños futuros.

El contenido de los archivos SCL, puede representarse con la siguiente Figura:

Figura 40 - Contenido de un archivo SCL



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

3.6.4.1. Herramientas

Dentro de las herramientas utilizadas para el proceso de ingeniería tenemos:

pero que conoce el modelamiento con IEC 61850, sin embargo hay fabricantes que desarrollan esta herramienta. Tiene dos funciones básicas: la especificación del sistema y la integración del sistema, las cuales intercambian información mediante el SCL.

Figura 41 - Interoperabilidad entre herramientas SCL



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

3.6.4.2. Tipos de Archivos Importantes SCL

ICD: IED Capability Description, Contiene la descripción del modelo de datos y las capacidades de un IED específico o de una familia de IEDs.

SSC: System Specification Description, Contiene la descripción de la estructura de la subestación y ubica las funciones (nodos lógicos) dentro de esta estructura.

SCD: System Configuration Description, Contiene la configuración de todo el sistema de comunicación IEC 61850 de la subestación.

3.6.4.3. Descripción del proceso.

Existen 2 formas de realizar el proceso de ingeniería, una es que se muestra en la parte derecha de la siguiente Figura, la cual se denomina de abajo a arriba (Bottom-Up), donde se configura cada IED con la herramienta **ICT**, independientemente creando los archivos **ICD** por cada IED, para luego estos ser exportados

e integrados a la herramienta de configuración **SCT**, este método es recomendable solo para sistema pequeños, donde no se tiene muchos IEDs, y además se sigue tener ya formatos para todas las funciones a programar.

La otra forma de realizar la configuración de la subestación es la denominada de arriba abajo (Top-Down), donde se hace uso de las herramientas **SCT**, una vez realizada toda la configuración del sistema de automatización, se exportan archivos **SCD** que serán importados por los IEDs.

Figura 42 - Descripción del proceso de ingeniería



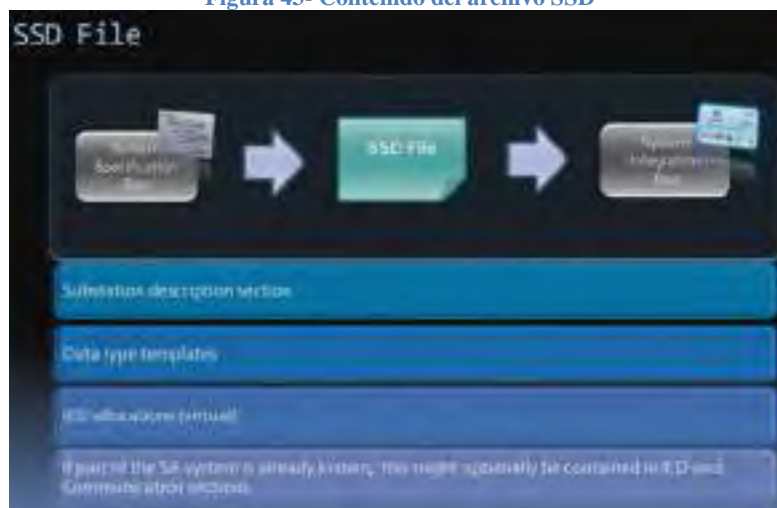
Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

Especificación del Sistema, para realizar la esta tarea se necesita el diagrama unifilar de la subestación, el cual es dibujado en la herramienta **SCT**, el cual a partir de este diagrama crea al archivo **SSD**. En base al diagrama unifilar podemos ubicar las funciones y también definir algunas comunicaciones, de tal forma que obtengas la especificación del sistema, en esta etapa se deben tomar varias decisiones de diseño, tales como todos los nombres y las estructuras de los nombres de los

componentes del modelo y el modelo en si (pudiendo este modelo ser reutilizado para futuros proyectos similares).

Este archivo **SSD**, opcionalmente puede contener todos los tipos de datos que se requieren, y es donde como cliente se puede tener una lista estandarizada muchos de muchos tipos de datos. Este archivo sirve como insumo para la etapa de integración del sistema, ya que contiene todo lo necesario para el integrador, y aún más para las etapas de mantenimiento.

Figura 43- Contenido del archivo SSD



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

Integración del Sistema, con los archivos que se obtiene durante la etapa de especificación se empieza la integración del sistema, el cual se desarrolla primero con la instanciación de los IED por medio de los archivos **ICD** específicos de un IED familia de IEDs; seguidamente asignamos esos IED al nivel de proceso, es decir a donde correspondan en el diagrama unifilar (bahía, interruptor, etc...), con esto se continua configurando la red y las comunicaciones para finalmente obtener el archivo SCD, tal como se aprecia en la siguiente Figura.

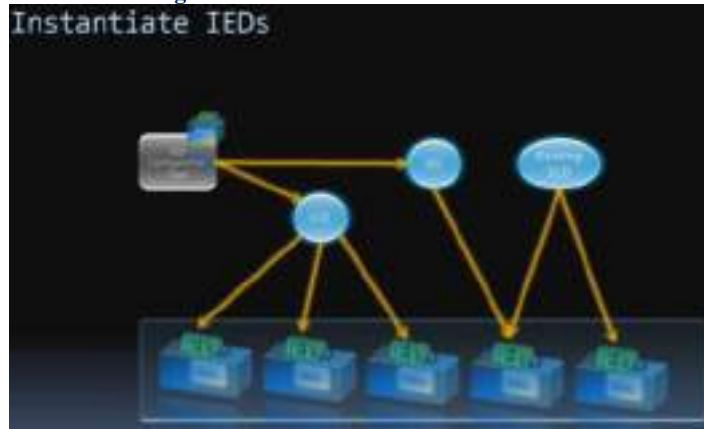
Figura 44 - Proceso de integración del SAS



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

Instanciación de los IED, Para instanciar un IED, se tiene diferentes formas dependiendo de las necesidades del sistema que se está creando o ampliando, por ejemplo se puede hacer usando el formato específico del archivo ICD, también se puede usar configuraciones ya existentes de equipos ya existentes esto último mediante los archivos IID.

Figura 45 - Formas de instanciar un IED



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

Configuración de la SubNET, los IEDs se conectan a las subredes por medio de puntos de acceso (Access Points), los

cuales tienen que ser configurados, ya que un IED puede tener varios puntos de acceso.

Configurar la comunicación. Finalmente cuando ya todo está instanciado, lo que queda es configurar la comunicación, las herramientas de configuración tienen la capacidad de ya configurar la comunicación en base a las especificaciones desarrolladas anteriormente, si están claramente especificadas por ejemplo las protecciones como se desarrollaran durante determinado evento y cómo se comportaran los demás dispositivos. Esto significa que desde un punto de vista del cliente (utility), este puede definir sus esquemas de protección, sus requerimientos de comunicación y ponerlos en una librería, para que puedan ser usados por la herramienta de configuración y en base a esa librería poder configurar las comunicaciones automáticamente y sin depender de los fabricantes de los dispositivos, incrementando al eficiencia ya que se ahorrará bastante del trabajo de configuración y facilitando también las pruebas, ya que se crearan automáticamente DataSets, reportes, buenos bloques de control.

Figura 46 - Configuración de las comunicaciones



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

Finalmente se crea archivo SCD, el cual ya contiene todo el proceso anteriormente detallado y organizado, en este archivo se tiene la información de los IEDs asociados a la subestación, todos los nodos lógicos de las funciones asociadas y conectados a sus correspondientes dispositivos lógicos y dispositivos físicos, todos los tipos de datos y la configuración de las comunicaciones

Figura 47 - Contenido de un archivo SCD



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

Configuración de los IEDs, una vez obtenido el archivo de configuración SCD, se utiliza la herramienta del IED (del fabricante), para poder cargar la configuración de cada IED específico, ya que su herramienta automáticamente extrae solo la configuración que le corresponde.

Figura 48 - Configuración de los IEDs



Fuente (OMICRON electronics GmbH, 2016)

En resumen, también se puede usar el lenguaje SCL, como una solución estandarizada, donde en base a este puedes crear tu relación de señales, plantillas de bahías, plantillas de funciones, esquemas de bloqueos, IEDs ya pre configurados, pudiendo también incluir en este documentos relacionados (arbitrarios) y enlaces a otros documentos.

4. CAPITULO IV - APLICANDO EL DISEÑO DE UN SAS CON IEC-61850. (Aporte del graduando)

En el presente capítulo veremos la comparación de una subestación convencional (sin aplicar el estándar) frente a una moderna que si consideraría en su diseño el estándar IEC-61850.

Cabe señalar que una Subestación de potencia usualmente es diseñada y construida para una vida útil de como mínimo 20 años considerando una proyección de demanda de tal extensión de tiempo; en especial el dimensionamiento y parámetros eléctricos de los equipos primarios que suelen ser de alto costo.

4.1. Descripción de la subestación de potencia de muestra.

En el Anexo A, tenemos los diferentes planos correspondientes a la Subestación de potencia que tomaremos como ejemplo.

Se observa una subestación de potencia de 60 / 23 /10 KV y de 15 / 6 / 12 MVA; es alimentada por una línea de transmisión en 60 kV. a la barra del mismo nivel de tensión; además cuenta con una barra de 23 kV., de la cual sales 02 alimentadores (con bahías que cuentan con reconectados como elemento de protección y maniobra) para alimentar las zonas rurales y una barra en 10 kV., con 03 alimentadores para la zona urbana.

En el plano EX-DUGE-01, apreciamos el diagrama unifilar de la subestación, esta cuenta con un Transformador de Potencia trifásico de 13-15/5-6/10-12 MVA (ONAN-ONAF), de $60 \pm 13 \times 1\% / 23/10$ kV, 3 \emptyset ; 60 Hz; con grupo de conexión YN/yn0/d5; que cuenta con un cambiador de tomas bajo carga (OLTC) de 27 taps en el nivel de tensión de 60 kV para regular la tensión de 10 ó 23 kV. según se requiera, controlado por un regulador de tensión automático.

Equipos primarios en patio de llaves para el nivel de tensión de 60 kV., que llega mediante una línea de transmisión en ese nivel de tensión:

Tabla 26 - SET ejemplo, relación de equipos en 60 kV.

| Equipos | Cant. |
|---|-------|
| Pararrayo de Ozon para subestación Ur: 60 kV; Uc: 48 kV; 325 kVp-BIL; 10kA; con contador de descarga | 3 |
| Transformador de Tensión 72.5 kV; 325kVp -BIL; (60/√3:0.11/√3kV; 50VA cl 0.2); línea de fuga 25 mm/kV; incluye estructura soporte, para instalación tipo exterior. | 3 |
| Seccionador de Línea tripolar con cuchilla de puesta a tierra, 72.5 kV; 630A; 325kVp -BIL;25kA 3seg; línea de fuga 25 mm/kv, con servicio auxiliar 110 Vcc; incluye; estructura soporte para instalación tipo exterior. | 1 |
| Interruptor de Potencia de operación tripolar, 72.5 kV; 1200A; 325kVp- BIL; 25kA 3seg; línea de fuga 25 mm/kV. con servicio auxiliar 110 Vcc incluye estructura soporte para instalación tipo exterior. | 1 |
| Transformador de Corriente 72.5 kV; 325kVp -BIL; (600-1200/1A; 2x15VA-5P20 y 15VA FS5) ;línea de fuga 25 mm/kV; incluye estructura soporte, para instalación tipo exterior. | 3 |

Fuente: Elaboracion propia

En el nivel de tensión de 23 kV. tenemos:

Tabla 27 - SET ejemplo, relación de equipos en 23 kV.

| Equipos | Cant. |
|--|-------|
| Transformadores de corriente de 100-250/1/1 A;2x 15 VA-5P20, 1x 15 VA-cl 0.2; 125kV-BIL | 3 |
| Interruptor de Potencia de operación tripolar, 22.9 kV; 800A;170kVp-BIL; 16KA 3 seg; línea de fuga 25 mm/k, con servicio auxiliar 110 Vcc; Incluye estructura de soporte | 1 |
| Seccionador de barra de accionamiento tripolar, 22.9 kV; 400A;125kVp-BIL; 25kA 3 seg; línea de fuga 25 mm/kV, de apertura central, para instalación vertical, con mando eléctrico y mecánico. | 3 |
| Seccionador porta fusible Ur: 25 kV; ; 125 kVp-BIL; 100A, 16kA, | 3 |
| Transformador de Tensión Inductivo, 22.9 kV; 125kV-BIL; 22.9/√3:0.1/√3:0.1/√3 kV;30VA-0.2; 30VA-3P; línea de fuga 25 mm/kV; para instalación tipo exterior sobre viga. | 3 |
| Interruptor de Recierre Automático , 22.9 kV; 800A; 170kV-BIL; 16kA; línea de fuga 31 mm/kV, con servicio auxiliar 110 Vcc, incluye estructura soporte. | 2 |
| Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra, 22.9 kV;400A;125kV-BIL;25kA 3 seg.; línea de fuga 25 mm/kv, con servicio auxiliar 110 Vcc, para instalación y apertura vertical (instalación sobre viga en disposición vertical) | 2 |
| Pararrayo de Ozon Ur: 18 kV; Uc: 14.4 kV; 143 kVp-BIL; 10kA, para instalación tipo exterior sobre viga | 6 |

Fuente: Elaboracion propia

En la barra de 10 kV., tenemos el equipamiento primario compuesto principalmente por celdas tipo LSC 2B (equivalente a una celda metalclad) ,

IAC-AFLR es decir diseñada para soportar arco interno por 1 seg. en los lados frontal, lateral y posterior, conteniendo:

Tabla 28 - SET ejemplo, relación de equipos en 10 kV.

| Equipos | Cant. |
|--|-------|
| Celda Metal clad, a prueba de arco interno tipo interior 12kV;25kA 3 seg.; 1000A; 125kV-BL; incluye; | 1 |
| 01 Interruptor tripolar tipo Vacío-Extraíble, 12 kV; 125kV-BL;25 kA 3 seg.; 1000A. | |
| 03 Transformadores de tensión en barra, $10/\sqrt{3}:0.1/\sqrt{3}:0.1/\sqrt{3}$ kV; 2x15VA; 3P; cl 0.2 | |
| 01 Controlador de Bahía con funciones de protección, control, monitoreo (Apertura, cierre y visualización del estado de la bahía) y funciones de medición. | |
| 03 Transformadores de corriente de 500-900/1/1 A, 2x15VA; 5P20, cl 0.2 | |
| Celda Metal clad, a prueba de arco interno tipo interior 12kV;25kA 3 seg.; 1000A; 125kV-BL; incluye; | 4 |
| 01 Interruptor tripolar tipo Vacío-Extraíble, 10 kV; 125kV-BL;25 kA 3 seg.; 630 A | |
| 03 Transformadores de corriente de 300-600/1/1 A, 2x5VA; 5P20, cl 0.2 | |
| 01 Seccionador a tierra de operación tripolar; 630 A | |
| 03 Pararrayos tipo interior, Un= 12kV; Uc=9.6kV; Acr=10kA, clase 2 | |
| 01 Relé de sobrecorriente y control. | |
| 03 Transformadores de corriente toroidal, especial para fallas a tierra de; 20/5A, 10VA-cl 0.2 | |

Fuente: Elaboración propia

Los servicios auxiliares (SSAA), están compuestos:

En CA, por un transformador de SSAA de 50 kVA. (ONAN) de 10+2x2.5%/0.38-0.22kV, con grupo de conexión Dyn5, conectado a la barra de 10 kV, que llega a un tablero de distribución en la sala de control, para alimentar los circuitos de alumbrado perimetral, de sala de control, motor del cambiador de tomas, al cargador-rectificador para el banco de baterías, entre otros.

En CC, por un banco de baterías en 110 VCC de 150 A-h, conectado a un cargador rectificador de 35 A. (alimentado desde el tablero de distribución de CA, no figura en diagrama unifilar), que alimenta todo el sistema de automatización, compuesto por los sistemas de protección, control y medida, así como el sistema de comunicaciones e iluminación de emergencia.

4.1.1. Sistema de protección.

El sistema protección, debe estar concebido para para aislar la zona donde se ha producido la falla, mediante la apertura de los interruptores de potencia asociados.

Protección del transformador de potencia,

- Protección Principal.
- Protecciones mecánicas ó propias del transformador de potencia,
- Protección de Respaldo devanado 60 kV.
- Protección de Respaldo devanado 23 kV.
- Protección de Respaldo devanado 10 kV.

Protección de la Línea de Transmisión 60 kV,

- Protección principal.
- Protecciones de respaldo.

Protección alimentadores en 23 kV (AMT-04 Y AMT-05).

- Protección principal.
- Protección de respaldo.

Protección alimentadores en 10 kV (AMT-01, AMT-02. AMT-03).

- Protección principal.
- Protección de respaldo.

4.1.2. Sistema de control.

Debe permitir la maniobra de los equipos de protección y maniobra desde los diferentes niveles jerárquicos 0, 1 ,2 y 3.

- Control de la bahía de línea-transformación de 60 kV.
- Control de la bahía de 23 kV

- Control de la bahía de 10 kV,

4.1.3. Sistema de medición.

Debe registrar los parámetros eléctricos de las diferentes bahías de la subestación, para fines de registro, balances de energía y monitoreo de la calidad de energía recibida y suministrada.

Medición de la llegada en 60 Kv.

- Medición de la llegada de la línea de transmisión en 60 kV, que es la misma del devanado de 60 kV del transformador de potencia.

Medición en 23 kV

- Medición de la barra de 23 kV, que es la misma del devanado de transformación de 23 kV. del transformador de potencia.
- Medición de los alimentadores en 23 kV.

Medición en 10 kV.

- Medición de la barra de 10 kV, que es la misma del devanado de transformación de 10 kV. del transformador de potencia.
- Medición de los alimentadores en 10 kV.
- Medición de los servicios auxiliares, que están conectados a la barra de 10 kV.

4.2. Sistema de Automatización Convencional.

A continuación se hará una descripción de un sistema de automatización convencional, para luego poder compararla con una SAS basado en IEC-61850.

Como es usual, los equipos primarios (Transformador de potencia, seccionadores, interruptores de potencia, TCs, TPs, etc..) de una subestación de potencia son dimensionados para una vida útil de 20 a 30 años en

promedio, tomando en cuenta la proyección de la demanda, esto no se cumple siempre con los equipos secundarios (relés, medidores multifunción, etc..) muchas veces son renovados en menos tiempos de 5 a 10 años, debido a que estos son afectados principalmente por la obsolescencia tecnológica y el desarrollo de equipos con tecnologías modernas, más precisas, por lo que estos equipos suelen renovarse antes.

En el Anexo A, plano EX-SASC-01 de nuestra SET de ejemplo, apreciamos la arquitectura de un SAS convencional el cual es muy sesgado, limitándose muchas veces a un sistema de control jerárquico, compuesto por los siguientes niveles:

- Nivel 0: Control desde los equipos de patio (ya sea mecánico ó eléctrico)
- Nivel 1: Desde los IEDs (usualmente con la aparición de los relés digitales).
- Nivel 2: Desde diagramas Mímicos (Diagramas en alto relieve sobre el tablero de control con botoneras).
- Nivel 3: Remoto SCADA.

De los cuales los primeros 3 son utilizados dentro de la Subestación de potencia, usualmente por el operador de la SET.

En la siguiente imagen vemos los tableros en sala de control de una SET convencional, que se ha ido modernizando parcialmente en su equipamiento secundario de protecciones tal como se indicó:

Figura 49 - Tableros de una SET Convencional



Fuente: Reg. Fotográfico 2011 SET convencional

Tal como se ve muchos de los equipos de medición son todavía analógicos y en otros casos sin forma de conectar a una sistema de registro, por lo que la principal desventaja, es que no permite un registro centralizado (base de datos) de parámetros eléctricos ni de eventos, por lo que el operador usualmente tiene un cuaderno de registro, que va llenando mirando los equipos cada cierto tiempo a lo largo del día y cuando ocurre algún evento de falla principalmente, datos que son recogidos por lectura visual.

El operador cuenta con una PC sin ninguna interconexión a los sistemas de la subestación, donde puede hacer reportes manualmente, mediante el uso de aplicativos de oficina (Excel, Word, etc...)

Nivel de Control 1

En las siguientes imágenes se aprecia el tablero del sistema de protección con relés de protección con funciones controladores de bahía (que constituye el Nivel de control 1), los que ya muestran diagramas unifilares del equipamiento que controlan, estos son modelos de relés todavía antiguos que

constan de 2 partes (ver imagen del interior), una de ellas es un PLC que hace las funciones de control, las comunicaciones de estos relés, tal como se aprecia en el plano EX-SASC-01 del AANEXO A es mediante cables RS-485 serial con un ancho de banda muy limitado. Además podemos apreciar todo el cableado que llega de patio de llaves desde los equipos primarios, tanto de señales analógicas de los transformadores de medida (transformadores de corriente y transformadores de tensión) como digitales de posición y control de los equipos de protección y maniobra (Seccionadores interruptores de potencia, etc...).

Figura 50 – Vista Frontal, Tablero de control y Protección SET Convencional.



Fuente: Reg. Fotográfico 2011 SET convencional

Figura 51 - Vista interior, Tablero Control y Protección SET Convencional



Fuente: Reg. Fotográfico 2011 SET convencional

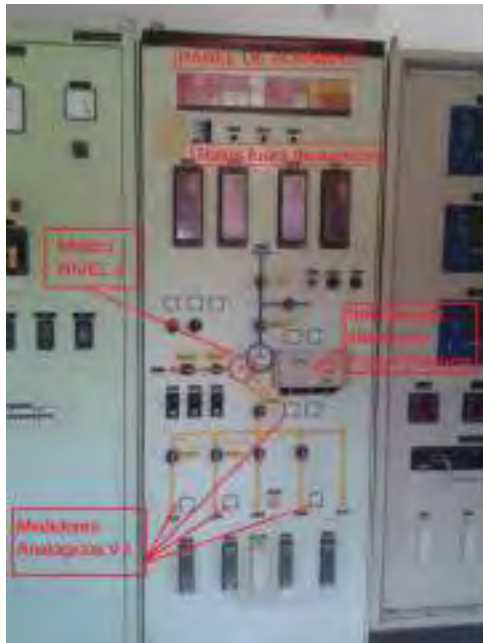
Nivel de Control 2

El nivel de control 2 estar constituido por un mímico grafico sobre el tablero de control y medida, tal como se aprecia en la siguiente imagen, donde se tiene en alto relieve un diagrama unifilar de la SET, sobre el cual existen botoneras de control para la apertura y cierre de los equipos primarios

motorizados (seccionadores e interruptores de potencia principalmente), además se cuenta con luces señalizadores de los estados de posición de estos equipos. Existen equipos de medición analógicos por cada bahía.

También se puede apreciar relés antiguos fuera de servicio, los que todavía son independientes para cada función de protección. En la parte superior se aprecia un panel de alarmas.

Figura 52 - Vista Frontal, Tablero Control mímico Nivel 2.



Fuente: Reg. Fotográfico 2011 SET convencional

Figura 53 - Vista interior, Tablero Control mímico Nivel 2.



Fuente: Reg. Fotográfico 2011 SET convencional

En la figura de la derecha se muestra la parte interior del tablero, a la que se tiene acceso por la puerta posterior, se observa una gran cantidad de cableado de cobre, proveniente de las señales de patio, lo que muchas veces satura el interior del tablero.

Nivel de Control 3

Como sabemos el nivel 3 está constituido por el mando a distancia desde un centro de control remoto, para reunir las señales que serán gestionadas al nivel 3, se conectan mediante un concentrador, el cual se muestra en la figura siguiente, donde se aprecia las conexiones por diferentes tipo de cables.

Ilustración 54 - Equipos Concentrador de SET



Fuente: Reg. Fotográfico 2011 SET convencional

Para el medio de envío de la información se utiliza la onda portadora, para lo cual se utiliza el equipamiento mostrado en el tablero de comunicación.

Figura 55 - Tablero de comunicación para señal de Onda Portadora



Fuente: Reg. Fotográfico 2011 SET convencional

Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares que en parte están conformados por los cargadores rectificadores a DC y sus respectivos tableros de distribución de servicios auxiliares, y ya que estos son de vital importancia en especial los SSAA en DC, ya que proveen de energía para el funcionamiento de los relés de protección de la subestación, conviene que estén monitorizados permanentemente. En en las siguientes imágenes, se aprecian esto, que en

este caso cuentan con medidores de tensión y corriente analógicos, por lo tanto que no están integrados a ningún sistema y deben por lo tanto ser lecturados visualmente, de acuerdo a una periodicidad requerida, de modo que se asegure su funcionamiento.

Figura 56 - Cargadores-rectificadores 220 VDC y 48 VDC.



Fuente: Reg. Fotográfico 2011 SET convencional

Figura 57 - Tablero de distribución de SSAA.



Fuente: Reg. Fotográfico 2011 SET convencional

En el plano EX-SASC-01, se muestra la arquitectura de control convencional descrita, que se ha ido modernizando y automatizando en el tiempo desde la puesta en servicio de la SET.

4.3. Diseño del SAS de la subestación bajo el estándar IEC-61850.

El sistema de automatización de la subestación contempla la automatización de los sistemas de control, protección, medición, así como la interacción con el centro de control remoto ubicado en la sede principal.

El sistema de protección estará compuesto por:

- Protección de la línea de transmisión en 60 kV.
- Protección diferencial del transformador de potencia.
- Protecciones mecánicas del transformador de potencia.

- Protección de bahía de transformación de 23 kV.
- Protección de los alimentadores MT de 23 kV.
- Protección de bahía de transformación de 10 kV.
- Protección de los alimentadores MT de 10 kV.

El sistema de control estará compuesto por:

- Control de los equipos de la bahía de línea-transformación de 60 kV.
- Control automático de regulación bajo carga del transformador de potencia.
- Control de los equipos de la bahía de transformación de 23 kV.
- Control de los equipos de la bahía de transformación de 10 kV.
- Interbloqueos necesarios.
- Jerarquización de los niveles de control :
 - o 0 : local.
 - o 1 : IEDS.
 - o 2 : HMI de la SET.
 - o 3 : Remoto (Centro de control).

El sistema de Medición estará compuesto por:

- Medición de la barra de 60 kV.
- Medición de la barra de 23 kV.
- Medición de los alimentadores de 23 kV.
- Medición de la barra de 10 kV.
- Medición de los alimentadores de 10 kV.

Además se contará con las señales de los SSAA y del rectificador-cargador del banco de baterías.

Para la estampa de tiempo se contará con un reloj satelital (mediante GPS), mediante el protocolo IRIG-B, tal como se mencionó antes es considerado como el más exacto para la sincronización de tiempo.

Además se considerará una red redundante en estrella, mediante el protocolo PRP.

En el plano EX-SASN-01, esta arquitectura del SAS, tomando en cuenta las el estándar IEC-61850.

4.3.1. Descripción del sistema de protección.

El sistema protección, está concebido para para aislar la zona donde se ha producido la falla, mediante la apertura de los interruptores de potencia asociados.

Protección del transformador de potencia, (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01) estará compuesto por:

- Protección Principal será la protección diferencial, **función 87T**, **Relé R1**, marca SEL, modelo **SEL 487E**. Además el relé **R1** realizará la función de controlador de la bahía de 60 kV.
- También cuentan como funciones principales de protección, las protecciones mecánicas ó propias del transformador de potencia, que activan la **función 86 (relé de bloqueo)**:
 - Alarma y disparo de Relé Buchholz.
 - Relé de sobrepresión
 - Alarma y disparo por temperatura de devanado de 60 kV.
 - Alarma y disparo por temperatura de devanado de 23 kV.
 - Alarma y disparo por temperatura de devanado de 10 kV.
 - Bajo nivel de aceite Cuba.
 - Bajo nivel de aceite del tanque de expansión.
 - Relé de flujo, del conmutador.
 - Relé de presión súbita.

Las cuales estarán integradas a un sistema de monitoreo del transformador de potencia.

- Protección de Respaldo multifunción devanado 23 kV, **con las funciones de protección 50, 51, 50N, 51N, 27, 59, 50BF relé F200**, marca SEL, modelo **SEL 487E**. Además realizará la función de controlador de la bahía de 60 kV.
- Protección de Respaldo multifunción devanado 10 kV, **con las funciones de protección 50, 51, 50N, 51N, 27, 59, 50BF relé F100**, marca SEL, modelo **SEL 487E**. Además realizará la función de controlador de la bahía de 10 kV.

Protección de la Línea de Transmisión 60 kV, (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01) estará compuesto por:

- Protección principal multifunción con el **relé F600**, marca SEL, modelo **SEL 751**, y que a su vez será la protección de respaldo lado 60 kV del transformador de potencia.
- Protecciones de respaldo del **relé R1**, marca SEL, modelo **SEL 487E**, y que a su vez es la protección principal del transformador de potencia.

Protección de los alimentadores en 23 kV (AMT-04 Y AMT-05), (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01) estará compuesto por:

- Protección principal multifunción y panel de control local incorporados en los **Reclosers (F201 y F202)** de cada alimentador respectivamente.

- Protección de respaldo multifunción **relé F201**, marca SEL, modelo **SEL 487E**, y que a su vez es la protección de respaldo del transformador de potencia devanado de 23 kV.

Protección de los alimentadores en 10 kV (AMT-01, AMT-02, AMT-03), (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01) estará compuesto por:

- Protección multifunción relés F101, F102 y F103, marca SEL, modelo SEL 751 que se ubicarán en el compartimento de baja tensión de cada celda en 10 kV (celda de transformación y de alimentadores) y con funciones de controlador de bahía para su respectivo equipamiento primario.
- Protección de respaldo multifunción **relé F201**, marca SEL, modelo **SEL 487E**, y que a su vez es la protección de respaldo del transformador de potencia devanado de 23 kV.

4.3.2. Descripción del sistema de control.

Control de la bahía de línea-transformación de 60 kV, (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01)

- Se realizará con el **Relé R1**, marca SEL, modelo **SEL 751**, contará con pantalla mímico donde se mostrará el diagrama unifilar de la bahía de 60 kV, con los estados de posición de los equipos de maniobra en tiempo real y los cambios que en ellos ocurran y tendrá funciones de mando para los equipos de maniobra y protección motorizados de la bahía en 60 kV.
- Se mostrará en tiempo real los parámetros eléctricos de la línea y barra en 60 kV (V_f , V_n , I_f , I_n , P , Q , Var , F , etc.).

Control de la bahía de 23 kV, (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01)

- Se realizará con el **Relé F200**, marca SEL, modelo **SEL 487E**, contará con pantalla mímico donde se mostrará el diagrama unifilar de la bahía de transformación de 23 kV, con los estados de posición de los equipos de maniobra en tiempo real y los cambios que en ellos ocurran y tendrá funciones de mando para los equipos de maniobra y protección motorizados de la bahía en 23 kV.
- Se mostrará en tiempo real los parámetros eléctricos de la barra en 23 kV (V_f , V_n , I_f , I_n , P , Q , Var , F , etc.).

Control de la bahía de 10 kV, (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01)

- Se realizará con el **Relé F100**, marca SEL, modelo **SEL 487E**, contará con pantalla mímico donde se mostrará el diagrama unifilar de la bahía de transformación de 10 kV, con los estados de posición de los equipos de maniobra en tiempo real y los cambios que en ellos ocurran y tendrá funciones de mando para los equipos de maniobra y protección motorizados de la bahía en 10 kV.
- Se mostrará en tiempo real los parámetros eléctricos de la barra en 10 kV (V_f , V_n , I_f , I_n , P , Q , Var , F , etc.).

4.3.3. Descripción del sistema de medición.

Medición en 60 kV, (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01) estará compuesto por:

- **Medidor multifunción M600**, marca Schneider, modelo **ION 8650**. El que cuenta con funciones de evaluación de parámetros de calidad de energía, que también será usado para temas de balance de energía y potencia.

Medición en 23 kV, (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01) estará compuesto por:

- **Medidor multifunción M200,** marca Schneider, modelo **ION 8650.** El que cuenta con funciones de evaluación de parámetros de calidad de energía, que también será usado para temas de balance de energía y potencia.
- Para los alimentadores AMT-04 y AMT-05, de igual forma se utilizaran medidores multifunción **M201** (AMT-04) Y **M202** (AMT-05) marca Schneider, modelo **ION 8650.** Cuentan con funciones de evaluación de parámetros de calidad de energía, usados también para los balance de energía y potencia.

Medición en 10 kV, (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01) estará compuesto por:

- **Medidor multifunción M100,** marca Schneider, modelo **ION 8650.** El que cuenta con funciones de evaluación de parámetros de calidad de energía, que también será usado para temas de balance de energía y potencia.
- Para los alimentadores AMT-01, AMT-02 y AMT-03, de igual forma se utilizaran medidores multifunción **M101** (AMT-04), **M102** (AMT-04) y **M103** (AMT-05) marca Schneider, modelo **ION 8650.** Cuentan con funciones de evaluación de parámetros de calidad de energía, usados también para los balances de energía y potencia.

Medición en SSAA, (Ver ANEXO A, plano EX-DUPM-01),

- Para la medición de los SSAA, en AC al cual también están conectados los SSAA en DC, por medio del cargador-rectificador, se utilizará el equipo MSA marca SENTRON, modelo PAC3100, que se ubicará en el tablero de SSAA en AC.
- Adicionalmente para los servicios auxiliares en DC, se cuenta con un cargador rectificador de fuente conmutada, que brinda toda la información de los parámetros eléctricos en CC tanto del rectificador, como del banco de baterías.

4.4. Equipamiento secundario para un SAS con IEC-61850.

En la presente sección veremos IEDs y equipos secundarios, así como describiremos algunos equipos existentes en el mercado, que se pueden utilizar para la implementación de un SAS basado en IEC-61850.

4.4.1. Relés de Protecciones.

Son IEDs, dispositivos electrónicos inteligentes, basados en microprocesadores, que ordenan operaciones de apertura de los interruptores de potencia a los que están asociados, cuando los parámetros del sistema presentan condiciones de falla, de acuerdo a diferentes algoritmos de cada función de protección habilitada, monitorean constantemente los parámetros de corriente y tensión del sistema o equipos que protegen.

Dentro de los relés de protección existentes en mercado y que cumplen los requerimientos indicados y están preparados para implementar el estándar IEC-61850 tenemos:

Relé marca SEL-751 para protección de la LT y de los alimentadores:

Protección contra arcos eléctricos, con opciones para cuatro u ocho entradas de sensores de detección de arco eléctrico (AFD) para mayor cobertura. Para casos de arco eléctrico el proceso de detección del relé SEL-751 se base 2 factores, uno la sobrecorriente de alta velocidad y dos la detección de luz, con lo cual se pretende dar una respuesta con rapidez (velocidad) y seguridad (evitar falsos positivos).

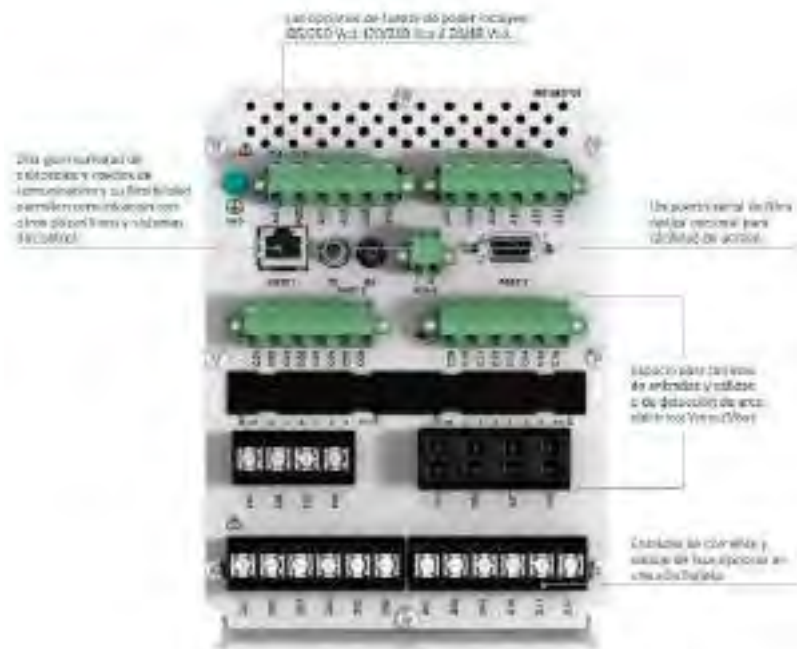
Para protección de sistemas no aterrados, sólidamente aterrados u otros tipo de sistemas aterrados, se ofrece SEF, protección de falla a tierra sensible, que puede ser por medio de impedancia o bobina Petersen, incluyendo direccionalidad o no de la sobrecorriente (funciones 50N o 67N).

Figura 58 - Vista Frontal, Relé de protección SEL-751



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2017)

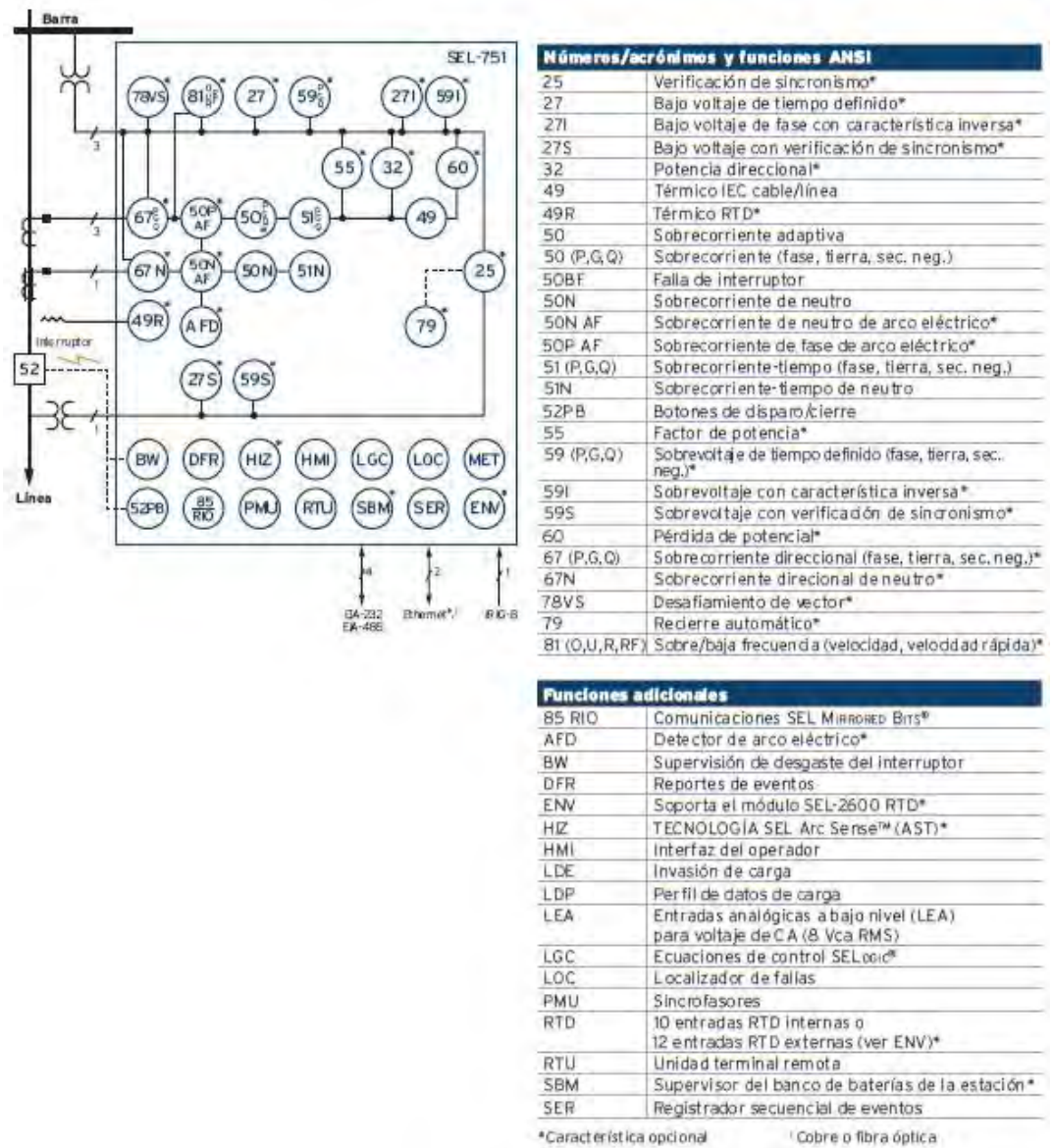
Figura 59 - Vista posterior, Relé de protección SEL-751



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2017)

Funcionalmente, tiene integradas las siguientes funciones de protección:

Figura 60 - Funciones de protección de relé SEL-751



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2017)

Protege circuitos radiales con extensas capacidades de protección, incluyendo sobrecorriente de tiempo, sobrecorriente direccional, recierre automático, sobre y bajo voltaje, frecuencia, térmica de cable y mucho más. (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2017)

Detecta conductores caídos, incluso sobre superficies con baja conducción, con la tecnología Arc Sense (AST). Los algoritmos AST detectan arcos producidos por algunas fallas de alta impedancia y activaran la alarma o dispararan el interruptor. Esta tecnología proporciona un nivel agregado de protección sobre los métodos tradicionales de protección de alimentador. (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2017)

Entradas de bajo nivel (LEA) para señales de voltaje. Puede aplicar el relé SEL-751 en instalaciones de media o baja tensión donde el espacio es muy reducido para colocar transformadores de potencial convencionales. Esta opción de entradas de voltaje soporta entradas para tres fases y otra para el voltaje de sincronismo. (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2017)

Permite el bloqueo armónico, para evitar disparos indeseados durante re-energizaciones del sistema después de una falla del alimentador.

Protección térmica para los cables y el aislamiento de alimentadores contra el daño térmico usando el elemento térmico de cable/línea IEC 49

Permite Automatización y control. (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2017)

SEL-487E, que se utilizar como protección diferencial del transformador de potencia.

Relé para protección diferencial de transformadores de potencias, de alta velocidad que puede integrar hasta cinco terminales. La protección diferencial avanzada y tres elementos de falla a tierra restringida (REF) minimizan el daño y las reparaciones costosas de transformadores.

Figura 61 - Vista Frontal, Relé SEL-487E

El puerto serial frontal EIA-232 es rápido y práctico para la configuración del sistema y del acceso local.

El teclado de fácil uso ayuda a una sencilla navegación.

Los LED del panel frontal representan alarmas personalizadas y proporcionan información rápida y sencilla para asistir a los despachadores y al personal de línea a fin de lograr una rápida restauración del suministro.



La pantalla LCD le permite controlar y ver el estado de los interruptores y cuchillas.

Botones de operador programables, con etiquetas configurables por el usuario, permiten la personalización del panel frontal.

Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

Relé para protección diferencial de transformadores de potencias, de alta velocidad que puede integrar hasta cinco terminales. La protección diferencial avanzada y tres elementos de falla a tierra restringida (REF) minimizan el daño y las reparaciones costosas de transformadores.

Figura 62 - Vista Posterior, Relé SEL-487E

Entre los protocolos de comunicaciones se incluyen FTR, Teinet, sincrofasores, DNP3 LAN/WAN, el protocolo de redundancia en paralelo (PRP), el IEEE 1588 protocolo de tiempo exacto versión 2 (PTPv2),** y el IEC 61850 Edición 2.*

Elija entre un chasis vertical (solo 5U) u horizontal, para montaje en panel o en rack, y las diferentes opciones de tamaños.

Utilice un puerto EIA-232 frontal y tres posteriores para comunicaciones MIRROR BITS[®], DNP3, SCADA y accesos de Ingeniería.



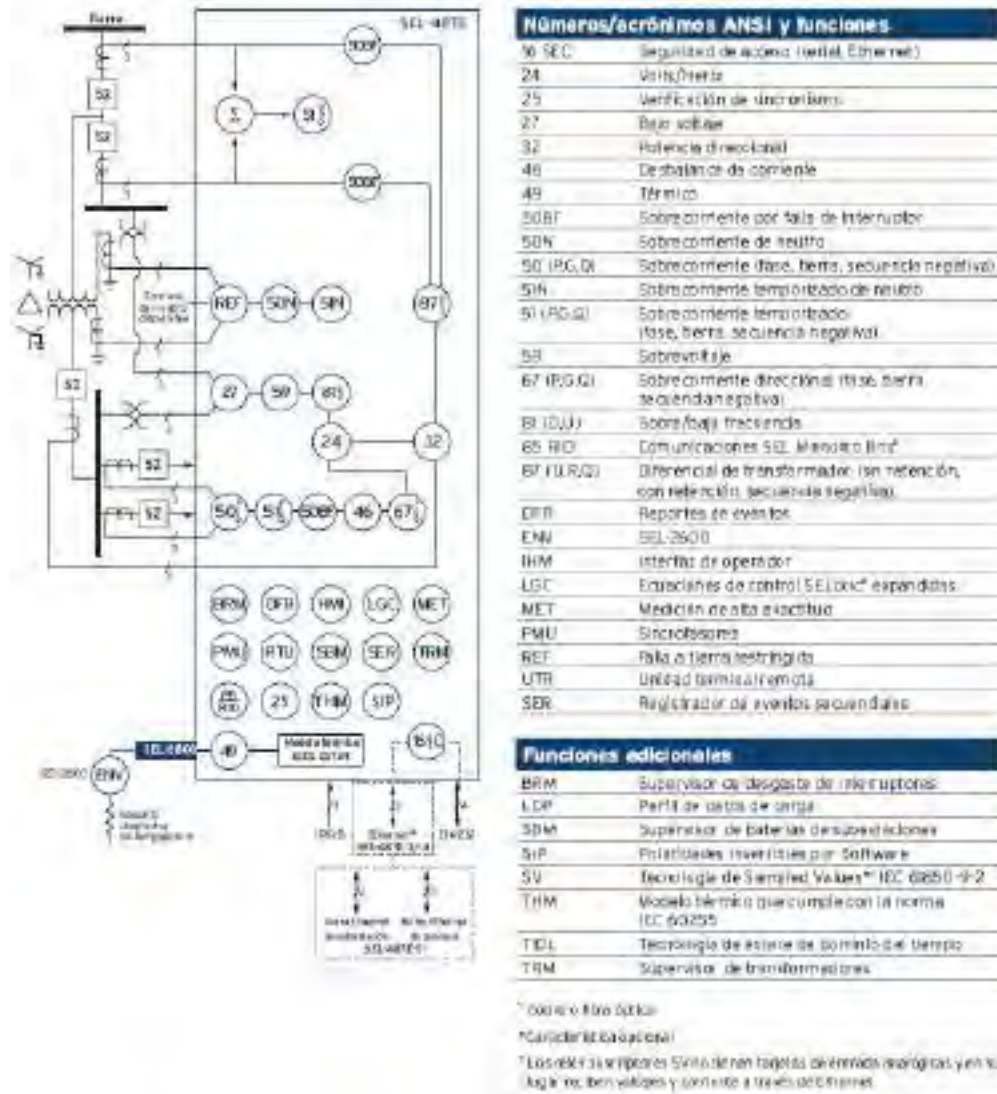
Los 18 canales de corriente y 6 de voltaje admiten una protección diferencial del transformador para hasta 5 terminales trifásicas, 3 elementos REF independientes y elementos de voltaje.

Elija entre varias opciones de fuente de alimentación como 24-48 Vcd, 48-125 Vcd o 110-120 Vca, o 125-250 Vcd o 110-240 Vca.

La configuración de hardware de Connectorized[®] o un conector Euro con entradas de voltaje analógicas de baja energía (LEA) le brindan flexibilidad a los diversos sensores de voltaje lineales o a los transformadores de voltaje óptico.

Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

Figura 63 - Esquema de funciones de protección relé SEL-487E



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

Protección diferencial del transformador usando hasta cinco corrientes de retención. Esto incluye transformadores individuales con devanados terciarios. Tres elementos REF independientes ofrecen protección de devanados con conexión estrella puesta a tierra. Puede invertir polaridades de TC o TP individuales o agrupadas para atender a los cambios en el cableado de campo o los cambios de la zona de protección. (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

Protección diferencial adaptiva de alta velocidad Implemente una pendiente de dos etapas que se adapte automáticamente a condiciones de fallas externas o internas, incluso con saturación de TC y formas de onda muy distorsionadas, para una protección diferencial rápida, sensible, confiable y segura. El elemento diferencial adaptivo responde a condiciones de falla interna en menos de 1,5 ciclos.

El elemento diferencial de secuencia negativa patentado detecta fallas entre espiras que involucran tan solo el 2 por ciento del devanado total, lo que ayuda a evitar fallas catastróficas del transformador.

Puede servir como protección de respaldo confiable con cinco elementos de sobrecorriente de fase, secuencia negativa y secuencia cero, y diez elementos configurables de sobrecorriente temporizados. Cuenta con protección contra falla del interruptor con detección de remanente para detectar con rapidez las fallas del interruptor y minimizar los tiempos de coordinación del sistema. (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

4.4.2. Controladores de bahía (BCU - Bay Control Unit).

Los equipos controladores de bahía, son IED que normalmente tiene también funciones de protección, tal como su nombre lo indica permite operar los equipos primarios de una bahía desde sala de control. Estos equipos cuentan con una pantalla grafica simple con un diagrama unifilar del equipamiento que controlan, donde se puede visualizar, la posición de los equipos, las medidas, alarmas e información relacionada, mediante un panel de control se puede realizar los comandos de control, Cuenta con pantalla de toque o botones funcionales, para la configuración y maniobras de control requeridas.

Unos de los equipos existentes en el mercado que cumple los requerimientos mencionados y puede controlar bastantes equipos, es el

SEL-487E, que además es un relé de protección diferencial, tal como se vio en el ítem anterior.

4.4.3. Switch.

El switch o conmutador en español, es un dispositivo digital lógico cuya función básica es la de unir o conectar dispositivos en red y que trabaja en la capa de enlace de datos (Data-Link) del modelo OSI.

En una subestación de potencia los switches se utilizan para conectar los IEDs, y dispositivos a través de la misma red y así crear una red de servicios compartidos para la operación de la subestacion. El switch actúa como un controlador que permite que diferentes dispositivos compartan información entre sí. Existen Switches administrables y no administrables, en una SET se utilizan los administrables, que son aquellos programables y que se puede configurar de forma remota o local para controlar el tráfico de red y los accesos a la red.

Unos de los equipos existentes en el mercado que cumple los requerimientos mencionados, es el SEL-2370M, que a continuación mostramos:

Figura 64 - Vista frontal, Switch administrable SEL-2730M



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

Resistente Diseñado para trabajo industrial como una subestación de potencia, construido y probado para operar sin inconvenientes en

condiciones extremas, el SEL-2730M cumple o supera las normas IEEE 1613 (Clase 1) e IEC 61850-3 para dispositivos de comunicaciones en subestaciones de energía eléctrica, con un rango de temperatura específica entre -40° y $+85^{\circ}\text{C}$ (-40° y $+185^{\circ}\text{F}$). SEL-2730M está equipado con fuentes de alimentación duales, intercambiables en caliente, lo que permite la conexión simultánea con fuentes de alimentación primarias y de respaldo. Esto asegura que no haya pérdida de comunicaciones debido a una falla en una sola fuente de alimentación. Sólidas características de seguridad, como seguridad SNMPv3, HTTPS y MAC, ofrecen listas de control de acceso configurables y administración de tráfico.

Fácil de usar y administrar El SEL-2730M es fácil de instalar y configurar. Cuenta con interfaz de administración web, diseñada para facilidad del uso en tareas comunes, como la configuración de comunicaciones de prioridad usando redes de área local virtuales (VLANs). Los ajustes se pueden configurar en línea a través de la interfaz de web segura o fuera de línea para ser cargados con posterioridad en el switch.

4.4.4. Reloj de sincronización por satélite.

Equipo utilizado para realizar la marcación en tiempo real de los eventos, el cual obtiene la sincronización de tiempo de los diferentes sistemas de GPS (Global Positioning System) que existen a nivel mundial y que funcionan mediante los satélites alrededor de la tierra.

El reloj satelital una vez que obtiene la información de los satélites (de acuerdo al requerimiento para su funcionamiento), realiza las correcciones respectivas, debido al retraso por la distancia de la señal de tiempo emitida por los satélites, para luego distribuirla por los diferentes IEDs y equipos del SAS que lo requieran, con la resolución y la

precisión requeridas y por medio del protocolo elegido. Tal como se mencionó anteriormente en la actualidad todavía se utiliza el protocolo IRIG-B por ser el más preciso.

Para el diseño de nuestro sistema de automatización utilizaremos el equipo SEL-2488, el cual cumple con los requerimientos según el estándar IEC-61850 y permite distribuir la estampa de tiempo por diferentes protocolos con la precisión requerida.

Figura 65 - Vista frontal, Reloj de sincronización SEL-2488



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2015)

Dispositivo que permite hasta ± 40 ns para aplicaciones exigentes de empresa de servicio público eléctrico, como sincrofasores, valores muestreados (IEC 61850-9-2), y localización de fallas por onda viajera. Permite distribuir el tiempo a una amplia gama de dispositivos finales con IRIG-B, el Protocolo de tiempo de precisión (PTP), y el Protocolo de tiempo de red (NTP). (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2015)

Figura 66 - Vista posterior, Reloj de sincronización SEL-2488



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2015)

El reloj de red sincronizado por satélite SEL-2488 tiene ocho puertos BNC, los cuales pueden ser configurados para IRIG-B demodulado, pulso de tiempo o IRIG-B modulado (hasta cuatro puertos). IRIG-B proporciona la salida de tiempo para aplicaciones de protección, sincronización de relés, unidades de medición de fasor (PMUs) y otros dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) hasta un rango de ± 40 ns. Los puertos Ethernet pueden distribuir el tiempo usando NTP a dispositivos en la red de área local (LAN) de la subestación, como servidores, computadoras y otros dispositivos que establecen su tiempo a través de NTP o Simple Network Time Protocol (SNTP). SEL-2488 puede hacer de reloj maestro de PTP, el cual soporta ambos el perfil de fábrica (IEEE 1588-2008) y el perfil de sistema de potencia (IEEE C.27.238-2011). El SEL-2488 puede distribuir NTP o PTP a cuatro redes Ethernet independientes. El SEL-2488 admite el protocolo de redundancia en paralelo (PRP) como dispositivo de nodo de conexión doble (DAN). (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2015)

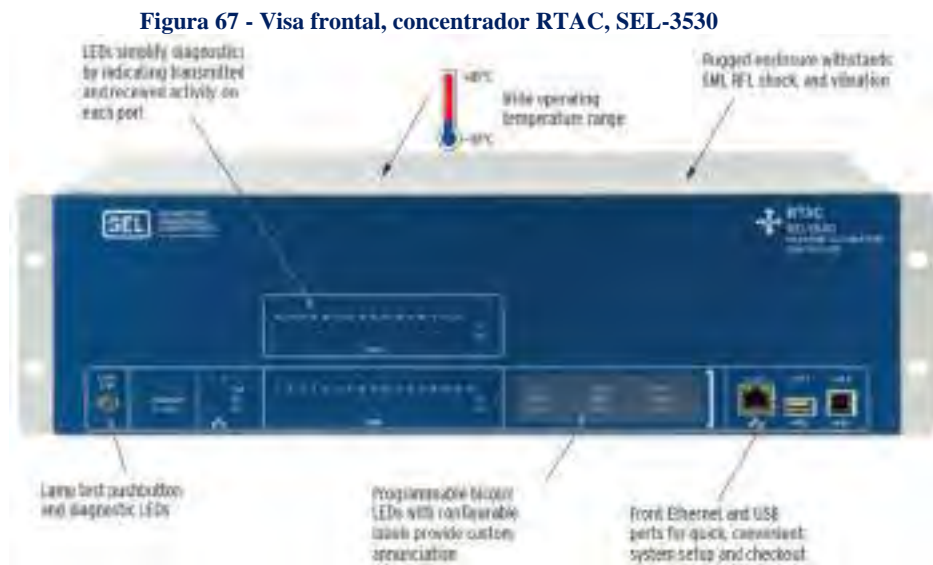
4.4.5. Concentrador / RTU / Gateway.

Es el equipo que concentra toda las señales de todos los IEDs de la subestación, que muchas veces ya tiene las características de un

computador industrial, que además cuenta con puertos de entradas y salidas de acuerdo a las necesidades, puertos Ethernet, puertos para sincronización de tiempo, puertos seriales, entre otras, tiene la capacidad de una unidad terminal remota, que también registra los eventos con la sincronización correspondiente, almacenando toda la información en una base de datos.

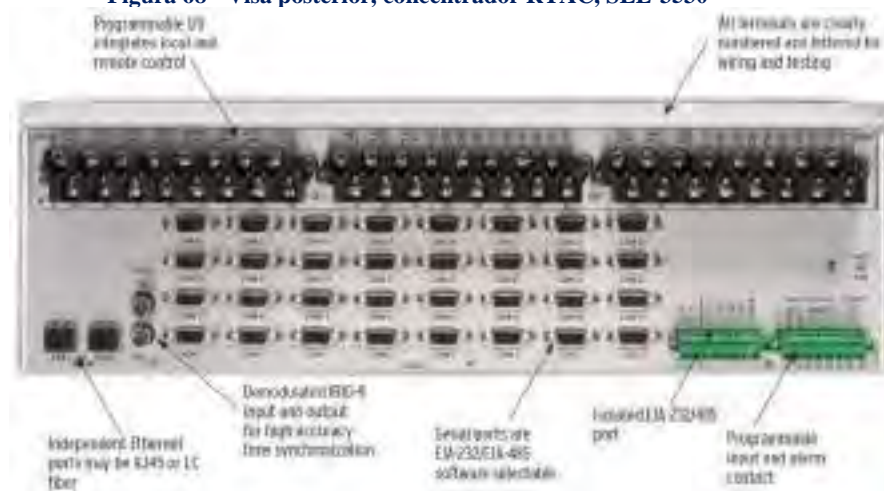
Muchas veces también debe de traducir la información del protocolo utilizado dentro de la subestación (IEC-61850 por ejemplo) al protocolo usado en el sistema SCADA de centro de control (usualmente DNP 3).

Unos de los equipos existentes en el mercado que cumple los requerimientos mencionados, es de la marca SEL, modelo SEL-3530 RTAC, que a continuación mostramos:



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

Figura 68 - Vista posterior, concentrador RTAC, SEL-3530



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

Detecta, filtra, recolecta de forma automática datos de eventos de los relés SEL conectados. La localización de la falla, la corriente de la falla y otros datos se rellenan en las etiquetas para una recuperación más fácil a través de protocolos SCADA. Usted puede recopilar y archivar eventos, de manera automática, a través del RTAC con el software acSELeRator. Procesamiento determinista para obtener control de automatización y protección urgente. Puede integrar soluciones lógicas personalizadas en el motor de lógica incorporado que cumple con IEC 61131, que viene estándar con todos los RTAC. El acceso a todas las etiquetas del sistema, lo que incluye diagnóstico, E/S de contacto, datos de protocolo y estadísticas de comunicaciones, ofrece una flexibilidad de control inigualable. Construido para trabajo industrial, es un controlador de alta disponibilidad, resiste vibraciones y temperaturas extremas. (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2015)

4.4.6. HMI (Interfaz Hombre-Máquina) en la Subestación.

Tal como su nombre lo indica, en una interfaz gráfica mostrada normalmente en una pantalla, donde se puede apreciar un diagrama unifilar de la subestación, pudiendo realizar el control de los equipos primarios, pudiéndose visualizar además los parámetros eléctricos en tiempo real de las diferentes bahías, estados de posición de los equipos de maniobra y protección, señalización de alarmas que se manifiestan con una alerta sonora para atención del operador.

Además se puede acceder al registro de eventos así como al registro de mediciones.

Figura 69 - Ejemplo de pantalla para HMI de SET



Fuente: <https://www.satranet.com/satra/descripcion-kvm-lcd.html>

4.4.7. Estación de computadora en la Subestación.

Debe estar diseñada para resistir ambientes hostiles en subestaciones de potencia y sistemas de automatización y control industrial, usualmente son equipos de clase servidor, donde se almacenaran las bases de datos de los equipos de la subestación, contendrá ó estará conectada al HMI, para poder visualizar la información de las subestación, así como poder realizar las operaciones de control sobre esta.

Visualización de eventos para ayudar a los operadores u ingenieros a diagnosticar las fallas del sistema de potencia. Para lo cual también puede contar con sistemas de autenticación y así los otorgar permisos necesarios acorde a las autorizaciones y funciones de cada colaborador y tener un mejor control de acceso.

Dentro del mercado, uno de los equipos existentes que cumple los requerimientos mencionados, de la marca SEL, es el computador modelo SEL-3355, que a continuación mostramos:

Figura 70 - Vista frontal, Computador industrial SEL 3355



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

Plataforma de automatización industrial, permite implementar el control de automatización completo y la funcionalidad de la estación de operador. Las computadoras robustas de SEL son plataformas informáticas poderosas y confiables que admiten controladores lógicos

programables (PLC) suaves y motores de control de IHM por operador. Los ingenieros de diseño pueden aprovechar los recursos de máquina virtual (MV) integrados en el chipset de las computadoras SEL para reducir los costos del proyecto. Las computadoras SEL están disponibles con procesadores Xeon de cuatro núcleos de 2.0 GHz y 2.8 GHz para satisfacer las necesidades de las aplicaciones informáticas más exigentes.

Visualización, supervisión y control de IHM.

Procesador de información.

Estación de trabajo de ingeniería, diseñada para soportar vibración, sobrecargas eléctricas, transitorios rápidos y temperaturas extremas.

Figura 71 - Vista posterior, Computador industrial SEL 3355



Fuente: (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018)

4.4.8. Equipo de digitalización de señales (Merging Unit).

Equipo más conocido por su denominación en inglés Merging Unit, dispositivo que permite digitalizar subestaciones eléctricas. Es decir es la interfaz entre el mundo analógico, de conexiones cableadas normalmente en cable de cobre y el mundo digital basado en protocolos de comunicación en redes. Esta tecnología aumenta la calidad de información que se procesa en estas, flexibilizando sus operaciones a partir del estándar IEC 61850.

Uno de las principales ventajas, es el reemplazo del complejo cableado que existe normalmente en una subestación convencional, entre el nivel de proceso con el nivel de bahía, reemplazándolo por un cableado más simple de red comunicando la información mediante protocolos acorde a las funciones y lo estipulado en el estándar IEC-61850.

Actualmente en el mercado existen una gran variedad de modelos de Merging Unit, uno de los que cumple con los requerimientos necesarios es la marca ABB, con el modelo SMU615:

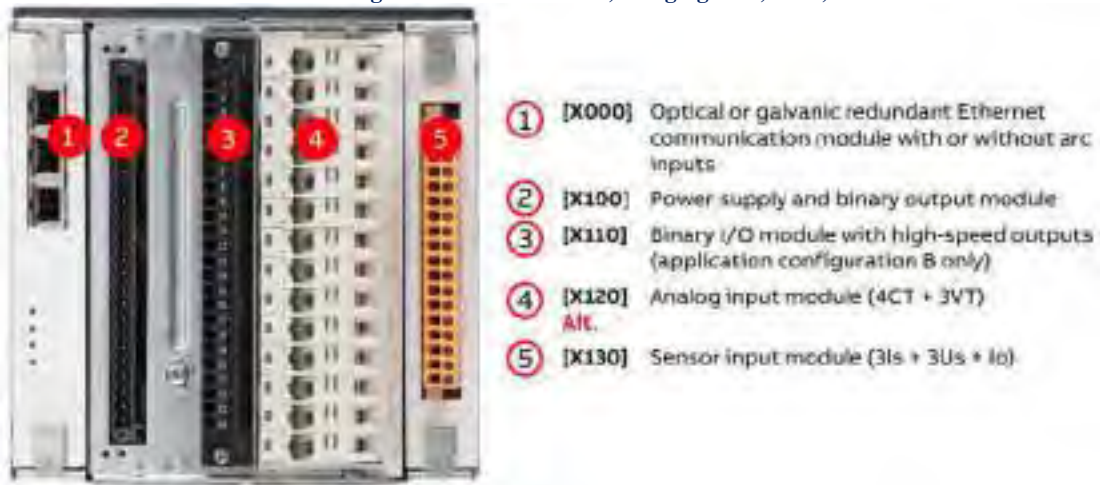
Figura 72 - Vista frontal, merging unit, ABB, SMU615



Fuente: (ABB, 2019)

SMU615 es una unidad de fusión dedicada con una interfaz digital estándar, que permite conectar sensores ABB y transformadores de instrumentos convencionales al bus de procesos basado en LE IEC 61850-9-2 para una interoperabilidad extendida de dispositivos de automatización de subestaciones.

Figura 73 - Vista Interior, Merging Unit, ABB, SMU615



Fuente: (ABB, 2019)

SMU615 proporciona una interfaz física entre el equipo primario en la celda y los dispositivos de protección en el sistema de alimentación. La unidad de fusión mide las señales de corriente y voltaje de los transformadores del instrumento, las fusiona y las envía a los dispositivos de protección en un formato de salida digital estándar.

SMU615 es totalmente compatible con la mensajería rápida GOOSE, IEEE 1588 para sincronización de tiempo de alta precisión, envío de valores medidos muestreados a través de comunicación Ethernet redundante y sensores, todo lo cual admite la creciente digitalización de subestaciones.

Entre sus principales características están:

- Unidad de fusión dedicada para aplicaciones de bus de proceso IEC 61850.
- Capacidades de comunicación con soluciones Ethernet redundantes: HSR y PRP.
- Permite conectar sensores ABB al bus de proceso basado en LE IEC 61850-9-2
- IEEE 1588 V2 para sincronización horaria de alta precisión y máximo beneficio de la comunicación Ethernet a nivel de subestación
- Tamaño compacto y diseño de unidad extraíble para una instalación y prueba rápidas

4.4.9. Medidor Multifunción.

El sistema de medición está compuesto principalmente los medidores electrónicos trifásicos multifunción de clase de precisión 0.2S según IEC 62053-22 o 0.2 según ANSI C12.20, los cuales se integrarán al sistema de automatización, debe ser capaz de realizar el registro de los siguientes parámetros:

- Voltaje.
- Corriente.
- Frecuencia.
- Potencia activa total.
- Factor de potencia total.
- Factor de potencia por fase.
- Energía aparente total.
- Energía aparente por fase.
- Potencia activa por fase.
- Potencia reactiva total.
- Potencia reactiva por fase.

Además, deben de poder almacenar la siguiente data:

- Alarmas.
- Registros de datos.
- Registros de eventos.
- Marcador de hora.
- Sincronización de GPS.
- Registros de ingresos.
- Registros históricos
- Registros de armónicos.
- Registros transitorios.

Parámetros que se utilizarán para evaluar la calidad de la energía, así como realizar los balances de energía correspondientes.

Para estos medidores multifunción, en el mercado actualmente contamos con la marca SCHNEIDER, con el modelo ION 8650, este modelo inclusive tiene ya características de analizadores de redes, lo que ayuda en la evaluación de calidad de energía.

Medidor de alta precisión y una amplia gama de características para la medición de transmisión y distribución de energía eléctrica, es un medidor avanzado para balances y calidad de energía.

El medidor proporciona las herramientas necesarias para:

- Gestionar contratos de suministro y suministro de energía.
- Realizar planificación de capacidad de red y análisis de estabilidad.
- Supervisar el cumplimiento de la calidad de la energía, los acuerdos de suministro y los requisitos reglamentarios.

Figura 74 - Vista frontal, medidor multifunción, SCHNEIDER, ION 8650



PowerLogic: ION8650 switchboard meter.

- 1 Terminals
- 2 Optical port
- 3 Main display status bar
- 4 Watt LED
- 5 Navigation, ALT/Enter buttons
- 6 VAR LED
- 7 Nameplate label
- 8 Demand reset switch

Fuente: (Schneider Electric Industries, 2018)

Dentro de las aplicaciones que se le pueden dar a este equipo están:

- Medición de transmisión y distribución.
- Medición de ingresos.
- Amplio monitoreo y análisis de la calidad de la energía.
- Monitoreo de cumplimiento de calidad de energía
- Grabación digital de fallas
- Corrección del transformador del instrumento.

4.4.10. Redbox.

Accesorio que lleva ese nombre del inglés “Redundat Box”, el cual es permite a equipos con puertos tipo SAN, conectarse a arquitectura de comunicación con redundancia PRP ó HSR, ya que este se conecta al puerto SAN lo convierte en DAN, utilizado para equipos que nativamente no cuentan con puertos DAN.

En el mercado uno de las marcas que cuentan con este accesorio es **MOXA**, con su modelo **PT-G503-PHR-PTP**:

Figura 75 - Imagen de RedBox, MOXA - PT-G503-PHR-PTP



Fuente: (Moxa Inc., 2018)

4.5. VENTAJAS e INCONVENIENTES. (Resultados)

4.5.1. Ventajas.

1. Es un estándar mundial para los sistemas de automatización de los diferentes componentes de un sistema eléctrico, incluyendo recientemente la generación de energía distribuida limpia, para su desarrollo han contribuido instituciones norteamericanos y europeas haciéndolo más universal, estando en revisión y mejora constante.
2. Incluye todas las funciones de automatización de una subestación eléctrica, protección, control, medición y supervisión.
3. Su característica de interoperabilidad e integración, sin la necesidad de adecuar uno mismo, ya que las aplicaciones y dispositivos son inherentemente capaces de inter-operar y realizar funciones de aplicaciones integradas de forma cooperativa y distribuida, permitiendo usar equipos y dispositivos de diferentes fabricantes.
4. El estándar contempla los desarrollos de funcionalidades futuras así como las ampliaciones ó extensiones de los proyectos ya desarrollados (escalabilidad), previendo la obsolescencia temprana y protegiendo así las inversiones.
5. Para el caso de nuevas implementaciones, debido a la estandarización y compatibilidad entre fabricantes, pretende la reducción de costos (mediante la reducción de cableado de cobre y menos obras civiles), aumento de prestaciones y mayor simplicidad de mantenimiento.
6. Contempla requisitos de calidad (fiabilidad, disponibilidad, integridad de datos, seguridad) de un sistema de automatización.
7. El estándar está concebido como parte de una arquitectura integrada, orientado al nuevo escenario tecnológico que existe, permitirá implementar las redes del futuro.

8. Las tecnologías necesarias para desarrollar esta nueva arquitectura, está en sintonía con la evolución tecnológica actual que son las ciencias informáticas (TCP/ IP, Ethernet, etc...).

4.5.2. Inconvenientes.

1. Es un estándar complejo y difícil de entender, tiene bastante detalle en los diferentes requerimientos, por lo que puede llevar un tiempo en su asimilación
2. La introducción de esta nueva arquitectura puede requerir cambios culturales y organizacionales.
3. La arquitectura es altamente dependiente de las comunicaciones entre IEDs, aspecto a considerar en cuanto a la calidad del hardware requerido.
4. Debido al punto anterior también se debe considerar redundancia en las comunicaciones, lo que podría requerir el uso de más equipos.
5. En su aplicación a las subestaciones digitales, existe cierta resistencia todavía por parte de los profesionales en algunos aspectos, tales como en el uso de transformadores de instrumentación ópticos, ya que durante algunas pruebas no se han obtenido resultados estables, comparando tecnologías de diferentes fabricantes.
6. Al ser un sistema orientado a las redes Ethernet, se tiene que tomar en cuenta la seguridad cibernética (Cyber - Security).

5. CAPITULO V – CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES.

5.1. Conclusiones.

1. En el presente informe técnico se demostró cómo aplicar el estándar IEC-61850 para la automatización de las subestaciones de potencia (tomando como caso una [SET](#) modelo de Electro Sur Este S.A.A.).
2. Se describió los equipos, componentes y funciones de un sistema de automatización de una subestación de Potencia, pudiéndose se ver que para aplicar el estándar IEC-61850, se debe contar con IEDs modernos.
3. Se desarrolló el proceso de modelado de un sistema de automatización con el estándar IEC-61850, cuyas bases se encuentran en las tecnologías modernas orientadas a las ciencias informáticas.
3. Se realizó una descripción comparativa, entre un SAS bajo el estándar IEC-61850 frente a un sistema convencional, donde se pudo advertir las ventajas y algunos inconvenientes que surgen con este nuevo estándar.

5.2. Recomendaciones.

1. Sería recomendable aprovechar de las ventajas que ofrece un sistema de automatización bajo el estándar IEC-61850, ya que esta preparado para los cambios tecnológicos que se puedan ir dando en el tiempo.
2. Es conveniente estar al tanto de los resultados y desempeños obtenido en las subestaciones donde ya se hayan implementado el estándar IEC-61850, para conocer las lecciones aprendidas y poder sacar el máximo provecho en caso se opte por implementar el mencionado estándar.
3. Se debe poner bastante énfasis en la seguridad cibernética (Cyber - Security).

6. GLOSARIO.

B

Bahía: Subconjunto del sistema de potencia que debe ser protegido, tales como transformadores o fin de línea, control de conmutación (switchgear) con algunas restricciones (enclavamientos/interlocking) · **24, 25, 26, 67, 70**

BCU: (del inglés; Bay Control Unit); Controlador de bahía equipo secundario que permite el control de los equipos primarios (Nivel de bahía) de protección y maniobra, muchas veces puede ser para de un IED de protección. · **7, 135**

C

CA: Corriente Alterna · **28, 31, 112**

CC: Corriente Continua · **28, 29, 112, 127**

D

Dispositivo Lógico: (del inglés; Logical Device LD); Agrupación de nodos lógicos que modelan un dispositivo virtual. · **46, 64**

DNP: Distributed Network Protocol · **140**

G

GOOSE: (del inglés; Generic Object Oriented Substation Event), es un modelo de comunicación definido por el estándar IEC 61850, que utiliza mecanismos rápidos y confiables para agrupar cualquier formato de datos (estado, valor) en un conjunto de datos y transmitirlo a través de redes de comunicación dentro de 4 milisegundos · **8, 11, 12, 44, 45, 54, 64, 79, 80, 81, 84, 85, 87, 88, 89, 90, 97, 146**

GPS: (del inglés; Global Positioning system); Sistema de Posicionamiento Global, es un sistema que permite posicionar cualquier objeto (una persona, un vehículo, etc) sobre la Tierra con una precisión de hasta centímetros (si se utiliza GPS diferencial), aunque lo común son unos pocos metros · **20, 91, 121, 137, 148**

H

HMI: (del inglés; Human-Machine Interface); Interfaz hombre maquina (IHM) · **5, 7, 8, 9, 20, 22, 27, 68, 83, 86, 121, 142**

I

ICCP: (del inglés; Inter Center Control Protocol), Protocolo de comunicación entre los Centros de Control, 60870-6-503 -60870-6-802; (TASE.2) · **37**

ICD: (del inglés; IED Capability Description); Descripción de capacidades del IED, Tipo de Archivo SCL que describe el modelo de datos, funcionalidades y las capacidades de un IED. Un IED que cumpla el estándar debe ir acompañado de su ICD · **103, 105, 106**

ICT: (del inglés; IED Configuration tool), herramienta de configuración para IEDs. · **103**

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional · **1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 15, 16, 25, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 50, 51, 54, 55, 66, 67, 71, 78, 80, 81, 83, 84, 85, 87, 89, 91, 92, 93, 94, 96, 97, 101, 102, 103, 110, 114, 120, 122, 127, 131, 137, 138, 140, 141, 145, 146, 147, 157, 158, 160**

IED: (del inglés; Intelligent Electronic Device), Dispositivo Electrónico Inteligente, son equipos secundarios programables con capacidad de comunicación · **9, 20, 21, 28, 30, 31, 34, 35, 38, 40, 41, 42, 43, 45, 50, 65, 66, 80, 85, 86, 88, 103, 105, 106, 107, 108, 135**

IID: (del inglés; Instantiated IED Description); Descripción del IED instanciado , Tipo de Archivo SCL, que contiene IEDs pre configurados. · **106**

L

LAN: (del inglés; Local Area Network); Red de Área Local · **44, 70, 88, 94, 98, 139**

M

MMS: (del inglés; Manufacturing Message Specification) (ISO 9506), es un protocolo tipo cliente/ servidor para comunicaciones entre IEDs y entidades de nivel superior (como RTU y SCADA) a través de Ethernet, es parte del estándar IEC 61850 para tecnología de comunicación en subestaciones. · **6, 11, 12, 43, 44, 66, 80, 81, 83, 85, 86**

N

Nodo Lógico: (del inglés; Logical Node - LN); La mínima parte de una función que tiene capacidad de intercambiar datos, se define como un objeto de su estructura de datos y sus métodos. Funcionalidad más pequeña que requiere intercambio de datos, DO (Data Object), DA (Data Attribute), CDC (Common Data Class). · **8, 56**

O

OSI: (del inglés, Open Systems Interconnection) es un modelo de referencia para los protocolos de la red (no es una arquitectura de red) , interconexión de sistemas abiertos, modelo de referencia para las comunicaciones · **136**

P

PICOM: (del inglés; Piece of Information for COMMunication); Describe información y requerimientos de un servicio, no su estructura o formato · **74**

R

RTU: (del inglés; Remote Terminal Unit); (UTR) Unidad Terminal Remota, equipo utilizado para concentrar señales de los diferentes equipos secundarios (relés, medidores, etc...) de una subestación eléctrica de potencia). · **7, 18, 30, 139**

S

SAS: (del inglés; Substation Automation System); Suma de la funcionalidad proporcionada por los equipos secundarios de una subestación (protección, supervisión, acceso remoto y local, redes de comunicaciones). · **2, 3, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 20, 23, 27, 28, 30, 31, 32, 34, 35, 36, 38, 46, 67, 68, 71, 72, 73, 80, 91, 97, 101, 102, 106, 110, 114, 115, 120, 122, 127, 137**

SCADA: (del inglés; Supervisory Control and Data Acquisition); Sistema de supervisión de Adquisición de Datos y Control · **20, 26, 31, 115, 140, 141**

SCD: (del inglés; System Configuration Description); Descripción de las configuraciones del sistema , Tipo de Archivo SCL que describe la configuración de todo el sistema de automatización la subestación configurado, incluyendo la información de los IEDS configurados, subsistema de comunicación IEC 61850 así como la descripción de la subestación. · **9, 103, 104, 105, 108**

SCL: System Configuration Lenguaje, El Lenguaje de Comunicación de Subestaciones es un formato de archivos estandarizados para intercambiar información entre las herramientas de configuración específicas de los fabricantes (llamadas algunas veces "herramientas de ingeniería"). · **6, 9, 40, 44, 101, 102, 103, 109**

SCSM: (del inglés; Specific Communication Service Mapping); Procedimiento estandarizado para el mapeo de los servicios y objetos ACSI hacia un stack de protocolos o perfil de comunicaciones · **6, 40, 44, 80, 89**

SCT: (del inglés; System Configuration tool); Herramienta para configuración de un sistema de automatización bajo el estándar IEC 61850 · **104**

SET · **5, 8, 9, 11, 15, 17, 22, 23, 24, 50, 111, 112, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 136, 142**

SNTP: Simple Network Time Protocol, es un protocolo de sincronización de tiempo de la familia de protocolos TCP/IP · **91, 139**

SSAA: Servicios Auxiliares, compuesto por los equipos e infraestructura de una subestación, que suministra energía tanto en CA como en CC, necesarios para el funcionamiento de los equipos secundarios · **9, 17, 18, 30, 112, 119, 120, 121, 126, 127**

SSD: (del inglés; System Specification Description); Descripción de las especificaciones del sistema , Tipo de Archivo SCL que describe la estructura de la subestación, así como la especificación del sistema con el unificar y ubica las funciones (nodos lógicos) dentro de esta estructura. · **9, 104, 105**

SV: (del inglés; Sampled Value), se utilizan para transmitir valores instantáneos digitalizados de cantidades del sistema de potencia, principalmente corrientes y voltajes primarios. Por lo tanto, los SV pueden reemplazar las cantidades secundarias clásicas. Los SV se publican en la red de la subestación y pueden ser suscritos por cualquier dispositivo que pueda hacer uso de ellos. · **8, 11, 81, 89, 90, 97**

T

TCP/IP: Transmission Control Protocol/Internet Protocol, Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet. · **50, 80, 81**

7. BIBLIOGRAFIA.

ABB. (2019). Substation Merging Unit, SMU615, Technical Manual. Vaasa, FINLAND: ABB.

Adrah, C. M. (2017). Fusion networking technology for IEC 61850 inter substation communication. *2017 IEEE International Conference on Smart Grid and Smart Cities*. Singapore, Singapore .

Brett Hampson Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2020). POWER SYSTEM OPERATION AND CONTROL SOLUTIONS USING IEC 61850. Auckland: SEL Inc.

COES-SINAC. (2013). PR-20: PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN. LIMA: COES-SINAC.

Editorial Team GRITS. (27 de 06 de 2013). *LaSalle blogging*. (Editorial Team GRITS) Recuperado el 12 de 05 de 2020, de <https://blogs.salleurl.edu/es/networking-and-internet-technologies/redundancia-y-alta-disponibilidad-ii-parallel-redundancy-protocol>

Fernandez Aviles, A. C. (2015). *EL PROTOCOLO IEC 61850 EN LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES*. Cuenca: Universidad de Cuenca.

Fundación Wikimedia, Inc. (07 de 08 de 2019). *Wikipedia - La Enciclopedia Libre*. Recuperado el 12 de 05 de 2030, de https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_tiempo_de_precisi%C3%B3n

García, P. d. (29 de 11 de 2016). *Hacia las subestaciones IEC 61850, un reto actual para las compañías eléctricas*. Recuperado el 19 de 01 de 2020, de <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-hacia-subestaciones-iec-61850-reto-actual-companias-electricas>

Inc., L. S. (01 de 01 de 2020). *Lucidchart*. (Lucid Software Inc.) Recuperado el 21 de 01 de 2020, de https://www.lucidchart.com/pages/es/que-es-el-lenguaje-unificado-de-modelado-uml#discovery__top

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2017). C37.238-2017 - IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications. Estados Unidos: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

International Electrotechnical Commission. (2016). IEC 62439-3:2016, Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel

Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR). Ginebra: International Electrotechnical Commission - Webstore.

International Electrotechnical Commission. (2016). IEC/IEEE 61850-9-3:2016, Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation. Ginebra: International Electrotechnical Commission - Webstore.

International Electrotechnical Commission. (21 de 02 de 2020). IEC 61850:2020 SER, Communication networks and systems for power utility automation - ALL PARTS. Ginebra: International Electrotechnical Commission - Webstore. Recuperado el 25 de 02 de 2020, de <https://webstore.iec.ch/publication/6028>

Moxa Inc. (2018). PT-G503 Series. Brea - USA: Moxa Inc.

OMICRON electronics GmbH. (2016). OMICRON Power Utility Communication Tutorial & Workshop 2016. Alemania: OMICRON electronics GmbH.

OMICRON electronics GmbH. (2017). OMICRON Power Utility Communication Tutorial & Workshop 2017. Alemania: OMICRON electronics GmbH.

OMICRON electronics GmbH. (2018). OMICRON Power Utility Communication Tutorial & Workshop 2018. Alemania: OMICRON electronics GmbH.

OMICRON electronics GmbH. (2019). OMICRON Power Utility Communication Tutorial & Workshop 2019. Alemania: OMICRON electronics GmbH.

Ramirez C.F., Mejia Villegas SA Ingenieros Consultores. (2003). *Subestaciones De Alta Y Extra Alta Tensión*. Medellin: Mejia Villegas SA .

REDES ELECTRICAS & COMUNICACIONES S.A.C. (2020). *AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES BAJO EL ESTANDAR IEC-61850*. Colombia: www.redelcom.org.

Schneider Electric Industries. (2018). ION8650 series Technical Datasheet. Nanterre - FRANCIA: Schneider Electric Industries.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2015). SEL-2488 Reloj de red sincronizado vía satélite. Pullman - USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2017). SEL-751 Relé de protección de alimentador. Pullman-USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2018). RTAC SEL-3530 Real-Time Automation Controller. Pullman - USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2018). SEL-2730M Switch Ethernet administrable de 24 puertos. Pullman-USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2018). SEL-3355 Computadora. Pullman - USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2018). SEL-487E Relé de protección de transformador. Pullman-USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Wikipedia. (2020 de Marzo de 03). *Wikipedia La Enciclopedia Libre*. Recuperado el 2020 de Marzo de 06, de https://es.wikipedia.org/wiki/Direcci%C3%B3n_IP

ANEXO A.

En el presente anexo se tiene lo siguientes planos:

EX-DUGE-01, Diagrama unifilar general.

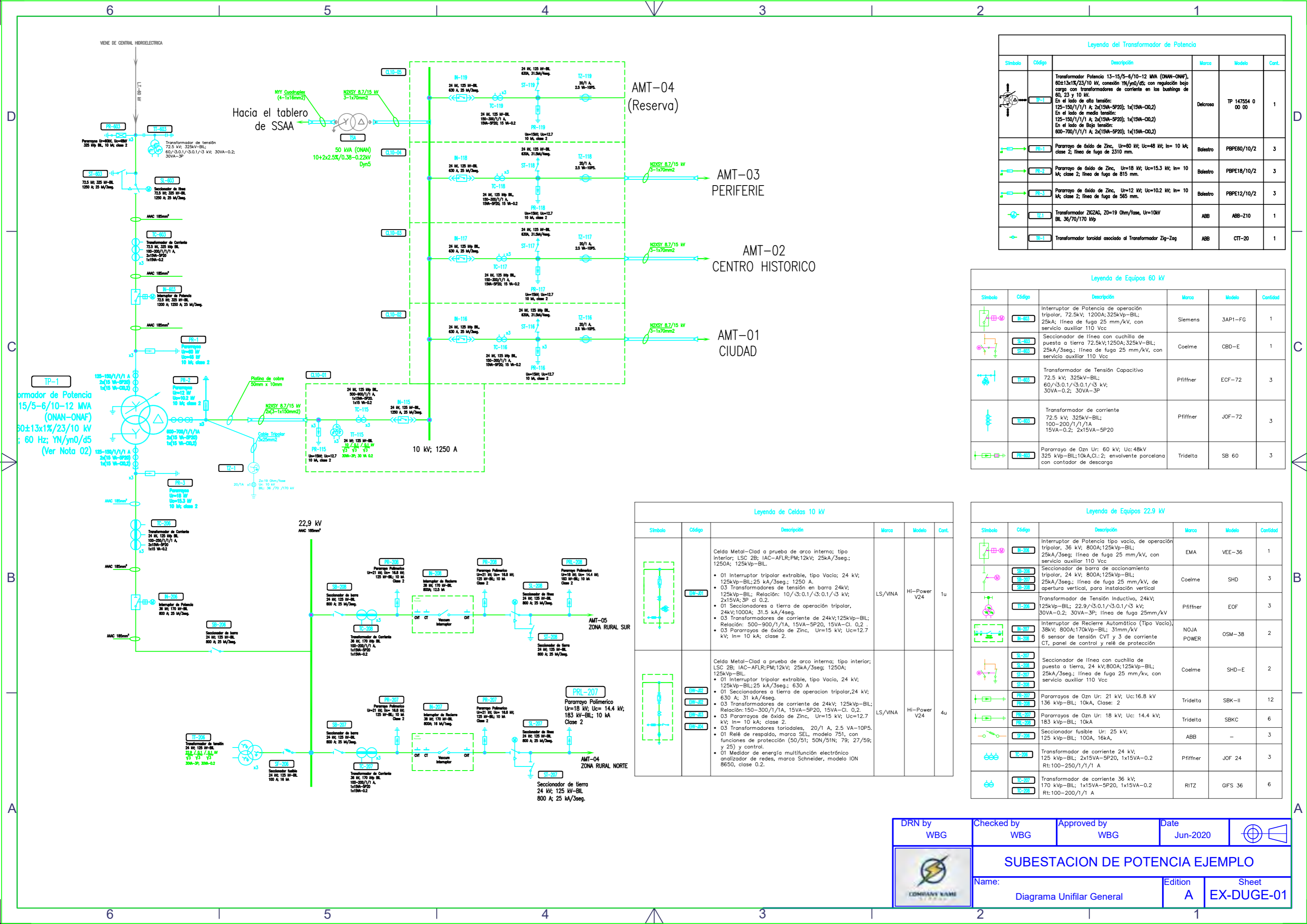
EX-OBCI-01, Vista de planta, Disposición de Obras Civiles.

EX-DIEQ-01, Vista de planta, Disposición de Equipos primarios.

EX-DUPM-01, Diagrama Unifilar de Protección y Medición.

EX-SASC-01, Sistema de Automatización Convencional.

EX-SASN-01, Sistema de Automatización con IEC-61850.



Legenda del Transformador de Potencia

| Simbolo | Código | Descripción | Marca | Modelo | Cant. |
|---------|--------|--|----------|-------------------|-------|
| | TP-1 | Transformador Potencia 13-15/5-6/10-12 MVA (ONAN-ONAF), 60±1.3x1x23/10 kV, conexión YN/yn0/d5; con regulación bajo carga con transformadores de corriente en los bushings de 60, 23 y 10 kV. En el lado de alta tensión: 125-150/1/1/1 A; 2x(15VA-SP20); 1x(15VA-CO,2) En el lado de media tensión: 125-150/1/1/1 A; 2x(15VA-SP20); 1x(15VA-CO,2) En el lado de Baja tensión: 600-700/1/1/1 A; 2x(15VA-SP20); 1x(15VA-CO,2) | Delcrosa | TP 147554 0 00 00 | 1 |
| | PR-1 | Pararrayo de óxido de Zinc, Ur=60 kV; Uc=48 kV; In= 10 kA; clase 2; línea de fuga de 2310 mm. | Balestro | PBPE60/10/2 | 3 |
| | PR-2 | Pararrayo de óxido de Zinc, Ur=18 kV; Uc=15.3 kV; In= 10 kA; clase 2; línea de fuga de 815 mm. | Balestro | PBPE18/10/2 | 3 |
| | PR-3 | Pararrayo de óxido de Zinc, Ur=12 kV; Uc=10.2 kV; In= 10 kA; clase 2; línea de fuga de 565 mm. | Balestro | PBPE12/10/2 | 3 |
| | TI-1 | Transformador ZIGZAG, ZD=19 Ohm/fase, Ur=10kV BL 36/70/170 kVp | ABB | ABB-210 | 1 |
| | TI-2 | Transformador toroidal asociado al Transformador Zig-Zag | ABB | CIT-20 | 1 |

Legenda de Equipos 60 kV

| Simbolo | Código | Descripción | Marca | Modelo | Cantidad |
|---------|--------|--|----------|---------|----------|
| | CI-60 | Interruptor de Potencia de operación tripolar, 72.5kV; 1200A; 325kVp-BIL; 25kA; línea de fuga 25 mm/kV, con servicio auxiliar 110 Vcc | Siemens | 3AP1-FG | 1 |
| | SI-60 | Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra 72.5kV;1250A;325kV-BIL; 25kA/3seg.; línea de fuga 25 mm/kV, con servicio auxiliar 110 Vcc | Coelme | CBD-E | 1 |
| | TI-60 | Transformador de Tensión Capacitivo 72.5 kV; 325kV-BIL; 60/√3.0.1/√3.0.1/√3 kV; 30VA-0.2; 30VA-3P | Pfiffner | ECF-72 | 3 |
| | TC-60 | Transformador de corriente 72.5 kV; 325kV-BIL; 100-200/1/1/1A 15VA-0.2; 2x15VA-5P20 | Pfiffner | JOF-72 | 3 |
| | PR-60 | Pararrayo de Ozn Ur: 60 kV; Uc:48kV 325 kVp-BIL;10kA,Cl.2; envoltorio porcelana con contador de descarga | Tridelta | SB 60 | 3 |

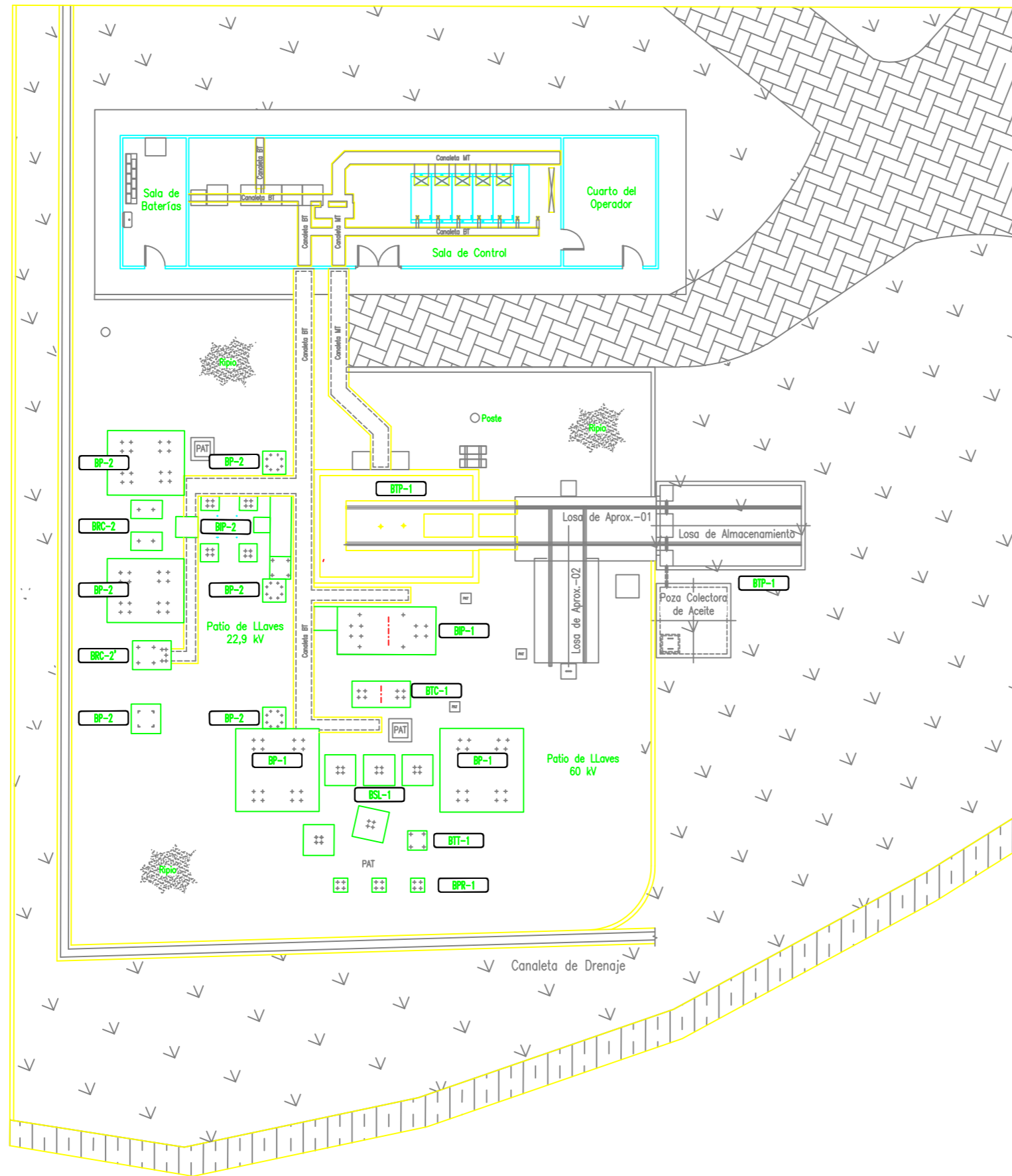
Legenda de Celdas 10 kV

| Simbolo | Código | Descripción | Marca | Modelo | Cant. |
|---------|--------|---|---------|--------------|-------|
| | BN-01 | Celda Metal-Clad a prueba de arco interno; tipo interior; LSC 2B; IAC-AFLR;PM;12kV; 25kA/3seg.; 1250A; 125kVp-BIL. • 01 Interruptor tripolar extraíble, tipo Vacío; 24 kV; 125kVp-BIL;25 kA/3seg.; 1250 A. • 03 Transformadores de tensión en barra 24kV; 125kVp-BIL; Relación: 10/√3.0.1/√3.0.1/√3 kV; 2x15VA; 3P cl 0.2. • 01 Seccionadores a tierra de operación tripolar, 24kV;1000A; 31.5 kA/4seg. • 03 Transformadores de corriente de 24kV;125kVp-BIL; Relación: 500-900/1/1A, 15VA-5P20, 15VA-CI. 0.2 . • 03 Pararrayos de óxido de Zinc, Ur=15 kV; Uc=12.7 kV; In= 10 kA; clase 2. | LS/VINA | Hi-Power V24 | 1u |
| | BN-02 | Celda Metal-Clad a prueba de arco interno; tipo interior; LSC 2B; IAC-AFLR;PM;12kV; 25kA/3seg.; 1250A; 125kVp-BIL. • 01 Interruptor tripolar extraíble, tipo Vacío, 24 kV; 125kVp-BIL;25 kA/3seg.; 630 A. • 01 Seccionadores a tierra de operación tripolar,24 kV; 630 A; 31 kA/4seg. • 03 Transformadores de corriente de 24kV; 125kVp-BIL; Relación:150-300/1/1A, 15VA-5P20, 15VA-CI. 0.2 . • 03 Pararrayos de óxido de Zinc, Ur=15 kV; Uc=12.7 kV; In= 10 kA; clase 2. • 01 Relé de respaldo, marca SEL, modelo 751, con funciones de protección (50/51; 50N/51N; 79; 27/59; y 25) y control. • 01 Medidor de energía multifunción electrónico analizador de redes, marca Schneider, modelo ION 8650, clase 0.2. | LS/VINA | Hi-Power V24 | 4u |

Legenda de Equipos 22.9 kV

| Simbolo | Código | Descripción | Marca | Modelo | Cantidad |
|---------|---------|--|------------|---------|----------|
| | CI-22.9 | Interruptor de Potencia tipo vacío, de operación tripolar, 36 kV; 800A;125kVp-BIL; 25kA/3seg; línea de fuga 25 mm/kV, con servicio auxiliar 110 Vcc | EMA | VEE-36 | 1 |
| | SI-22.9 | Seccionador de barra de accionamiento tripolar, 24 kV; 800A;125kVp-BIL; 25kA/3seg.; línea de fuga 25 mm/kV, de apertura vertical, para instalación vertical | Coelme | SHD | 3 |
| | TI-22.9 | Transformador de Tensión Inductivo, 24kV; 125kVp-BIL; 22.9/√3.0.1/√3.0.1/√3 kV; 30VA-0.2; 30VA-3P; línea de fuga 25mm/kV | Pfiffner | EOF | 3 |
| | RI-22.9 | Interruptor de Recierre Automático (Tipo Vacío), 38kV; 800A;170kVp-BIL; 31mm/kV 6 sensor de tensión CVT y 3 de corriente CT, panel de control y relé de protección | NOJA POWER | OSM-38 | 2 |
| | SI-22.9 | Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra, 24 kV;800A;125kVp-BIL; 25kA/3seg.; línea de fuga 25 mm/kv, con servicio auxiliar 110 Vcc | Coelme | SHD-E | 2 |
| | PR-22.9 | Pararrayos de Ozn Ur: 21 kV; Uc:16.8 kV 136 kVp-BIL; 10kA, Clase: 2 | Tridelta | SBK-II | 12 |
| | PR-22.9 | Pararrayos de Ozn Ur: 18 kV; Uc: 14.4 kV; 183 kVp-BIL; 10kA | Tridelta | SBKC | 6 |
| | SI-22.9 | Seccionador fusible Ur: 25 kV; 125 kVp-BIL; 100A, 16kA, | ABB | - | 3 |
| | TC-22.9 | Transformador de corriente 24 kV; 125 kVp-BIL; 2x15VA-5P20, 1x15VA-0.2 Rt:100-250/1/1/1 A | Pfiffner | JOF 24 | 3 |
| | TC-22.9 | Transformador de corriente 36 kV; 170 kVp-BIL; 1x15VA-5P20, 1x15VA-0.2 Rt:100-200/1/1 A | RITZ | GIFS 36 | 6 |

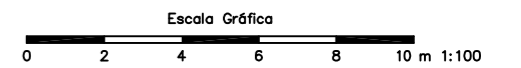
| | | | | |
|---------------------------------------|-------------------|--------------------|------------------|---------------------|
| DRN by WBG | Checked by WBG | Approved by WBG | Date Jun-2020 | |
| SUBSTACION DE POTENCIA EJEMPLO | | | | |
| Name: Diagrama Unifilar General | | Edition A | | Sheet EX-DUGE-01 |



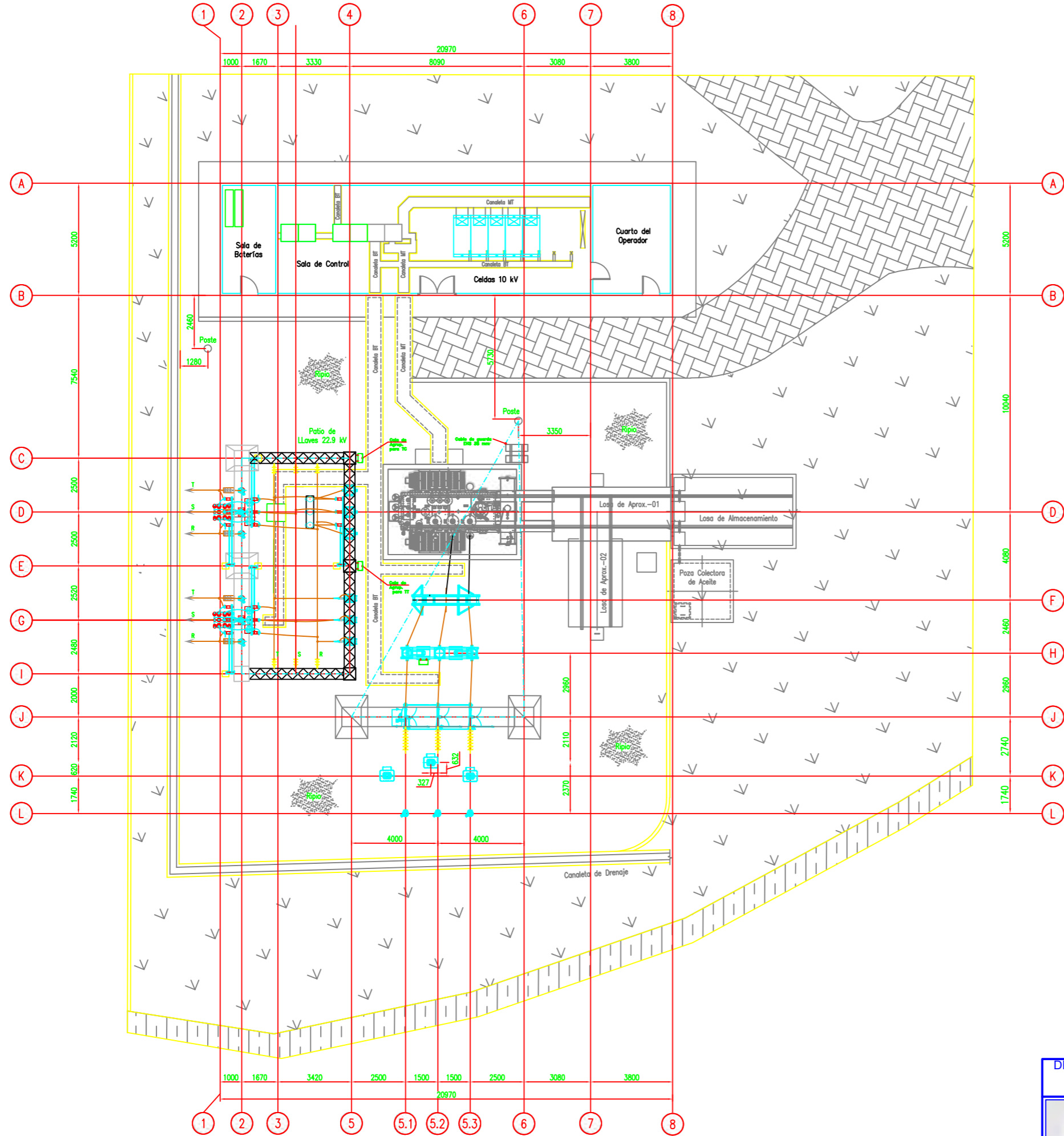
| Bases de Pórticos | | |
|-------------------|---------------------------------------|----------|
| Ítem | Descripción | Cantidad |
| BP-1 | Base de Columna de Pórtico de 60 kV | 2u |
| BP-2 | Base de Columna de Pórtico de 22.9 kV | 6u |

| Bases de Equipos 60 kV | | |
|------------------------|---|----------|
| Ítem | Descripción | Cantidad |
| BTP-1 | Base de Transformador de Potencia Trifásico 60/22.9/10 kV | 1u |
| BIP-1 | Base de Interruptor de Potencia Trifásico | 1u |
| BTC-1 | Base de Transformador de Corriente | 1u |
| BSL-1 | Base de Seccionador de Línea | 3u |
| BTI-1 | Base de Transformador de Tensión | 3u |
| BPR-1 | Base de Pararrayos | 3u |

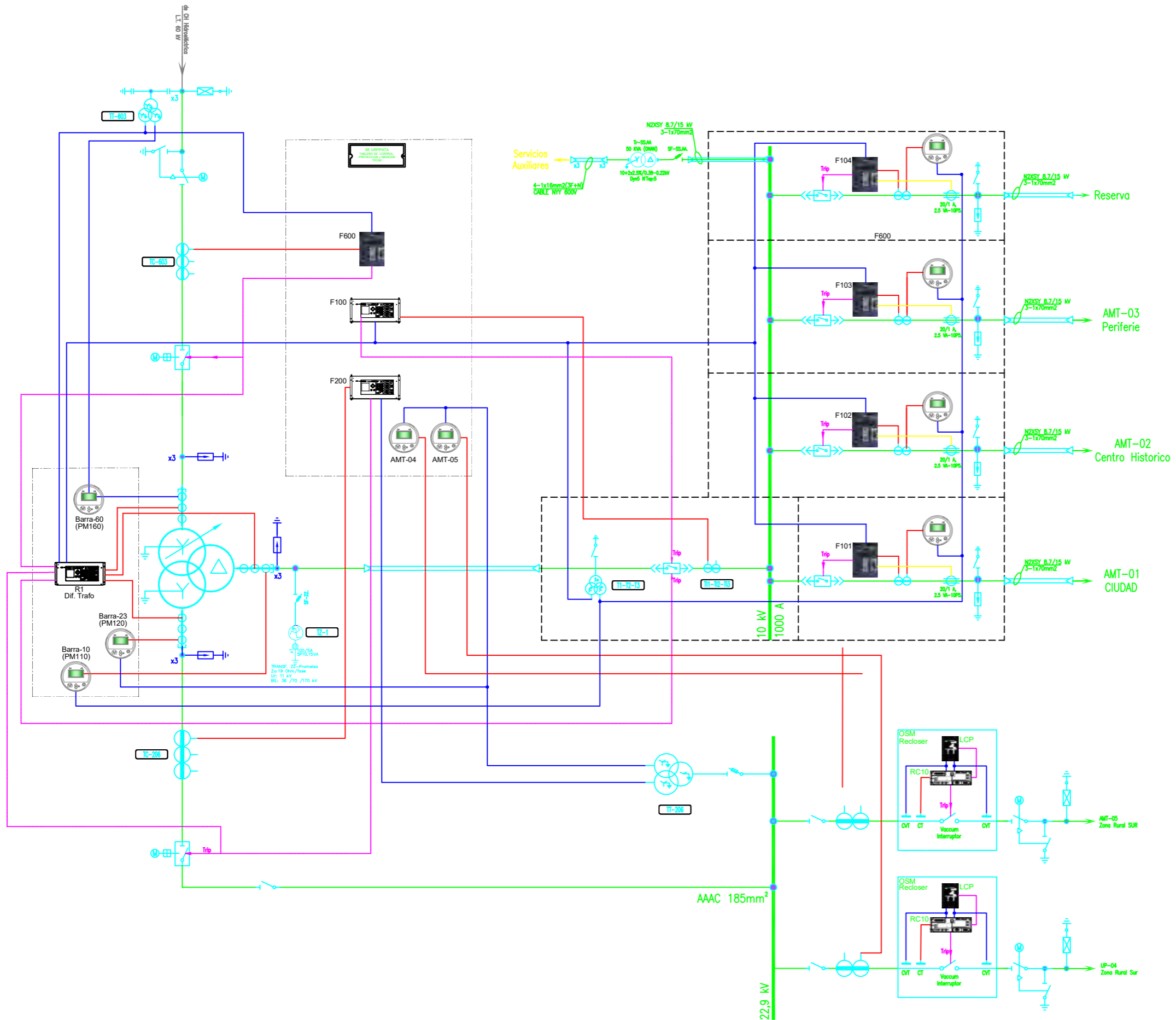
| Bases de Equipos 22.9 kV | | |
|--------------------------|---------------------------------|----------|
| Ítem | Descripción | Cantidad |
| BRC-2 | Base de Recloser 1 | 1u |
| BRC-2 | Base de Recloser 2 | 1u |
| BIP-2 | Base de Interruptor de Potencia | 1u |



| | | | | |
|--|-------------------|--------------------|------------------|---------------------|
| DRN by WBG | Checked by WBG | Approved by WBG | Date Jun-2020 | |
| SUBESTACION DE POTENCIA EJEMPLO | | | | |
| Name: Vista de Planta Disposicion de Obras Civiles | | | Edition A | Sheet EX-OBCI-01 |



| | | | | |
|--|-------------------|--------------------|------------------|---------------------|
| DRN by WBG | Checked by WBG | Approved by WBG | Date Jun-2020 | |
| SUBESTACION DE POTENCIA EJEMPLO | | | | |
| Name: Vista de Planta Disposicion de Equipos | | | Edition A | Sheet EX-DIEQ-01 |



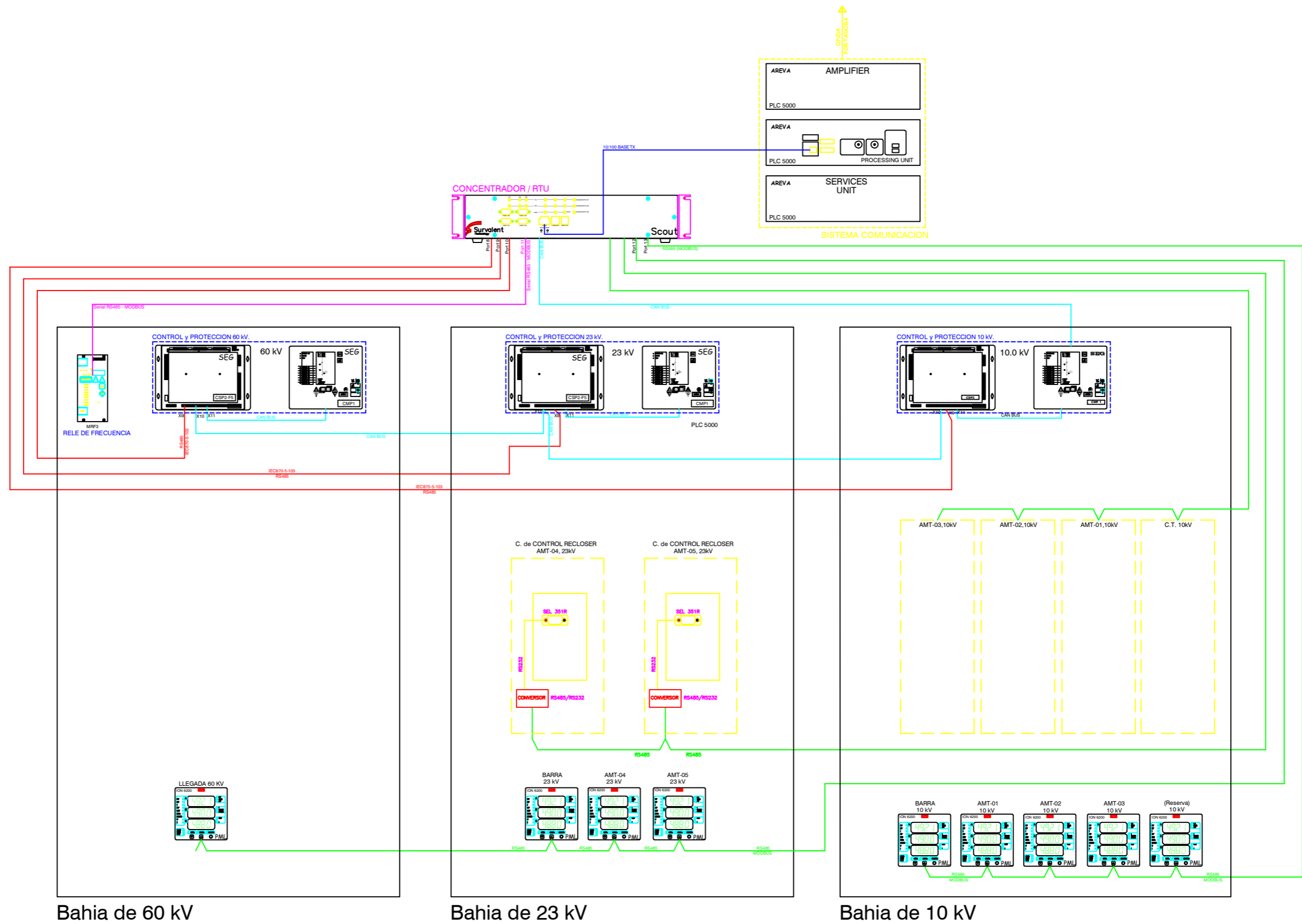
| Legenda de Equipos de Control y Protección Projectados | | | | |
|--|---|-------|--------|-------|
| Símbolo | Descripción | Marca | Modelo | Cant. |
| | <p>Protección de respaldo y controlador de bahías de alimentadores 22.9 kV (F101) y para células 10 kV (F201), con las siguientes funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> 50/51 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase 50N/51N Protección de sobrecorriente a tierra instantánea/temporizada 51Q Protección de sobrecorriente de secuencia negativa 67/67N Protección de sobrecorriente direccional de fase/a tierra 27/27N Protección de Mínima y sobre tensión 79 Función de Recierre 25 Chequeo de sincronismo 81 Función de Frecuencia 50BF Fallo de Interruptor RF Registro de Fallo FE Registro de eventos LF Localización de fallas OSC Oscilografía <p>Entradas analógicas 1 A, puerto de comunicación frontal RJ45 (Ethernet), protocolo de comunicación IEC 61850, DNP3, Ethernet RJ 45, serial RS232, RS-485.</p> | SEL | 487E | 2 u |
| | <p>Protección de respaldo todo 80 kV (F601), protección y control células de alimentadores 10 kV (F111, F112, F113 y F114), con las siguientes funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> 50/51 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase 51Q Protección de sobrecorriente de secuencia negativa 50N/51N Protección de sobrecorriente a tierra instantánea/temporizada 67/67N Protección de sobrecorriente direccional de fase/a tierra 27/27N Protección de Mínima y sobre tensión 79 Función de Recierre 25 Chequeo de sincronismo 81 Función de Frecuencia 50BF Fallo de Interruptor SEF Protección de Fallo sensible a tierra RF Registro de Fallo y eventos LF Localización de fallas <p>Entradas analógicas 1 A, puerto de comunicación frontal RJ45 (Ethernet), protocolo de comunicación IEC 61850, DNP3, Ethernet RJ 45, serial RS232, RS-485.</p> | SEL | 751 | 5 u |

| Legenda de Equipos de Control y Protección Projectados | | | | |
|--|--|------------|--------|-------|
| Símbolo | Descripción | Marca | Modelo | Cant. |
| | Panel de Control Local de Recloser NOJA POWER OSM38 | NOJA POWER | LCP | 2 u |
| | <p>Relé de Protección de Recloser NOJA POWER OSM38.</p> <ul style="list-style-type: none"> 50/51 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase 50N/51N Protección de sobrecorriente a tierra instantánea/temporizada/Secuencia de Fase Negativa (NPS) 5F Protección Fallo Sensitivo a Tierra 27/27N Bajo/Sobre Voltaje (UF/OF) Control de Recierre por Voltaje (VRC) Restauración Automática del Suministro (ABR) Protección d Armónicos | NOJA POWER | RC10 | 2 u |

Legenda:
 - Señales de disparo (Trip)
 - Señales de tensión
 - Señales de corriente

| | | | | |
|--|-------------------|--------------------|------------------|---------------------|
| DRN by WBG | Checked by WBG | Approved by WBG | Date Jun-2020 | |
| SUBESTACION DE POTENCIA EJEMPLO | | | | |
| Name: Diagrama Unifilar General | | | Edition A | Sheet EX-DUPM-01 |

ARQUITECTURA DE COMUNICACION CONVENCIONAL



Bahia de 60 kV

Bahia de 23 kV

Bahia de 10 kV

Ethernet 10/100 BASE TX

Es un subestándar de Ethernet para redes de área local. Físicamente se construye con topología en estrella y utiliza como medio de transmisión cable UTP.

RS 485 - IEC870-5-103

Comunicación en serie, con el protocolo IEC 870-5-103. Protocolos de transmisión especialmente diseñados para la comunicación de equipos de protección, de una unidad central a varios dispositivos de protección.

CAN BUS

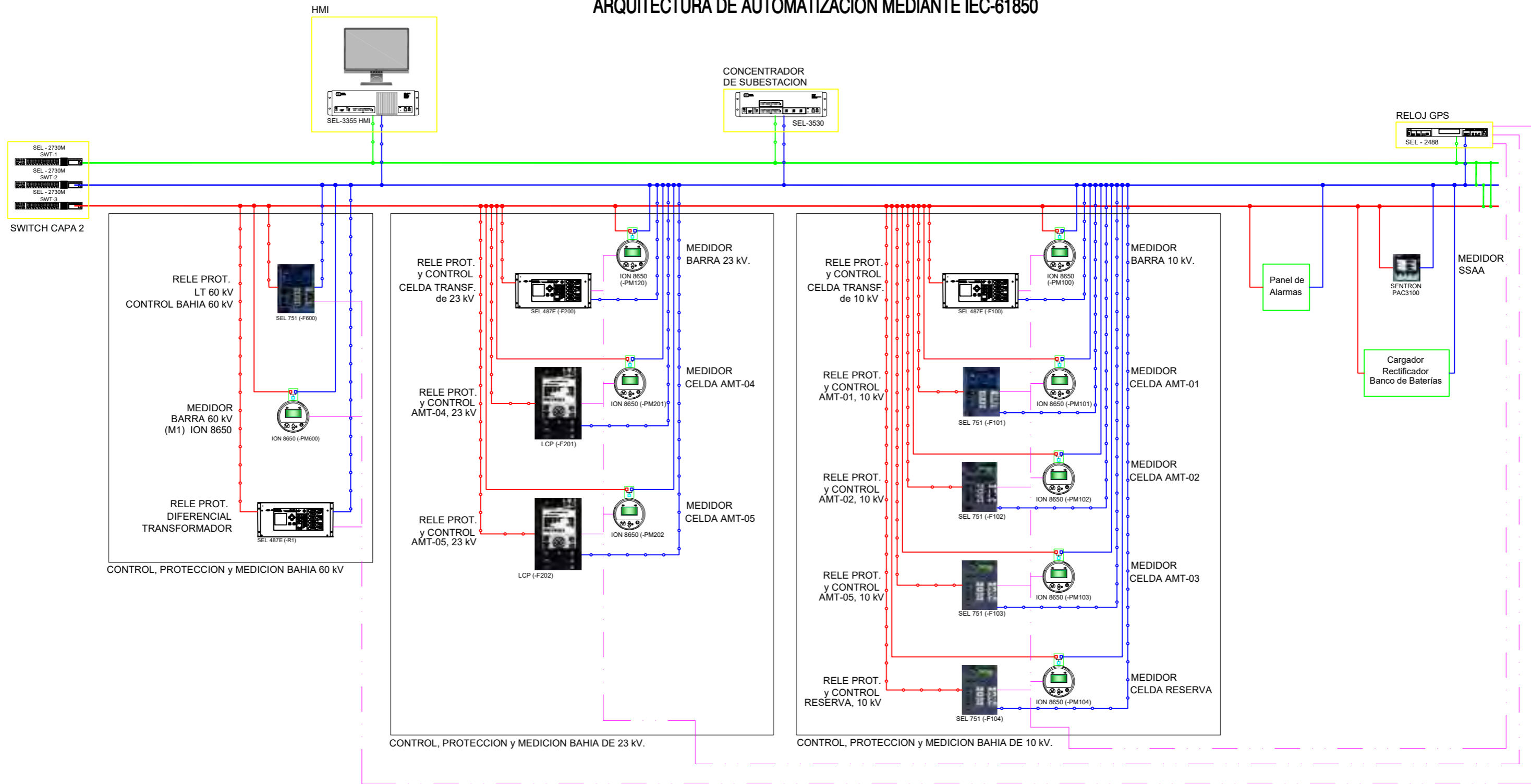
Controller Area Network - Protocolo de comunicaciones desarrollado por firma alemana Robert Bosch GmbH, basado en topología BUS, para entornos distribuidos.

Serial RS485 - MODBUS

Serial RS485 - MODBUS. Permite interconectar un dispositivo Modbus con uno o varios dispositivos genéricos en serie. El convertidor es bidireccional y permite leer la información desde el lado de la serie y escribir los comandos si fuese necesario.

| | | | | |
|--|-------------------|--------------------|------------------|---------------------|
| DRN by WBG | Checked by WBG | Approved by WBG | Date Jun-2020 | |
| SUBESTACION DE POTENCIA EJEMPLO | | | | |
| Name: Arquitectura de SAS Convencional | | Edition A | | Sheet EX-SASC-01 |

ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACION MEDIANTE IEC-61850



| LEYENDA | |
|---------|---------------------------|
| | CABLE ETHERNET Cu, CAT-6A |
| | CABLE DE F.O. |
| | CABLE COAXIAL |

| | | | | |
|---|-------------------|--------------------|------------------|---------------------|
| DRN by WBG | Checked by WBG | Approved by WBG | Date Jun-2020 | |
| SUBESTACION DE POTENCIA EJEMPLO | | | | |
| Name: Arquitectura de SAS Moderno IEC-61850 | | | Edition A | Sheet EX-SASN-01 |