



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
**“Formando líderes para la construcción de
un nuevo país en paz”**

**DIAGNÓSTICO DE ARQUITECTURA DE
COMUNICACIONES DE IEDS EN
SUBESTACIONES NIVEL 115 KV EN LA
EMPRESA CENTRALES ELÉCTRICAS DEL
NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.**

Autor:
LANDIS JULIANA CAMARGO QUINTERO

Director:
M.Sc Jesús Eduardo Ortiz Sandoval

Ingeniería Electrónica
Departamento de Ingenierías Eléctrica, Electrónica, Sistemas y
Telecomunicaciones
Facultad de Ingenierías y Arquitectura
Universidad de Pamplona
Pamplona, 19 diciembre de 2017

**Para mis Padres y Hermanos
Por su constante entrega
Y cariño.**

Índice

Prefacio	VII
AGRADECIMIENTO	IX
RESUMEN.....	X
1. INTRODUCCIÓN	- 12 -
1.1. PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN	- 13 -
1.2. OBJETIVOS.....	- 14 -
1.2.1. Objetivo General.....	- 14 -
1.2.2. Objetivos Específicos.....	- 14 -
2. MARCO TEÓRICO	- 15 -
2.1. Antecedentes.	- 16 -
2.2 Centrales Eléctrica del Norte de Santander S.A E.S. P.....	- 17 -
2.2.1 Reseña histórica.	- 17 -
2.2.2 Descripción	- 17 -
2.2.3 Misión.	- 18 -
2.2.4 Visión 2015.....	- 18 -
2.2.5 Valores.	- 18 -
2.3 Arquitectura de comunicaciones.	- 18 -
2.3.1 PROTOCOLOS INDUSTRIALES.....	- 19 -
2.3.2 PROTOCOLOS DE RED.....	- 21 -
2.3 Automatización en subestaciones.....	- 24 -
2.4 Norma IEC 61850.	- 25 -
2.4.1 Características y ventajas de norma IEC61850.	- 26 -
2.4.2 Estructura de la norma.	- 27 -
2.5 Topología de red.....	- 28 -
2.5.1 Red de anillo	- 28 -
2.5.2 Red de árbol.....	- 29 -
2.5.3 Red en malla	- 29 -
2.5.4 Red en bus	- 30 -
2.5.4 Red de estrella.....	- 30 -
3. METODOLOGÍA.....	- 34 -
3.1 Elementos que interviene en la arquitectura de comunicación de las subestaciones.	- 34 -
3.1.1 SMP16.....	- 34 -
3.1.2 RS8000	- 35 -
3.1.3 7SS522.....	- 35 -
3.1.4 7UM62.....	- 36 -

3.1.5 7SJ61-2.....	- 36 -
3.1.6 6MD63.....	- 37 -
3.1.7 7SS525.....	- 38 -
3.1.8 PM 9610.....	- 38 -
3.1.9 PM9200.....	- 39 -
3.1.10 7SA522	- 40 -
3.1.11 RX1500	- 40 -
3.1.12 6MD85.....	- 41 -
3.1.13 SICAM 1703.....	- 42 -
3.1.14 RMC30.....	- 43 -
3.1.15 SCALANCE X204RNA	- 44 -
3.1.16 RS 900	- 45 -
3.1.17 RMC30	- 46 -
3.1.18 RS950	- 47 -
3.1.19 GPS 300	- 47 -
3.1.20 7UT87.....	- 48 -
3.1.21 7KE8.....	- 49 -
3.3.22 ION7550 / ION7650	- 50 -
3.1.23 SIMEAS P.....	- 51 -
3.1.24 PM 800.....	- 52 -
3.1.25 TAPCON® 230	- 53 -
3.1.26 SEL 787	- 54 -
3.1.27 SEL 311C	- 55 -
3.1.28 F35.....	- 56 -
3.1.29 SEL2410	- 57 -
3.1.30 SEL352	- 58 -
3.1.31 SEL 2523.....	- 58 -
3.1.32 SEL 421	- 59 -
3.1.33 SEL 351	- 59 -
3.1.34 SEL 351A.....	- 60 -
3.1.35 SEL 2030.....	- 60 -
3.1.36 SEL 387A.....	- 61 -
3.1. 37 SEL 451	- 62 -
3.1.38 UMG 96.....	- 63 -
3.1.39 TESLA4000	- 63 -
3.1.40 M91.....	- 65 -

3.1.41 SEL321	- 65 -
3.1.42 SEL751A.....	- 66 -
3.1.43 7SJ62	- 67 -
3.1.44 ION7330.....	- 67 -
3.1.45 ION 8400	- 68 -
3.1. 46 7UT612	- 68 -
3.2 Elementos que componen una Subestación	- 69 -
3.2.1 Transformador.....	- 70 -
3.2.2 Interruptor de potencia.....	- 70 -
3.2.3 Restaurador.....	- 70 -
3.2.4 Cuchillas fusibles	- 70 -
3.2.5 Cuchillas desconectoras y cuchillas de	- 70 -
3.2.6 Apartarrayos	- 70 -
3.2.7 Transformadores de instrumento	- 71 -
3.2.8 Barras o buses.....	- 71 -
3.3 Fallas que se presentan en los sistemas	- 71 -
3.3.1 Principales fallas del sistema de comunicación.....	- 71 -
3.4 Cargabilidad de cada una de las subestaciones.....	- 73 -
3.5 Impacto en el SAIDI y SAIFI.....	- 73 -
4. RESULTADOS.....	- 76 -
4.1 Descripción general de las subestaciones.....	- 76 -
4.1.1 Componentes de software del sistema de control.....	- 78 -
4.1.2 Descripción específica de los niveles del sistema.....	- 79 -
4.2 SUBESTACIÓN SAN MATEO	- 81 -
4.2.1 Diagrama Unifilar de la Subestación San Mateo	- 81 -
4.2.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación San Mateo. - 82 -	
4.2.1 Descripción del sistema.....	- 83 -
4.3 SUBESTACIONES BELÉN	- 87 -
4.3.1 Diagrama Unifilar de la Subestación Belén	- 87 -
4.3.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación Belén....	- 87 -
4.3.1 Descripción del sistema.....	- 88 -
4.4 SUBESTACIÓN LA ÍNSULA	- 89 -
4.3.1 Diagrama Unifilar de la Subestación La Ínsula	- 90 -
4.3.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación subestación La Ínsula.	- 90 -
4.3.3 Descripción del sistema.....	- 91 -

3.5	SUBESTACIÓN SEVILLA	- 91 -
4.5.1	Diagrama Unifilar de la Subestación Sevilla.....	- 92 -
3.5.2	Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación Sevilla. .	- 92 -
3.5.3	Descripción del sistema.....	- 93 -
4.6	Identificación de falencias y propuesta de mejoras o soluciones en la configuración de arquitectura de IEDs	- 93 -
5.	CONCLUSIONES.....	- 96 -
6.	RECOMENDACIONES.....	- 98 -
7.	REFERENCIAS	- 99 -

Tabla de Figuras

Figura 1. Norma IEC 61850 [8]	- 26 -
Figura 2. Características y ventajas de la implementación de IEC 61850 [8]	- 27 -
Figura 3. Red tipo anillo.	- 29 -
Figura 4. Topología red tipo Árbol	- 29 -
Figura 5. Topología red de malla	- 29 -
Figura 6. Topología tipo bus	- 30 -
Figura 7. Topología tipo estrella.	- 30 -
Figura 8.SMP16 [9]	- 34 -
Figura 9. RS8000 [10]	- 35 -
Figura 10. 7SS522 [10]	- 35 -
Figura 11. 7UM62 [10]	- 36 -
Figura 12. 7SJ61-2 [10].....	- 37 -
Figura 13. 6MD63 [10]	- 37 -
Figura 14. 7SS525 [10]	- 38 -
Figura 15 . 7SS525 [10]	- 39 -
Figura 16. PM9200 [11].....	- 39 -
Figura 17. 7SA522 [10]	- 40 -
Figura 18. RX1500 [10].....	- 40 -
Figura 19. Controlador 6MD8X [10]	- 42 -
Figura 20. AK 1703 [6]	- 42 -
Figura 21. RUGGEDCOMAK RMC30 [6].....	- 43 -
Figura 22. SCALANCE X204RNA [6]	- 44 -
Figura 23. Switch RS900 [6]	- 45 -
Figura 24. Ruggedcom RMC30 [6]	- 46 -
Figura 25. Ruggedcom RS950 [6]	- 47 -
Figura 26.GPS LANTIME 300. [6].....	- 47 -
Figura 27. SIPROTEC 7UT87. [10].....	- 48 -
Figura 28. SIPROTEC 7KE85 [10].....	- 49 -
Figura 29. ION7550 / ION7650 [12]	- 50 -
Figura 30. Simeas P [10].....	- 51 -
Figura 31. Medidor de potencia serie 800 [13]	- 52 -
Figura 32 .Regulador TAPCON 230 [14]	- 53 -
Figura 33.Relé de protección de transformador SEL 787 [15]	- 54 -
Figura 34. Sistema de protección de transmisión [16].....	- 55 -
Figura 35. Sistema de protección del alimentador	- 56 -
Figura 36. Monitor SEL 2410 [17]	- 57 -
Figura 37. SEL352 [15]	- 58 -
Figura 38.SEL-2523 Panel anunciador [15].....	- 58 -
Figura 39.SEL-421 Sistema de protección, automatización y control [18]	- 59 -
Figura 40.SEL-351 Sistema de protección [15]	- 59 -
Figura 41.SEL-351 Sistema de protección [15]	- 60 -
Figura 42.SEL 2030Procesador de comunicaciones [19].....	- 60 -
Figura 43.SEL 387A Relé diferencial y de sobrecorriente actual [20]	- 61 -
Figura 44. SEL 451 Protección, automatización y sistema de control de bahía [21]	- 62 -
Figura 45.UMG 96S Analizador de energía multifunción [22]	- 63 -
Figura 46.Tesla 4000 Registrador de monitoreo del sistema de energía [23].....	- 63 -

Figura 47. PLC M91 [24].....	- 65 -
Figura 48. SEL321 [25]	- 65 -
Figura 49. SEL751A [26].....	- 66 -
Figura 50. ION 7330 [27].....	- 67 -
Figura 51. ION 8400.....	- 68 -
Figura 52. 7UT612 [10]	- 69 -
Figura 53. Cargabilidad de las Subestaciones	- 73 -
Figura 55. SAIDI- SAIFI Comparativo	- 74 -
Figura 56 . Diagrama del patio de la subestación San Mateo	- 82 -
Figura 57. Arquitectura de comunicaciones de la Subestación San Mateo	- 85 -
Figura 58. Diagrama del patio de la subestación Belén	- 87 -
Figura 59. Arquitectura de comunicaciones de la Subestación Belén	- 89 -
Figura 60. Diagrama del patio de la subestación La Ínsula.....	- 90 -
Figura 61. Arquitectura de comunicaciones de la Subestación La Ínsula	- 91 -
Figura 62. Diagrama del patio de la subestación Sevilla	- 92 -
Figura 63 . Arquitectura de comunicaciones de la Subestación Sevilla	- 93 -

Lista de tablas

Tabla 1. Fallas del sistema de comunicación.....	- 61 -
Tabla 2. Fallas del sistema de potencia	- 62 -

1.

Prefacio

<u>Prefacio</u>	VII
<u>AGRADECIMIENTO</u>	IX
<u>RESUMEN</u>	X

“Los científicos estudian el mundo tal y como es, los ingenieros crean
el mundo que nunca ha sido”
Theodore Von Karman

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradezco a Dios padre todo poderoso que nunca me abandona, siempre está a mi lado en los momentos difíciles, gracias a su bendición he podido salir adelante en todas las metas que me propongo ya que al final de día “si Dios esta con migo, quien estará contra mí”.

El mayor tesoro que Dios me regalo es la hermosa familia que tengo, y a quien más agradecer si no es a mis padres Fernando Camargo y Marleni Quintero, que sin su amor, cariño, entrega diaria, consejo y demás me ayudan día tras día a ser una mejor persona, con su ejemplo me ensañan a no dejarme vencer, a ser amables con los demás y tratar de siempre hacer las cosas bien.

Agradezco a mis hermanos Omar y Alejandra, quienes me apoyan en todos los momentos de mi vida, brindando esa alegría inigualable que los caracteriza. A mi madrina Dalgy Vera, gracias por estar siempre pendiente de mi bienestar y presente en cada paso que doy.

Agradezco de manera especial al profesor Jesús Eduardo Ortiz Sandoval, quien fue un apoyo durante toda mi carrera universitaria y ahora como director de tesis. De igual forma agradezco a todos los docentes de la facultad de ingeniería a quienes debo todos mis conocimientos.

En este nuevo proceso de ambiente laboral, agradezco al Ingeniero Ricardo Aurelio Rincón Parra y a toda la familia de Centrales Eléctricas Del Norte de Santander por abrirme las puertas en esta maravillosa empresa, que es una de las mejores a nivel nacional e internacional.

Una persona no podrá jamás cumplir sus objetivos y sueños sin ayuda de otra persona y por ellos agradezco a mis amigos y compañero, que vivieron con migo este proceso académico, y de manera especial agradezco a aquellos que fueron mis compañeros de estudio, que trabajando en equipo se cumplieron muchas metas.

RESUMEN

En el presente proyecto se realizará un diagnóstico sobre la arquitectura de comunicación de las IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes), que poseen las subestaciones de nivel 115 kV, es decir las de alta tensión, de la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., realizando el levantamiento de la información requerida y suministrada por la misma.

Con la información adquirida se desea realizar un análisis para identificar fallas o falencias y proponer mejoras en la configuración de la arquitectura, buscando estrategias para tener una buena comunicación, para así poder obtener una mayor confiabilidad, efectividad y eficiencia sobre la información suministrada por IEDs, sobre los diferentes dispositivos de potencia, que posteriormente es recibida por el sistema SCADA, que proporciona datos importantes para medir la calidad del servicio prestado por la empresa.

Palabras clave:

ARQUITECTURA, IEDS, COMUNICACIÓN, SUBESTACIONES, ANÁLISIS, FALENCIAS, MEJORAS

GLOSARIO (Palabras en mayúscula sostenida, un espacio entre ellas.)

Introducción

1. INTRODUCCIÓN	- 12 -
1.1. PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN	- 13 -
1.2. OBJETIVOS.....	- 14 -
1.2.1. Objetivo General.....	- 14 -
1.2.2. Objetivos Específicos.....	- 14 -

1. INTRODUCCIÓN

Las empresas encargadas de prestar servicios públicos como es el de la energía eléctrica son generalmente evaluadas por los entes pertinentes quienes tienen la función de medir que tan buena es la calidad del servicio prestado y para ello emplean dos indicadores SAIDI y SAIFI que miden la incontinuidad del servicio. Con el primero se tiene en cuenta la duración promedio de las interrupciones del servicio de energía que un cliente promedio del sistema sufre y el segundo mide la frecuencia promedio o número de veces que el cliente promedio sufre una interrupción durante un periodo analizado.

Para asegurar tener unos indicadores bajos y no ser sancionados, ya sea remunerando a los clientes mal servidos, dichas empresas han optado por automatizar en su totalidad las subestaciones con las que cuentan en el sistema y conectarlas por medio de arquitecturas de comunicación a un único sistema SCADA, ya que esto permite el total control y se hace más sencillo resolver los problemas que se presenten.

Con el desarrollo avanzado de la tecnología es evidente la cantidad de sistemas y equipos disponibles en el mercado y la tarea recae en seleccionar de forma pertinente la que más se ajuste a las necesidades que se desean suplir. Las normas que son creadas por las instituciones buscan facilitar dicha tarea ya que pretenden estandarizar los procesos de comunicación para así poder implementar sistemas robustos escalables sin la necesidad de solo adquirir equipos de un solo proveedor.

Con la recolección de la información pertinente, se describen las principales características de la arquitectura de comunicación entre las IED's en las subestaciones de 115kV localizadas en la ciudad de Cúcuta (San Mateo, Ínsula, Belén y Sevilla) de la Empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E. S. P. y se desarrolla un análisis sobre las falencias que se encuentran en el sistema, para así proponer mejoras que potencialicen el sistemas de comunicación o topologías más convenientes que se pueden aplicar.

1.1. PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Para las empresas prestadoras de bienes o servicios es muy importante mantenerse a la vanguardia a la hora de implementar tecnología ya que esto representa una mejora significativa de la calidad de los productos y una mayor satisfacción en los clientes que los consumen. La automatización de las subestaciones eléctricas tiene como principal objetivo el monitoreo y la protección de las mismas, así como de los sistemas de potencia y busca obtener en un futuro redes inteligentes (Smart Grid).

La empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander cuenta con un área, Operación y Calidad, donde se dispone del control sobre los IDEs que se encuentran en las subestaciones por medio de un sistema SCADA.

Para poder manipular de manera correcta estos dispositivos se hace necesario conocer la arquitectura de comunicación que existe entre ellos, para buscar la forma de estandarizar dicha comunicación y tratar de mejorar el tipo de conexión de la misma, puesto que se han venido presentando problemas de desactualización de información e implementación de equipos y sistemas obsoletos lo que ocasiona la baja confiabilidad en el sistema, y por ello es de vital importancia realizar actualizaciones en la información y en el tipo de comunicación de los dispositivos, lo que facilitaría los procesos de adquisición de datos y de control de los demás elementos de potencia que monitorean los IEDs.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo General

- Realizar un diagnóstico de arquitectura de comunicaciones de IEDs en subestaciones nivel 115 KV en la empresa CENS.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Realizar el levantamiento de información sobre la arquitectura de comunicaciones de IEDs.
2. Diseñar los diagramas descriptivos para cada una de las subestaciones de 115kV.
3. Crear el diseño de los diagramas de patios de las subestaciones del área urbana de Cúcuta.
4. Análisis e identificación de falencias en la arquitectura de comunicación de las IEDs.
5. Proponer mejoras y soluciones en la configuración de arquitectura de IEDs para mejorar la confiabilidad de los sistemas.

Marco Teórico

2. MARCO TEÓRICO	- 15 -
2.1. Antecedentes.	- 16 -
2.2 Centrales Eléctrica del Norte de Santander S.A E.S. P.....	- 17 -
2.2.1 Reseña histórica.	- 17 -
2.2.2 Descripción	- 17 -
2.2.3 Misión.	- 18 -
2.2.4 Visión 2015.....	- 18 -
2.2.5 Valores.	- 18 -
2.3 Arquitectura de comunicaciones.	- 18 -
2.3.1 PROTOCOLOS INDUSTRIALES.....	- 19 -
2.3.2 PROTOCOLOS DE RED.....	- 21 -
2.3 Automatización en subestaciones.....	- 24 -
2.4 Norma IEC 61850.	- 25 -
2.4.1 Características y ventajas de norma IEC61850.	- 26 -
2.4.2 Estructura de la norma.	- 27 -
2.5 Topología de red.....	- 28 -
2.5.1 Red de anillo	- 28 -
2.5.2 Red de árbol.....	- 29 -
2.5.3 Red en malla	- 29 -
2.5.4 Red en bus	- 30 -
2.5.4 Red de estrella.....	- 30 -

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes.

DISEÑO DE UN SISTEMA DE ACCESO REMOTO PARA INTEGRAR DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IEDs) UBICADOS EN LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO A LA RED DE TRANSELECTRIC S.A. [1]

Aspirando al título de Ingeniero, el estudiante Christian Javier Dávila Mejía diseña un sistema de acceso remoto utilizando IEDs de la marca ABB, con serie REx 5xx , ya que estos equipos poseen diversas prestaciones para la obtención de información sobre el funcionamiento y estado de los dispositivos dispuestos en las subestaciones. El seleccionó el módulo de comunicación más idóneo que cuenta con comunicación óptica que tiene protocolo SPA, y su principal característica es realiza un SMS (Substation Monitoring System) o sistema de monitoreo de subestación en la empresa TRANSELECTRIC S. A. [1]

Arquitecturas de red LAN para la automatización de subestaciones, basadas en la norma IEC 61850 (RSTP, PRP y HSR). [2]

El estándar IEC 61850 se ha convertido en la base para la implementación de subestaciones eléctricas automáticas y permite que equipos de protección, control y medición de diferentes fabricantes trabajen en la misma red Ethernet. Dependiendo de la disponibilidad requerida para cada subestación, se adoptan diferentes esquemas de protección y protocolos para las redes Ethernet, lo que aumenta la disponibilidad del sistema. Actualmente se utiliza el protocolo RTSP (Rapid Square Spanning Tree Protocol), sin embargo, para las subestaciones con más conexión de bahía, es necesario utilizar nuevos esquemas de protección que disminuyan e incluso eliminen los períodos de indisponibilidad. En caso de falla en un segmento de la red, entrarán en juego los protocolos PRP (Parallel Redundancy Protocol) y HSR (High-availability Seamless Redundancy). [2]

Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos. [3]

Este informe de tesis, se centra en el proceso de automatización de Subestaciones Eléctricas, con el objetivo principal de integración en sistemas SCADA para equipos eléctricos responsables de la operación dentro de subestaciones, estos dispositivos tienen diferentes protocolos de comunicación, después de la concentración de subestación sistema SCADA, el siguiente paso para se da cuenta de que está enviando datos al organismo regulador que se encuentra en una ubicación remota lejos de la subestación, esto se logra utilizando protocolos de comunicación diseñados para esta función. Todo este proceso requiere una optimización de los tiempos de respuesta ante cualquier evento que pueda ocurrir en las subestaciones y con esto una optimización en operación de generación, distribución y transformación de energía eléctrica. [3]

2.2 Centrales Eléctrica del Norte de Santander S.A E.S. P

2.2.1 Reseña histórica.

En el marco de la ley 142 de 1994, **CENS** se constituyó como Empresa de Servicios Públicos, siendo en ese entonces la Nación el principal accionista de la empresa con el 78,98% de las acciones y quedando a partir de esa fecha bajo la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

En el primer trimestre de 2009 y mediante un proceso de enajenación de acciones de su propiedad, la Nación efectuó la venta de tres empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, entre las cuales se contaba **CENS S.A.E.S.P**, cuya subasta se efectuó por la totalidad del porcentaje de participación accionaria de la Nación, quedando dicho paquete accionario en manos de **Epm Inversiones S.A.** Posteriormente, el 23 de julio de 2009, Empresas Públicas de Medellín ESP como accionista de Epm Inversiones, adquirió el 12,54% de las acciones de propiedad del Comité Departamental de Cafeteros, transacción con la cual el Grupo EPM pasó a ser el mayor accionista con una participación del 91,52%, convirtiendo a **CENS** en una filial del Grupo Empresarial. [4]

2.2.2 Descripción

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P, cuya sigla es **CENS S.A E.S.P**, es una empresa de servicios públicos mixta de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad por acciones del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil. La empresa como la conocemos hoy, fue constituida el 16 de octubre de 1952 mediante Escritura Pública 3552 de la Notaría Octava de Bogotá y quedó configurada como filial del Grupo Empresarial Epm a partir del 19 de marzo de 2009.

Dentro de su objeto social, **CENS S.A E.S.P** está autorizada para prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de transmisión, distribución y comercialización, así como la comercialización y prestación de servicios de telecomunicaciones y las actividades que la complementen, de acuerdo con el marco legal regulatorio.

Estos servicios son prestados por la empresa en Cúcuta y su área metropolitana, Departamento Norte de Santander, sur del Departamento del Cesar y sur del Departamento de Bolívar, para lo cual cuenta con cuatro (4) regionales ubicadas en los municipios de Pamplona, Ocaña, Tibú y Aguachica y 39 localidades que atienden 47 municipios. [4]

2.2.3 Misión.

CENS es una empresa del Grupo Empresarial EPM que presta los servicios de Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica, contribuyendo a la construcción de territorios competitivos y sostenibles en donde participa, mediante la prestación responsable e integral de soluciones de energía eléctrica. [4]

2.2.4 Visión 2015.

En el año 2022, **CENS** será reconocida entre sus grupos de interés como una empresa socialmente responsable; referente en estándares de excelencia, con modelos de gestión, reputación y transparencia que impulsen la productividad de los negocios en que participa; ofreciendo un portafolio integral de soluciones competitivas de energía eléctrica que contribuya al cumplimiento de la MEGA y al posicionamiento multilatino del Grupo Empresarial EPM. [4]

2.2.5 Valores.

La actuación basada en valores le permitirá a **CENS** alcanzar la meta proyectada, manteniendo siempre altos niveles de excelencia operativa, reputación y transparencia, mediante la aplicación de prácticas socialmente responsables. [4]

2.3 Arquitectura de comunicaciones.

El intercambio de datos es un tema que está presente en prácticamente todos los aspectos de la vida cotidiana, desde la comunicación entre personas, hasta el envío de datos del pulso cardíaco del corazón. Por ellos es tan importante asegurar la confiabilidad y eficiencia de los datos que se envían y reciben, escogiendo el mejor camino, que proporcione seguridad y que garantice la disponibilidad a la hora de realizar un sistema de comunicaciones.

Para realizar dicho sistemas de comunicaciones es importante tener en cuenta los siguientes aspectos, seleccionar el camino que más se adecua al tipo de datos o información que se desea transmitir, que el equipo que envía los paquetes de datos debe activar el camino para que llegue al destino o identificarlo si es el caso de una red, el emisor debe estar seguro de que el receptor está preparado para recibir el mensaje y guardarlo para su posterior lectura, y adicionalmente se deben realizar los procesos de acople o adecuación de los sistemas si no son compatibles. [5]

La arquitectura de comunicaciones es la distribución que se realiza de forma jerárquica o diseñada para lograr la comunicación de un sistema, ya sea entre equipos de capas del mismo nivel o terminales, se tienen en cuenta los protocolos necesarios y la topología de red. Los protocolos son todas esas normas o reglas requeridas para la comunicación

entre dos puntos del mismo nivel y la arquitectura es la forma física en que los dispositivos inteligentes están conectados físicamente.

2.3.1 PROTOCOLOS INDUSTRIALES

2.3.1.1 IEC 60870-5-101

Esta parte de la norma IEC 60870 es aplicable a equipos de telecontrol y sistemas con transmisión de datos codificados para monitorear y controlar procesos dispersos geográficos. Esta norma define un estándar que permite la interoperabilidad entre equipos de telecontrol que lo permitan. [6]

2.3.1.2 IEC 60870-5-104

Esta parte de la norma IEC 60870 es aplicable a equipos de telecontrol y sistemas con transmisión de datos codificados para monitorear y controlar procesos dispersos geográficos. Esta norma define un estándar que permite la interoperabilidad entre equipos de telecontrol que lo permitan. Las especificaciones de la norma IEC 60870-5-104 son una combinación de las capas de aplicación de la norma IEC 60870-5-104 y las funciones de transporte que proveen los protocolos TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol). Con la utilización de TCP/IP varios tipos de redes pueden ser utilizadas en las redes de telecontrol incluidas X.25, FR (Frame Relay), ATM (Asynchronous Transfer Mode) e ISDN (Integrated Service Data Network). [6]

2.3.1.3 IEC 60870-5-103

IEC 60870-5-103 es un protocolo maestro-esclavo. Los relés de protección son los esclavos y por ejemplo las RTU's o Gateways en la subestación son los maestros. Este estándar es derivado de los estándares IEC 60870-5-1, -2, -3, -4, -5. Estos formatos definen formatos en sus tramas y procedimientos para la transmisión de información entre los equipos y sistemas de telecontrol. En la práctica esto significa que el protocolo -103 selecciona diferentes partes de los protocolos antes mencionados, esto también significa que excluye ciertas partes de los mismos y descripciones más detalladas del formato utilizado para la transmisión de los datos. Cada fabricante normalmente no implementa todas las características del estándar -103. Cada una de las características debe ser verificada en la lista de interoperabilidad que entrega cada fabricante. [6]

2.3.1.4 DNP V3.00

DNP V3.00 (Distributed Network Protocol) es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED's), controladores de datos o gateways y sistemas SCADA.

Este un protocolo ampliamente utilizado en el sector eléctrico y la industria, principalmente en norte América. El DNP 3.0 es protocolo eficiente por tener un diseño de capas, que aseguran alta integridad en los datos. Permite aplicaciones en el ambiente SCADA en arquitecturas tipo: RTU-IED, Maestra–Remota, punto-punto y aplicaciones de red. Originalmente el protocolo se diseñó en aplicaciones seriales, actualmente soporta operación bajo TCP/IP. [6]

2.3.1.5 OPC

OPC (OLE for Process Control) en español OLE para control de procesos es un estándar de comunicaciones utilizado para facilitar la transferencia de datos entre sistemas de control industrial, IHM's, sistemas de supervisión y sistemas propietarios. Este estándar fue desarrollado en respuesta a la necesidad de permitir que los sistemas de control de diferentes fabricantes pudieran interactuar entre sí. OPC está basado en una arquitectura cliente/Servidor. OPC Server es una aplicación que típicamente reúne información de diferentes dispositivos (como PLC's o controladores SCADA) utilizando protocolos nativos como MODBUS o PROFIBUS. El Servidor también permite acceder otros objetos vía COM, permitiendo que múltiples clientes OPC lean y escriban datos del campo a través del servicio OPC server. OPC Cliente es una aplicación que accesa los datos almacenados en los servidores OPC. [6]

2.3.1. 6 PROFIBUS

PROFIBUS es un estándar de automatización basado en field-bus. Esto quiere decir que por medio de una configuración en bus, PROFIBUS enlaza un controlador o un sistema de control con dispositivos de campo descentralizados (como sensores o actuadores) y también permite intercambio de información con sistemas de comunicación de nivel superior. [6]

2.3.1.7 MODBUS

MODBUS se ha convertido en un protocolo de comunicaciones estándar en la industria. Es ampliamente utilizado por muchos fabricantes a lo largo de muchas industrias. MODBUS es un protocolo de capa 7 del modelo OSI, que proporciona la comunicación cliente / servidor entre dispositivos conectados en diferentes tipos de buses o redes.

MODBUS estándar se utiliza normalmente para transmitir las señales de los dispositivos de instrumentación y control a un controlador principal o sistema de recopilación de datos, por ejemplo, un sistema que mide la temperatura y la humedad y comunica los resultados a una computadora. [6]

2.3.2 PROTOCOLOS DE RED

2.3.2.1 IEEE 802.3 ETHERNET

Es un protocolo que define el proceso de comunicación a los niveles 1 (*Physical Layer*) y 2 (*Data Link Layer*) del modelo de capas OSI. La capa física es relativamente sencilla, define las conexiones físicas requeridas para la conexión entre los equipos. Por ejemplo para el presente proyecto se utilizarán enlaces del tipo 100BaseFX (100 Mega baudios por segundo enlaces en fibra óptica), 100BaseTX (100 Mega baudios por segundo enlaces en cable de cobre trenzado) y 10BaseT (10 Mega baudios por segundo enlaces en cable de cobre trenzado) todos en conexión Full Duplex. La capa de enlace de datos crea el enlace entre la señal de transmisión en el hardware y el telegrama en el software. Crea paquetes de telegramas con los datos de las capas de nivel superior y los rotula con las direcciones físicas (MAC) de las tarjetas de red del emisor y el receptor. [6]

2.3.2.2 IEEE 802.1w RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*)

El trabajo de los Switches Ethernet consiste en remitir mensajes entre sus puertos. El Switch lee el mensaje que entra por un puerto y determina la dirección MAC del equipo destino de dicho mensaje y lo remite al puerto donde se encuentra el equipo con la MAC respectiva. Los Switches van creando dinámicamente una base de datos con las direcciones MAC asociadas a cada puerto. Cuando llega un mensaje que posee una dirección MAC que el Switch no conoce, este retransmite el mensaje por todos sus puertos y espera la respuesta del MAC respectivo para actualizar su base de datos de direcciones. Si la arquitectura de red posee un anillo, este mensaje podrá quedarse dando vueltas indefinidamente por la red, lo que irá saturando el ancho de banda de la red hasta que ésta queda inservible. El mecanismo definido por la norma IEEE 802.1w RSTP (*Rapid Spanning Tree Protocol*) previene estos sucesos reconfigurando lógicamente la red.

La idea fundamental bajo este procedimiento es la de partir lógicamente los anillos de forma tal que se formen redes tipo cascada donde no haya loops de tráfico de información. Ante la falla de un enlace, la red se reconfigura automáticamente y en el orden de milisegundos para formar una nueva topología que incluya nuevamente todos los equipos de la red. [6]

2.3.2.3 IEC 62439 – 3.4 PRP (*Parallel Redundancy Protocol*)

Consiste en que cada equipo dentro de la red tiene dos conexiones independientes mediante una conexión en paralelo a dos subredes independientes. Ambas conexiones están activas en todo momento y la información se envía por cada una de ellas, por lo que el equipo que recibe la información va a recibirla repetida. Es por esto que todos los equipos en la red deben soportar el protocolo PRP de tal forma que puedan identificar ambos paquetes, el primero en llegar es tomado y llevado a la capa de aplicación

mientras que el segundo en llegar es descartado. Los equipos que no soporten el protocolo PRP solo pueden conectarse a una de las subredes o ser conectados a ambas subredes mediante una RedBox (Redundancy Box) cuya función es específicamente esta integración.

Este protocolo representa la capa 3 dentro del modelo OSI (*Network Layer*). La capa de red determina la ruta física que debe seguir un telegrama. El protocolo usado para esta capa es el IP, el cual mediante una asignación de direcciones de 32 bits con una estructura dividida en 4 octetos, identifica un equipo específico dentro de muchas redes. Dependiendo de la estructura de las redes locales (LAN) se utiliza una clase de direcciones IP (A, B, C o D). Con el fin de crear una relación entre las direcciones IP utilizadas en esta capa con las direcciones MAC que utiliza el protocolo Ethernet (capa 2 y 1), se utilizan los protocolos ARP, y RARP, mediante los cuales los equipos de la red crean una tabla relacional, con información que relaciona para una dirección IP específica la dirección MAC respectiva (caso del ARP), y viceversa, para cada dirección MAC relaciona la dirección IP específica (caso del RARP). [6]

2.3.2.4 TCP (*Transmisión Control Protocolo*) y UDP (*User Datagram Protocol*)

La capa 4 o de transporte (*Transport Layer*) es la responsable de asegurar que un mensaje es transferido completamente y sin errores hasta el otro extremo. Así mismo esta capa es la interfaz entre las capas superiores del modelo OSI (capas orientadas a aplicaciones) y las capas inferiores (capas relacionadas con la red). TCP y UDP son protocolos específicos de esta capa. TCP es utilizado cuando se requiere de una alta confiabilidad en la transmisión de los mensajes. Este protocolo divide el mensaje en paquetes y los envía a las capas inferiores para su transmisión. El protocolo TCP, define dentro de su estructura de datos unos campos para determinar la recepción exitosa de los paquetes. Hasta tanto el receptor no haya notificado al emisor de la recepción exitosa de un tren de paquetes, el emisor no envía nuevos paquetes y por el contrario reenvía los paquetes que no fueron recibidos. El tamaño del tren de paquetes enviados se ajusta dinámicamente durante la transmisión y depende de los resultados de calidad de la recepción determinados por el protocolo TCP.

UDP es utilizado cuando se requiere de una conexión rápida de mensajes que no necesitan una alta confiabilidad. El protocolo no utiliza campos para la verificación de la recepción de los paquetes y no tiene rutinas para el reenvío de paquetes. Los paquetes que no llegan al receptor se pierden. Un ejemplo de aplicación de este protocolo es la transmisión de señales de video por la red, donde se requiere velocidad en la transmisión del mensaje para poder tener una imagen con movimientos reales y donde la pérdida de un paquete no es significativo (se ve como un pequeño salto en la imagen), o como los mensajes de sincronización de tiempo SNTP, donde se requiere de tiempos cortos de latencia del mensaje, y si el paquete no llega al receptor, este espera hasta la próxima solicitud de sincronización utilizando mientras tanto su reloj interno como referencia. [6]

2.3.2.5 MMS (Manufacturing Message Specification)

Es un sistema de transmisión de telegramas normalizado para el intercambio de datos, en tiempo real, e información de control remoto entre equipos de red y/o computadores, diseñado para alcanzar un gran nivel de interoperabilidad. Los servicios proporcionados son genéricos y por lo tanto apropiados para gran cantidad de equipos, aplicaciones e industrias. MMS es una norma internacional (ISO 9506) desarrollada y mantenida por el comité técnico No.184 (TC184) de la organización internacional de la normalización ISO. Consta de 2 o más partes. Las partes 1 y 2 conforman el núcleo del MMS siendo la parte 1 la especificación del servicio y la parte 2 la especificación del protocolo. La especificación del servicio incluye la definición del VDM (virtual Manufacturing Device), los servicios o mensajes intercambiados entre los nodos de una red, los atributos y parámetros asociados con el VDM y los servicios. La especificación del protocolo define las reglas de comunicación tales como la secuencia de mensajes a través de la red, el formato (empaquetamiento) de los mensajes y la interacción de la capa MMS con las demás capas del modelo OSI.

La principal característica del MMS es el modelo VDM. Este modelo especifica cómo los equipos MMS, también llamados servidores, se comportan desde el punto de vista de un cliente MMS externo. Para ello define los objetos (p.e. variables) que están contenidas en los servidores, los servicios que el cliente puede usar para acceder y manipular dichos objetos (p.e. escribir o leer una variable) y el comportamiento del servidor cuando recibe las peticiones de estos servicios de parte de un cliente. En el MMS las aplicaciones o equipos pueden desempeñar funciones de cliente y servidor simultáneamente.

MMS soporta gran cantidad de enlaces de comunicación entre los cuales se cuentan Ethernet, Token Bus, RS-232C, OSI, TCP/IP, y puede ser conectado a muchos más tipos de sistemas usando puentes, enrutadores y gateways. [6]

2.3.2.6 GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)

Este es un servicio que utiliza la posibilidad de enviar a través de la red mensajes con un bit de prioridad, definido en la norma IEEE 802.1q de Ethernet, para transmitir información que requiera de mucha velocidad. Normalmente la información requerida para enclavamientos y señales de disparo es enviada con el servicio GOOSE.

Los mensajes del servicio GOOSE son del tipo *multicast*, es decir son transmitidos a la red en general, y solo los equipos que estén suscritos para recibir el mensaje lo podrán tomar de la red. Como la transmisión es del tipo *multicast* es decir no hay posibilidades de un mensaje de acuso de recibo del telegrama, se requiere de un mecanismo de repetición del mensaje para asegurar la transmisión segura del telegrama. Este mecanismo consiste en estar enviando repetidamente el mensaje GOOSE. En estado estable el mensaje se envía cada cierto tiempo T_0 , pero ante un evento, el intervalo de transmisión se acorta, y es progresivamente aumentado hasta llegar nuevamente a T_0 . El mensaje GOOSE, es enlazado (mapeado)

directamente sobre Ethernet y el mensaje es identificado con un bit de prioridad. Al llegar a un Switch en la red, éste identifica el bit de prioridad y pone el telegrama GOOSE de primero en la cola de envíos. [6]

2.3.2.7 SNTP

El protocolo SNTP provee los mecanismos para sincronizar y coordinar la distribución del tiempo en la red basado en un diseño de “tiempo retornable” el cual depende únicamente de las mediciones de las compensaciones (*offset*) de los relojes y no requiere de transmisiones fidedignas de mensajes. En principio el SNTP sincroniza el tiempo hasta con una precisión del orden de los nanosegundos, la cual depende sin embargo de la precisión del hardware de los relojes locales (estabilidad del reloj). Por lo anterior el protocolo incluye provisiones para especificar las características y estimar el error del reloj local y del servidor de tiempo con el cual se está sincronizando y provisiones para ajustar el tiempo y frecuencia del reloj lógico (software) como resultado de las correcciones determinadas por el SNTP.

En el modelo SNTP una fuente primaria de referencia sincronizada con respecto a un estándar nacional o internacional, por ejemplo GPS o DCF77, actúa como servidor de tiempo y se encarga de responder a las solicitudes de sincronización emitidas por los clientes conectados en la red.

El protocolo SNTP está diseñado para producir tres productos: compensación del reloj (*clock offset*), retraso del viaje de ida y vuelta de un mensaje (*roundtrip delay*) y la dispersión, todos estos referidos con respecto a un reloj de referencia o servidor de tiempo seleccionado. *Clock offset* representa la cantidad en que debe ser ajustado el reloj local para que corresponda con el reloj de referencia. *Roundtrip delay* es el tiempo en que tarda en ir un mensaje desde el cliente hasta un servidor más el tiempo en que tarda en regresar el mensaje desde el servidor hasta el cliente. Dispersión representa el error máximo del reloj local con respecto al reloj de referencia.

La sincronización de un reloj requiere por su naturaleza varios períodos y múltiples comparaciones para obtener un sistema de tiempo exacto. Se requieren varias mediciones para obtener el esviaje de un oscilador y por lo tanto mantener el tiempo local dentro del margen de exactitud requerido, para el presente proyecto la exactitud de los relojes locales será de un milisegundo. La exactitud lograda es directamente proporcional al tiempo que se toma lograrla. [6]

2.3 Automatización en subestaciones.

En la actualidad se presenta muchos en las empresas dedicadas a la prestación del servicio de energía, que las subestaciones con las que cuentas se encuentran interconectadas y manipuladas por sistemas telecomandados conectado a un sistema SCADA.

Al conectar todos los equipos que se encuentran en las subestaciones a un SCADA se evidencian grandes ventajas y buscando un objetivo principal que es mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica, y para ellos es necesario tener toda la información de los dispositivos para mantener un control continuo sobre el funcionamiento de estos, para operar la red cuando sea necesario teniendo total seguridad y confianza.

Así como se está realizando la automatización de las subestaciones aún hay algunas de media y baja tensión que no están conectados a los sistemas SCADA ya que se encuentran en lugares remotos, zonas rurales de difícil acceso y realizando una análisis de relación costos beneficios se evidencia la no factibilidad de realizar estas inversiones. Otro problema por el cual no se procede a conectar estas subestaciones es la falta de canales de comunicación y de manera más específica, el ancho de banda, la seguridad y la disponibilidad de dichos canales. Una solución al problema expuesto anteriormente es las tecnologías WAN como GPRS, que puede que no tenga la misma confiabilidad de la fibra óptica pero es una solución económica y de gran ayuda para poder manipular y tener un control sobre todas las subestaciones que componen el sistema, pudiendo manipular los IEDs, realizar trabajos de mantenimiento, operación y configuración de los mismos. [7]

2.4 Norma IEC 61850.

La norma IEC 61850 es un modelo de carácter mundial para redes y sistemas de comunicación en subestaciones, que no solo describe la comunicación entre los equipos de las subestaciones o protocolo de telecontrol, sino que también abarca los aspectos para mantener el continuo control de subestaciones, como diseñar, operar y mantener la protección de las mismas. Este estándar describe varios temas como los protocolos de comunicaciones, la configuración, la arquitectura, el modelo o tipo de datos, todos los requisitos eléctricos, mecánicos y medioambientales y los mecanismos de conformidad y calidad. [8]

Esta norma surge con la necesidad de mantener un estándar en la comunicación de los equipos encargados de la protección, control y medida presentes en subestaciones automatizadas. Su principal objetivo es la unificación de protocolos ya sean protocolos propietarios o estandarizados por ejemplo IEC60870-101 y 104, Modbus, DNP, entre otros, para así tener la posibilidad de adquirir equipos de diferentes proveedores y no solo mantener fidelidad a un solo fabricante ya que se puede sustituir o reemplazar dispositivos con características similares pero no necesariamente de la misma marca. [8]

Un Mundo ...
Una Tecnología ...
Un Estándar ...
IEC 61850

Figura 1. Norma IEC 61850 [8]

Ya que el diseño de las subestaciones ya no está ligado a un único fabricante, se pueden desarrollar muchos avances en la automatización de las mismas pues se emplean soluciones o estrategias que en el pasado se tenían que implementar con un alto costo. [8]

2.4.1 Características y ventajas de norma IEC61850.

Con este estándar se define un único modelo de datos encaminado a objetos y funciones, que al introducir la noción de nodo lógico, las subestaciones se pueden dividir en unidades simples de información que ejecuten funciones básicas, reduciendo así el alto volumen de información en la base de datos y esto lleva a que el sistema se convierta en una estructura más simple y por ende más fácil de manipular y supervisar, y a su vez da a los equipos presentes en la subestación la capacidad de auto-descripción para desarrollar las acciones de mantenimiento e ingeniería con esta información.

La auto descripción es la característica que tienen los IED's como relés de informar al centro de control la lista de datos que tienen disponibles, como los elementos conectados a él o el estado de los mismo, haciendo más rápida la comunicación entre los dispositivos con la red LAN Este proceso se puede llevar a cabo en cualquier momento pero generalmente ocurre cuando arranca el equipo.

Respecto a la comunicación y el tiempo de archivos normalizados que describe la norma son de tipo SCD, que es un lenguaje basado en XML y otra novedad que se presenta en esta norma es que se implementan redes de área local o redes LAN para la comunicación en la subestaciones ya que antes las funciones como las de protección y control se desarrollaban empleando un cables de cobre que se conectaban a cada dispositivos lo que ocasionaba diferentes fallas debido a que era más tedioso mantener la conexión de todos los equipos y se gastaba grandes cantidades de cableado. Esta sustitución en la conexión presenta ahorros en costos de mantenimiento y materiales.

Este nuevo sistema de comunicación facilita el trabajo de los operario ya que no es necesario conocer todo el esquema eléctrico de la subestación para poder realizar trabajo como mantenimiento, solo basta con saber configurara el IED asociado al equipo. En la figura 2 se muestran todas las ventajas que representaría implementar la normal IEC 61850.



Figura 2. Características y ventajas de la implementación de IEC 61850 [8]

En un primer lugar la norma se habría desarrollado para la comunicación dentro de las estaciones pero esta se puede implementar de forma externa como en comunicación entre subestaciones para activar así las protecciones interconectadas entre las, para comunicar las subestaciones y el centro de control, que por medio de la función de telecontrol acciona los equipos que lo requieran.

Esta norma se ha modificado para poder ser implementada en diferentes empresas como hidroeléctricas, parques eólicos y generación distribuida, sistemas fotovoltaicos, pilas de combustible grupos electrógenos y empresas de generación de calor y electricidad combinados (IEC 61850-7-410, IEC61850—7420). [8]

2.4.2 Estructura de la norma.

La norma cuenta con 10 capítulos y 14 partes principales. En el capítulo 1 y 2 se describe la introducción o un alcance general de la norma, su filosofía y alcances, todos los términos, definiciones y acrónimos que se encuentran en la norma, para que sea más fácil de interpretar. En el capítulo 3 se encuentran los requerimientos generales de robustez y rendimiento que deben tener los equipos o componentes

especificados en la norma. Los sistemas y administración del proyecto se encuentran en el capítulo 4, incluye todos los requisitos que deben cumplir los fabricantes, ya sea con soporte y disponibilidad de los repuestos de los equipos.

Todo lo referente a la comunicación se expone en el capítulo 5, la forma como se deben organizar e interpretar la funciones y la información de los equipos y también describe la forma de conceptualizar el intercambio de datos entre el sistema. En el capítulo 6 se menciona el Lenguaje de Configuración de Subestaciones (SCL) que se debe establecer en el proceso de automatización de subestaciones para obtener el intercambio de configuración de los componentes de la subestaciones, para mantener la interoperabilidad. La estructura de la comunicación de la subestación y alimentadores es descrita en el capítulo 7 que a su vez se divide en dos partes, en los modelos de información, empleando protocolos concretos y los servicios que tienen que tener los dispositivos según la función que cumplan en el sistema. En este artículo también se describe el tipo de datos del sistema, como se debe organizar la información, se introducen los conceptos de Nodo Lógico como un elemento que cumple una función en el sistema.

En el capítulo 8 se tienen en cuenta los protocolos que se deben emplear para las diferentes funciones de comunicación, Ethernet (ISO/IEC 8802-3) y MMS (Manufacturing Message Specification) como conexión física o medio y para el protocolo de transporte ISO 9506-1 e ISO 9506-2, para la los procesos de adquisición de datos (comunicación vertical) e intercambio de información (comunicación horizontal).

En el capítulo 9 se describe la forma de conectar los equipos de medición primarios como transformadores de tensión y corriente En la parte final de la norma (capítulo 10) se mencionan como se realizan las pruebas para verificar si los dispositivos están interconectados, si envían la información requerida, entre otras funciones. [8]

2.5 Topología de red

Es la forma física es que están conectados los computadores en una red o los diferentes elementos de comunicación. Las topologías más comunes se mencionan a continuación.

2.5.1 Red de anillo

Es cuando los equipos esta conectados entre ellos formando un anillo, donde el primero se conecta con el último, teniendo cada estación un transmisor y un receptor, semejante a un repetidor. Una característica de esta red es que cuando un miembro entra en falla o pierde comunicación, toda la red falla.

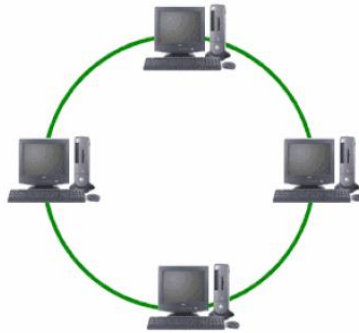


Figura 3. Red tipo anillo.

2.5.2 Red de árbol

Es una conexión donde las estaciones están conectadas de forma jerárquica o en forma de árbol, también se asemeja a una serie de conexiones tipo estrella interconectadas entre sí. En esta red se comparte el mismo canal de comunicaciones y cuando un equipo falla, solo este quedará fuera de la red.



Figura 4. Topología red tipo Árbol

2.5.3 Red en malla

Esta conexión consiste en que cada nodo puede estar conectado a uno o diferentes nodos, lo que implica que hay diferentes caminos para llevar un paquete de un nodo a otro.

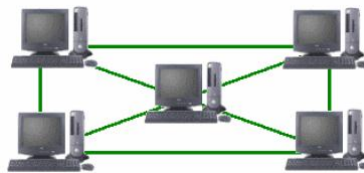


Figura 5. Topología red de malla

2.5.4 Red en bus

En la topología bus todas las estaciones están conectadas a un único canal por medio de unidades interfaz y derivadores. Esta topología tiene todos los nodos conectados y no tiene otra conexión entre nodos, y de esta forma el único inconveniente que se puede tener es la ruptura del cable. Esta topología permite que todos los dispositivos vean la información que suministran las estaciones aunque a veces se presentan problemas de tráfico en los datos y de colisiones de paquetes. Es frecuentemente utilizada en redes LAN y Switch al final de la conexión.

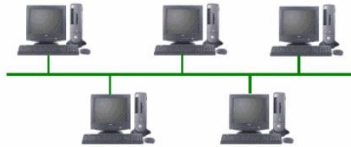


Figura 6. Topología tipo bus

2.5.4 Red de estrella

En esta conexión los ordenadores o equipos se conectan directamente a un concentrador por donde pasa toda la información que requiere ser compartida. En esta conexión los equipos no están conectados entre sí a diferencia de la red de bus. Este tipo de conexión brinda control a los sistemas que la implementan, ya que toda la información tiene que pasar por el hub, el cual redirige los mensajes. En esta comunicación si un equipo pierde comunicación, la red no se ve afectada, solo dicho equipo y una desventaja es el alto gasto en cableado y el concentrador tiene la responsabilidad de sostener la red, es decir, si este dispositivo falla, la red pierde toda comunicación.



Figura 7. Topología tipo estrella.

Metodología.

3. METODOLOGÍA.....	- 34 -
3.1 Elementos que interviene en la arquitectura de comunicación de las subestaciones.	- 34 -
3.1.1 SMP16.....	- 34 -
3.1.2 RS8000	- 35 -
3.1.3 7SS522.....	- 35 -
3.1.4 7UM62.....	- 36 -
3.1.5 7SJ61-2.....	- 36 -
3.1.6 6MD63.....	- 37 -
3.1.7 7SS525.....	- 38 -
3.1.8 PM 9610.....	- 38 -
3.1.9 PM9200.....	- 39 -
3.1.10 7SA522	- 40 -
3.1.11 RX1500	- 40 -
3.1.12 6MD85.....	- 41 -
3.1.13 SICAM 1703.....	- 42 -
3.1.14 RMC30.....	- 43 -
3.1.15 SCALANCE X204RNA	- 44 -
3.1.16 RS 900	- 45 -
3.1.17 RMC30.....	- 46 -
3.1.18 RS950	- 47 -
3.1.19 GPS 300	- 47 -
3.1.20 7UT87.....	- 48 -

3.1.21 7KE8.....	- 49 -
3.3.22 ION7550 / ION7650	- 50 -
3.1.23 SIMEAS P.....	- 51 -
3.1.24 PM 800.....	- 52 -
3.1.25 TAPCON® 230	- 53 -
3.1.26 SEL 787	- 54 -
3.1.27 SEL 311C	- 55 -
3.1.28 F35.....	- 56 -
3.1.29 SEL2410	- 57 -
3.1.30 SEL352	- 58 -
3.1.31 SEL 2523.....	- 58 -
3.1.32 SEL 421	- 59 -
3.1.33 SEL 351	- 59 -
3.1.34 SEL 351A.....	- 60 -
3.1.35 SEL 2030.....	- 60 -
3.1.36 SEL 387A.....	- 61 -
3.1. 37 SEL 451	- 62 -
3.1.38 UMG 96.....	- 63 -
3.1.39 TESLA4000	- 63 -
3.1.40 M91.....	- 65 -
3.1.41 SEL321	- 65 -
3.1.42 SEL751A.....	- 66 -
3.1.43 7SJ62	- 67 -
3.1.44 ION7330.....	- 67 -
3.1.45 ION 8400	- 68 -
3.1. 46 7UT612	- 68 -
3.2 Elementos que componen una Subestación	- 69 -
3.2.1 Transformador.....	- 70 -
3.2.2 Interruptor de potencia.....	- 70 -
3.2.3 Restaurador.....	- 70 -
3.2.4 Cuchillas fusibles	- 70 -
3.2.5 Cuchillas desconectoras y cuchillas de	- 70 -
3.2.6 Apartarrays	- 70 -
3.2.7 Transformadores de instrumento	- 71 -
3.2.8 Barras o buses.....	- 71 -
3.3 Fallas que se presentan en los sistemas	- 71 -

3.3.1 Principales fallas del sistema de comunicación.....	- 71 -
3.4 Cargabilidad de cada una de las subestaciones.....	- 73 -
3.5 Impacto en el SAIDI y SAIFI.....	- 73 -
2.4.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación San Mateo.	- 82 -
4.2.1 Descripción del sistema.....	- 83 -

3. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de este proyecto en primer lugar se realiza el levantamiento de la información necesaria para la elaboración de los diagramas de patios, describiendo de forma detallada las características principales de los elementos de potencia así como de los IED's que conforman la arquitectura de comunicación, para posteriormente realizar los diagramas detallados y el respectivo análisis de cada una de las subestación de 115 Kv de la empresa CENS.

Para desarrollar la recolección de la información, se realizó un registro fotográfico en cada una de las subestaciones, de los elementos de potencia, así como de los dispositivos que intervienen en la arquitectura de comunicación.

3.1 Elementos que interviene en la arquitectura de comunicación de las subestaciones.

3.1.1 SMP16



Figura 8.SMP16 [9]

Plataforma de modernización de subestaciones (Substation Modernization Platform), es el punto de acceso de datos y de toda la información que están dispuestos en las subestaciones. Es muy usado por las empresas que se encargan de prestar servicio públicos en el proceso de automatización y control de los distintos procesos, ya que propicia un control absoluto; brinda grandes beneficios ya que procesa los datos de forma local y es fácil conectar nuevos dispositivos sin causar efectos en el los centros de control.

Cuando se emplean SMP se tiene una puerta de enlace central a la cual están conectados los centros en vez de a cada uno de los dispositivos que se requiere la información dispuestos en la subestaciones, ya que opera conjuntamente con la mayoría de los IEDsy es capaz de enviar informes de eventos a los centros de control. Con estos dispositivos de garantiza la seguridad de cifrado de datos y acceso lo que es muy importante para las empresas prestadoras de servicio a dirigirse hacia la Smart Grid, lo que se está convirtiendo en un requisito en el mercado actual.

Unas características principales del SMP es que es compatible con la redundancia, la mensajería IEC 61850 Goose, se puede conectar RTU existentes

en los centros de control modernos, añadir nuevos IED, así como conectarse a la WAM , permite desde realizar mantenimientos, configurara dispositivos remotos, hasta permitir el acceso a los datos no operacionales. Cuenta con un procesador

Los SMP cuentan con unas herramientas características basadas en Microsoft Windows de mantenimiento y también configuración, incluye todas las funciones SMP 16 / CP, con capacidad de expansión adicional con hasta 48 puertos serie RS-232/422/485 universales. [9]

3.1.2 RS8000

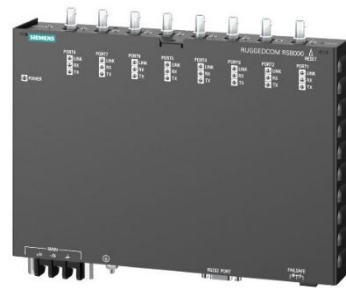


Figura 9. RS8000 [10]

Es un conmutador Ethernet de la marca SIEMENS, con sistema operativo RUGGEDCOM RS8000 caracterizado por su confiabilidad y está especialmente diseñado para ser resistente ante ambientes inclementes y grandes sobretensiones, y trabaja con altas tensiones, es inmune a las interferencias electromagnéticas y generalmente se utilizan en subestaciones eléctricas, e plantas industriales y en los procesos de control de plantas de acero. Cuenta con un protocolo de comunicación IEEE 1613 clase 2 baja tensión EMI. Su temperatura de trabajo está en el rango de -40° a $+85^{\circ}$ C o -40° a 185° F. Tiene 8 puertos con cifrado de 128 bits, cuenta con diversos puertos Ethernet, transceptores ópticos multimodo y monomodo, conectores de fibra óptica (LC, SC, ST, MTRJ), activación o desactivación de puertos, VLAN, y un rango máximo de 3300VDC 0 264 VAC. [10]

3.1.3 7SS522



Figura 10. 7SS522 [10]

El SIMPROTEC 7SS522 es una protección numérica para las fallas que se presentan en las barras colectoras y en interruptores utilizados en subestaciones de media tensión, alta y súper alta. Son rápidos y confiables. Esta protección se implementa en equipos con núcleo de hierro como transformadores de corriente lineal izados, y para sistemas que presentan muchas fallas como para estabilizar los sistemas de potencia debido al corto tiempo de disparo, menores a 15 ms y además retardo configurables. Cuenta con hasta 48 compartimentos, 24 seccionadores, 16 acopladores de bus y 12 secciones de barras. Con esta protección de barras se pueden configurar 48 bahías y protege 12 secciones de fallas, tiene un hardware universal, e interfaz de fibra óptica (protocolo IEC 60870-5-103). [10]

3.1.4 7UM62



Figura 11. 7UM62 [10]

El 7UM62 es un relé de protección, sobre corriente de fuga en tierra y subcorriente, utilizado para cortacircuitos, es de la marca SIEMENS. Se emplea en estaciones de diésel, generación de energía, distribución, y en estaciones de vapor. Este dispositivo permite programar tiempo en arranques de motores. Los relés SIMPROTEC 7UM62 fue especialmente desarrollada para proteger generadores de cualquier tamaño y transformadores. Brinda protección diferencial, protección a fallas de tierra de estator, protección de sobrecarga, protección en sobre intensidad, protección de sobrefrecuencia y subfrecuencia, y otras más características según la referencia del relé. [10]

3.1.5 7SJ61-2



Figura 12. 7SJ61-2 [10]

Es un relé SIMPROTEC 4 7SJ61 que se utiliza para la protección de líneas de redes de media y alta tensión, ya sea con punto neutro a tierra, a tierra de baja resistencia, aislado o compensado. También es utilizado para protección de máquinas asíncronas de diferentes tamaños, y para la protección de respaldo de transformadores. Cumple con muchas funciones de automatización como la de control de interruptor automático. Este dispositivo es programable y permite que los usuarios creen funciones específicas, y que defina mensajes definidos ya sean de error o de conexión. Tiene siste de protección de sobrecorriente, detección de fallas, protección de motores, protección de sobrecarga, funciones de monitoreo.

Tiene diversas interfaces de comunicación como IEC 60870-5-103, IEC 61850, PROFIBUS-FMS / -DP, DNP 3.0 / MODBUS RTU, interfaz de servicio para DIGSI 4 (módem), interfaz frontal para DIGSI 4, Sincronización horaria mediante y referente al hardware, puede contar con 3, 8 o 11 entradas binarias y 4,6 u 8 relés de salida. [10]

3.1.6 6MD63



Figura 13. 6MD63 [10]

El 6MD63 es una unidad de control de bahía caracterizada por ser flexible y fácil de manipular. Se puede utilizar en estaciones de alta tensión, pero son óptimas para las de media tensión. Tiene características similares a los relés de la familia SIMPROTEC 4. Cuenta con una pantalla y teclado que facilitan su manipulación y cuenta con una interfaz de carácter intuitiva.

Dispone un gran número de entradas y salidas y cuenta con múltiples funciones de monitoreo y a su vez con variadas interfaces de comunicación, Ethernet IEC 61850, protocolo IEC 60870-5-103, PROFIBUS-FMS, DNP 3.0, PROFIBUS-DP, MODBUS, interfaz de servicio para DIGSI 4 (módem), detección de temperatura, interfaz frontal para DIGSI 4, sincronización horaria mediante IRIG-B / DCF 77. [10]

3.1.7 7SS525



Figura 14. 7SS525 [10]

Es un diseño de protección de barra colectora que puede ser centralizado o descentralizado, cuenta con indicadores LED, entradas binarias (10), 16 acopladores y 24 seccionadores, 12 secciones de autobús, 12 secciones de bus acoplador y 48 número de bahías. Este dispositivo cuenta con contactos de alarmas, tiene interfaz de sincronización de reloj, puertos seriales, puertos con estándar IEC 60870-5-103, conexión óptica. Se implementa en bahías con datos de alta velocidad, con comunicación en fibra óptica. [10]

3.1.8 PM 9610



Figura 15 . 7SS525 [10]

Es un dispositivo inteligente de control y medición de valores RMS de potencia, voltaje, corriente, y medición de la calidad de la energía y verificación de cumplimiento. Cuenta con una pantalla y medición de datos que se pueden configurar. Se puede integrar con protocolos, sistemas SCADA, administración de energía, automatización y control.

Cuenta con el software WinPM.Net aunque se puede usar como dispositivo independiente. Son especialmente utilizados en la generación, facturación y compra de energía, control de costos y en el análisis de la calidad de energía. El medidor se adapta a muchas situaciones y permite compartir datos en redes, las entradas y salidas brindan monitoreo y control. Tiene gran variedad de características respecto a la comunicación, como RS232 y RS485, modem interno, puerto Ethernet, protocolos: ION, Modbus Master, Modbus RTU, Modbus TCP, DNP 3.00, IEC 61850, Modem y EtherGate. [10]

3.1.9 PM9200



Figura 16. PM9200 [11]

Es un dispositivo que principalmente mide potencia, con una relación precio/rendimiento del servicio de energía y uno de los más reconocidos en la industria. Cuenta con una pantalla que se puede instalar de diferentes formas como remota, tiene comunicación RS485 Modbus / RTU y si se requiere, se equipa con dos salidas de impulsos. [11]

3.1.10 7SA522



Figura 17. 7SA522 [10]

El relé SIPROTEC 7SA522 proporciona protección de distancia de esquema completo e incorpora todas las funciones generalmente requeridas para la protección de una línea de alimentación. El relé está diseñado para proporcionar un despeje de fallas rápido y selectivo en cables de transmisión y subtransmisión y líneas aéreas con o sin compensación de condensadores en serie.

Tiene un tiempo de disparo de alta velocidad, Auto-recierre adaptativo (ADT) y respecto a la interfaz de comunicaciones cuenta con, interfaz frontal para conectar una PC, interfaz del sistema para conectarse a un sistema de control a través de varios protocolos como Ethernet IEC 61850, protocolo IEC 60870-5-103, PROFIBUS-FMS / -DP, DNP 3.0, 2 interfaces de datos de protección en serie para protección tele (piloto), interfaz de servicio / módem en el lado posterior, sincronización horaria mediante IRIG B o DCF77 o interfaz del sistema. Viene incorporado con entradas binarias: 16/08/24, un relés de salida: 16/24/32 y salidas de disparo de alta velocidad: 5 que puede ser opcional. [10]

3.1.11 RX1500



Figura 18. RX1500 [10]

La serie RX1500 es un conmutador y enrutador de Capa 2 y Capa 3 de grado de utilidad rentable. La plataforma modular y reemplazable de campo del RX1500

permite a los clientes seleccionar entre las opciones WAN, serie y Ethernet, lo que lo hace ideal para servicios de energía eléctrica, plantas industriales, ferrocarriles y sistemas de control de tráfico. Es un equipo intercambiable y resistente, intercambiable en caliente, con fuente de alimentación redundante opcional.

Las características seguridad cibernética son una causa importante de porque se emplean estos dispositivos, tiene un enrutador integrado / Cortafuegos / VPN, Stateful Firewall con NAT, redes privadas virtuales IPSec completas, VPN con soporte 3DES, AES128, AES256, RUGGEDCOM CROSSBOW para cumplir con NERC CIP Cyber Security, RADIUS administración de contraseñas centralizada, contraseñas de varios niveles, cifrado SSH / SSL, se puede habilitar o deshabilitar puertos, seguridad de puerto basada en MAC, VLAN (802.1Q) para segregar y asegurar el tráfico de la red, autenticación cifrada SNMPv3 y seguridad de acceso, firewall e IPS de Check Point opcionales (ver Módulo APE de RUGGEDCOM)

Los protocolos de comunicación con los que dispone este reconector son: Frame Relay RFC 1490 o RFC 1294, Autenticación PPP RFC 1661, 1332, 1321, 1334, PAP, CHAP, Multilink PPP RFC 1990, Soporte de mensajería GOOSE, IP, Enrutamiento: OSPF, BGP, RIPv1 y 2, VRRP, Control de tráfico, Servidor NTP, enrutamiento de multidifusión IP, agente DCHP (Opción 82 Capaz) y MPLS.

El router o enrutador es un dispositivo de hardware para interconexión de redes que opera en la capa dos y en la capa tres (nivel de red) del modelo OSI. Un enrutador es un dispositivo para la interconexión de redes informáticas que permite asegurar el enrutamiento de paquetes entre redes o determinar la mejor ruta que debe tomar el paquete de datos. En la Subestación Eléctrica San Mateo se utilizará routers para interconectar las redes del nivel 1 y nivel 2 de control.

Se caracteriza por ser robusto en ambientes extremos ya que soporta transitorios eléctricos de alto voltaje y supera las normal para subestaciones de servicios eléctricos (IEEE1613, IEC 61850-3), sistemas de accionamiento de velocidad variable (IEC 61800-3), entorno industrial genérico (IEC 61000-6-2), -40 ° C a +85 ° C de temperatura de funcionamiento sin ventiladores, relé de salida a prueba de fallas: para fallas críticas o alarmas de error y gabinete de acero galvanizado 18 AWG y adaptador de montaje en rack de 19”.

Adicionalmente cuenta con módulos de línea reemplazables en campo, hasta 24 puertos 100FX, hasta 24 puertos 10 / 100T, hasta 12 puertos 10FL / 100SX, hasta 8 puertos Gigabit Ethernet y hasta 24 puertos serie [10]

3.1.12 6MD85



Figura 19. Controlador 6MD8X [10]

Los controladores de campo 6MD8X pertenecen a la serie de relés SIPROTEC 5. Estos dispositivos poseen varias funciones integradas convirtiéndose así en soluciones óptimas de bajo costo.

El 6MD8X posee el mismo diseño de otras protecciones SIPROTEC lo que permite que sea configurado de una manera fácil en la herramienta DIGSI 5.

Los controladores 6MD8X poseen una interfaz gráfica de cristal líquido y teclado en el panel frontal de la unidad que permite su operación local. Estas herramientas permiten una operación sencilla e intuitiva para realizar control de nivel 1 y visualización de alarmas.

El controlador de campo 6MD85 tiene capacidad para 65 entradas binarias, 42 salidas de relé (de 1 polo), 3 salidas de relé con potencial común, 3 entradas de corriente, 4 entradas de tensión y 2 entradas de transductor (20mA).

Todas estas unidades (6MD8X) se comunican con el sistema bajo un esquema cliente/servidor, donde cada controlador de campo puede poseer ambos roles. [10]

3.1.13 SICAM 1703



Figura 20. AK 1703 [6]

El sistema SICAM 1703 es un sistema de controladores programables y de comunicaciones que se pueden utilizar como RTU (Unidad Remota), PLC (Controlador Lógico Programable), Gateway, etc.

Existen cuatro (4) modelos de SICAM 1703: TM 1703 MIC, TM 1703 eMIC, TM 1703 ACP y AK 1703 ACP.

El modelo implementado en la Subestación San Mateo es el equipo AK3 que cuenta con la última tecnología y el más poderoso de los controladores en la familia SICAM 1703, cuenta con un alto nivel de funcionalidad y flexibilidad que son la base de la automatización de los sistemas, implementa desarrollo del sistema SICAM AK3 al futuro en tiempo ilimitado y con las garantías a lo largo del periodo mismo.

El equipo AK3 de última tecnología de la familia SICAM 1703 posee las siguientes características:

En el primer slot del rack siempre se instala la CPU principal y en los siguientes slots se puede instalar CPU's adicionales o tarjetas de entrada/salida (I/O), es decir, que se puede instalar en un rack de nueve (9) slots hasta ocho (8) CPU's adicionales ó ocho (8) tarjetas entrada/salida (I/O) ó mezcla de ambas.

Cada CPU posee un (1) slot para una tarjeta de comunicación con dos puertos disponibles que se suman a los dos puertos básicos, esto significa que por CPU, se pueden utilizar hasta 4 puertos con interfaz física RJ-45, de los cuales 3 funcionarán con protocolos ETHERNET TCP/IP y el cuarto sobre protocolo Serial RS232/RS422/RS485.

Cada CPU principal o adicional puede tener hasta dieciséis (16) elementos periféricos, cada uno con hasta ocho (8) módulos entrada/salida (I/O), de las mismas referencias que se utilizan en la familia SICAM 1703. [6]

3.1.14 RMC30



Figura 21. RUGGEDCOMAK RMC30 [6]

El RMC30 es un servidor Serial-to-Ethernet de 2 puertos y grado de utilidad que ha sido diseñado específicamente para operar en entornos eléctricamente severos y climáticamente exigentes. El RMC30 ofrece tanto un puerto RS232 como un puerto RS485 / 422 simultáneamente a través de un bloque de terminales atornillado sólido. El puerto Ethernet 10Base-T admite la autonegociación y la detección de autocrossover y simplifica el cableado. La configuración simple e intuitiva basada en la red que utiliza el servidor Web o Telnet integrado facilita la configuración.

Cuenta con los siguientes puertos Ethernet, 1x RS232 y 1x puerto RS422 / 485, 1x 10BaseTX, es totalmente compatible con los puertos EIA / TIA RS485 y RS232 y terminal RS485 opcional incorporado.este dispositivo permite transmitir datos en serie a través de una red IP, soporte para protocolos serie Modbus TCP, DNP 3, TIN, tiene velocidad en baudios de hasta 230 Kbps, modos punto a punto y multipunto, convierte Modbus RTU a Modbus TCP y admite múltiples maestros Modbus.

La fuente de alimentación integrada elimina la necesidad de un torpe transformador de potencia externo, los bloques de terminales atornillados

aseguran conexiones confiables y libres de mantenimiento, tiene una seguridad aprobada a + 85 ° ya que es un equipo diseñado para ambientes hostiles. Supera los requisitos de IEC 61850-3 para la subestación de energía eléctrica y los requisitos IEC 61000-6-2 para entornos industriales

Dispone con interfaces de administración basadas en web, Telnet y CLI, SNMP v1 / v2 / v3 con capturas (cifrado de 56 bits), rico conjunto de diagnósticos con registro y alarmas. Los indicadores LED de serie y Ethernet ayudan en la resolución de problemas de campo, memoria flash para actualizaciones fáciles
Vigilancia del sistema con reinicio automático, reloj incorporado en tiempo real y sincronización de tiempo SNTP, permite el monitoreo remoto (RMON). [6]

3.1.15 SCALANCE X204RNA



Figura 22. SCALANCE X204RNA [6]

Este equipo RedBOX BOX y de la familia de equipos Siemens cuenta protocolo IEC62439 3 Redundancy, de ahora en adelante RedBOX, soporta los protocolos HSR y PRP con el fin de ofrecer confiabilidad en las redes en caso de fallas. Esto se logra mediante la transmisión de paquetes duplicados simultáneamente en las rutas independientes a través de la red para proporcionar redundancia, ruta completa en la capa de Datos.

Este equipo posee 4 puertos Ethernet bien todos Cobre o hasta 2 Puertos Ethernet en Fibra, de los cuales utiliza dos puertos Ethernet para protocolo IEC 62439 (HSR o PRP) de Redundancia de Redes, y 2 Puerto para Redes Ethernet para Equipos con Estándar IEEE 802.3.

Este equipo cumple con las funciones de unir las Redes de Nivel 1, Red A y Red B con Protocolo PRP Redundante de los Equipos de los equipos nuevos: Equipos de Control y Protección Siemens que cuentan con Protocolo PRP, la Comunicación de los Equipos Reguladores de Tensión TAPCON MR230, y los Equipos de Interfaz IHM y Servidor de Tiempo GPS en Protocolo PRP a la Red en Nivel 2 con enlaces redundantes del Equipo Controlador de Subestación. Esto con el fin de

dar mayor confiabilidad y disminución de pérdida de datos en caso de falla de algún equipo del Sistema.

También cumple con la función de unir a la red de Nivel 1, Red A y Red B con Protocolo PRP

Redundante los equipos de Interfaz IHM y Equipo Servidor de Sincronización de Tiempo GPS,

Otra función es la de la comunicar los Reguladores de Tensión TAPCON MR230, el Cual es un equipos que no es PRP y unirlo a la red A y Red B con Protocolo PRP Redundante. [6]

3.1.16 RS 900



Figura 23. Switch RS900 [6]

La figura representa la estructura física del Switch RS900. Este dispositivo es un Switch, equipo diseñado para operar en ambientes críticos eléctricamente y ambientes extremos, proporciona alto nivel de inmunidad a la interferencia electromagnética y picos de tensión típicos en ambientes de plantas o gabinetes de control.

Puede tener hasta 9 puertos Fast Ethernet, (opción de tres puertos en fibra). Cuenta con su sistema operativo propio (Ruggedcom Operative System), el cual permite la configuración de las siguientes características entre otras, RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol): el cual permite la implementación de redes redundantes y SNMP (Simple Network Management Protocol): permite la supervisión de diversas variables de estado y alarmas del dispositivo. SNTP: Permite la sincronización de tiempo.

La función de este equipo es servir de enlace entre las comunicaciones de los Medidores tanto principales como de Respaldos, Equipos de nivel 1 ubicados en el Tablero de Medidas, y el Router para la comunicación con el Nivel 2 en Protocolo IEC 61850. Estos equipos en la Subestación San Mateo cuenta con hasta 8 puertos RJ45 100 BASE FX y hasta 3 puertos 10/100 BASE TX.

La confiabilidad de RUGGEDCOM Para Ambientes Hostiles es muy alta debido a que sin inmunes a EMI y sobrecargas eléctricas pesadas, cumple con IEEE (subestaciones eléctricas) 1613, supera la norma IEC 61850-3 (subestaciones eléctricas), supera la norma IEC 61800-3 (sistemas de accionamiento de velocidad variable), supera IEC 61000-6-2 (genérico industrial), supera NEMA TS-2 (equipos

de control de tráfico, tiene un certificación ubicación peligrosa: Clase 1 División 2, trabajo en el rango de 40 ° C a + 85 ° C de temperatura de funcionamiento (sin ventiladores) u facilita el diseño de placas de circuito impreso con revestimiento protector (opcional)

El SCALANCE X204RNA tiene dos jacks RJ-45 para la conexión de dispositivos finales o segmentos de red no aptos para PRP (P1 y P2) y dos jacks RJ-45 para conectar las redes PRP LAN A y LAN B (PRP A y PRP B).

El Parallel Redundancy Protocol es un protocolo de redundancia para redes Ethernet. Se define en la Parte 3 del estándar IEC 624339. Los dispositivos SCALANCE X-200RNA son compatibles con el método PRP-1 (PRP). [6]

3.1.17 RMC30



Figura 24. Ruggedcom RMC30 [6]

El Servidor RMC30 de la familia de Equipos RUGGEDCOM permite el uso general de unir Redes Ethernet por Redes Serial y diseñado altamente para ambientes eléctricamente duros y climas exigentes.

Puede tener hasta puertos Seriales: Puerto RS232 y Puerto RS422/485 y conexión a redes Ethernet a través de 1 Puerto Ethernet 1x10 TX y Soportar los Protocolos Modbus, DNP 3, TIN Serial.

La función de este equipo es servir de enlace entre las comunicaciones del Router y los enlaces redundantes del equipo controlador de la Subestación para la comunicación con los equipos, ahora Nivel 1, existentes de la subestación (Equipos COOPER SMP 16/CP y Equipos SEL).

Gran confiabilidad ya que excede los requisitos de la norma IEC 61850-3 para subestaciones eléctricas, excede los requisitos de la norma IEC 61000-6-2 para entornos industriales, excede NEMA TS 2 Requisitos para los equipos de control de tráfico. Cumple con IEEE 1613 requisitos para subestaciones eléctrica, kV (RMS) puertos seriales aislados funciona en un rango de temperatura de -40 ° C a

+ 85 ° C sin el uso de ventiladores para mejorar la fiabilidad y 21 AWG galvanizado opciones de montaje en armarios de acero y DIN o panel proporcionan fiabilidad mecánica segura. [6]

3.1.18 RS950



Figura 25. Ruggedcom RS950 [6]

Este equipo RedBOX BOX y de la familia de equipos RUGGEDCOM cuenta protocolo IEC62439-3 Redundancy, de ahora en adelante RedBOX, soporta los protocolos HSR y PRP con el fin de ofrecer confiabilidad en las redes en caso de fallas. Esto se logra mediante la transmisión de paquetes duplicados simultáneamente en las rutas independientes a través de la red para proporcionar redundancia, ruta completa en la capa de Datos.

Este equipo posee 3 puertos bien en Cobre o Fibra, de los cuales utiliza dos puertos Ethernet para protocolo IEC 62439 (HSR o PRP) de Redundancia de Redes, y 1 Puerto para Redes Ethernet para Equipos con Estándar IEEE 802.3.

Este equipo cumple con las funciones en unir las Redes de Nivel 3, y la Red de Medidores a los

Switchs de Nivel 1 a las redes (Red A y Red B en Redundancia) con protocolo PRP y a través de estos a los enlaces redundantes del Equipo Controlador de Subestación. Esto con el fin de dar mayor confiabilidad y disminución de pérdida de datos en caso de falla de algún equipo del Sistema.

3.1.19 GPS 300



Figura 26.GPS LANTIME 300. [6]

El origen de sincronización de tiempo será un (1) reloj maestro, receptor de señales satelitales (GPS) marca Meinberg tipo LANTIME M300. El reloj maestro estará ubicado en el Nuevo tablero de Control y Comunicaciones de la

Subestación San Mateo. El reloj maestro sincronizará a través de señal SNTP o NTP (Simple Network Time Protocol) los controladores de Bahía y Equipos de Protección de las nuevas Bahías, el Equipo de Interfaz de Nivel 2, Equipo de Controlador de Datos de Subestación y a través del Protocolo IRIG B los Equipos de Control y Protección de las Nuevas Bahías, El Equipo de Controlador de datos de la Subestación, Sistema SICAM AK1703 y también sincronizara los equipos Actuales de Control y Supervisión COOPER SMP 16/CP y SEL.

El reloj maestro además presta el servicio de Servidor SNTP para la sincronización de tiempo de switches, routers e IHMs. Las principales características de los equipos se exponen a continuación, Receptor de seis (6) canales código C/A, antena GPS que combina antena planar con convertor de frecuencia y hasta 300 metros de distancia a la antena con cable RG58 y hasta 700 metros de distancia con cable RG213.

Respecto a sus características de hardware cuenta con un Display LC, 2 x 40 caracteres, con backlight, ocho botones para ajustar parámetros básicos de red y cambiar los ajustes del receptor, dos interfaz seriales RS-232 independientes, dos interfaz Ethernet 10/100 MBit con conector RJ-45, cuatro LEDs bicolors que muestran el estado de referencia de tiempo, servicio de tiempo, red y alarma. [6]

3.1.20 7UT87



Figura 27. SIPROTEC 7UT87. [10]

El dispositivo de protección de transformadores SIPROTEC 7UT87 es un dispositivo universal de protección, control y automatización basado en el sistema SIPROTEC 5. Está especialmente diseñado para la protección de transformadores de bobinado múltiple (hasta 5 lados). Además, debe utilizarse allí donde se requieren numerosos puntos de medición (hasta 7 puntos de medición de corriente de 3 polos). Otra aplicación es la protección simultánea de dos transformadores paralelos (protección de respaldo rápida adicional). El SIPROTEC 7UT87 es la

protección principal para el transformador e incluye muchas otras funciones de protección y monitoreo. Además, las funciones de protección también se pueden usar como protección de respaldo para los siguientes objetos protegidos (por ejemplo, cable, línea). También es compatible con la disponibilidad modular del hardware.

El dispositivo es compatible con todas las características del sistema SIPROTEC 5. Permite soluciones de sistema orientadas al futuro con una alta seguridad de inversión y bajos costos operativos.

Función principal, sus principales funciones, hasta 2 protecciones diferenciales con agregaciones adicionales (en diferentes transformadores de grupos de funciones), hasta 5 funciones de protección diferencial de falla a tierra. Para aplicaciones de autotransformador, se pueden usar dos funciones de protección diferencial en un autotransformador de grupo de funciones.

Tiene 9 puntos de medición de corriente tripolar, 5 puntos de medición de corriente unipolar, 5 puntos de medición de tensión tripolar, puntos de medición de tensión unipolar.

Cuenta con diversas entradas y salidas entre esas, 2 variantes estándar predefinidas con 20 transformadores de corriente, 4 transformadores de tensión, 15 a 27 entradas binarias, 2 a 38 salidas binarias. Estructura de E / S flexible y adaptable y ampliable dentro del alcance de los bloques de construcción SIPROTEC 5. [10]

3.1.21 7KE8



Figura 28. SIPROTEC 7KE85 [10]

El SIPROTEC 7KE85 es un potente registrador de fallas con medición integrada de sincrofasores (PMU) de acuerdo con IEEE C37.118 y medición de la calidad de la energía según IEC 61000-4-30. Debido a la gran flexibilidad de las funciones de disparo, el SIPROTEC 7KE85 es ideal para monitorear toda la cadena de valor de energía desde la generación hasta la distribución. La potente automatización y la configuración flexible con DIGSI 5 complementan la gama de funciones. Su principal función es de registrador de fallas, cuenta con entradas y salidas, 4 variantes estándar predefinidas con hasta 40 transformadores de corriente y 40 de tensión, 43 entradas binarias, 33 salidas binarias y tiene una hardware flexible ,estructura de cantidad de E / S ampliable y ajustada de manera flexible dentro del alcance del sistema modular SIPROTEC 5. [10]

3.3.22 ION7550 / ION7650



Figura 29. ION7550 / ION7650 [12]

Como componentes clave dentro de un sistema EcoStruxure Power, los medidores PowerLogic ION7650 e ION7550 brindan la capacidad de tomar el control. Diseñados para puntos clave de distribución y cargas sensibles, estos medidores ofrecen una funcionalidad inigualable, que incluye análisis avanzados de calidad de energía junto con precisión de ingresos, múltiples opciones de comunicaciones, compatibilidad con la web y capacidades de control.

Los medidores ION7550 / ION7650 admiten DNP 3.0, Modbus RTU y Modbus / TCP, y Protocolos SNMP. Mientras su medidor está configurado de fábrica para enviar datos (actuando como Modbus Slave), no está listo para recibir datos como Modbus Master hasta que configure el marco necesario. El medidor también está preconfigurado para enviar datos DNP 3.0 a un maestro DNP.

Para utilizar la configuración de fábrica de Modbus o DNP, primero debe asignar el canal de comunicaciones que desea usar. Por defecto, todos los puertos de comunicaciones están configurados para usar el protocolo ION. Seleccione el protocolo de terceros que desee de la lista de protocolos disponibles en el registro de configuración de protocolo del módulo de comunicaciones. Modbus RTU está disponible en cada uno de los puertos de comunicaciones del medidor y múltiples puertos pueden comunicarse utilizando Modbus simultáneamente. Hasta tres puertos pueden usar el protocolo DNP 3.0 en cualquier momento.

La mayoría de los módulos esclavos Modbus y DNP en el medidor vienen preconfigurados de fábrica y solo requieren configuración básica, como configuración de comunicaciones. [12]

3.1.23 SIMEAS P



Figura 30. Simeas P [10]

Dispositivo de medición montado en panel de lectura directa para la medición de los parámetros de la fuente de alimentación. Pantalla gráfica grande y fácil de leer con retroiluminación azul.

Interfaz PROFIBUSDP estándar para la transmisión cíclica de valores medidos a procesadores centrales de hasta 12 Mbit / seg. Adecuado para sistemas trifásicos de tres y cuatro hilos equilibrados y desequilibrados, así como para sistemas monofásicos. Fácil configuración y calibración desde el panel frontal o mediante una configuración basada en PC software. Adaptación específica del usuario de las pantallas del valor medido.

Se pueden configurar 2 salidas de relé para impulsos de energía, violaciones de límite o señales de estado.

Parámetros medidos: voltajes de fase R.m.s., corrientes de fase R.m.s., frecuencia del sistema, potencia activa, reactiva y aparente, así como el factor de potencia por fase y para el sistema total, corriente de fase y desequilibrio de tensión, tensiones y corrientes armónicas hasta el 21 ° armónico, distorsión armónica THD de corriente y tensión total, demanda de potencia activa, reactiva y aparente por fase y para el sistema total,

Alta precisión constante durante años, designación CE, resistencia EMC, alta seguridad y confiabilidad del sistema. Cumplimiento de todas las normas nacionales e internacionales relevantes.

Como la comunicación entre dispositivos de campo se está convirtiendo en estándar, el desarrollo de la interfaz de comunicación SIMEAS P se centró en la universalidad y flexibilidad del protocolo de transmisión. Está conectado a través de un puerto RS485 con conector SUB-D estándar de 9 pines. Las unidades SIMEAS P se entregan con un protocolo PROFIBUS DP estándar con velocidades de transmisión de hasta 12 Mbit / s. Con el software auxiliar, SIMEAS P también puede usar otros protocolos de comunicación.

La integración de MODBUS y DNP V3 está en preparación. Los futuros protocolos o modificaciones y extensiones de los protocolos estándar actuales se pueden integrar más adelante. [10]

3.1.24 PM 800



Figura 31. Medidor de potencia serie 800 [13]

Los medidores de potencia de la serie PM800 de PowerLogic ofrecen capacidades de medición de alto rendimiento necesarias para monitorear una instalación eléctrica en una unidad compacta de 96 x 96 mm. La gran pantalla de fácil lectura del medidor de potencia le permite ver las tres fases y el neutro al mismo tiempo. Las características estándar de los medidores de potencia de la serie PM800 incluyen un puerto de comunicación RS485 Modbus (ASCII y RTU) y Ethernet Modbus TCP / IP (opcional), entrada digital, salida digital, medición THD y alarma. Además, el PM820, PM850 ofrece registro a bordo personalizado y lecturas de armónicos de corriente y voltaje individuales. El PM850 ofrece captura de forma de onda. Y el PM870 es el primer medidor compacto que ofrece detección de perturbaciones de tensión y corriente (pandeo y oleaje) y captura configurable de formas de onda. Además, todos los modelos ofrecen capacidad de medición de entrada (WAGES) y sincronización de fecha / hora del GPS. El PM850 y el PM870 incluyen evaluaciones EN50160 e ITI (CBEMA) / SEMI F-47 también.

Entre sus principales características están, medición de energía precisa para subfacturación y asignación de costos, fácil de instalar, entradas de tensión de conexión directa, navegación intuitiva con menús autoguiados y seleccionables por el idioma, pantallas de resumen con múltiples valores, medición de entrada o capacidad de medición de SALARIOS (agua, aire, gas, electricidad, vapor) en todos los modelos, es modular y actualizable. Memoria a bordo extensiva y no volátil, alarma personalizada con estampado de tiempo (PM820 / 50/70), detección de perturbaciones de tensión y corriente (pandeo y oleaje) y captura de forma de onda configurable (PM870), capacidad de resistencia a sobretensiones ANSI C37.90.1 (SWC) y cumplimiento de inmunidad contra sobretensiones IEC 61000-4-12.

Está diseñado para que eduzca los costos de energía ayudándolo a comprender dónde y cómo se usa la energía, extienda la vida útil del equipo y evite la compra innecesaria de equipos, ayudándole a comprender la carga del circuito e identificar

la capacidad adicional, mejore la confiabilidad del sistema de energía y reduzca el tiempo de inactividad al ayudarlo a monitorear, solucionar problemas y prevenir problemas de calidad de energía (el PM870 incluye detección de pandeo y oleaje y captura de forma de onda configurable), mida y administre utilidades no eléctricas utilizando hasta cinco canales diferentes para una administración óptima de su instalación eléctrica y una mejor productividad . Sus aplicaciones son subfacturación, asignación de costos y verificación de facturas de servicios públicos, monitoreo remoto de una instalación eléctrica, análisis de calidad de energía de rango medio y gestión energética y optimización del contrato de servicios públicos y conservación de la carga. [13]

3.1.25 TAPCON® 230



Figura 32 .Regulador TAPCON 230 [14]

El regulador de tensión para aplicaciones estándar IEC61850, Medir, controlar y regular, el regulador de tensión TAPCON® 230 ofrece todas estas funciones en un solo aparato. No importa si se trata de tareas de regulación sencillas o exigencias complejas en un aparato de regulación de transformador el TAPCON® 230 puede utilizarse de forma flexible y ejecuta las tareas de forma fiable. Un verdadero todoterreno que además le ofrece la máxima comodidad de manejo.

Tecnología excelente en una carcasa modular y moderna así es el TAPCON® 230. Este combina un amplio know how con el máximo beneficio para el cliente. El TAPCON® 230, que se suministra en tres variantes (basic, pro y expert), cubre todos los requisitos.

La serie TAPCON® 230 convence por las múltiples mejoras de producto y como consecuencia de ello por las importantes ventajas para el cliente. Déjese entusiasmar por la rápida instalación, el fácil manejo y las flexibles opciones de

comunicación. Ya en la fase de desarrollo, nuestros ingenieros de pruebas garantizaron los requisitos de calidad considerablemente más elevados: no solo mediante más controles con ayuda de análisis modales de probabilidad de fallo de producto y proceso (FMEA), sino también mediante amplios ensayos de tipo que van claramente más allá de los requisitos de las normas correspondientes. De este modo, el TAPCON® 230 sienta nuevas bases por ejemplo en el campo de la resistencia a interferencias. Cada TAPCON® 230 debe someterse a una serie de ensayos estrictos antes de salir de nuestra fábrica. Todos los aparatos se someten a inspecciones ópticas automáticas (Automatic Optical Inspections), pruebas en línea (In-Circuit), pruebas de verificación (Burnin) así como pruebas de alta tensión. Solo cuando el hardware está completamente exento de errores, puede reproducirse el microprograma. [14]

3.1.26 SEL 787



Figura 33.Relé de protección de transformador SEL 787 [15]

Proteja y supervise la mayoría de las aplicaciones industriales de transformador con el versátil relé de protección de transformador SEL-787. Aplique dos entradas de devanado trifásico, una entrada de falla de tierra restringida (REF) monofásica opcional y entradas de voltaje trifásico para obtener una extensa protección del transformador. Entre los beneficios se incluyen automatización y flexibilidad avanzadas; puertos de comunicaciones Ethernet de cobre o fibra, unitarios o duales; datos de administración de activos; y modernización fácil de la mayoría de los relés electromecánicos.

Supervisión de transformadores que ahorra costos, extiende la vida su transformador mediante la supervisión de la temperatura ambiente, la del tanque del cambiador de derivaciones con carga (LTC) y la del aceite del transformador con entradas analógicas de 4–20 mA o entradas térmicas del detector de temperatura por resistencia (RTD) opcionales. Supervise el número de fallas externas, I_{2t} acumulado y los tiempos de duración de fallas para determinar la frecuencia y el impacto de fallas externas en el transformador para prevenir fallas catastróficas.

Control del banco de ventiladores, brinda protección y control del banco de ventiladores con el canal de TC monofásico opcional, además de los elementos térmicos RTD.

Protección completa para dos devanados, aplica una protección diferencial para dos devanados y pendiente dual con elementos de sobrecorriente de fase, secuencia negativa, residual y de neutro para protección de respaldo. Utilice protección de falla de interruptor para dos interruptores tripolares. Asimismo, proteja los autotransformadores trifásicos con el SEL-787. [15]

3.1.27 SEL 311C



Figura 34. Sistema de protección de transmisión [16]

Las características incluyen un reconectador de cuatro disparos, una lógica de sobrealcance transitoria de capacitancia de voltaje capacitado (CVT) para mejorar la seguridad de los elementos de distancia de la Zona 1 y elementos de sobrecorriente con control direccional, monitoreo y medición.

Aplique la lógica de disparo de tres polos o seleccione el SEL-311C-3 para el disparo de un polo. El SEL-311C viene de serie con puertos serie EIA-232 y un puerto Ethernet 10/100 BASE-T para acceso local / remoto e integración de sistemas. Los sincrofasores que cumplen con IEEE C37.118 se incluyen para una conciencia situacional mejorada.

El sistema de protección de transmisión SEL-311C es un relé de reconexión tripolar, trifásico y avanzado con tres funciones para aplicaciones de protección de transmisión.

Funciones de protección cuatro zonas de elementos de fase-distancia mho, y cuatro zonas de mho y elementos de distancia terrestre cuadrilátera proporcionan protección integral de distancia para líneas de transmisión. Las configuraciones permiten entradas trifásicas en triángulo en triángulo en estrella o trifásica.

Transformador de voltaje de capacitor de acoplamiento (CCVT) la lógica de sobrealcance transitoria mejora la seguridad de los elementos de la Zona 1. La lógica desfasada bloquea los elementos de distancia para oscilaciones de potencia estables o viajes para oscilaciones de potencia inestables. Las anteojerías de resistencia adicionales desbloquean los elementos de distancia si ocurre una falla trifásica durante un columpio. Los elementos de sobreintensidad direccional de secuencia negativa desbloquean los elementos de distancia si ocurre una falla no balanceada durante un balanceo de potencia.

La lógica de invasión de carga distingue entre carga pesada y fallas trifásicas. La lógica del esquema de disparo asistido por comunicaciones incorporado permite

tiempos de disparo rápidos, reduciendo la duración de la falla que afecta negativamente la estabilidad del sistema. Los elementos de sobrecorriente de fase, secuencia negativa y de tierra residual con control direccional optimizan la protección de la red para líneas y equipos. La mejor opción Ground Directional Element® logic optimiza el rendimiento del elemento direccional y no requiere ajustes direccionales. El elemento de falla de interruptor de alta velocidad y la lógica de falla de interruptor nativo mejoran la detección de falla de interruptor. [16]

3.1.28 F35



Figura 35. Sistema de protección del alimentador

El F35, miembro de la familia UR de relés de protección, proporciona protección, control y dosificación de alimentador rentables para hasta cinco alimentadores con medición de voltaje de barra colectora, o seis alimentadores sin voltaje de barra colectora en un paquete integrado. Use el F35 como un dispositivo independiente o como un componente de un sistema de control de subestación automático.

Beneficios clave, dispositivo de protección y control rentable y flexible para aplicaciones alimentadoras de distribución, Advanced IEC61850 Ed. 2 la implementación certificada, la configuración completa mediante archivos SCL y la solución de bus de proceso IEC 61850-9-2 permiten optimizar la gestión de recursos y plataformas y reducir el costo de propiedad, GOOSE enrutable (R-GOOSE) permite que los mensajes GOOSE vayan más allá de la subestación, lo que permite aplicaciones de protección y control de área amplia

Grabación de fallas y perturbaciones de alta gama, incluidas las señales de operación internas del relevador

Seguridad de red robusta que permite la Protección de Infraestructura Crítica mediante el registro de comandos del usuario y el control de acceso de permiso dual. Integración de sistema simplificada con comunicaciones compatibles con interfaces seriales y Ethernet y múltiples protocolos, reducción del cableado de relé a relevador y los costos de instalación asociados a través de comunicaciones de alta velocidad entre retransmisiones, admite la última edición de captura de forma de onda (COMTRADE 2013) simplifica la gestión de los registros de fallas.

Flexibilidad de aplicación con múltiples opciones de E / S, incluidas E / S de alta densidad, lógica programable, modularidad y personalización específica, una gran pantalla integrada a todo color que proporciona visualización y control en tiempo real de la bahía protegida, a través de una mímica de bahía así como de la funcionalidad de anunciador y visualización gráfica de fasores.

Sus principales aplicaciones son, protección primaria y control para múltiples alimentadores de distribución, esquemas de vertido de carga de distribución basados en elementos de voltaje y frecuencia, esquemas de bloqueo de bus / enclavamiento, esquemas Throwover (aplicaciones de esquema de transferencia de autobús) y protección de interconexión de generación distribuida (DG), que incluye protección activa y pasiva contra la isla.

3.1.29 SEL2410



Figura 36. Monitor SEL 2410 [17]

Es un equipo utilizado para monitorear subestaciones y este se puede programar por medio de la programación SELOGIC® que permite controlar el monitor según lo desee el cliente, y a su vez cuenta con entradas analógica y una tarjeta de entradas y salidas digitales que son de carácter opcional. Tiene un diseño compacto y su conexión es fácil y ahorra tiempo de ejecución. Puede almacenar hasta 512 registros de eventos por medio del reloj interno del cual dispone, que ayuda a realizar análisis de los sistemas, resolver problemas y hasta mejorar los mantenimientos programados.

Una aplicación importante del SEL 2410 es la de automatizar equipos de enfriamiento de transformadores por medio de la programación, así como manipular las diferentes entradas y salidas analógicas y digitales, realizar acciones mediante control remoto y además tiene la opción de incorporar módulos que permiten tener más entradas y salidas. Tiene anexo un monitor (HMI) que permite acceder a los datos y manera alguna opciones de manera local, además cuenta con un puerto de comunicación EIA-232 con los protocolos SEL ASCII, SEL Interruptor de puerto distribuido (LMD), SEL Fast Meter, Fast Operate, Fast SER. [17]

3.1.30 SEL352



Figura 37. SEL352 [15]

El relé de protección SEL 352 es un sistema de protección de sobre corriente para una gran variedad de dispositivos de interruptor y de recolección de datos. Además se pueden utilizar para proteger la corriente que pasa por interruptores abiertos, resistencias de disparo y manipular el estado de los interruptores, informando la secuencia de eventos que se presenten.

Las principales funciones que se pueden realizar con este rele son, medición, informe de eventos, recolección digital de fallas, configuración remota, monitoreo de tiempos y monitoreo de interrupción de la energía. Dispone de tres puertos seriales EIA-232, pantalla frontal, sincronización de reloj, DNP3 opcional. [15]

3.1.31 SEL 2523



Figura 38. SEL-2523 Panel anunciador [15]

Las 42 entradas y 11 salidas no solo hacen que el panel anunciador SEL-2523 sea ideal para la anunciación tradicional, sino que la lógica programable y hasta cuatro puertos de comunicaciones compatibles con los protocolos DNP3, Modbus y SEL le permiten trabajar fácilmente con sus usuarios más exigentes. Simplifique la puesta en servicio y la resolución de problemas con una grabadora de eventos (SoE) incorporada y una interfaz hombre-máquina (HMI) de software completa. Las etiquetas configurables en el campo le dan al panel de alarmas la posibilidad de ser modificado si cambian los cambios en el número o tipo de dispositivos que se monitorean. Una amplia gama de voltajes de suministro de energía y voltajes de entrada de contacto permiten instalar el SEL-2523 en prácticamente cualquier sistema. [15]

3.1.32 SEL 421



Figura 39. SEL-421 Sistema de protección, automatización y control [18]

Es un sistema de protección, automatización y control SEL-421 para obtener una protección de distancia y direccional de alta velocidad y un control total de una bahía de dos interruptores. Protege cualquier línea de transmisión mediante una combinación de cinco zonas de fase, distancia a tierra y elementos de sobrecorriente direccionales. Un sistema gráfico de interfaz de usuario brinda plantillas de aplicación y lógica para esquemas de protección de línea típicos. La lógica de sobrealcance de transitorio patentada del transformador de voltaje de capacitancia de acoplamiento (TPC) mejora la seguridad de los elementos de distancia de la zona 1. La lógica Best Choice Ground Directional Element de SEL optimiza el desempeño del elemento direccional y elimina muchos ajustes direccionales. La lógica adicional opcional impide el sobrealcance de la zona 1 en líneas con compensación en serie. Los componentes con incrementos opcionales proporcionan una operación de subciclo para su aplicación en líneas críticas que requieren eliminación de la falla de alta velocidad. La tecnología opcional de enlace de dominio del tiempo (TiDL) y la tecnología SEL Sampled Values (SV) que usa IEC 61850-9-2 transforman la manera de modernizar una subestación. El usuario puede utilizar el software ACSELERATOR QuickSet® SEL-5030 (una interfaz gráfica de usuario) para acelerar y simplificar la configuración del relé. [18]

3.1.33 SEL 351



Figura 40. SEL-351 Sistema de protección [15]

El sistema de protección SEL-351 tiene sincrofasores integrados Ethernet e IEEE C37.118, y es ideal para aplicaciones de sobreintensidad direccional. Las comunicaciones opcionales MIRRORRED BITS y el monitoreo de la calidad de la energía agregan flexibilidad a las soluciones. El SEL-351 es el estándar de protección para sistemas eléctricos industriales y de servicios públicos en todo el mundo.

Sus principales ventajas que conlleva este dispositivo son, el bloqueo de segundo armónico asegura el relé durante la activación del transformador, elementos de sobrecorriente de fase, secuencia negativa, tierra residual y tierra neutra con direccional, cuatro niveles de elementos de velocidad, la lógica incorporada del esquema de viaje asistido por comunicaciones permite tiempos de viaje rápidos, elimine los costosos dispositivos de medición montados separadamente con

funciones incorporadas de medición de alta precisión y armónicas, usa elementos de alarma para inhibir el reenganche y proporcione una indicación de alarma local y remota y tiene un sistemas de anunciadores LED.

Respecto a los protocolos de comunicaciones cuenta con unos opcionales como el IEC 61850 MMS y GOOSE, y otros de forma estándar como Modbus® con ajustes de mapas basados en, DNP3 Nivel 2 con ajustes de mapas basados en etiquetas, Protocolo de sincrofaseo IEEE C37.118-2005 (serial y Ethernet).

Schweitzer Engineering Laboratories, ASCII, SEL Fast Meter, SEL Fast Message, SEL Unsolicited SER, SEL Fast Operate y SEL Distributed Port Switch (LMD) son protocolos estándar en serie, complementado con uno o dos puertos Ethernet 10 / 100BASE-T y un puerto Ethernet 10 / 100BASE-FX con conectores de fibra óptica multimodo LC opcionales, puerto USB de alta velocidad tipo B incluido, además se incluye el puerto serie EIA-232 DB-9 del panel frontal y un puerto serial de fibra óptica compatible con SEL-2812 opcional. [15]

3.1.34 SEL 351A



Figura 41.SEL-351 Sistema de protección [15]

El sistema de protección SEL-351A cuenta con Ethernet y sincrofasores IEEE C37.118 integrados y es la solución económica para la protección de sobrecorriente. La protección de alimentador fácil de usar y las innovadoras características, como la lógica Best Choice Ground Directional Element de SEL y las ecuaciones de control SELogic, proporcionan protección superior en sistemas de potencia de empresas suministradoras de energía y plantas. [15]

3.1.35 SEL 2030



Figura 42.SEL 2030Procesador de comunicaciones [19]

El SEL-2030 proporciona recolección de datos, control, acceso de ingeniería y sincronización de tiempo simultáneos a través de un solo cable o un par de fibra óptica

Adecuado para su uso en subestaciones de servicios públicos o sistemas de automatización y control industrial, el procesador de comunicaciones SEL-2032 puede reemplazar unidades terminales remotas y otros dispositivos con

confiabilidad y simplicidad. Sin cableado adicional, un dispositivo proporciona un registrador de eventos secuenciales (SER), recuperación de informes de eventos y comunicación clara entre otros dispositivos electrónicos inteligentes (IED). La base de datos automática del procesador de comunicaciones SEL-2032 recopila, almacena y reenvía datos de perfil de carga y de medidor, informes de eventos y objetivos.

Admite sincrofasores, es una alternativa superior a RTU ya que usa Modbus o DNP3 para comunicarse con maestros SCADA fuera del sitio, puede usar convertidores de protocolo para otros protocolos, protege contra los frecuentes bloqueos del sistema operativo y las actualizaciones de los sistemas basados en PC, simplifica las redes de estaciones, brinda acceso de ingeniería de un solo punto, admite múltiples maestros, recopila datos SER de retransmisión mediante el uso de mensajes SEL Fast SER, proporciona conectividad Ethernet UCA2. Proporciona conectividad Ethernet DNP3. Utilice la tarjeta de procesador Ethernet SEL-2701 para proporcionar una interfaz DNP3 para dispositivos serie.

Los IED de SEL describen por sí mismos los datos disponibles, los mensajes de datos y el control para automatizar la creación de la base de datos y simplificar la configuración de los mensajes y distribuye IRIG-B entrante o envía IRIG-B en función del reloj interno. Utilice los transceptores SEL-2810 para sincronizar sincronizadamente los IED usando conexiones de fibra óptica.

Puede usar cadenas que defina para indicar al SEL-2030 que recopile y formatee datos de retransmisión para sistemas SCADA. La configuración simple le permite configurar individualmente los puertos SEL-2030 para definir sus atributos de almacenamiento y recuperación de datos. Indique al SEL-2030 que interroge automáticamente a los dispositivos conectados por los datos. El SEL-2030 también puede proporcionar una interfaz de datos uniforme para los dispositivos SCADA, de modo que el software SCADA no tiene que adaptarse específicamente a cada tipo de IED. [19]

3.1.36 SEL 387A



Figura 43. SEL 387A Relé diferencial y de sobrecorriente actual [20]

El relé SEL-387A ofrece protección diferencial restringida y sin restricciones para dos terminales. Los elementos segundo, cuarto y quinto armónico, aumentados por el elemento dc, proporcionan seguridad durante la activación del transformador y las condiciones de sobreexcitación en una elección definida por el usuario de restricción de armónicos o bloqueo de armónicos. Los elementos de sobrecorriente proporcionan protección de respaldo que contribuye a la versatilidad del SEL-387A.

Los informes de eventos oscilográficos, el registrador de eventos secuenciales (SER), el monitor de desgaste del contacto del interruptor y el monitor de voltaje de la batería de la subestación son todas características estándar. Cuatro puertos de comunicaciones, panel de visualización local y amplias funciones de automatización también son estándar. La E / S expandida está disponible como una opción. Dos elementos opcionales de falla a tierra restringida proporcionan protección sensible contra fallas a tierra para transformadores conectados en estrella.

El SEL-387A está equipado con cuatro puertos serie operados independientemente: un puerto EIA-232 en la parte frontal y dos puertos EIA-232 y un puerto EIA-485 en la parte posterior. El relé no requiere un software de comunicaciones especial. Use cualquier sistema que emule un sistema de terminal estándar.

Establezca la comunicación conectando computadoras, módems, conversores de protocolo, impresoras, un procesador de comunicaciones, puerto serie SCADA y / o RTU para comunicación local o remota. [20]

3.1. 37 SEL 451



Figura 44. SEL 451 Protección, automatización y sistema de control de bahía [21]

El sistema de protección, automatización y control de bahía SEL-451 es un sistema unitario completo. El SEL-451 cuenta con la velocidad, la capacidad y la flexibilidad para combinar un control de bahía completo de subestación con protección de interruptor de alta velocidad en un sistema económico. El SEL-451 se utiliza como parte integral de la solución de protección, control y supervisión de su subestación. Reduce los costos de mantenimiento a través del seguimiento exacto de la operación del interruptor. Supervise los tiempos de interrupción y el servicio acumulado del interruptor para determinar con facilidad la necesidad de efectuar un mantenimiento proactivo. Integre la información con sistemas SCADA o de automatización a través de procesadores de comunicaciones o directamente al puerto Ethernet.

Cuenta con funciones de automatización mejoradas que incluyen 32 elementos programables para control local, control remoto, enganche de protección y enganche de automatización. La medición local en la pantalla de cristal líquido (LCD) del panel frontal de gran formato elimina la necesidad de contar con medidores de panel separados. Los enlaces serie y Ethernet transmiten de

manera eficiente información clave, incluidos datos de medición, elementos de protección y estado de entrada / salida de control (I / O), sincrofasores IEEE C37.118, mensajes IEC 61850 GOOSE, informes de registrador de eventos secuenciales (SER), monitor de interruptores, relé informes resumidos de eventos y sincronización de tiempo. Aplicar ecuaciones de control SELOGIC expandidas con funciones de matemáticas y comparación en aplicaciones de control. Incorpore hasta 1000 líneas de lógica de automatización para acelerar y mejorar las acciones de control. [21]

3.1.38 UMG 96



Figura 45.UMG 96S Analizador de energía multifunción [22]

El UMG 96S es un instrumento de medición de la generación más nueva que es adecuado para medir, registrar y monitorear parámetros eléctricos (True-RMS) en redes de baja y media tensión (sistemas de 1 y 3 fases con un conductor neutro). El UMG96S está diseñado para uso fijo, permanente y protegido contra la intemperie en cuadros de distribución y para medir voltaje, corriente, potencia, etc. en celdas de baja tensión. La medición está diseñada para sistemas trifásicos con conductor neutro (sistemas TN y TT). [22]

3.1.39 TESLA4000



Figura 46.Tesla 4000 Registrador de monitoreo del sistema de energía [23]

TESLA 4000 es una grabadora de monitorización de sistema de potencia de múltiples etapas (simultánea) de vanguardia, fácil de usar y económica. Su funcionalidad integrada de unidad de medida fasorial (PMU) transmite datos de sincrofasores para una amplia supervisión de área. Habilitado con el protocolo IEC

61850, TESLA tiene capacidades de comunicación avanzadas que, junto con sus poderosas características de grabación, proporcionan la supervisión más versátil y completa del estado del sistema de energía.

Con más de 1000 desencadenadores definibles por el usuario, TESLA crea registros simultáneamente en 3 dominios de tiempo (falla (rápida), oscilación (lenta) y registros de tendencia), y también crea registros de eventos. El CDR crea registros continuos sin desencadenantes que, junto con los registros de fallas, oscilaciones y tendencias, proporcionan una amplia visibilidad del rendimiento del sistema. El CDR también crea redundancia en los datos de PMU.

TESLA tiene 256 entradas virtuales para registrar los cambios de estado digitales contenidos en los mensajes IEC 61850 GOOSE, expandiendo sus capacidades de monitoreo. TESLA 4000 está disponible como "Modelo 4003" para aplicaciones que no requieren capacidad de PMU e IEC 61850. El modelo 4003 no tiene comunicaciones IEC 61850 y tiene solo un puerto Ethernet de cobre trasero. Un 12 Phasor PMU está disponible como una opción.

Sus principales aplicaciones son, completo conocimiento integrado de la salud del sistema de potencia, monitoreo de desempeño de artefactos explosivos improvisados y equipos de subestaciones, más de 1000 activadores configurables por el usuario capturan información vital que podría perderse por los relés en el sistema, información proporcionada para el monitoreo de área amplia (WAMS) y análisis y como una PMU, transmite 36 fasores, 12 cantidades analógicas y 64 estados digitales simultáneamente.

Las características y beneficios del Tesla 4000 son, software de configuración y análisis fácil de usar, protocolos de comunicación avanzados que incluyen IEC 61850, redundancia de failover opcional, soporte SCADA con DNP3 y Modbus mejorados, CDR cumple con los estándares NERC PRC-002 DME, los módulos de entrada remota ahorran costosas ejecuciones de cableado, comunicaciones de vanguardia (2 puertos traseros, 100BASE-TX RJ-45 o 100BASE-FX 1300 nm óptica multimodo con conector de estilo ST para acomodar las últimas comunicaciones basadas en red de la industria) y puertos Ethernet con 2 direcciones MAC únicas que se adaptan fácilmente a las necesidades de seguridad de acceso a la red. [23]

3.1.40 M91



Figura 47. PLC M91 [24]

Es un controlador lógico programable de tamaño compacto que cuenta con un panel de operaciones incorporado y una pantalla LCD de 16 bits de resolución de línea de texto único y un teclado. Estos controladores tienen un puerto serie RS323, entradas y salidas configurables, que pueden manejar alta velocidad y valores de temperatura.

Está diseñado para controlar maquinas pequeñas y tiene la opción de incorporar módulos para aumentar sus características. Este modelo tiene 10 entradas digitales, una entrada analógica, 6 salidas a relé; estas entradas y salidas se pueden expandir a 96. [24]

3.1.41 SEL321



Figura 48. SEL321 [25]

Es un relé de protección, control y monitoreo de líneas de trasmisión y distribución aéreas de extra alta tensión, contiene todos los elementos de protección y lógica de control, que se puede implementar en esquemas pilotos y no pilotos siendo el dispositivo idóneo para ser utilizado en esquemas basados en comunicaciones.

Sus principales características son, cuenta con cuatros áreas de protección de distancia de tierra y fase, fase, secuencia negativa y protección de sobre intensidad residual, temporizadores internos programados por los usuarios, compensa el flujo de carga. Para manejarlo se emplean ecuaciones de control SELOGIC y se pueden programas prácticamente todas las funciones que se deseen, permite el cambio o expansión sin costos y además tiene un localizador de fallas. [25]

3.1.42 SEL751A

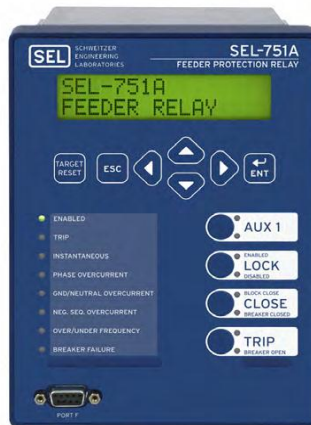


Figura 49. SEL751A [26]

El SEL751A es un relé de protección para alimentadores en plantas industriales, con multitud de opciones en tarjetas de entradas y salidas, fácil de implementar y manejar. Brinda protección ante sobrecorriente, sobrevoltaje, bajo voltaje, frecuencia, brinda la seguridad de arco eléctrico que ofrece seguridad a los operarios. Da la posibilidad de automatizar, proteger, comunicar y controlar alimentadores para implementar en sistemas automatizados ya que se puede programar con el software ACCELERATOR QuickSet® SEL-5030 previamente y ecuaciones de control SELOGIC® o manipular con los botones que dispone en el panel frontal con una pantalla LCD con dos líneas de 16 caracteres que permite la emisión de mensajes predeterminado o programados.

Respecto a las características de comunicación, cuenta con Modbus® RTU, soporte de Event Messenger, comunicaciones MIRRORING BITS®, perfil de carga, monitoreo de desgaste de interruptor, soporte para 12 RTDs externos (SEL-2600), entrada IRIG-B, SELOGIC avanzado e IEEE C37.118.

De manera opcional se puede seleccionar es estándar incluidas IEC 61850, serie DNP3 y LAN / WAN, Modbus TCP / IP, protocolo de tiempo de red simple (SNTP), entradas y salidas analógicas o digitales extra, entradas de fibra óptica, puertos de comunicación EIA-232 o EIA-485 adicionales a los que tiene incluidos puerto serie de fibra óptica, puertos Ethernet de fibra óptica o de cable de cobre, simples o dobles, y etiquetas configurables. [26]

3.1.43 7SJ62



Figura 49. 7SJ62 [10]

Estos relés de protección se pueden utilizar para las líneas de media y alta tensión con punto neutro conectado a tierra, de baja resistencia con toma a tierra y también es muy idónea para motores asíncronos de cualquier tamaño. Tiene la opción de configurar hasta 20 funciones de protección como por ejemplo el cambio de frecuencia y también da la opción de manipular interruptores de forma automática. Con la Lógica Programable Integrada (CFC) se tiene control de las funciones automatizadas que se pueden realizar, desde la automatización de celdas o auto enclavamiento hasta generar mensajes seleccionado por el usuario. [10]

3.1.44 ION7330



Figura 50. ION 7330 [27]

El ION 7330 de PowerLogic de Schneider Electronic es un medidor utilizado en actividades de administración de la energía. Estos medidores cuentan con el software ION Enterprise que permite a los usuarios realizar monitoreo y análisis de datos en tiempo real de la información, es la opción perfecta para cambiar los medidores análogos, ya que proporciona una gran cantidad de mediciones de energía y potencia, entradas y salidas análogas y digitales, puertos de

comunicación, protocolos utilizados en la industria, almacenamiento de datos, a bordo, correos electrónicos de datos registrados y un módem opcional. El medidor ION7350 se complementa con análisis de calidad de energía más sofisticados, alarmas y una función de devolución de llamada por alarma.

Este dispositivo es utilizado principalmente para Para servicios eléctricos, que ayuda a tener disponibilidad de energía y confiabilidad, mejore la confiabilidad de la red de T & D, mejorar la automatización de la subestación, maximice el uso de la infraestructura existente y analizar y aislar la fuente de problemas de calidad de energía. [27]

3.1.45 ION 8400



Figura 51. ION 8400

ION 8300™, ION 8400™ and ION 8500™ meters provide revenue-accurate, true RMS measurements of voltage, current, power and energy, and are complemented by extensive I/O capabilities, comprehensive logging, and advanced power quality measurement and compliance verification functions. The meters come with an extensive selection of pre-configured data screens and measurements, so you can use the meters “out of the box” or customize them to fit your unique requirements. ION 8000 series meters give you the tools to manage complex energy supply contracts that include commitments to power quality. You can also integrate the meters with ION® software or other energy management, SCADA, automation and billing systems, via Internet communications and multiple industry-standard communication channels and protocols including MV90.

Estos medidores se pueden usar de manera efectiva en numerosas aplicaciones del lado de la oferta de energía (utilidad) y del lado de la demanda. Algunas aplicaciones de medidores comunes son: medición de ingresos, automatización ubuntu, monitoreo de calidad de energía (con Flicker), control de operaciones comerciales / industriales, control de demanda y factor de potencia, SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) y monitoreo y control de generación distribuida (generador).

3.1. 46 7UT612



Figura 52. 7UT612 [10]

El relé de protección diferencial SIPROTEC 7UT612 se utiliza para la eliminación rápida y selectiva de fallas de cortocircuitos en transformadores de todos los niveles de voltaje y también en máquinas eléctricas rotatorias como motores y generadores, para líneas cortas y barras colectoras. El relé de protección se puede parametrizar para su uso con transformadores trifásicos y monofásicos.

La aplicación específica se puede elegir mediante parametrización. De esta forma, se puede lograr una adaptación óptima del relé al objeto protegido.

Además de la función diferencial, una protección de sobreintensidad de respaldo para 1 devanado / punto estrella está integrada en el relé. Opcionalmente, se puede usar una protección de falla a tierra restringida de baja o alta impedancia, una protección de secuencia negativa y una protección contra falla de interruptor. Con cajas de monitoreo de temperatura externa (termo-cajas) las temperaturas pueden ser medidas y monitoreadas en el relé. Por lo tanto, es posible una supervisión térmica completa de un transformador, por ejemplo, el cálculo de la temperatura del aceite en el punto caliente. Los relés proporcionan funciones de automatización y control local fáciles de usar. La lógica programable integrada (CFC) permite a los usuarios implementar sus propias funciones, por ejemplo, para la automatización de la celda (enclavamiento). Los mensajes definidos por el usuario se pueden generar también.

El relé de protección se puede parametrizar para su uso con transformadores trifásicos y monofásicos. Además de esto, una réplica térmica está integrada para la supervisión de las pérdidas óhmicas en la planta. [10]

3.2 Elementos que componen una Subestación

Las subestaciones eléctricas intervienen en la generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Una subestación eléctrica está compuesta por dispositivos capaces de modificar los parámetros de la potencia

eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, etc.) y son un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema eléctrico. [28]

Los elementos principales de una subestación son:

3.2.1 Transformador

Es una máquina eléctrica estática que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante, opera bajo el principio de inducción electromagnética y tiene circuitos eléctricos que están enlazados magnéticamente y aislados eléctricamente. [28]

3.2.2 Interruptor de potencia

Interrumpe y restablece la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción se debe efectuar con carga o corriente de corto circuito. [28]

3.2.3 Restaurador

Es un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades interruptoras bajas. Los restauradores están contruidos para funcionar con tres operaciones de recierres y cuatro aperturas con un intervalo entre una y otra; en la última apertura el cierre debe ser manual, ya que indica que la falla es permanente. [28]

3.2.4 Cuchillas fusibles

Son elementos de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tienen dos funciones: una como cuchilla desconectadora, para lo cual se conecta y desconecta, y otra como elemento de protección. El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. [28]

3.2.5 Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba

Sirven para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga hasta ciertos límites. [28]

3.2.6 Apartarrayos

Se encuentra conectado permanentemente en el sistema, descarga la corriente a tierra cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud. Su operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuando se alcanza el valor para el cual esta calibrado o dimensionado. [28]

3.2.7 Transformadores de instrumento

Existen dos tipos: transformadores de corriente (TC), cuya función principal es cambiar el valor de la corriente en su primario a otro en el secundario; y transformadores de potencial (TP), cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos valores sirven como lecturas en tiempo real para instrumentos de medición, control o protección que requieran señales de corriente o voltaje.

3.2.8 Barras o buses

Son las terminales de conexión por fase. [28]

3.3 Fallas que se presentan en los sistemas

3.3.1 Principales fallas del sistema de comunicación

El sistema de la arquitectura de comunicación de las subestaciones de 115 Kv, frecuentemente se ve afectado por ciertos inconvenientes que se pueden presentar debido a factores del ambiente, factores externos y los mismos inconvenientes que se presentan en el sistema como sobretensiones, cortos circuitos, cortes de energía y demás eventos que se puedan presentar. En la siguiente tabla se describen las más frecuentes afectaciones que se presentan en el sistema de comunicación de las subestaciones de forma general.

Descripción de la falla	Solución propuesta
1. Fallas en los puertos de los IED's, quema de la tarjeta de los IED's por sobrecorriente.	Implementación de supresores de equipos para fallas eléctricas.
2. Daño de la fibra óptica, cable coaxial, cable de cobre o canal físico de comunicación, que se pueden ocasionar por cortos circuitos, movimientos por entes externos y mala manipulación en los procesos de mantenimiento lo que ocasiona estropear estos canales.	En caso de daños en los canales físicos de comunicación lo que se realiza es el cambio del elemento o el cable. Para evitar perder la comunicación con cualquier elemento del sistema se recomienda implementación de sistemas redundantes, conectado cada elemento con diferentes canales físico o por diferentes rutas.
3. Fallas en los Swiches por oscilaciones que se presentan	La mejor forma de evitar que se presenten estas fallas en el sistema,

en el sistema.	es la adquisición de equipos robustos.
4. Posibles fallas que se pueden presentar en el concentrador.	Para evitar que se presenten problemas en el concentrador hay que implementar las protecciones antes mencionadas, y a su vez para mantener comunicación continua que es de suma importancia, es recomendable implementar sistemas redundantes, como por ejemplo implementar un master con dos CPU's.
5. Fallas que se presentan cuando hay discontinuidad del servicio de energía eléctrica, ocasionando la pérdida de comunicación con las IEDs.	La solución más óptima para evitar los inconvenientes causados por las fallas de energía, es conectar los equipos a los bancos de baterías que se encuentran dispuestas en cada una de las subestaciones, que en caso de ocurrir un evento

Tabla 1. Fallas del sistema de comunicación

3.3.2 Principales fallas del sistema de potencia

Descripción de la falla	Solución propuesta
1. La presencia de ramas sobre la red es una de las principales causas que ocasionan la interrupción del servicio de energía.	La mejor manera de solucionar este inconveniente, es programar mantenimiento y podas según el crecimiento de la vegetación en las zonas más afectadas.
2. Una falla frecuente es el daño de poste o estructura, ya que se caen o presentan inclinación lo que produce cortos circuito y rompimiento en las líneas, interrumpiendo así el flujo de energía.	Esta afectación ocurre por la falta de mantenimientos en la zona. se recomienda realizar un recopilación de la información acerca del estado actual de todas las estructuras que hacen parte del sistema para así tomar medidas correctivas, según el tipo de material, y así realizar los respectivos mantenimientos.
3. La falta de protecciones o la selección incorrecta de la	La forma de mitigar las fallas de este tipo es realizar seguimiento a los

misma ocasionan interrupciones en el servicio, afectado la calidad percibida por los usuarios.

circuitos más afectados y determinar cuál es el tipo de protección que se requiere. Esta información debe ser divulgada a los operarios en campo

3.4 Cargabilidad de cada una de las subestaciones

Las subestaciones de 115 Kv están diseñadas para cumplir con el objetivo de cubrir el suministro de ciertas áreas o de una cantidad de usuarios, dependiendo del tamaño de la misma y de la necesidad que se desea satisfacer. Las subestaciones San Mateo y Belén son las más grandes y por ende son las que tienen un nivel más alto de cargabilidad, siendo de 162.78 MVA y 143.75 MVA, respectivamente, seguidas de la subestación Sevilla con 35.46 MVA y La Ínsula con 28.07 MVA. En el siguiente diagrama se muestra de forma más detallada la cargabilidad de los autotransformadores y transformadores de cada subestación.

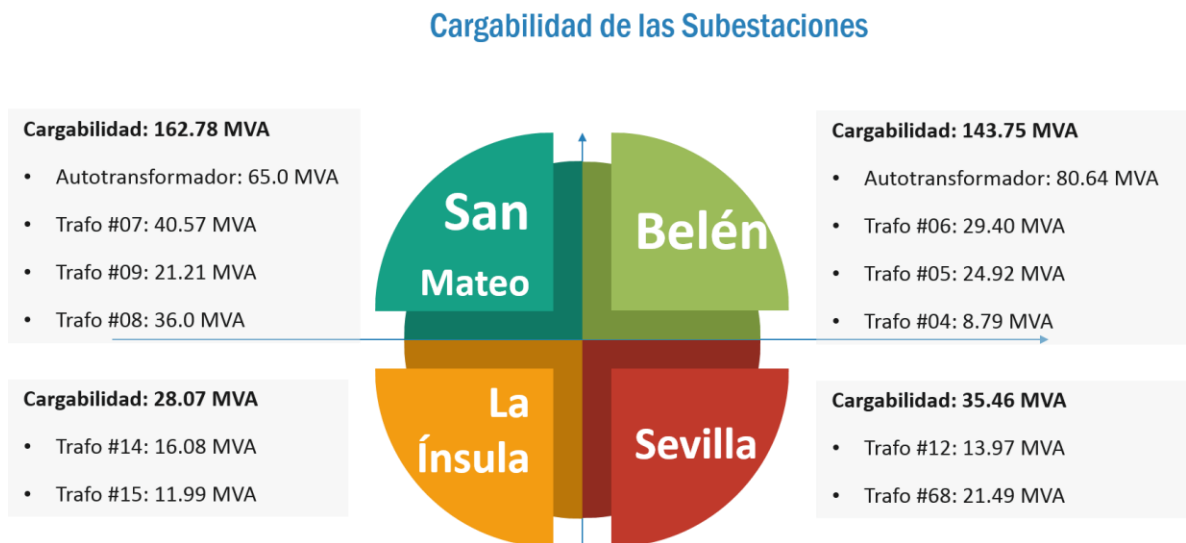


Figura 53. Cargabilidad de las Subestaciones

3.5 Impacto en el SAIDI y SAIFI

En la empresa se esa desarrollando un proyecto que busca mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica, este proyecto maneja dos indicadores Saidi y Saifi, que indican la duración que un usuario promedio quedo privado del servicio de energía eléctrica y el número de veces que dicho cliente presentó incontinuidad de servicio respectivamente. Para disminuir estos indicadores se han venido

realizando trabajo en conjunto con las diferentes áreas de la empresa como la Unidad de gestión operática que maneja lo relacionado con la gestión de la información y gestión de la operación, normativa, entre otros, con los equipos de mantenimientos y subgerencias de subestaciones y líneas.

Si bien el mejoramiento de la arquitectura de comunicación tiene que ver con la gestión de la operación e interviene en la disminución de los indicadores pues si se adecuan estos sistemas se tendrá continua comunicación y monitoreo de los elementos presentes en el sistema, no es un factor que se vea muy evidenciado en la disminución de los indicadores, ya que hay factores más relevantes que aportan a la disminución de estos indicadores. Durante el año en cursos se han venido realizando mejoras en la arquitectura de comunicación y modernización en muchas de las subestaciones de la empresa, que como se mencionó con ayuda de otros factores aportaron a la disminución de los indicadores como se muestra en la siguiente imagen.

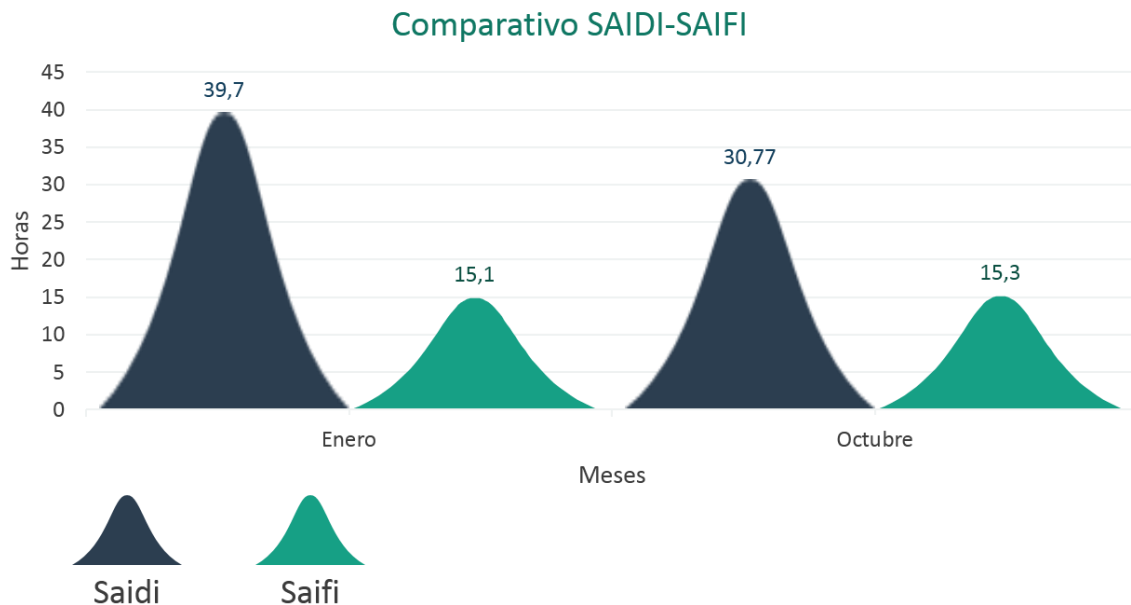


Figura 54. SAIDI- SAIFI Comparativo

4.

Resultados.

4. RESULTADOS.....	- 76 -
4.1 Descripción general de las subestaciones.....	- 76 -
4.1.1 Componentes de software del sistema de control.....	- 78 -
4.1.2 Descripción específica de los niveles del sistema.....	- 79 -
4.2 SUBESTACIÓN SAN MATEO	- 81 -
4.2.1 Diagrama Unifilar de la Subestación San Mateo	- 81 -
4.2.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación San Mateo. - 82 -	
4.2.1 Descripción del sistema.....	- 83 -
4.3 SUBESTACIONES BELÉN	- 87 -

4.3.1 Diagrama Unifilar de la Subestación Belén	- 87 -
4.3.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación Belén....	- 87 -
4.3.1 Descripción del sistema.....	- 88 -
4.4 SUBESTACIÓN LA ÍNSULA	- 89 -
4.3.1 Diagrama Unifilar de la Subestación La Ínsula	- 90 -
3.4.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación subestación La Ínsula.	- 90 -
3.4.3 Descripción del sistema.....	- 91 -
3.5 SUBESTACIÓN SEVILLA	- 91 -
4.5.1 Diagrama Unifilar de la Subestación Sevilla.....	- 92 -
3.5.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación Sevilla. .	- 92 -
3.5.3 Descripción del sistema.....	- 93 -
4.6 Identificación de falencias y propuesta de mejoras o soluciones en la configuración de arquitectura de IEDs	- 93 -
5. CONCLUSIONES.....	- 96 -
6. RECOMENDACIONES.....	- 98 -
7. REFERENCIAS	- 99 -

4. RESULTADOS

4.1 Descripción general de las subestaciones.

Las subestaciones eléctricas de 115 Kv de la empresa CENS (San Mateo, Belén, Sevilla y la Ínsula) tienen un sistema de control y supervisión compuesto por cuatro niveles.

Nivel 0: tableros locales de control, interruptores, seccionadores, y equipos de patio

Nivel 1: Equipos de Control y Protección de cada uno de las Bahías de la subestaciones

Nivel 2: controladores de subestación e Interfaz del Usuario, sistemas HMI

Nivel 3: información hacia el Centro de Control.

Este sistema se caracteriza por ser abierto y modulable que cumple con tareas de control y medida de datos del sistema, desarrolladas por sistemas numéricos programables e integradas en el mundo de la tecnología de las comunicaciones. Una características el sistema es que el sistema de automatización es escalable y expansible ya que tiene un diseño modular.

Tareas más específicas son la adquisición y distribución de la información en tiempo real, señalización local en cada uno de los niveles antes mencionados, supervisión, automatización, control local y remoto, control bajo secuencias de mando, conexión centralizada mediante protocolos estándar (configuración Maestro/Esclavo) con equipos de medida, controladores de unidad y PLC's de Nivel 1, conexión descentralizada mediante protocolos estándar (configuración Cliente/Servidor) con equipos de protección y controladores de unidad y registro y archivo de la información del proceso.

El sistema de las subestaciones de CENS está diseñado por la empresa SIEMENS, para las subestaciones San Mateo y Sevilla, que utiliza estándares industriales a la hora de implementar dichos sistemas de control de subestaciones, aprovechando al máximo las ventajas que brindan las tecnologías IT (Información y Telecomunicaciones) y da pero da la posibilidad de utilizar sistemas de otros fabricantes, teniendo un diseño abierto da la posibilidad de ser migrado.

Para la implementar las interfaces hombre maquinas o HMI se disponen de equipos PC's DELL con características muy robusta de rendimiento y buena capacidad de memoria para almacenar las alarmas y eventos.

Para realizar el proceso de comunicación hay que crear los sistemas de enlaces entre los diferentes níevele. Para realizar la comunicación del nivel 3 y 2, se disponen de cuatro protocolos como son, IEC 61850, IEC 60870-5-104, DNP 3.0 (serial, TCP/IP) y Modbus (serial, TCP/IP). Para comunicar el nivel 2 y el nivel 1 de control están disponibles los siguientes protocolos, IEC 61850, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, DNP 3.0 (serial, TCP/IP), Modbus (serial, TCP/IP), Profibus DP, Profibus FMS (SIPROTEC 4), SINAUT LSA ILSA, ABB SPA-Bus Master y otros protocolos de bus de campo.

Para intercambio de datos con servidores OPC están disponibles los siguientes protocolos, OPC Client y OPC XML DA Server. Adicionalmente, el uso extensivo del protocolo TCP / IP permite la integración a los sistemas de comunicación con tecnología IT, como por ejemplo la utilización de los protocolos de aplicación Sntp, SNMP y RSTP.

Para las conexiones físicas se tienen disponibles interfaces en RS232, RS485 y Ethernet en 10/100BaseX con cables tipo SFTP o Fibra Óptica.

En cada subestación se encuentran diferente equipos como relés de control y equipos de protección de las diferentes familias de SIMPROTEC descritos en la secciona anterior de forma detallada pero a menara de resumen se separan en,

- Familia SIPROTEC 5 7SL8x – Protección de Línea (Diferencial y Distancia)
- Familia SIPROTEC 5 7SA8x – Protección de Distancia
- Familia SIPROTEC 5 7SD8x – Protección Diferencial de Línea
- Familia SIPROTEC 5 7VK8x – Protección de Interruptor
- Familia SIPROTEC 5 7SJ8x – Protección de Sobrecorriente

- Familia SIPROTEC 5 7UT8x – Protección Diferencial de Transformador
- Familia SIPROTEC 5 7KE8x – Registrador de Fallas
- Familia SIPROTEC 5 7SK8x – Protección de Motor
- Familia SIPROTEC 5 7SS8x – Protección Diferencial de Barra
- Familia SIPROTEC 5 6MD8x – Controlador de Paño (Control)

Estos equipos son diseñados de forma modular y son fáciles de utilizar, además que son una solución óptima a bajo costo, que se adaptan a las funciones del sistema y se pueden configurar con la herramienta DIGSI 5. Si se desea se pueden pedir estos equipos con pantallas y teclados frontales que permiten su manipulación de forma local y realizar interfaces hombre máquina.

Los equipos SIPROTEC 5 disponen de entradas análogas para corriente de 1 A ó 5 A, entradas análogas para tensión, entradas binarias, salidas de comando, 1 contacto de vida del equipo, 16 ó 32 LED's libremente parametrizables o configurables, 2 LED's fijos para indicación del estado de operación del equipo, 9 teclas funcionales libremente parametrizables o configurables, 1 interfaz frontal en Ethernet USB para parametrización local y mantenimiento y 1 interfaz posterior óptica redundante para comunicación con el sistema de control mediante el protocolo IEC61850.

El sistema SCADA que está presente en la empresa CENS fue adquirido y por consiguiente diseñado por la empresa SIEMENS y su principal característica es que dispone de un centro de control donde se manipulan todos los elementos telecomandados del sistema y para tener el total monitorio del mismo. Se dispone del software WorldView donde se tiene monitoreo de todas las subestaciones, de los medidores y se pueden manipular los relés, seccionadores y demás elementos cuando sea necesario. La empresa tiene un proyecto que estudia la posibilidad de actualizar el sistema SCADA en los próximos dos años como máximo, hacia el SCADA que se están implementando en las empresas prestadoras de servicio pertenecientes al grupo Epm, el SPECTRUM 7.0, ofrecido por la empresa SIEMENS, de manera de estandarizar los sistemas eléctricos de todas las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica filiales a CENS.

4.1.1 Componentes de software del sistema de control

TOOLBOX II

El programa Toolbox II se utiliza para la programación y configuración de los equipos SICAM 1703. El software Toolbox II está conformado por varias herramientas las cuales se explican a continuación:

- OPM II: Es la herramienta principal del Toolbox II, en este programa se configura todo el hardware y software, se crean las señales, se asocian las

señales a hardware o a un protocolo, se configuran las tarjetas de comunicación, se configuran los parámetros de los protocolos, etc.

- Parameter Loader: Esta herramienta se utiliza para inicializar y cargar los parámetros de los equipos SICAM 1703.
- Firmware Loader: Esta herramienta se utiliza para cargar el firmware de los componentes de los equipos SICAM 1703.
- Toolbox II Presets: En esta herramienta se configuran algunos parámetros del software, como por ejemplo, el puerto y la velocidad por el que se comunica el equipo SICAM 1703 con el Toolbox II, además sirve para configurar el consumidor que está activo, etc.
- Crear los archivos de la memoria SD del equipo SICAM 1703 desde el OPM II y copiarlos en la memoria SD del equipo SICAM 1703. Para lo anterior es necesario un PC que pueda leer memorias SD.

La licencia que se suministrará para el proyecto será una licencia FULL Toolbox II Standard.

Adicionalmente se suministrará una llave de hardware con la licencia CAEx plus, la cual debe estar conectada para realizar la programación de las lógicas.

SICAM 230

El software SICAM 230 lleva a cabo las tareas de manejador de base de datos, manejador de despliegues gráficos y programa de aplicación para la interfaz de usuario de Nivel 1 con tareas como ejecución de comandos utilizando el principio de “seleccionar antes de operar”, ejecución de secuencias automáticas, manejo de alarmas y manejo de eventos

La comunicación con el sistema SICAM 1703 se hará vía Ethernet utilizando el protocolo IEC 60870-5- 104. Se instala este programa con las diferentes librerías que dan la representación de los equipos, registrar le secuencia de eventos, lista de alarmas, graficas de tendencias, seguridad del sistemas que es una herramienta de creación de usuarios con sus distintas contraseñas, con grados de accesibilidad y las respectivas licencias.

3.3 DIGSI 5

El programa DIGSI 5 es el programa básico para configuración de los controladores de campo y de los relés de protección SIPROTEC 5. Desde este programa se configuran las entradas y salidas de estos IEDs, los despliegues de los mismos (en caso de tenerlos), los enclavamientos a ser tenidos en cuenta desde la operación de nivel 1, las secuencias, se activan/desactivan las funciones de protección disponibles, etc. La conexión del DIGSI a los IED y controladores de campo se puede realizar local mediante conexión serial directo o centralizado mediante una red LAN.

4.1.2 Descripción específica de los niveles del sistema

NIVEL 0

Este nivel corresponde al mando desde los gabinetes de control de cada interruptor y seccionadores en el patio de la subestación. Este nivel de control es seleccionado desde los selectores Local/Remoto que se encuentran en cada uno de los gabinetes de control y/o en patio de cada equipo.

Las opciones para el selector Local/ Remoto/ Desconectado son:

Local: Operación desde el gabinete de Control Remoto:

Operación desde el panel frontal del controlador de campo.

Operación desde el Nivel 2 (Estación de operación)

Operación desde el Nivel 3 (Centro(s) de Control).

A éste nivel se encuentran los transformadores, dispositivos de alta tensión y los equipos de servicios auxiliares de la subestación.

NIVEL 1

Este nivel hace referencia a la operación desde el panel frontal del controlador de campo. El sistema de control de Nivel 1 está conformado por controladores de campo 6MD8X pertenecientes a la serie de equipos numéricos de la familia SIPROTEC 5 de SIEMENS.

Desconectado: No es posible realizar ninguna operación.

El controlador de campo posee dos selectores de llave ubicados en su panel frontal. Selector

Local/Remoto y selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos.

Las opciones para el Selector Local/ Remoto son:

Local: Operación desde el panel frontal del controlador de campo.

Remoto: Operación desde el Nivel 2 (Estación de operación)

Operación desde el Nivel 3 (Centro(s) de Control)

Este nivel está conformado por los controladores de campo (6MD85), cada uno está asociado a cada bahía de la subestación, encargados de la adquisición de datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control, enclavamientos y operación local a través de la interfaz de usuario de nivel 1 (incluidas en los controladores de campo). Adicionalmente el Nivel 1 está conformado también por los IED's de protección (7UT87, 7SJ85, 7KE8) los cuales poseen las propiedades de adquisición de datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control y enclavamientos.

Equipos COOPER SMP 16/CP y Equipo SEL, con los cuales la Subestación permite las opciones de Operación y Supervisión.

NIVEL 2 (IHM)

Este nivel corresponde al mando desde la estación del operador del sistema de control. En estas estaciones se programa en los despliegues del sistema un botón de opciones excluyentes entre sí para la selección del nivel de operación:

Local: Operación desde la estación de operación

Remoto: Operación desde el Nivel 3

El modo Local es el seleccionado por defecto para las estaciones atendidas. Este Nivel estará habilitado cuando el nivel 0 y 1 se encuentra en Remoto.

La red física de comunicaciones de Nivel 2 integra tanto a los diferentes equipos de nivel 2 (SICAMAK 1703, IHM y Servidor GPS) como a los equipos de Nivel 1 (Controladores de Patio y Relés de Protección). Adicionalmente esta sirve de medio para la comunicación de los dispositivos de Nivel 1 entre sí.

NIVEL 3 (CENTROS DE CONTROL)

Este es el modo seleccionado por defecto para las subestaciones desatendidas. Se habilita cuando los niveles 0,1 y 2 se encuentran en Remoto. Permite la operación desde el centro de control a través de la interfaz de telecontrol con alguno de los protocolos mencionados en el numeral 2.1 Comunicaciones del sistema, de este capítulo.

4.2 SUBESTACIÓN SAN MATEO

La subestación San Mateo es una de la subestación más grande con la que dispone CENS construida hace 30 años, es alimentada directamente de la subestación de la termoeléctrica Termotasajeros con un voltaje de 230 Kv. Esta subestación presta servicio a aproximadamente 70 mil usuarios del área de Cúcuta y también del Norte de Santander, está ubicado en la Ciudad de Cúcuta en el barrio San Mateo por la vía Villa del Rosario.

Esta subestación alimenta otras cuatro, Subestación Samán, Escobal, Ínsula y Belén y a su vez está conectado al anillo del canal Bogotá. Adicionalmente cuenta con sección de servicios auxiliares.

4.2.1 Diagrama Unifilar de la Subestación San Mateo

Antes de hablar sobre la arquitectura de comunicación de la subestación San Mateo es necesarios mencionar los equipos y elementos de potencia que se encuentran en los patios de las subestaciones, de los cuales se envía la información, se brinda protección y se realizan constantes medidas. En el siguiente diagrama se exponen los equipos que conforman la subestación.

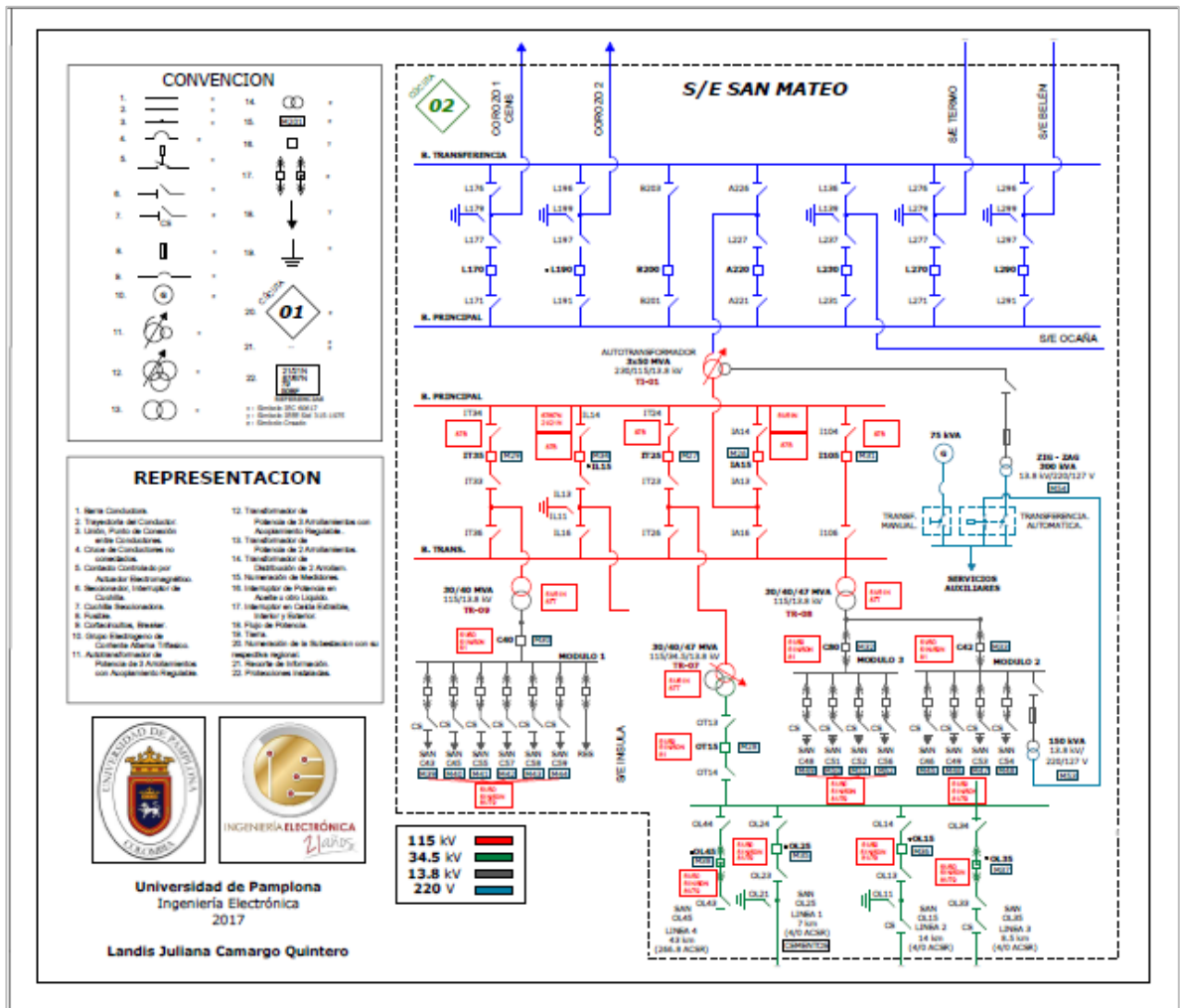


Figura 55 . Diagrama del patio de la subestación San Mateo

Este diagrama está compuesto por seccionadores de cuchilla, cuchillas seccionadoras, fisibles cortacircuitos, diferentes transformadores de distribución y de potencia. Según la clasificación de subestaciones, las que son mencionadas en este trabajo son Subestaciones Receptoras primarias y con instalación tipo intemperie.

2.4.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación San Mateo.

En la subestación San Mateo se encuentran gran variedad de dispositivos, IED's, interconectados entre sí a su vez al centro de control, para así poder tener control sobre la misa. A continuación se describen los equipos que se encuentran.

- SMP16
- SEL751

- ION7330
- SEL2523
- M91
- SEL2030
- SEL351A
- 7SJ62
- RX1500
- 6MD85.
- SICAM 1703.
- RMC30.
- SCALANCE X204RNA.
- RS 900.
- RMC30.
- RS950.
- GPS 300.
- 7UT87.
- 7KE8.
- ION7550 / ION7650.
- SIMEAS P.
- PM 800
- TAPCON® 230.
- SEL 787.
- SEL 311C.
- F35.

4.2.1 Descripción del sistema

En la subestación San Mateo, la empresa Siemens, implemento un sistema SICAM 1703 que puede ser usado como RTU o PLC, con modelo AK3, que tiene un rack (estructura metálica para albergar dispositivos electrónicos) con 9 slots, en un slot existe una tarjeta de comunicaciones que aumenta el número de puertos físicos (4 en total) RJ-45, tres de ellos se emplean con protocolo Ethernet TCP/IP y el otro con protocolo Serial RS232/RS422/RS485.

En el resto de slots se sitúan hasta 16 elementos periféricos, cada uno con aproximadamente 8 módulos de entrada y salida. En este equipo está dispuesta la tarjeta CP-2016, que el centro de la unidad automatizada ya que es la encargada de cumplir con todas la funciones del sistemas tales como, sincronización, redundancia, función de telecontrol en comunicaciones con los distintos protocolos y todos los procesos de automatización que se requieren.

En otro slot del PLC se instala una tarjeta comunicaciones CP-2019 que cumple con las funciones de telecontrol en protocolos de comunicación, se habilitan vía

las tarjetas SIM (Serial Interfaz Module), esta tarjeta tiene hasta 4 puertos, ya sea serial o Ethernet, que se conectan a los puertos RJ-45.

A estas tarjetas se le instala una tercera tarjeta SIM o tarjeta de comunicación (Protocol Element), donde se integran los datos de los protocolos de comunicación del sistema. Estas tarjetas pueden ser la SM-0551 y SM-2558, para protocolos de estándar serial y protocolos basados en Ethernet respectivamente.

El sistema cuenta con SICAM 230 que proporcionan interfaz entre el operador y el proceso, orienta intuitivamente al operador a través de menús contextuales, técnicas de ventanas y pantallas múltiplex, listas adaptables en línea y modelos de datos y gráficos del proceso de ingeniería. El sistema de ventanas (reportes, tendencias, indicaciones y logs de salidas) es parametrizable con los elementos de control e indicación, permitiendo al operador acceso a estas funciones las cuales son relevantes para el proceso de supervisión en cuestión. SICAM 230 tiene otras herramientas tales como importación de gráficos, importación/exportación de modelos de datos, funciones de copia y ubicación, zoom, ayuda en línea, etc.

Con el router RX 1500 permite el intercambio de información entre los niveles 1 y 2, es decir para interconectar las redes de estos niveles, este equipo cubre las funciones integradas de Firewall a este equipo, el cual cumple las tareas de Seguridad, Zonas y Políticas de Conexión a la Red Interna y ofrecer seguridad frente a posibles ataques de la Red Externa.

En la Subestación San Mateo se utilizarán routers Ruggedcom RX1501 los cuales son modulares y para cambio en caliente de módulos, poseen doble fuente, hasta 36 puertos 100FX, hasta 36 puertos 10/100TX, hasta 18 ports 10FL/100SX, hasta 4 puertos Gigabit Ethernet y/o hasta 36 puertos seriales que pueden seleccionarse de acuerdo a las necesidades, MODEM celular, puertos WAN que pueden seleccionarse de acuerdo a las necesidades (T1/E1, PPPoE/Bridged Ethernet vía ADSL, T3 DS3 y 56 Kbps DDS) y MODEM embebido.

La arquitectura lógica del sistema de automatización está conformada por cuatro niveles jerárquicos de control y las comunicaciones asociadas entre estos niveles. En la Figura 57 se presenta la arquitectura para la Subestación San Mateo. Los IED's (controladores de campo y relés protección) de 220kV, 115kV, 34.5 kV y 13.8kV se encuentran ubicados en el edificio de control.

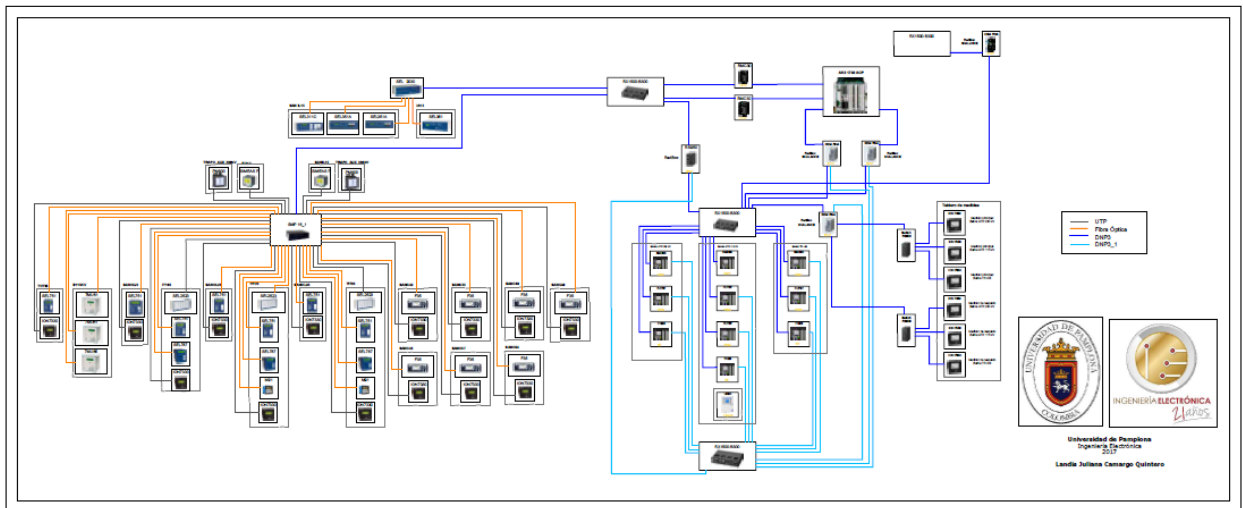


Figura 56. Arquitectura de comunicaciones de la Subestación San Mateo

En la Subestación Eléctrica San Mateo se implementa para la comunicación con el centro de control de CENS, mediante el protocolo IEC 60870-5-104. La Comunicación entre Centros de Control de CENS y Centro de Control de ISA se realiza en Nivel 3 y por protocolo ICCP entre los mismos. Para la comunicación con los IED, (controladores de bahía y relés de protección) de las bahías ATR 230kV, Bahía ATR 115kV y para la Bahía TR +08 se utiliza el protocolo IEC 61850, así como para la comunicación con los Medidores ION del tablero de Medidas.

Para la comunicación con los equipos Existentes, (Equipos COOPER SMP 16/CP y Equipos SEL) se establece en protocolo DNP 3.

Para la visualización de alarmas y eventos de proceso se realiza bajo la plataforma SICAM 230 para la HMI en Protocolo IEC60870-5-104.

En la Subestación San Mateo se cuenta con dos equipos Cooper COOPER SMP 16/CP y un concentrador SEL2030, El primer COOPER SMP 16/CP controla 23 Equipos: Trece equipos en protocolo DNP 3 y diez equipos en protocolo MODBUS, EL Segundo COOPER SMP 16/CP_1 controla 46 Equipos. Los equipos de marca SEL están integrados al SEL2030.

Los equipos de nivel 1 y 2 están comunicados entre sí por una red LAN pero en redes diferentes para tener las funciones independientes entra los dos niveles. Los equipos SMP 16 y SEL 2030 por medio de DNP3 y en el sistema SICAM AK 1703 se define que se envía al centro de control de CENS y de ISA mediante protocolo IEC 60870-5-104.

Esta red Ethernet está dividida en dos Subredes, Red A y Red B (en la Arquitectura Red PRP-A y Red PRP-B), cada una de las cuales está conformada por un Switch RX1501, ubicados en el tablero de control, dentro de la Sala de Control y en las mismas casetas de la Subestación. La creación de estas dos Subredes permite implementar una red redundante mediante el protocolo PRP (Protocolo de Redundancia Paralela) que consiste en conectar cada equipo paralelamente a cada subred y enviar la información por ambos canales, lo que permite que no sea necesario esperar tiempos de recuperación de red en caso de fallas, puesto que cada paquete de información se envía dos veces.

La subestación San Mateo tiene una topología de árbol, donde los medidores y relés se conectan al SMP16 con topología en forma de estrella y los concentradores al sistema AK-1703 en topología de árbol de manera jerárquica.

Todos los IED's SIPROTEC 5, de estas bahías, serán conectados a través de fibra óptica a ambas subredes (Red A y Red B) en conexión estrella. Para esto, los Relés poseen tarjetas de red capaces de soportar el protocolo PRP.

Debido a que las subredes deben ser independientes, el Switch correspondientes a la Red A no se conectan con el Switch de la Red B. El Sistema SICAM AK 1703 debe integrarse a ambas subredes mediante enlaces TCP/IP, y usando puertos eléctricos (100Base TX). Para ello se conectarán a la red mediante una RedBOX (Redundancia BOX) de la marca SCALANCE X204 RNA EEC, cuya función es permitir la conexión de PC's o Equipos en la Red que no disponen del Protocolo PRP.

Los equipos Actuales del Sistema de Control, (Equipos COOPER SMP 16/CP y Equipos SEL) se conectarán al Switch-Router RX1500 a través de un enlace único por equipo. Para la Subestación San Mateo se provee 3 Enlaces. Estos equipos se conectarán al Sistema SICAM AK 1703 a través de dos equipos RMC30 de la Marca RUGGEDCOM, con el fin de garantizar la comunicación en DNP 3 con Enlace Redundante hacia las CPUs del Sistema de Control.

El Centro de Control de CENS, se conecta a través Switch-Router RX1500 y se une a la Red A y a la Red B mediante una RedBOX (Redundancia BOX) de la marca RUGGEDCOM, cuya función es permitir la conexión de PC's o Equipos en la Red que no disponen del Protocolo PRP.

La conexión física del Sistema de Nivel 3 (Centro de Control) con el Nivel 2 (SICAM AK 1703), se hace a través de la Red Ethernet unida mediante del Switch de Comunicaciones RX1500.

4.3 SUBESTACIONES BELÉN

La subestación Belén también es una de las más grandes subestaciones de la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander, y también es alimentada a 230 Kv por la termoeléctrica Termotasajeros. Cuenta con dos anillos, uno de 230 Kv que alimenta a la subestación Belén si se presenta una falla, y un anillo de 115 kv que mantiene la conexión con los alimentadores presentes en la subestación.

Esta subestación cuenta con servicios auxiliares, que consisten en un sistema de respaldo que alimenta las instalaciones como oficinas y demás de la empresa, este se activa si se presentan falla en la subestación y en caso extremo se encenderá un generador que asumirá la carga de los consumos propios de la empresa.

4.3.1 Diagrama Unifilar de la Subestación Belén

A continuación de ilustran los elementos que hay en los patios de la subestación Belén se encuentra equipos muy similares a los de la subestación San Mateo.

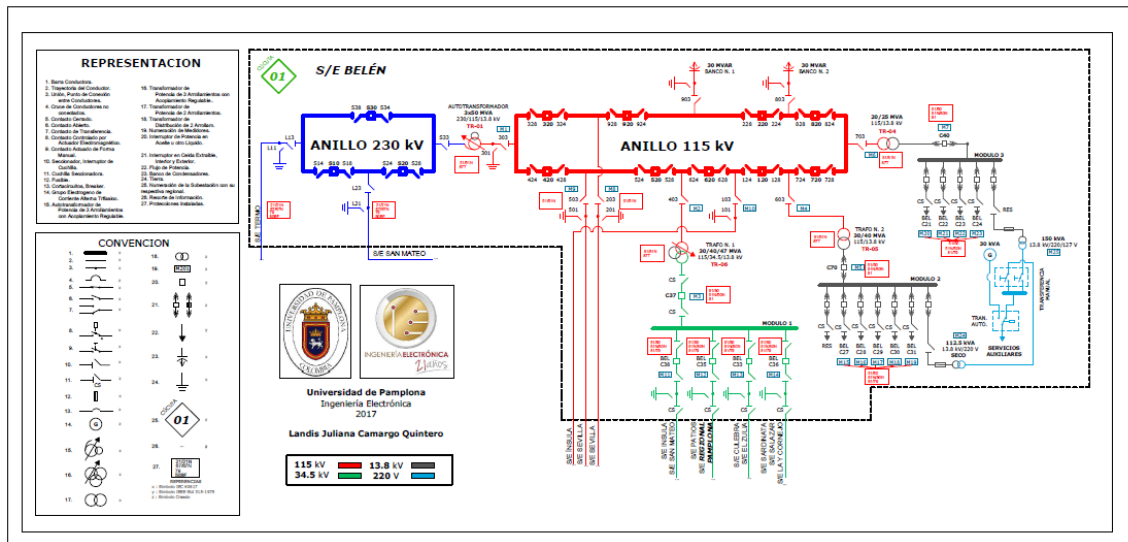


Figura 57. Diagrama del patio de la subestación Belén

4.3.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación Belén.

En la subestación Belén se encuentran gran variedad de dispositivos, IED's, interconectados entre sí a su vez al centro de control, para así poder tener control sobre la misa. A continuación se describen los equipos que se encuentran.

- SEL2410.
- SEL352.
- SEL 2523.
- SEL 421.
- 351.
- SEL 351A.
- SEL 2030.
- SEL 387^a.
- SEL 451.
- UMG 96S.
- TESLA4000.
- M91.
- SEL321.
- SEL751A.
- 7SJ62.
- ION7330.

4.3.1 Descripción del sistema

En la Subestación Eléctrica Belén se implementa para la comunicación con el centro de control de CENS, mediante el protocolo IEC 60870-5-104. Para la comunicación con los IED, (controladores de bahía y relés de protección) de las bahías se utiliza el protocolo IEC 61850, así como para la comunicación con los Medidores ION. Todos los medidores se conectan a los concentradores por medio de cable de cobre.

Para la comunicación con los equipos SMP 16/CP y Equipos SEL se establece en protocolo DNP 3. Y se conectan por medio de cable fibra óptica. Es esta subestación no se dispone de una interfaz HMI.

La subestación Belén cuenta con dos concentradores SEL 2030 y dos equipo COOPER SMP 16/CP, identificados como SMP16/CP_Mod3 y SMP16/CP_1, para facilitar su análisis. Al SMP16/CP_1 se conectan todos los medidores ION 7330 y los anunciadores SEL 252, al otro dispositivo SMP16/CP_Mod3 se conectan todos los relés de protección. A los equipo SEL 2030 se conectan la equipos de las misma marca y los sistemas de automatizado, protección y control. Para la visualización de alarmas y eventos se utilizan los anunciadores de la marca SEL.

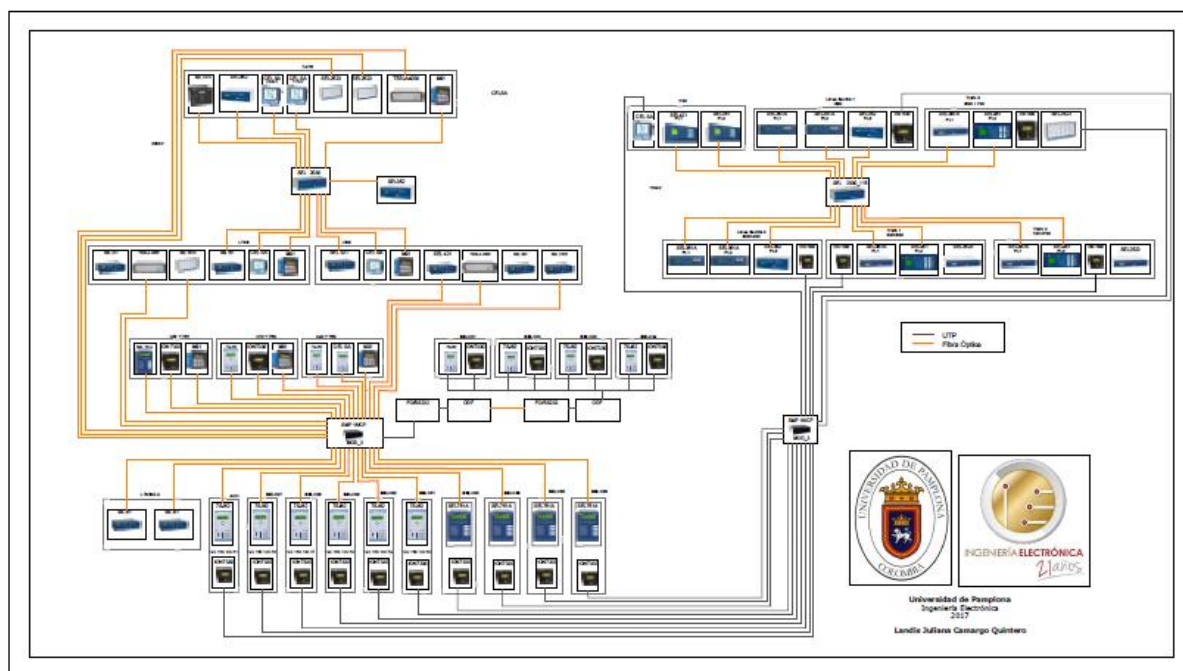


Figura 58. Arquitectura de comunicaciones de la Subestación Belén

Los equipos SEL 2030 y SMP16/CP se comunican con protocolo DNP3, pero la manera física de conexión es de fibra óptica para los relés de protección y par trenzado o UTP para los medidores y demás elementos.

La topología de red de la subestación Belén es de tipo árbol ya que los concentradores van conectados a un Smith que está en la primera posición de forma jerárquica y a su vez de los concentradores van los demás equipos conectados semejando una red estrella.

4.4 SUBESTACIÓN LA ÍNSULA

Es una de las subestaciones de 115 kV con la que cuenta la Empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. Está localizada en la ciudad de Cúcuta en el barrio La Ínsula y la alimentan la subestaciones de San Mateo, Belén y Planta Zulia. Está conectado a un anillo con nivel de 34.5 kV realizado como un sistema redundante en el canal Bogotá, con la función de brindar siempre continuidad del servicio a los clientes más grandes como Ventura Plaza, Éxito, Hotel casino, Clínica San José, entre otros, que requieren una mejor prestación del servicio. Cubre a aproximadamente 25508 usuarios. También cuenta con una sección de servicios auxiliares que en caso de presentarse falla eléctrica o incontinuidad, se pueda cubrir la carga de recursos propios.

4.3.1 Diagrama Unifilar de la Subestación La Ínsula

A continuación de ilustrar los elementos que hay en los patios de la subestación La Ínsula se encuentra.

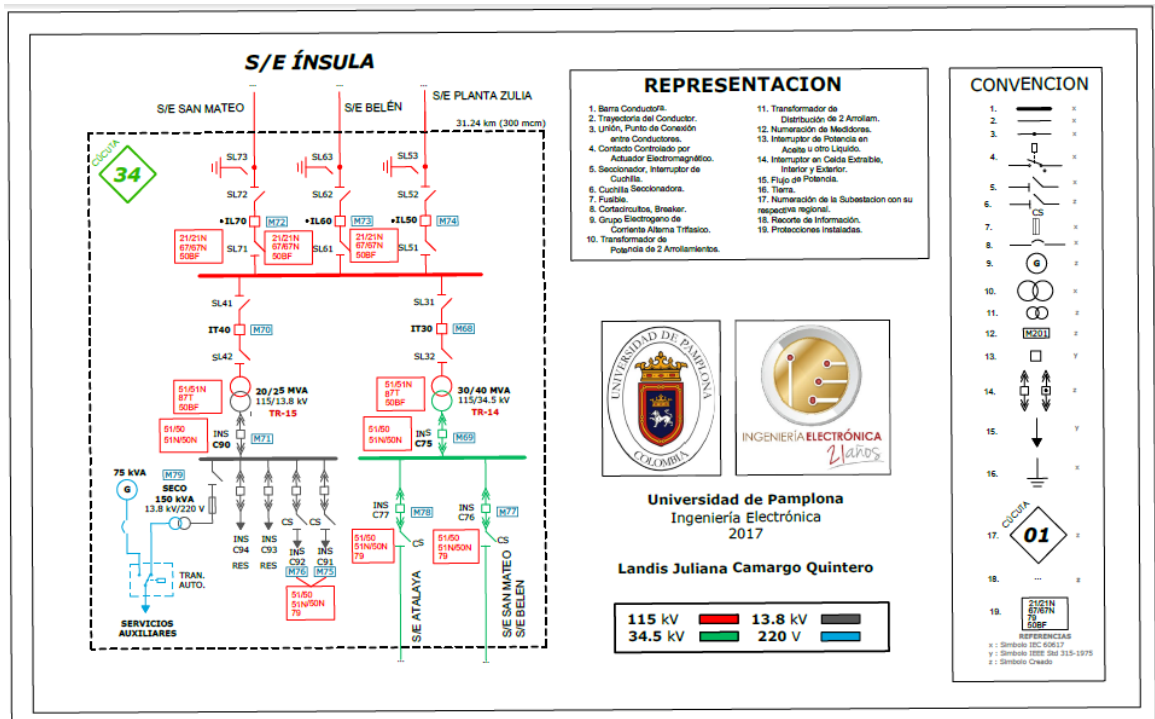


Figura 59. Diagrama del patio de la subestación La Ínsula

3.4.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación subestación La Ínsula.

En la subestación Ínsula se encuentran gran variedad de dispositivos, IED's, interconectados entre sí a su vez al centro de control, para así poder tener control sobre la misma. A continuación se describen los equipos que se encuentran.

- SMP16.
- RS8000.
- 7SS522.
- 7UM62.
- 7SJ61-2.
- 6MD63.
- 7SS525.
- PM 9610.
- PM9200.
- 7SA522.

3.4.3 Descripción del sistema

La comunicación en la subestación La Ínsula cuenta con un elemento SMP 16 que es un concentrador conectado directamente a dos conmutadores RS8000 y de allí a los demás dispositivos o IED's utilizando el protocolo IEC61850, que también es usada en la conexión de medidores PM9200.

Este sistema es mucho más pequeño junto con el de la subestación Sevilla a comparación de la más grandes como son San Mateo y Belén, ya que solo tienen un concentrador, en esta subestación tampoco hay presente una interfaz Hombre maquina HMI.

La diferencia de conexión de esta subestación es que tiene una topología de comunicación de carácter mixta, ya que combina la topología tipo árbol y a su vez se realiza una conexión tipo anillo que interconecta los relés de protección y para darle confiabilidad al sistema se conectan dos RS8000 que están conectadas con el inicio y el fin de los elementos conectados en anillo.

Todos los medidores y relés de esta subestación están conectados con fibra óptica hacia los conmutadores y estos se conectan con SFTP al concentrador SMP 16 y de allí se conecta un router que envía toda la información al centro de control por fibra óptica.

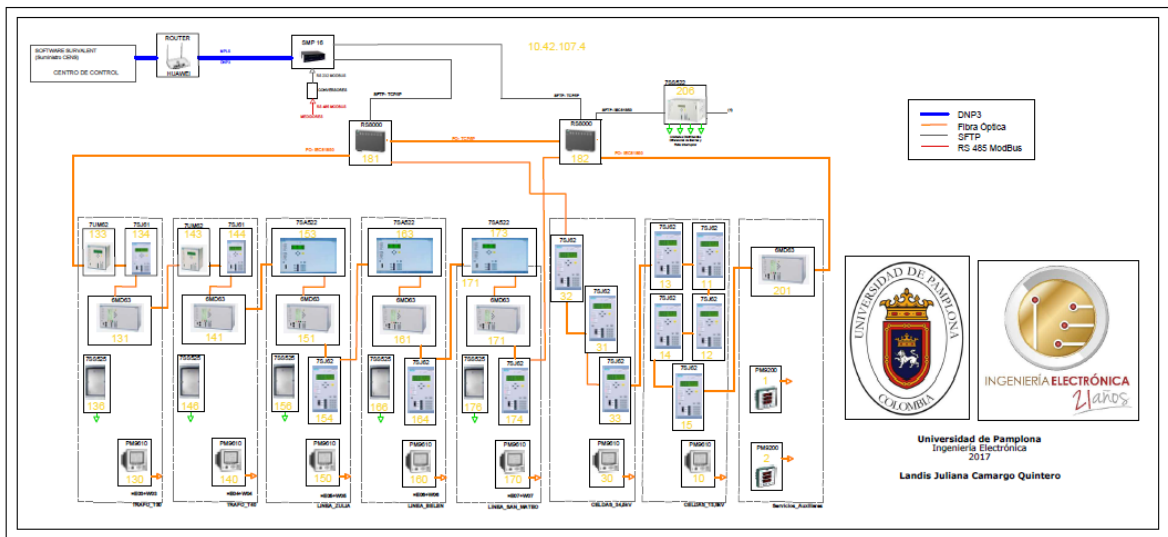


Figura 60. Arquitectura de comunicaciones de la Subestación La Ínsula

3.5 SUBESTACIÓN SEVILLA

La subestación Sevilla es una de subestaciones de la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander, y es alimentada a 115 Kv por la Subestación

Belén. Presta servicio a 44458 usuarios de barrios de la ciudad de Cúcuta aledaños a esta subestación, esta subestación cuenta con servicios auxiliares, que alimenta las instalaciones de la central, cuando el servicio de energía no está disponible, este se activa y suministra energía las oficinas o instalaciones de la empresa. Este sistema es muy importante en esta subestación ya que se encuentra el centro de control que opera todo el sistema eléctrico de la empresa.

4.5.1 Diagrama Unifilar de la Subestación Sevilla

A continuación de ilustran los elementos que hay en los patios de la subestación Sevilla se encuentra.

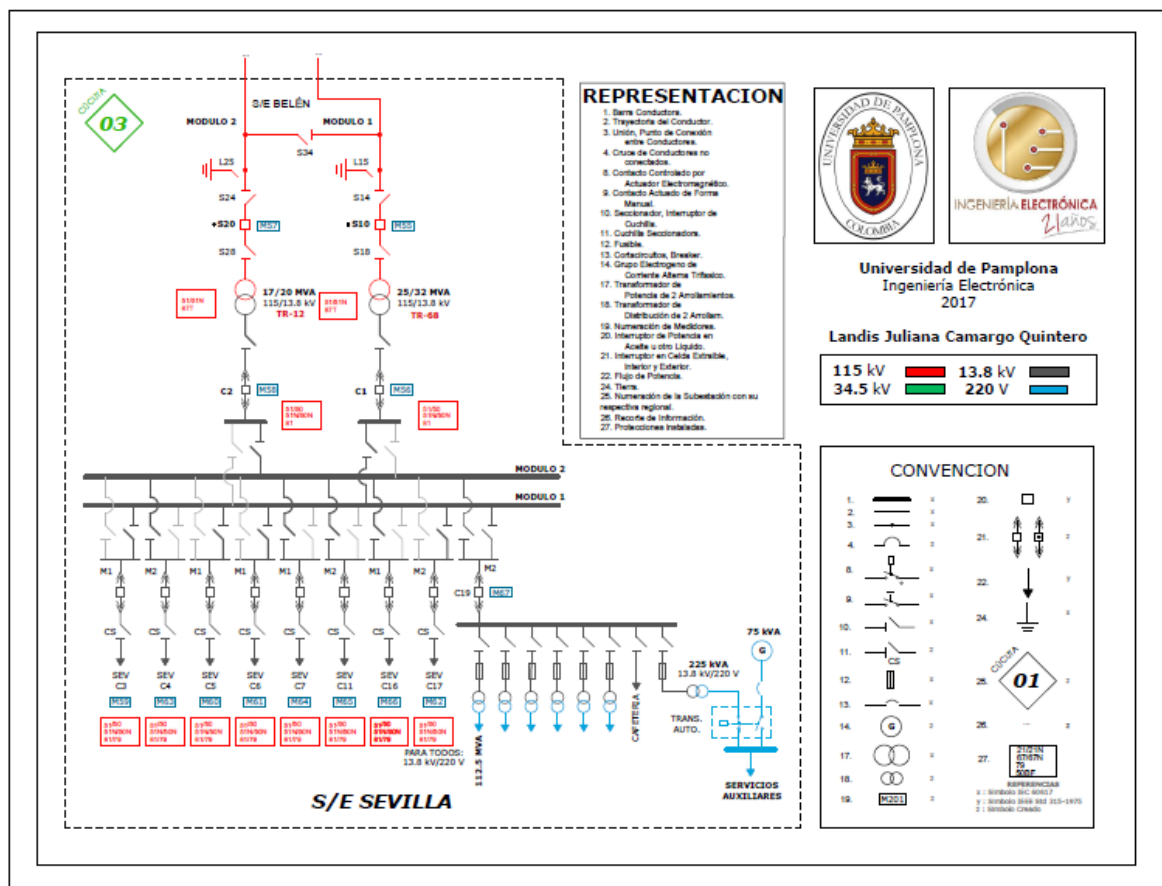


Figura 61. Diagrama del patio de la subestación Sevilla

3.5.2 Elemento empleados en la arquitectura de comunicación de la Subestación Sevilla.

En la subestación Sevilla se encuentran gran variedad de dispositivos, IED's, interconectados entre sí a su vez al centro de control, para así poder tener control sobre la misa. A continuación se describen los equipos que se encuentran.

- ION 7330
- SEL751A
- M91
- ION 8400.
- 7UT612.

3.5.3 Descripción del sistema

En la subestación Sevilla se dispone de un concentrados SMP 16 que es el centro de la red de comunicación de esta subestación. A él están conectados todos los medidores y relés de las diferentes bahías y la topología es de tipo estrella.

Del concentrador se envían todos los datos de los diferentes IED's al centro de control por medio de fibra óptica. Este sistema es muy pequeño ya que al concentrados solo están conectados 25 elementos y tampoco cuenta con una interfaz MHI. En esta subestación se utiliza el protocolo IEC 61850 y la arquitectura de comunicación se presenta a continuación.

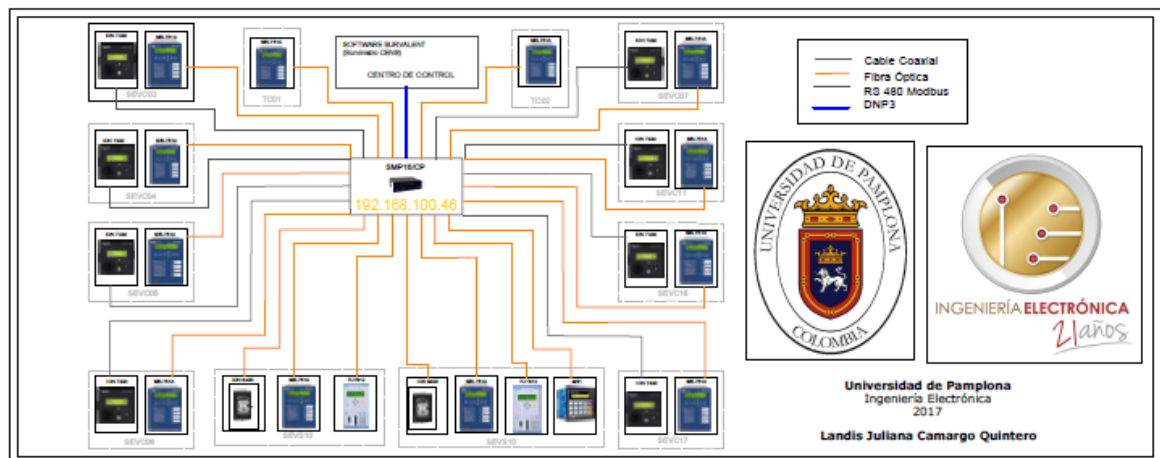


Figura 62 . Arquitectura de comunicaciones de la Subestación Sevilla

4.6 Identificación de falencias y propuesta de mejoras o soluciones en la configuración de arquitectura de IEDs

Ya habiendo estudiado y realizado el levantamiento de la información sobre el estado de la arquitectura de comunicaciones de las subestaciones de 115 Kv de la

empresa CENS, es evidente que cada una de las subestaciones tiene un diseño diferente según las características que cada una de ellas cuenta.

En los sistemas de comunicación implementados en las subestaciones solo se cuenta con la seguridad que proporcionan los routers encargados de enviar la información hacia el sistema SCADA. Ya que la información que manejan las subestaciones eléctricas es muy importante y es vital mantener la seguridad de las mismas es recomendable implementar firmware's físicos para mantener así un grado más alto de confiabilidad.

El diseño de la arquitectura de comunicaciones de estas subestaciones se debe realizar teniendo en cuenta la criticidad de dichos sistemas, ya que al manejar elevados valores de tensión, si no se tiene control de los mismos se podrían ocasionar accidentes de grande escala e incluso comprometer la integridad de las personas. Se observa que el diseño de estas subestaciones no se tiene muy en cuenta la criticidad del sistema, si bien, utiliza equipos de alta gama pero no hay equipos redundantes, que serían fundamentales para evitar la falta de comunicación si se llegase a presentar un evento. Un ejemplo de esto, es el equipo AK-1703 de la subestación San mateo pues solo se dispone de uno de ellos y es muy importante en para el sistema, aunque se presenta redundancia en las tarjetas de comunicación instalas en este PLC, pero en el caso de la subestaciones Sevilla y La Ínsula, tiene un único concentrador que en caso de falla de comunicación de estos equipos las subestaciones quedaría desconectadas del centro de control.

El tipo de topología presente en las subestaciones es variado puesto que se encontraron topologías tipo árbol, estrella, anillo y mixta. Es recomendable cambiar el tipo de conexión anillo a una tipo bus, ya que en el tipo de conexión anillo si falla uno de los elementos, se perdería por completo la comunicación de estos elementos de control y medición, y para tener una calidad del servicio que es lo que se requiere y por lo que la empresa está siendo evaluada hay que tener calidad en la información y si se presentan dichos cortes en la comunicación afecta todo el proceso de calidad del servicio.

En la actualidad las subestaciones de CENS no cuentan con Firmware físico que proteja en software por medio de un hardware, solo se cuenta con Router's que tiene un tipo de comunicación MPLS. Es recomendable instalar Firmware físico para brindar robustez al sistema y tener mayor seguridad sobre la información, limitando el acceso de los usuarios.

La topología de red más adecuada para procesar críticos es la tipo bus ya que todos los elementos están conectados, es más sencilla de implementar, analizar y mantener, requiere menos sable de conexión y otorga mayor seguridad ya que si algún elemento pierde comunicación por algún motivo, sin importar que sea el

concentrador, todos los demás siguen conectados y la comunicación no se perderá.

Es importante instalar sistemas redundantes que brinden la opción de que algún dispositivo falle pero no se pierda la comunicación y más en aquellas topologías como la tipo estrella y árbol donde hay un único concentrador.

Se recomienda el bus de campo As-i para conectar todos los elementos del nivel cero en la subestaciones ya que actualmente están conectados con par trenzado, de cada uno de los elemento hasta el concentrador y a la hora de errores en la comunicación la solución más viable es cambiar el cabe sin identificar si este está roto o no. La conexión con par trenzado requiere gran cantidad de espacio y es más costoso mientras que le red As-i consiste en una cable cicatrizante donde se pueden conectar todos los equipos de manera rápida y sencilla, ocupando mucho menos espacio y brindando mayor seguridad.

El protocolo PRP que se están implementando en la subestación San Mateo y Ocaña es una muy buena alternativa para conexión de los dispositivos ya que crea dos redes y cada dispositivo va conectado a uno de las son sin importar que soporte este protocolo pues se puede ayudar de las RedBox, para conectarse a los concentradores, que en este caso presentan redundancia.

5. CONCLUSIONES

La actualización realizada sobre la arquitectura de comunicación de las subestaciones de 115 Kv de la empresa CENS, es de suma importancia ya que se están desarrollando proyectos sobre la mejora de la calidad del servicio, para la disminución del número de interrupciones del servicio de energía y para tomar medidas correctivas y una mejor toma de decisiones es esencial tener una calidad de la información lo que implica contar con información actualizada. Para ello se desarrolló el diagnóstico de la arquitectura de comunicación de manera detallada y analizando cada una de las topologías y protocolos utilizados por los IEDs en subestaciones de nivel 115 KV en la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander. S.A ESP, ya que no se disponía de dicha información actualizada, lo que permite plantear futuras mejoras.

Atendiendo al debido análisis realizado de la arquitectura de comunicación de cada una de las subestaciones de nivel 115 Kv, tanto de la topología de red que se podría implementar tanto como de los protocolo que potencializan la comunicación de los IEDs y demás equipos relacionados, se proponen mejoras, sugiriendo la topología más adecuada para sistemas críticos ,representando así más fiabilidad el sistema en general, asegurando la continua comunicación del centro de control con todas las subestaciones que es de vital importancia para tener un control total del sistema en todo momento.

Para tener el control de un sistema es necesario tener actualizada la información del mismo, y en la empresa CENS no se contaba con dicha información actualizada, pues la información se había actualizado en el 2006 y para la elaboración de los nuevos, se realizó el levantamiento de la información con ayuda de los ingenieros encargados de la gestión de la información de la empresa CENS, los contratistas de TI o tecnología de la información, quienes están encargados de realizar el control y mantenimiento, generando intercambio de información y fortaleciendo conocimientos adquiridos así como la obtención de nuevos conocimientos más enfocados a la industria.

Para poder desarrollar un eficiente análisis de la arquitectura de comunicación, era necesario en primer lugar conocer el tipo de elementos a los cuales se desea tener control y se requieren manipular para obtener el buen funcionamiento del sistemas, se diseñaron los diagramas de patios de los elementos de potencia de las subestaciones San Mateo, Ínsula, Sevilla, y La Ínsula, de forma detallada, para mejorar la concepción de los componentes que se encuentran en el sistemas y a los cuales van conectados los diferentes relés de protección y aparatos de medición, siguiendo el estándar de elaboración de diagramas unifilares de la

empresa Cheg perteneciente al grupo Epm por el que se guía la empresa CENS en la actualidad.

Para realizar el diseño de la arquitectura de comunicaciones de las IEDs es necesario identificar cada uno de los elementos que están presentes en la subestación, y dependiendo el tamaño de la subestación, la cantidad de elementos que la conforman, el número de usuarios que alimenta y otros factores característicos de cada una de las subestaciones, lo que implica que cada una requiera un diseño diferente y único.

6. RECOMENDACIONES

Lo más ideal para tener un total control sobre un sistema, sin importar el tipo que sea, es tener actualización de la información, ya que es necesario para realizar modificaciones que beneficien la operación, para la toma de decisiones, para la implementación de nuevas tecnologías y muchas más mejoras que se puedan realizar para el beneficio y optimización de un sistema.

Para optimizar el funcionamiento de cada una de las subestaciones es necesario realizar el estudio de las necesidades que deben ser cubiertas por cada una de ellas para determinar la topología adecuada y el tipo de conexión física más idóneo para el tipo de subestaciones.

Se recomienda al momento de realizar pasantías que el trabajo realizado en la pasantía sea el mismo trabajo de tesis ya que resulta muy difícil realizar todas las actividades a la vez y más después de cumplir un horario de 9 horas diarias.

7. REFERENCIAS

- [1] C. J. M. Dávila, DISEÑO DE UN SISTEMA DE ACCESO REMOTO PARA INTEGRAR DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IEDs) UBICADOS EN LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO A LA RED DE TRANSELECTRIC S.A., Sangolquí: Escuela Politécnica del Ejército, 2007.
- [2] A. Zurita y G. Rodríguez, «El estándar IEC 61850 se ha convertido en la base para la implementación de subestaciones eléctricas automáticas y permite que equipos de protección, control y medición de diferentes fabricantes trabajen en la misma red Ethernet. Dependiendo de la disponi,» *Revista Técnica Energía*, nº 9, pp. 133-141, 2014.
- [3] M. A. T. PALACIOS, «Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos,» UNIVERSIDAD RICARDO PALMA, LIMA – PERÚ, 2010.
- [4] C. E. d. N. d. S. SA, «CENS Grupo epm,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.cens.com.co/>. [Último acceso: 20 11 2017].
- [5] W. stalling, Comunicaciones y redes de computadores, Prentice Hall.
- [6] SIEMENS, «Modernización Sistema Control S/E San Mateo,» CENS Grupo epm, Cúcuta, 2016.
- [7] R. L. U. A. V. V. Juan Esteban Hoyos Pareja, «Automatización (SCADA y Gestión) de 150 IED SEL y 150 Reconectores de Pequeñas Subestaciones de Distribución Energía de EPM utilizando GPRS/3G,» *CIER*, nº 58, p. 7, 2011.
- [8] M. B. Lobato, « IEC61850,» de *Implementación práctica del protocolo IEC61850*, p. 41.
- [9] I. CSC Corporate Domains, «CITSSDNS1.CITSS.COM,» CSC Corporate Domains, Inc., 10 08 1996. [En línea]. Available: <http://www.cooperindustries.com/content/public/en.html>. [Último acceso: 5 11 2017].
- [10] I. D. Ascio Technologies, «siemens.com,» 29 02 1986. [En línea]. Available: <https://www.siemens.com/co/es/home.html>. [Último acceso: 27 10 2017].
- [11] Siemens, «9200 Power Meter,» Siemens.
- [12] S. Electronic, «PowerLogic™ ION7550/ ION7650 User Guide,» Schneider Electronic, 2009.
- [13] S. E. I. SAS, «Life is On SCHNEIDER ELECTRIC,» SCHNEIDER ELECTRIC INDUSTRIES SAS, 27 11 2008. [En línea]. Available: <https://www.schneider-electric.cl/es/>. [Último acceso: 24 10 2017].
- [14] M. Reinhausen, «reinhausen.com,» 15 05 1998. [En línea]. Available: <https://www.reinhausen.com/es/desktopdefault.aspx/tabid-11>. [Último acceso: 19 11 2017].

- [15] S. E. Laboratories, «selinc.com,» 01 09 1996. [En línea]. Available: www.selinc.com. [Último acceso: 24 10 2017].
- [16] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «SEL-311C Protection and,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc..
- [17] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «SEL-2410 I/O Processor,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc..
- [18] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «SEL-421 Protection,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc..
- [19] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «SEL-2030 Data Sheet,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc..
- [20] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «SEL-387A Data Sheet,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc..
- [21] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «SEL-451-5 Data Sheet,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc..
- [22] J. e. GmbH, «Janitza.com,» Janitza electronics GmbH, 07 1999. [En línea]. Available: www.Janitza.com. [Último acceso: 29 11 2017].
- [23] ERLPhase, «Erlphase.com,» ERLPhase, 26 06 2007. [En línea]. Available: www.Erlphase.com. [Último acceso: 29 11 2017].
- [24] Unitronics, «M90/91™ OPLC™,» Unitronics.
- [25] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «SEL-321 Data Sheet,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc..
- [26] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «SEL-751A Data Sheet,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc..
- [27] S. Electric, «PowerLogic® ION7300 / ION7330 / ION7350,» SQUARE D.
- [28] S. Polductos Flexibles, «SUBESTACIONES ELECTRICAS transformando y distribuyendo energía,» *ELECTRICA, la guía del electricista*, p. 36, 2011.