

Área de Conocimiento de Ingeniería y Afines

***Estudio de conversión de la
subestación eléctrica análoga
Masaya por una subestación
eléctrica digital.***

Trabajo Monográfico para optar al título de
Ingeniero Eléctrico.

Elaborado por:

Br. Junior Alfonso
Landez Torrez.
Carnet: 2019 – 1087 U

Br. Fernando José
Borgen Acevedo.
Carnet: 2019 – 1055 U

Tutor:

MSc. Pedro Joaquín
Pérez Orozco.

24 de septiembre de 2024
Managua, Nicaragua

Agradecimiento

Primero, quiero expresar mi gratitud a Dios por la sabiduría y la fuerza que me ha dado durante estos años de estudios, a pesar de los desafíos y obstáculos diarios, su guía me ha permitido alcanzar una de mis metas más importantes. En segundo lugar, agradezco a mi familia, quienes me han apoyado tanto emocional como económicamente en el desarrollo de este objetivo, darles gracias a ellos por estar en los momentos de alegrías y tristezas ante mi proceso académico. En tercer lugar, quiero dar gracias a nuestro tutor, Pedro Pérez, quien nos ha corregido, acompañado y guiado en este trabajo. Adicionalmente, agradezco a los colegas de trabajo, profesores y demás personas del sector académico y empresarial con los que he estado involucrado y que me han aportado en conocimiento y experiencia para el desarrollo de esta investigación. Por último, doy gratitud a mi compañero de tesis, Fernando Borgen, quien ha sido la persona que ha pasado grandes retos y dificultades directamente conmigo ante el desarrollo de este trabajo monográfico.

Junior Landez

Agradezco primeramente a Dios, quien a lo largo de mi vida académica me ha proporcionado las fuerzas y sabiduría necesaria para seguir adelante hasta alcanzar la meta. En segundo lugar, le agradezco mis padres que me apoyaron en cuanto pudieron, tanto en lo económico como lo emocional, por todos esos consejos que me regalaron con el fin de verme triunfar. En tercero a nuestro tutor Pedro Pérez por compartir sus conocimientos y brindarnos su guía para la culminación del presente trabajo. Cuarto, pero no menos importante a mi compañero Junior Landez a quien considero una gran persona por su paciencia, compañerismo y dedicación total para superar los retos que se nos presentaron y terminar este trabajo monográfico. Adicionalmente, agradezco a los docentes de la universidad, la universidad y mis compañeros por los conocimientos que me ayudaron a adquirir y que fueron de utilidad para el desarrollo de esta investigación.

Fernando Borgen

Dedicatoria

Dedico esta tesis sobre todo a Dios, sin él no hubiese sido posible la culminación de nuestra carrera profesional, de igual forma, se la dedico a mis padres y demás familiares, quienes han sido fundamentales en los momentos difíciles, su presencia en mi vida ha sido un regalo invaluable que nunca dejaré de apreciar, gracias al apoyo de ellos hoy por hoy estoy culminando una de mis mayores metas. Por último, se la dedico a mis amigos y personas cercanas, que de alguna manera estuvieron apoyando atentamente durante mi proceso académico.

Junior Landez

Esta tesis es dedicada principalmente a Dios, que con su apoyo y sabiduría me ayudo a culminar la carrera, a Dios, sin él no hubiese sido posible la culminación de nuestra carrera profesional, luego a mis padres y demás familiares que me acompañaron a lo largo de esta lucha, en los buenos y los malos momentos, y por último a mis amigos y personas cercanas que siempre estuvieron atentos a mi desempeño académico y me animaban a mejorar cada vez más en todos los ámbitos.

Fernando Borgen

Resumen

Una subestación digital, trata de una solución basada en la implementación de tecnologías inteligentes y bus de procesos completos, acorde al estándar IEC 61850, en muchos países implementar subestaciones digitales ha robustecido el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), sin embargo, en países como Nicaragua, a pesar que ya hay presencia de subestaciones semidigitales y digitales se ha convertido en un gran reto, dado que esta solución reemplaza los conectorados eléctricos que se hacían con grandes tendidos de cables de cobre por el uso de fibra óptica y redes Ethernet, implicando evidentemente un cambio en como automatizar y modernizar las subestaciones eléctricas. Así mismo, se evidencia diferencias en la operación de los esquemas de protecciones eléctricas para conservar la seguridad y confiabilidad de los sistemas de potencia.

Por tal razón, en esta tesis se realiza un estudio de conversión de la subestación eléctrica análoga Masaya existente tipo AIS 230/138 kV en configuración doble barra, por una subestación eléctrica digital, donde se determina las principales características y los aspectos tanto normativos como técnicos más importantes que deben tenerse en cuenta para realizar la conversión de esta subestación análoga a una con bus de proceso completo, de tal forma que a través de esto se determina el impacto de esta solución en la modernización del sistemas eléctrico de potencia de Nicaragua.

De igual manera, en esta investigación se analiza a fondo la subestación bajo estudio, se realiza una propuesta de arquitectura de comunicación para la subestación eléctrica Masaya, además, se evalúa qué subestaciones en el país están equipadas con tecnología digital. Del mismo modo, se detallan los diversos productos y soluciones disponibles en el mercado actual para digitalizar una subestación eléctrica de acuerdo con la normativa IEC 61850, lo que garantiza la interoperabilidad, seguridad y eficiencia en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Contenido

I. Introducción	1
II. Antecedentes	3
III. Objetivos de la investigación	6
3.1. Objetivo General	6
3.2. Objetivos Específicos	6
IV. Justificación	7
V. Marco Teórico	8
5.1. Subestación eléctrica	8
5.1.1. Subestaciones convencionales (Análogas)	8
5.2. Clasificación de las subestaciones eléctricas	9
5.2.1. Subestaciones de Transformación	9
5.2.2. Subestaciones de Maniobras	10
5.3. Elementos de una subestación eléctrica	11
5.3.1. Equipos de Patio	11
5.3.2. Equipos de Servicios Auxiliares	13
5.3.3. Equipos de Tablero	13
5.4. Modernización de las Subestaciones Eléctricas	14
5.4.1. Subestaciones Inteligentes	14
5.4.2. Subestaciones Digitales	15
5.4.2.1. Introducción a la norma IEC 61850	15
5.4.2.2. Componentes en una subestación digital (S/D)	16
5.4.2.3. Reglamentos y normativas (Protocolos de comunicación)	18
5.4.2.4. Nomenclatura para subestaciones digitales	22
VI. Diseño Metodológico	23
6.1. Tipo de investigación a desarrollar en función del problema de investigación	23
6.2. Universo de Estudio.	23
6.3. Fuentes de información a consultar para el cumplimiento de los objetivos	24
6.4. Procesamiento de la información recopilada.	25
VII. Desarrollo del tema	26

7.1. Capítulo I: Descripción de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.	26
7.1.1. Ubicación Geográfica de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.....	27
7.1.2. Elementos de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.	29
7.1.2.1. Arreglo de barra y niveles de voltaje de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.	29
7.1.2.2. Autotransformadores, Transformadores de Potencia, Transformadores de Corriente y Transformadores de Tensión de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.	32
7.1.2.3. Equipos de maniobra y corte de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.	35
7.1.2.4. Acoples de barras de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.	37
7.1.2.5. Bahías de líneas y de transformadores de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.	38
7.2. Capítulo II: Dimensionamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Nicaragua, para conocer la cantidad de subestaciones existen en el país, y el tipo de tecnología con la que se cuenta.	41
7.2.1. Subestaciones eléctricas con tecnología analógica en Nicaragua	46
7.2.2. Subestaciones eléctricas con tecnología digital en Nicaragua.....	49
7.3. Capítulo III: Requerimientos normativos y componentes necesarios para implementar la conversión de una subestación eléctrica análoga a digital..	51
7.3.1. Equipos inteligentes utilizados en subestaciones eléctricas digitales según norma IEC 61850.	52
7.3.2. Ingeniería de redes de comunicación en Subestaciones Digitales según IEC 61850.....	61
7.3.3. Funcionamiento de una Subestación Digital basada en el Estándar IEC 61850.....	69
7.3.4. Arquitectura de comunicación actual de la subestación eléctrica análoga Masaya.	73
7.3.5. Arquitectura de comunicación de una subestación eléctrica digital.	76
7.4. Capítulo IV: Impacto de la conversión de la subestación eléctrica analógica Masaya a una Subestación digital.	78
7.4.1. Bondades de las subestaciones digitales.	78

7.4.2. Requerimientos para la conversión de la subestación eléctrica Masaya a una subestación digital.	86
7.4.3. Propuesta de Ingeniería de Comunicación de la subestación eléctrica Masaya (tipo de arquitectura redundante y protocolos de comunicación).	88
VIII. Conclusiones	93
IX. Recomendaciones	95
X. Bibliografías	96
XI. Anexos	99

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. NIVELES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DIGITAL.	17
FIGURA 2. NOMENCLATURAS DE CONEXIONES UTILIZADAS EN DIAGRAMAS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DIGITALES.	22
FIGURA 3. UBICACIÓN GEOGRÁFICA SUBESTACIÓN MASAYA.	27
FIGURA 4. BARRA DOBLE 230 kV DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA. ...	30
FIGURA 5. BARRA DOBLE 138 kV DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA. ...	30
FIGURA 6. BARRA DOBLE 13.8 kV INTRÍNSECAS DE LAS PLANTAS CONECTADAS A LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA.	31
FIGURA 7. AUTOTRANSFORMADORES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA.	33
FIGURA 8. TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA SUBESTACION ELECTRICA ANALOGA MASAYA.	34
FIGURA 9. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA.	35
FIGURA 10. ACOPLE DE BARRA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA 138 kV.	38
FIGURA 11. BAHÍAS DE AUTOTRANSFORMADORES Y LÍNEAS 230 kV DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA.	39
FIGURA 12. BAHÍAS DE LÍNEAS 230 kV DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA.	39

FIGURA 13. BAHÍAS DE LÍNEAS 138 kV DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA.	40
FIGURA 14. BAHÍAS DE TRANSFORMADORES 138/13.8 kV DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA.	40
FIGURA 15. ESTRUCTURA Y PROCESO DEL PROTOCOLO REDUNDANTE PRP.	62
FIGURA 16. ESTRUCTURA Y PROCESO DEL PROTOCOLO REDUNDANTE HSR (PARTE 1).	64
FIGURA 17. ESTRUCTURA Y PROCESO DEL PROTOCOLO REDUNDANTE HSR (PARTE 2).	65
FIGURA 18. ESTRUCTURA Y PROCESO DEL PROTOCOLO REDUNDANTE RSTP.	66
FIGURA 19. ESTRUCTURA Y PROCESO DEL PROTOCOLO REDUNDANTE RSTP TOPOLOGÍA HÍBRIDA.	67
FIGURA 20. ESTRUCTURA Y PROCESO DEL PROTOCOLO REDUNDANTE PRP CON REDUNDANCIA RSTP.	68
FIGURA 21. NIVELES Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DIGITAL.	71
FIGURA 22. ESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN Y NIVEL DE UNA SUBESTACIÓN CONVENCIONAL VS UNA SUBESTACIÓN DIGITAL.	72
FIGURA 23. ARQUITECTURA DEL PROCESO DE AUTOMATIZACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA.	73
FIGURA 24. ARQUITECTURA DEL PROCESO DE AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DIGITAL.	76
FIGURA 25. DIAGRAMA DE ÁRBOL SOBRE LOS CAMBIOS QUE PRODUCE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DIGITALES EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y EL CUMPLIMIENTO DE LOS ESTÁNDARES CORRESPONDIENTES.	78
FIGURA 26. FIBRA ÓPTICA EN LA COMUNICACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y TIEMPOS DE ACTUACIÓN DE PROTECCIONES ANTE FALLAS.	79
FIGURA 27. CELDAS DE DISTRIBUCIÓN EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DIGITAL.	80
FIGURA 28. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA VS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DIGITAL EN CUESTIÓN DE TAMAÑO.	82
FIGURA 29. UBICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE UNA SUBESTACIÓN DIGITAL.	85
FIGURA 30. PROPUESTA DE LA ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MASAYA.	91

FIGURA 31. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) 230/138 kV DE NICARAGUA EN EL SISTEMA SCADA DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA (CNDC).	99
FIGURA 32. DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MASAYA SEGÚN CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA CNDC.	100
FIGURA 33. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANALOGA MASAYA.	101
FIGURA 34. EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MASAYA.	104
FIGURA 35. FRECUENCIA DE DISPARO ENTRE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ANÁLOGA MASAYA Y SUBESTACIÓN SEMIDIGITAL WASLALA.	105

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. SUBESTACIONES ESTATALES CONECTADAS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).	44
TABLA 2. SUBESTACIONES PRIVADAS CONECTADAS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).	45
TABLA 3. COMPONENTES QUE SE OFRECEN COMERCIALMENTE PARA IMPLEMENTARSE EN UNA SUBESTACIÓN DIGITAL.	60
TABLA 4. SEÑALES VISUALIZADAS POR EL CNDC DE LA BAHÍA L9210 HACIA LA SUBESTACIÓN LA VIRGEN Y BAHÍA DE ENLACE A9055 HACIA SUBESTACIÓN TICUANTEPE I.	75
TABLA 5. COSTOS DE EQUIPOS ANÁLOGOS UTILIZADOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CONVENCIONALES.	83
TABLA 6. COSTOS DE EQUIPOS INTELIGENTES USADOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DIGITALES.	84
TABLA 7. TIEMPOS DE RESTABLECIMIENTO DADOS POR EL COMITÉ TÉCNICO IEC 61850 - 57 (TC57).	89

LISTA DE ABREVIATURAS

ENATREL: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica.

CNDC: Centro Nacional de Despacho de Carga.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SEN: Sistema Eléctrico de Nicaragua.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SNT: Sistema Nacional de Transmisión.

RTU: Unidad Terminal Remota.

LAN: Redes de Área Local.

WAN: Redes de Área Extendida.

IEC: International Electrotechnical Commission.

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition.

IED: Intelligent Electronic Devices.

TCP/IP: Protocolo de control de transmisión/Protocolo de Internet.

SV: Sampled Values.

MMS: Manufacturing Message Specification.

DNP3: Distributed Network Protocol 3.

UCA 2.0: Utility Communications Architecture.

SMV: Sampled Measured Value.

GOOSE: Generic Object Oriented Substation Event.

PTP: Precision Time Protocol.

GPS: Global Positioning System.

IHM: Interfaz Humano Máquina.

NCIT: Non-Conventional Instrument Transformer.

MU: Merging Unit.

HSR: High-availability Seamless Redundancy.

PRP: Parallel Redundancy Protocol.

RSTP: Rapid Spanning Tree Protocol.

I. Introducción

Las subestaciones eléctricas son una pieza fundamental en todo sistema eléctrico de potencia, tanto que podrían considerarse el elemento más importante del mismo, ya que cumple con la función de conectar redes que operan a diferentes niveles de tensión para enviar la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo. En Nicaragua, la mayoría de las subestaciones eléctricas son análogas, las cuales al ser comparadas con otros tipos de subestaciones que se han desarrollado gracias a los avances tecnológicos, se ven ampliamente superadas en aspectos como la confiabilidad y la estabilidad que brindan a las redes eléctricas.

En nuestro país muchas de las fallas que se producen en las subestaciones no se logran atender de forma eficiente por sistemas análogos con una operación deficiente en comparación con el funcionamiento más robusto de los sistemas digitales que implementan redundancia y protocolos de comunicación. Muchas de las causas de este problema son la pérdida de la comunicación entre el Centro Nacional de Despacho de Carga y las subestaciones, la pérdida de información al transmitir datos desde los equipos de medida instalados en el patio por problemas físicos que pasan desapercibidos en el sistema de automatización de las subestaciones o por el envío de información que algunas veces sufren distorsión a causa de los fuertes campos electromagnéticos que inherentemente se presentan en estas instalaciones.

A pesar de la incorporación del Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) hace uno años del (aproximadamente en el año 2002) aún se presentan problemas de comunicación, medición en tiempo real y de telecontrol en las subestaciones eléctricas. Cabe destacar también, que hay subestaciones eléctricas en el país en las que aún no se pueden realizar operaciones de forma remota, y esto se debe a que en estas instalaciones no se tiene ningún tipo de tecnología inteligente como es el caso del SCADA.

Por todo lo anteriormente descrito, es posible decir que las subestaciones eléctricas análogas tienen problemas para operar eficientemente sin interrupción y cortes de energía. Sin embargo, el país, en el proceso de modernización del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha venido integrando subestaciones digitales con tecnologías de comunicación, control y protección digital, en las cuales los equipos y dispositivos que se utilizan implementan los últimos avances en tecnología digital y se conectan a través de redes de comunicación para intercambiar información y realizar funciones de monitoreo, control y protección que llevan a mejorar la eficiencia operativa del sistema.

Hasta hoy, en Nicaragua, las subestaciones digitales que existen son nuevas, es decir que, aún no se ha realizado la conversión de una subestación construida inicialmente de forma análoga a una subestación digitalizada, de igual forma tampoco hay evidencia de estudios de conversión sobre este tipo de subestaciones en el país, los investigadores se han interesado más en incursionar sobre la arquitectura de la red en sistemas de control y protección de subestaciones digitales, estudios sobre subestaciones encapsuladas (GIS) y propuesta de diseños de subestaciones digitalizadas.

Por esta razón, en el presente trabajo, se tiene como objetivo principal realizar un estudio técnico en la conversión de la subestación análoga Masaya (MSY) a una subestación digital, para su implementación en la modernización del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Nicaragua como una de las subestaciones de 230 kV/138 kV del país más importante por su interconexión con la Red de Transmisión Regional (RTR).

II. Antecedentes

La problemática planteada es una preocupación constante desde los inicios de las subestaciones eléctricas, y ha sido un factor determinante en la modernización de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) mediante tecnología digital a nivel mundial. Países como Estados Unidos, Alemania, Japón, Colombia, España, entre otros, se destacan por su amplia adopción de tecnología digital y de comunicación en sus subestaciones y sistemas eléctricos, esto con el propósito de reducir la ineficiente operación de las subestaciones eléctricas. Incluso en países en vías de desarrollo, a pesar de los desafíos financieros significativos, se ha implementado exitosamente esta tecnología en los SEP.

Un claro ejemplo es nuestro país Nicaragua, donde algunas subestaciones que están en funcionamiento son con bus de proceso, tal es el caso de las subestaciones semidigitales Jinotega (JIN), Waslala (WAS), Santa Clara 2 (SKL2), Villa Nueva (VNA), Aeropuerto (APT) y subestación digital Central (CTL). En los próximos meses, otra subestación digitalizada entrará en operación, la cual ya está integrada en el Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA) que visualizan los despachadores del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), esta subestación es la Ticuantepe II (TCP II, subestación encapsulada en gas SF_6). Cabe mencionar que, esta subestación es de tecnología completamente digital, es decir, con bus de proceso completo, que vendrá a mejorar la operación eficiente del sistema eléctrico de potencia. Según declaraciones del jefe de Operaciones del Sistema del CNDC, el Ing. Isaías Barrios, se han realizado pruebas punto a punto por acción Telemando y por medio de las Unidades Terminales Remotas (RTU), y que pronto estará en funcionamiento.

El impacto de las subestaciones digitales ha sido tan significativo, que hay investigadores de todo el planeta que han incursionado en este ámbito, tales investigaciones son las siguientes, las cuales se asemejan bastante a nuestro trabajo:

Hernández, C. F. (2018). Integración de la norma IEC 61850 en la subestación eléctrica de Altamira en Managua, mediante diseño de automatización gestionada desde red LAN. Managua Nicaragua: Universidad Nacional de Ingeniería. En esta tesis, se analiza el sistema existente en ese momento de la subestación eléctrica Altamira, así mismo la posible adopción de nuevos equipos inteligente a través de una red LAN y bajo la norma International Electrotechnical Commission (IEC 61850) que permita la interoperabilidad entre los dispositivos de la subestación. Para lograr esto, se analizan definiciones y requerimientos de la norma antes planteada. Como resultado, se logró dar una propuesta de red LAN, la cual contiene 5 anillos redundantes en la comunicación entre los equipos de la subestación, generando con esto una transmisión de datos más sólida en el sistema.

Giraldo, T. A. (2020). Evaluación, selección y análisis de arquitecturas de comunicación para subestaciones digitales y su aplicación en empresas del sector eléctrico. Medellin, Colombia: Universidad Nacional de Colombia. El desarrollo de este trabajo de magisterio, establece y define criterios únicos a través de la interpretación del estándar International Electrotechnical Commission (IEC 61850 y IEC 60870-4), que permitan la aplicación y el desarrollo de arquitecturas de comunicación unificadas para las empresas del sector eléctrico. Para esto, se hizo una recopilación de información, simulaciones y análisis de resultados, con la cual, además, se logró adoptar metodologías estructuradas que permiten la adaptación de la infraestructura de subestaciones eléctricas a las nuevas tecnologías orientadas a garantizar la confiabilidad y disponibilidad permanente del sistema.

Arostegui, M. N. y Espinoza, J. J. (2021). Propuesta de arquitectura de red en sistemas de control y protección en la digitalización de subestaciones eléctricas. Managua Nicaragua: Universidad Nacional de Ingeniería. Esta es una monografía que propone dos arquitecturas de red diferentes para los sistemas de control y protección en la digitalización de subestaciones eléctricas, las cuales permitirán integrar y describir las características principales del sistema con el propósito de facilitar el diseño o un arreglo de arquitectura de un sistema seguro y confiable. Para esto, se recurrió a una metodología basada en un enfoque analítico-descriptivo. Como resultado, se logró dar una guía a diseñadores durante el proceso de esquematización, construcción y selección de dispositivos electrónicos inteligentes que se deben utilizar según los requerimientos y necesidades de cada subestación.

Cruz, L. F. (2021). Propuesta de digitalización de una subestación eléctrica convencional existente en Colombia. Bogota D.C, Colombia: Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Esta es una maestría en la cual se analizan los elementos normativos y técnicos que deben considerarse al realizar la conversión de tecnología análoga a la digital. Además, se evalúa el funcionamiento de los sistemas de protección y se analiza la disponibilidad y confiabilidad de todo el sistema en el contexto de esta propuesta de digitalización. Para esto, se usó el software de simulación de sistemas de potencia DlgSILENT, y el software de comunicaciones OMNET++. El impacto sobre la disponibilidad y confiabilidad del sistema se determinó mediante la comparación de los índices de disponibilidad de equipos de medida, control y protección de la subestación convencional existente y la subestación digitalizada propuesta, demostrando la robustez de las subestaciones con respecto a la solución tradicional.

III. Objetivos de la investigación

3.1. Objetivo General

Estudiar la conversión de la subestación eléctrica análoga Masaya por una subestación eléctrica digital.

3.2. Objetivos Específicos

- ✓ Dimensionar el Sistema Interconectado Nacional (SIN), para conocer cuántas subestaciones existen en el país, y el tipo de tecnología con la que se cuenta.
- ✓ Especificar los requerimientos normativos y componentes necesarios para implementar la conversión de una subestación análoga a digital.
- ✓ Analizar el impacto que tienen las características de las subestaciones eléctricas digitales con las subestaciones eléctricas análogas en el sistema eléctrico de potencia de Nicaragua.

IV. Justificación

Los constantes cortes de energía prolongados debido a disparos de líneas y transformadores de la subestación eléctrica Masaya, así como las dificultades en la transmisión de señal entre los equipos de esta instalación, son los principales problemas que conllevan a la operación ineficiente de esta subestación, esta problemática debe ser superada, pues de esta manera se garantizaría el funcionamiento continuo del sistema eléctrico de potencia nicaragüense con el mínimo tiempo de interrupción, dado esto con esta investigación se estará evaluando las características técnicas de una subestación eléctrica digital como solución a tal problema.

La digitalización de las subestaciones eléctricas ha tenido una implementación limitada en Nicaragua, esto debido a la falta de financiamiento y a la escasa familiaridad con esta tecnología entre los profesionales de la ingeniería eléctrica en nuestro país. No obstante, lo poco que se ha logrado digitalizar en las subestaciones nacionales ha tenido un impacto significativo. Esto ha llevado a considerar la posibilidad de una modernización completa de las subestaciones mediante la adopción de sistemas digitales, siguiendo el ejemplo de otros países que ya han implementado sistemas digitales en la mayoría de sus subestaciones eléctricas.

En resumen, Nicaragua, se encuentra rezagada en la modernización de sus subestaciones eléctricas mediante la implementación de tecnología digital. El principal obstáculo para avanzar en esta dirección es la falta de conocimiento técnico en este campo. Esto, a su vez, dificulta la obtención de financiamiento para mejorar la eficiencia operativa de las subestaciones eléctricas en Nicaragua. La evaluación que estamos llevando a cabo tiene como objetivo difundir las especificaciones técnicas de esta tecnología y los beneficios que trae consigo el adoptar estos equipos en la subestación eléctrica Masaya.

Con esto aportamos información especializada sobre esta rama, que puede ser tomada como respaldo en la actuales y futuras subestaciones con equipos digitales en Nicaragua, de tal forma que, lleguemos a un sistema eléctrico más seguro y eficiente operativamente, donde se le pueda garantizar a la sociedad nicaragüense el suministro eléctrico con mayor continuidad.

V. Marco Teórico

5.1. Subestación eléctrica

Según el autor del libro Diseño de subestaciones eléctricas (Martín, 2000) una subestación eléctrica “Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia” (p.1).

En otras palabras, para que la energía eléctrica llegue a los distintos centros de consumo, recorre un largo camino que inicia en las centrales generadoras y pasa por subestaciones, las cuales son subsistemas eléctricos que tienen la función de modificar los parámetros de la energía (tensión y corriente) para hacer posible su transmisión y distribución.

5.1.1. Subestaciones convencionales (Análogas)

Las subestaciones eléctricas convencionales de los sistemas de energía, están compuestas principalmente por equipos primarios, como Transformadores de Corrientes (TC), Transformadores de Potencial (PT), conmutadores, etc. y equipos secundarios de protección y control (P&C), como IED (relés de protección), interfaces hombre-máquina (HMI), unidades de control de subestación (SU), unidades de comunicación telefónica, etc. Tradicionalmente, los enlaces entre el equipo primario y el equipo secundario de protección y medición se realizan a través de cables de cobre. Este tipo de subestaciones se caracterizan por la carencia de tecnología inteligente de control, monitoreo y comunicación en sus instalaciones, es decir, falta de Tecnologías de la Información y las de comunicación (TIC).

5.2. Clasificación de las subestaciones eléctricas

Las Subestaciones eléctricas cumplen una función muy importante en los sistemas de potencia, permitiendo el transporte y consumo de la energía eléctrica desde sus fuentes de generación hasta sus centros de consumo. Una subestación eléctrica es el elemento central de los sistemas eléctricos de potencia y puede cumplir varias funciones en el mismo, es por esto que se clasifican según su función y se describen en las siguientes secciones.

5.2.1. Subestaciones de Transformación

Según (Josep, 2022) define que las subestaciones de transformación son “conformada por uno o varios transformadores de potencia encargados de variar el valor de voltaje para poder ser transportado dentro de la red eléctrica” (p.33).

Estas subestaciones se pueden considerar como las comunes en los sistemas eléctricos de potencia, dado que, en cada punto de la red donde se requiera de un cambio en la tensión nominal se deberá de instalar una. Estos puntos normalmente son los que sirven de conexión con las centrales de generación eléctrica, o con los centros de consumo.

También se suelen instalar subestaciones transformadoras en puntos estratégicos de los sistemas eléctricos de potencia cuando el sistema eléctrico de un país se puede conectar a una red más grande para la compra y venta de energía eléctrica en grandes cantidades.

Dado que las funciones de los transformadores se pueden resumir en dos, las subestaciones de transformación siguen este mismo lineamiento, clasificándose en subestaciones eléctricas elevadoras y subestaciones eléctricas reductoras:

5.2.1.1. Subestaciones Elevadoras

Para (Josep, 2022) “Este tipo de subestaciones se ubican por lo general en las plantas de generación eléctrica” (p.34).

Estas subestaciones eléctricas son encargadas de elevar el voltaje a altos niveles para poder ser transportados a través de las líneas de transmisión eléctrica hasta los centros de transformación reductores, permitiendo la inyección de potencia eléctrica a la red eléctrica según los requerimientos de los centros de consumo.

5.2.1.2. Subestaciones Reductoras

(Josep, 2022) Considera que las subestaciones reductoras “Son las encargadas de reducir el nivel de voltaje a niveles que manejan los usuarios finales en la transmisión de la energía eléctrica” (p. 34).

Estas subestaciones eléctricas son las que le permiten al usuario final tener acceso a la energía eléctrica, pues reducen los niveles de tensión de varias decenas de kilovoltios a valores más manejables que se emplean en las redes de distribución (estos valores dependen del sistema eléctrico de potencia de cada país, para el caso de Nicaragua los niveles de voltaje de transmisión se refiere a 69 kV, 138 kV y 230 kV, mientras que los voltajes de distribución corresponden a 7.62/13.2 kV y 14.4/24.9 kV.

5.2.2. Subestaciones de Maniobras

Las subestaciones eléctricas de maniobras son consideradas por (Josep, 2022) como aquellas que:

Consta de una barra que permite que se conecten varias líneas de transmisión, de tal manera que sobre ellas se pueda ejercer la operatividad y control de toda la red eléctrica. Además, posee una serie de interruptores de potencia que logran aperturar y cerrar la conectividad de las diferentes líneas de transmisión. (p. 33).

Desde otra perspectiva, las subestaciones eléctricas de maniobras son aquellas en las que no hay un transformador eléctrico de potencia que se encargue de elevar o reducir el voltaje, sino que es aquella en la que los elementos principales son los equipos de protección y los equipos de maniobra.

Visto de otra forma, las subestaciones eléctricas de maniobra son la que permiten la operación de varios circuitos de transmisión en una sola subestación para la interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión de circuitos de las fuentes de generación para regular el flujo de potencia y a la vez reducir los costos de operación de la red eléctrica.

5.3. Elementos de una subestación eléctrica

Toda subestación eléctrica para poder realizar sus funciones segura y eficientemente posee una serie de elementos principales. Estos elementos son comunes entre los distintos tipos de subestaciones, diferenciándose en la base tecnológica empleada en su fabricación y su ubicación física en la subestación.

La operación conjunta de estos equipos es la base del funcionamiento de las subestaciones actuales, sin importar que tan moderna o antigua sea. Por eso, es importante conocer y clasificar estos equipos según sus características.

5.3.1. Equipos de Patio

Los equipos de patio son los elementos primordiales dentro de las subestaciones, podrían considerarse como los de mayor relevancia dentro de las subestaciones eléctricas. Para el ingeniero de ISAGEN (Alvarez, 1994) los equipos de patio son:

Elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de conexiones. Se ubican en la intemperie, por lo general, los cuales son:

1. Transformador de Corriente: CT,
2. Transformador de Potencia: PT,
3. Transformador de Potencial: T,
4. Autotransformador: A (En algunas subestaciones),
5. Interruptor: I,
6. Seccionador: S,
7. Pararrayos: PQ,
8. Trampa de Ondas: TO,
9. Barrajes y Estructuras. (p.19 – p. 20).

Dada la naturaleza de estos equipos podemos concluir que los equipos de patio son aquellos que todo el tiempo se encuentran expuestos a los altos niveles de tensión de la subestación eléctrica, reciben y soportan los conductores de las líneas de transmisión a la entrada de la subestación eléctrica y conducen la energía a los circuitos de salida de la subestación.

Los equipos de patio como tal también tienen sus propias clasificaciones. De acuerdo con (MERCHÁN, 2017) estos equipos se pueden clasificar en equipos de protección, equipos de maniobra y equipos de la instalación eléctrica (p. 17).

Tal como lo indica su nombre, los equipos de protección son los encargados de proteger la subestación eléctrica ante estados anormales en el funcionamiento de las redes de transmisión o de la propia subestación. Entre estos equipos se encuentran los transformadores de corriente y de potencial acompañados de los relés de protección.

Por otra parte, los equipos de maniobra solo se encargan de realizar operaciones de apertura o cierre en el circuito que se encuentran instalados, con el fin de desenergizar la subestación ya sea para protegerla o realizar actividades de mantenimiento.

Los equipos de la instalación eléctrica son equipos con tareas muy específicas, como la de conducir, transformar y distribuir la energía eléctrica que llega de la subestación.

Haciendo hincapié en los equipos de maniobra, para (Harper, 2002) las cuchillas seccionadora o desconectadoras “Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, puede ser maniobrable bajo tensión, pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula” (p.143).

En cambio, para este mismo autor (Harper, 2002) “Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, con condiciones normales o anormales” (p.102).

Existen interruptores que deben accionarse de forma manual y su apertura no es visible, e igualmente hay interruptores-seccionadores, los cuales realizan la misma función del interruptor con la peculiaridad de que su apertura se aprecia visualmente.

Por último, están los interruptores automáticos o disyuntores, que en realidad estos son los usados habitualmente y no los interruptores manuales, ya que estos actúan automáticamente en caso de anomalía eléctrica. Para este accionamiento automático se ayudan de unos aparatos llamados relés de protección. Deben incorporar un sistema de extinción del arco eléctrico para su correcto funcionamiento.

5.3.2. Equipos de Servicios Auxiliares

Toda subestación eléctrica requiere de una infraestructura para su servicio propio, para eso se tiene una serie de equipos de servicios auxiliares que proporciona los elementos necesarios para que esto se lleva a cabo.

El ingeniero (Alvarez, 1994) dice que “Los equipos de servicios auxiliares son el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua y alterna de baja tensión que se utilizan para alimentar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas, alumbrado y contra incendio” (p.20).

Por lo general, entre las fuentes de alimentación de corriente continua que se utilizan están: Banco de baterías y rectificadores de corriente alterna a corriente directa. En el caso de las de tipo alterna se encuentran: Planta de emergencia, desde el barraje de la subestación, de un devanado 13.8 kV del transformador de potencia en caso de contenerlo. En las subestaciones eléctricas de Nicaragua, existen transformadores y autotransformadores con 3 devanados y la subestación Masaya es una de ellas, sin embargo, no es utilizado y tampoco en las demás subestaciones que lo contienen, por lo normal es utilizado un transformador de servicio propio para los servicios auxiliares.

5.3.3. Equipos de Tablero

Nuevamente (Alvarez, 1994) expresa que “Los equipos de tablero tienen la función de facilitar la supervisión, medición y protección de las subestaciones. De igual forma entre estos elementos están los indicadores luminosos y alarmas, instalados en la caseta de control” (p.20).

Así mismo, dispositivos destinados al sistema de comunicación en las subestaciones (Modems y Routers), contadores de energía y equipos de telecomunicaciones entran a formar parte de los equipos de tableros en una subestación eléctrica.

5.4. Modernización de las Subestaciones Eléctricas

En la actualidad, las empresas del sector eléctrico en su afán de mejorar la operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), han requerido a una de tecnología inteligente, confiable y segura, con esta las empresas de energía eléctrica aumentan la productividad, funcionalidad, reducen el espacio, mejoran la confiabilidad de los activos, y así mismo, la seguridad del personal de servicio, gracias a los niveles de control que estas poseen. En este sentido se viene impulsando la implementación de subestaciones inteligentes o digitales.

5.4.1. Subestaciones Inteligentes

De acuerdo a (Giraldo, 2020) las subestaciones inteligentes son:

Instalaciones que utiliza IED (dispositivos electrónicos inteligentes, por sus siglas en ingles) para proteger, monitorear y controlar los interruptores de alta tensión. Estos IED poseen capacidades inteligentes en términos de operación local y remota. Las subestaciones inteligentes son los elementos claves de la infraestructura de redes inteligentes. Sistema de energía inteligente es un término general que se utiliza para describir una red de energía eléctrica que utiliza comunicación digital para detectar y reaccionar rápidamente ante anomalías (p.14).

En otros términos, las subestaciones inteligentes integran capacidades de gestión de datos de extremo a extremo para localizar de manera precisa fallos en la red, gracias a este tipo de tecnología inteligente con procesamiento avanzado es posible la interoperabilidad en las subestaciones y se puede adaptar, integrar e interconectar rápidamente al control remoto y a las aplicaciones de inspección inteligente. La red totalmente óptica transporta datos en tiempo real como datos de banda ancha y banda estrecha, implementa monitoreo completo entre regiones y aplicaciones y la vinculación integral de los dispositivos principales y auxiliares.

5.4.2. Subestaciones Digitales

El ingeniero (Cruz, 2021) define que “En una subestación digital, las señales de patio como lo son las medidas análogas de corrientes y tensiones, señales de posición de los equipos de patio y demás señalización para el control, comandos y disparos son digitalizados en patio, es decir en el nivel del proceso y, por tanto, a través del bus de procesos” (p.13).

Las subestaciones digitales utilizan tecnologías de control, protección y comunicación, eliminando las conexiones eléctricas entre los equipos que integran la subestación, creando de esta manera entornos de trabajo más seguros, eficientes, flexibles y confiables, reduciendo los costos de construcción, terrenos, ingeniería, puesta en servicio, operación, mantenimiento y escalabilidad.

5.4.2.1. Introducción a la norma IEC 61850

Según (OMICRON, 2022) afirma que “La norma IEC 61850 permite la entrada de nuevos elementos, incluyendo las subestaciones digitales, esto debido a que es la base de las comunicaciones en las subestaciones eléctricas y también respalda el desarrollo de los conceptos existentes de protección y control de procesos”.

Con la implementación de esta norma, los equipos y sistemas tienen la capacidad de intercambiar datos, comandos y valores medidos utilizando un conjunto de protocolos estandarizados. Los IED (Intelligent Electronic Devices, dispositivos electrónicos inteligentes) se emplean como equipos de automatización de protección y control en el entorno IEC 61850. Los IED de diferentes fabricantes se comunican entre sí y acceden a los modelos de datos con la ayuda de elementos estandarizados.

La comunicación se realiza mediante diversos servicios y redes. Una red de estaciones se utiliza, por ejemplo, para mensajes y comandos, mientras que una red independiente (a menudo llamada bus de procesos) puede utilizarse para la transmisión en tiempo real de datos, tales como los eventos de protección y los valores medidos.

Por ejemplo, bajo el protocolo IEC 61850-9-2 (bus de proceso) las señales de corriente y tensión se digitalizan, ya sea mediante el uso de transformadores de corriente no convencionales o NCIT (Non-Conventional Instrument Transformers, por sus siglas en inglés) o transformadores de corriente y tensión convencionales. Posteriormente, se integran a unos equipos ubicados en patio de maniobras, que se denominan merging unit (o stand alone merging unit: SAMU).

5.4.2.2. Componentes en una subestación digital (S/D)

Para construir una subestación digital es necesario tener en cuenta los niveles en el sistema de control de una subestación eléctrica, y de esta manera poder identificar los requerimientos de su implementación. De acuerdo con el estándar IEC 61850-5, los niveles en una subestación eléctrica son:

- ✓ **Nivel de proceso o nivel 0:** Este hace analogía a la localización de los equipos de patio de una subestación convencional, en otros términos, es donde se ubican los elementos primarios, es decir, los interruptores, seccionadores, transformadores de medida (tensión y corriente), trampas de onda, equipos de monitoreo de transformador, transformadores de potencia, entre otros.
- ✓ **Nivel de bahía/campo o nivel 1:** Compuesto por los equipos de protección, medida, control y equipos de sincronización de tiempo GPS, también llamados como IEDs (Intelligent Electronic Devices). En este nivel se manejan diferentes redes LAN (Red de Área Local), las cuales contienen la información de los sistemas de protección y control, que pueden ser manejadas a través de los sistemas SCADA.
- ✓ **Nivel de estación o nivel 2:** Corresponde al controlador de estación, SCADA IHM y PC de gestión, este nivel es conocido como nivel de subestación. En este se encuentran los equipos de monitoreo, supervisión y adquisición de datos de los elementos de la subestación. A través SCADA IHM es posible visualizar el estado de los equipos de maniobra y corte (Interruptores y seccionadores), así mismo gracias a las RTU (Remote Terminal Unit) se obtienen mediciones en tiempo real de parámetros eléctricos tales como: Voltajes, potencia activa y reactiva, direccionamiento de flujos, frecuencia, etc.

- ✓ **Nivel de red o nivel 3:** Conocido como centro de control-SCADA. Es donde radica la información adquirida de las subestaciones en el nivel 2 a través del SCADA IHM. Acá se opera de forma remota la correcta funcionalidad y comunicación continua entre subestaciones eléctricas.

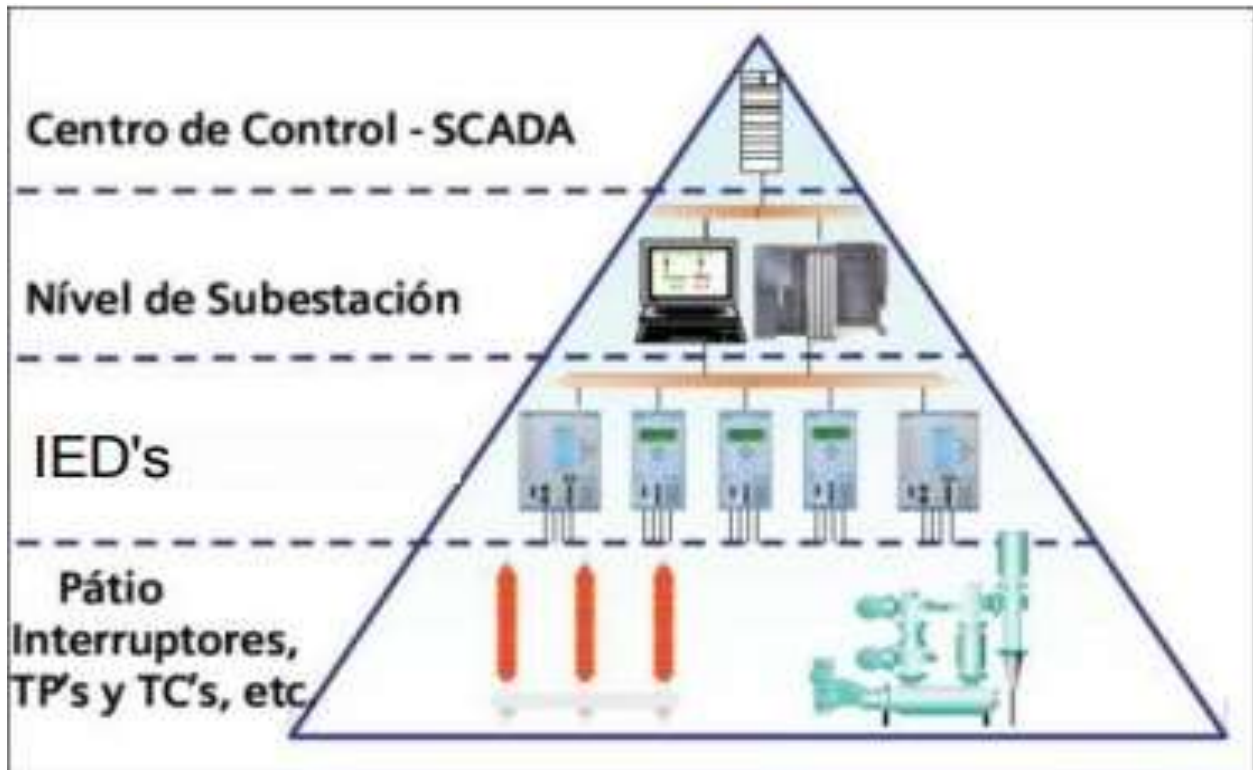


Figura 1. Niveles de una subestación eléctrica digital.

5.4.2.3. Reglamentos y normativas (Protocolos de comunicación)

Para poder desarrollar un prototipo de subestación digitalizada se deben aplicar las reglamentaciones y normas existentes sobre protocolos de comunicación, las internacionales como la IEC 61850 cuentan con protocolos de comunicación entre los diferentes equipos, en donde la prioridad es que independientemente del fabricante o tecnología, se tenga una interoperabilidad sin ninguna limitación. Entre estos protocolos de comunicación están los siguientes:

El MMS (Manufacturing Messaging Specification): De acuerdo con (Monroy, 2023) este protocolo:

Es un tipo de comunicación entre cliente y servidor, el cual es utilizado para intercambiar información entre dispositivos de niveles más altos en la subestación como por ejemplo SCADA y entre IED. Este protocolo utiliza TCP/IP (Protocolo de control de transmisión/Protocolo de Internet) en el que según la dirección habilita el acceso a los datos para realizar escritura, lectura e intercambio de archivos (p.17).

En si IP es la parte que obtiene la dirección a la que se envían los datos y TCP se encarga de la entrega de los datos una vez hallada dicha dirección IP. Esos datos son señales de alarmas que se pueden notar en el IHM SCADA o en un centro de control.

El GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event): Según (Christian, 2004) define que “GOOSE sirven para intercambiar información directa entre los equipos, esto mediante el envío de mensaje a través de paquetes de datos que permiten transmitir por medio del sistema Ethernet de forma controlada los sucesos que se presenten como fallas” (p.39).

En otras palabras, GOOSE es un protocolo que establece un tipo de comunicación editor y subscritor que se utiliza para el intercambio de información entre los IED de la subestación eléctrica a través de Ethernet. Esta comunicación está basada en eventos, en la que se envían datos periódicamente y cuando se tiene algún cambio en el proceso envía una ráfaga de mensajes. El uso de GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Events) permite la transmisión de disparos de alta velocidad y otras señales críticas entre relés a través de la red LAN (Red de Área Local) de la subestación. Esto implica la necesidad de integrar redundancia en el diseño de la red LAN para garantizar la fiabilidad y disponibilidad de la comunicación de los mensajes.

SV (Sampled Values): El investigador (Monroy, 2023) afirma que:

SV es un protocolo que tiene el mismo tipo de comunicación que el GOOSE, sin embargo, sirve para tener una comunicación más rápida y confiable de los datos reales que se hayan medidos, se utiliza para la comunicación de información entre los merging units y los IED (p.17).

Así mismo es utilizado para la adquisición y transmisión de datos de medición en tiempo real de los equipos de la subestación, como transformadores de corriente y voltaje, interruptores, disyuntores, entre otros. Este protocolo permite una supervisión y control de las subestaciones eléctricas más preciso y rápido.

Gracias a este protocolo en una subestación digital se puede lograr una mayor sensibilidad para la detección de fenómenos transitorios, una capacidad de respuesta más ágil ante situaciones anómalas en el sistema, de igual forma una mayor versatilidad en la aplicación de algoritmos de protección y control, y una integración más eficaz con los sistemas de automatización y supervisión de subestaciones.

Protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol 3): (Pedrico, 2016) afirma que:

El protocolo DNP3 es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes, estaciones, controladoras y componentes de sistemas SCADA.

Los sistemas que usan este protocolo se diferencian normalmente en dos:

El maestro: Se trata de un sistema informático o una infraestructura de red implementados en un centro de control. Este sistema informático posee una capacidad de procesamiento robusta, encargándose de almacenar y procesar la totalidad de los datos recibidos de fuentes ubicadas en unidades remotas, con el fin de prepararlos para su presentación visual.

El esclavo: Es un ordenador que se utiliza sobre el terreno. Estas unidades remotas recopilan información de muchos dispositivos en distintas ubicaciones, como sensores de corriente y transductores de tensión, y transmiten la información a la estación maestra. De manera alternativa, una unidad remota DNP3 puede ser un dispositivo remoto que se comunica directamente con el maestro, como una RTU o un IED.

Además de estos protocolos intrínsecos de la norma IEC 61850, existen otros de los más conocidos. Según (Linati, 2013) son los siguientes:

Protocolo Modbus: Este es un protocolo de transmisión para sistemas de control y supervisión de procesos (SCADA) con control centralizado, este puede comunicarse con varias estaciones remotas (RTU) con la finalidad de obtener datos de campo para la supervisión y control de procesos. En este protocolo se leen datos a través de recomendación estándar (RS-485, RS-433 y RS-232), sin embargo, no permite el envío de eventos. Además, Existen tres variantes: Modbus RTU, Modbus ASCII (American Standard Code for Information Interchange) y Modbus/TCP.

- ✓ **Modbus RTU:** Es una representación binaria compacta de los datos y finaliza la trama con la suma de control de redundancia cíclica (CRC).
- ✓ **Modbus ASCII:** Tiene representación legible del protocolo, pero más eficiente y utiliza una suma de control de redundancia longitudinal (LRC).
- ✓ **Modbus/TCP:** Semejante a Modbus RTU, pero estableciendo la transmisión mediante paquetes TCP/IP.

Protocolo SPA (Serial Protocol Analyzer): El funcionamiento es de tipo maestro/esclavo, específicamente existe una unidad maestra y muchas del tipo esclavo, comprendidas en un máximo de 255 unidades. Acá el maestro sondea a los esclavos para adquirir información, que puede ser de ambas, es decir, de datos como de eventos, para posteriormente enviar o escribir datos a los esclavos. Los esclavos poseen lo siguiente: Variables, datos de entrada y salida, ajustes y comandos (estado, nombre, datos de evento, reloj).

Protocolo UCA 2.0 (Utility Communications Architecture): Es un tipo de protocolo a gran escala y bajo costo que aumenta la versatilidad y potencialidad del internet a todo tipo de servicios, incorpora una familia de protocolos básicos como el MMS antes mencionados, con el cual se hace la adquisición de datos en tiempo real y manejo de aplicaciones, esto hace más efectiva la automatización de las subestaciones.

Este protocolo, también, te permite la transmisión de datos entre diferentes dispositivos, como relés de protección, equipos de medición, sistemas de control SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), dispositivos de automatización y otros dispositivos utilizados en la operación y supervisión de sistemas eléctricos.

5.4.2.4. Nomenclatura para subestaciones digitales

La nomenclatura utilizada para los diagramas de subestaciones digitales, se puede observar en la siguiente imagen:

La nomenclatura utilizada para los diagramas de subestaciones digitales se puede observar en la siguiente imagen:



Figura 2. Nomenclaturas de conexiones utilizadas en diagramas de subestaciones eléctricas digitales.

VI. Diseño Metodológico

6.1. Tipo de investigación a desarrollar en función del problema de investigación.

El enfoque investigativo que se estará utilizando para este estudio será de tipo cualitativo, el autor (Desiauriers, 1996) afirma que “El término investigación cualitativa designa comúnmente la investigación que produce y analiza los datos descriptivos, tales como las palabras escritas o dichas, y el comportamiento observable de las personas”.

En nuestra investigación, hemos adoptado este enfoque debido a que los objetivos planteados pueden lograrse sin requerir la inclusión de variables numéricas en el estudio. En su lugar, se enfocará en la recopilación de información a través de fuentes escritas u orales, o se utilizará una de las etapas del método científico, como la observación, para obtener los datos necesarios. Realizar un estudio o análisis investigativo sobre las características de una subestación eléctrica digital y una subestación eléctrica convencional no justifica la aplicación de herramientas estadísticas o matemáticas, dado que la evaluación se basaría predominantemente en aspectos cualitativos. Aunque se podrían considerar datos numéricos para respaldar ciertas afirmaciones, el enfoque principal siempre sería cualitativo y prevalecería en un grado significativo.

6.2. Universo de Estudio.

Este estudio, se centrará en la subestación eléctrica análoga Masaya y su equivalente digital, con el fin de evaluar el impacto que tiene la modernización con tecnología digital de la subestación eléctrica Masaya en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de Nicaragua.

6.3. Fuentes de información a consultar para el cumplimiento de los objetivos.

Entre las fuentes principales a consultar se encuentran: libros, normativas, tesis, informes técnicos de páginas gubernamentales, de repositorios de universidades y de empresas, que estas pueden ser nacionales como también internacionales. Así mismo, investigaciones documentales de expertos y especialistas en la materia.

Por tanto, dado el enfoque cualitativo de esta investigación, se empleará la siguiente metodología para el logro de los objetivos:

Revisión documental: (Oyarzun, 2022) define que “La revisión documental es la revisión de registros que tiene lugar cuando un investigador examina y extrae información de documentos que contienen datos históricos”.

Entrevistas: De acuerdo con (Oyarzun, 2022) “Una entrevista proporciona grandes cantidades de información desde la perspectiva del objeto de estudio, normalmente dan más información que una encuesta dado que son más abiertas”.

Para este trabajo, las entrevistas serán abiertas y serán dirigidas a profesionales con un profundo conocimiento en la materia: técnicos, ingenieros, expertos con maestrías y especialistas en subestaciones digitales y convencionales. En este contexto, nuestro tutor será la primera persona a la que se le aplicarán la entrevista.

Videos: El maestro (Bernal, 2019) expresa que “El video es un sistema de grabación y reproducción de imágenes, que pueden estar acompañada de sonido brindando información sobre alguna temática “.

Existen plataformas como YouTube, en donde numerosos expertos en subestaciones eléctricas digitales y convencionales publican videos diariamente sobre estas temáticas, aprovecharemos estos recursos como parte de la consolidación del estudio.

6.4. Procesamiento de la información recopilada.

Para poder procesar toda la información que será recopilada de las fuentes anteriormente descritas se emplearán las siguientes técnicas:

Análisis comparativo: (Espinoza, 2020) afirma que “El análisis comparativo es un método de investigación, recolección y análisis de información que consiste en la comparación de dos o más procesos, documentos, conjunto de datos u otros objetos”.

En nuestro caso este análisis será de tipo abarcador, que de acuerdo con el sociólogo (Tilly, 2000) “Esta es la comparación englobante, sitúa diferentes instancias dentro del mismo sistema, en el camino de explicar sus características en función de sus diferentes relaciones con el sistema en su conjunto”.

El propósito con esto es analizar las características operativas y funcionales de la subestación eléctrica Masaya, considerando las condiciones meteorológicas predominantes en su ubicación (como lluvia, tormenta eléctrica y viento) a lo largo del año. Estas condiciones son cruciales para el funcionamiento tanto de la subestación eléctrica análoga como de la digital.

Diagrama de árbol: El diagrama de árbol de acuerdo con la especialista en mapas mentales (Morales, 2022) ‘Se utiliza como una de las formas más sencillas de mostrar causa y efecto, probabilidades y una serie de eventos. Le permite al creador expandir el tema tanto como sea necesario al ramificarse con un tema central.

Específicamente este diagrama, comienza con un elemento principal, conocido como tema central, que se ramifica en varios subtemas. Cada uno de estos subtemas a su vez tiene sus propias sub-ramas, las cuales pueden ser efectos negativos o positivos de la temática planteada. Al finalizar el diagrama, se observa una estructura similar a un árbol, de ahí el nombre. El diagrama presenta un tronco principal y múltiples ramas que se extienden desde él.

En nuestro caso, este se utilizará para evaluar las ventajas y desventajas de la subestación eléctrica análoga Masaya y su homólogo digital. El tronco del árbol representará ya sea la configuración digital de la subestación eléctrica Masaya o su configuración análoga actual.

VII. Desarrollo del tema

7.1. Capítulo I: Descripción de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.

La subestación eléctrica Masaya es una de las subestaciones más importantes del Sistema Interconectado Nacional, esta pertenece a uno de los anillos de 230 kV en el cual forma parte la interconexión del sur, la estación ICE de Costa Rica, todo disturbio en esta subestación que ocasione disparos de líneas, puede representar un peligro para la seguridad y continuidad del sistema por el direccionamiento de los flujos, tanto que en condiciones de demanda máxima se podría disparar la interconexión con Costa Rica, y si las compras estuviesen de este extremo podría provocar la salida en cascada de plantas generadoras por sobrecarga, situación que llevaría a un colapso total del sistema o a quedar en isla al dispararse la interconexión con INEE Honduras, o en el mejor de los casos que solo actúen los esquemas de desconexión por baja frecuencia al incrementar la demanda.

Adicionalmente, un factor que subraya la importancia operativa de esta subestación es la conexión de dos fuentes de generación, PCG4 y PCG2, a su barra de 138 kV. Además, hay que señalar que esta instalación se encuentra enlazada con la subestación Benjamín Zeledón (BZN) mediante la línea L8310. En este centro de transformación, también, está conectada la generadora PCG5, consolidando así la interconexión de varias fuentes de generación en un sistema integrado.

7.1.1. Ubicación Geográfica de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.

Subestación Masaya es una subestación eléctrica del Departamento de Masaya, Nicaragua, específicamente cerca de Primera Iglesia de Cristo Pilas Orientales y del centro comunitario Parque de Ferias Masaya.



Figura 3. Ubicación geográfica subestación Masaya.

Por lo general, en dependencia a la ubicación de las subestaciones prevalece con más significancia un tipo de clima, esto juegan un papel muy importante en la operación eficiente de las subestaciones, en dependencia a las estaciones del año la operación de las subestaciones, ya sea análoga o digital es diferente, por ejemplo, en lo que concierne al clima en donde se ubica la subestación eléctrica Masaya es de tipo tropical de sabana o húmedo – seco, es decir invierno o verano, clima prevaleciente en todo el territorio de Masaya y de Nicaragua, sin embargo, en algunas zonas del país es muy variado, zonas centrales y norte de Nicaragua llueve durante todo el año, y es por tal motivo que, líneas que interconectan subestaciones como Terrabona TRB, Amerrisque AMR, La Gateada GAT, etc, constantemente disiparan principalmente por condiciones atmosféricas.

Por otro lado, normalmente en Masaya según (Climaytiempo.es, 2024) “Hace calor todos los meses, tanto en la estación seca como en la húmeda. La temperatura media anual en Masaya es 31° y la precipitación media anual es 1422 mm. No llueve durante 146 días por año, la humedad media es del 74% y el índice UV es 7”.

Además, los promedios de todo el año son los siguientes:

- ✓ **Día:** La temperatura media diurna está entre 29°C y 34°C durante el día.
- ✓ **Noche:** La temperatura media nocturna está entre 22°C y 25°C.
- ✓ **Lluvia:** Llueve 197 días y hay un total aproximado de 1422 mm precipitaciones.
- ✓ **Horas de sol:** A lo largo del año hay 3242 horas de sol.

Por lo normal, la temporada de lluvia es nublada, la temporada seca es ventosa y parcialmente nublada y es muy caliente y opresivo durante todo el año. La parte más ventosa del año dura 5.1 meses, del 29 de noviembre al 2 de mayo, con velocidades promedio del viento de más de 20.0 k/h. El mes más ventoso del año en Masaya es febrero, con vientos a una velocidad promedio de 26.1 km/h. El factor viento es otro factor que incide en la operación eficiente de la subestación, luego del periodo de lluvia, el periodo de viento es cuando más disparos de líneas existen, y he aquí la importancia de tener una instalación con tecnología avanzada para mantener la confiabilidad, seguridad, continuidad y eficiencia del sistema con un tiempo de respuesta único en ms ante fallos.

7.1.2. Elementos de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.

Subestación eléctrica Masaya se caracteriza por ser una de las instalaciones del SIN más complejas en su construcción, específicamente por su tamaño y componentes que las conforman, los cuales se describen a continuación:

7.1.2.1. Arreglo de barra y niveles de voltaje de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.

El arreglo de barra que posee la subestación eléctrica Masaya es de tipo doble barra, tanto en su nivel de tensión de 138 kV como en el de 230 kV, estas barras por su nomenclatura son denominadas B1 y B2 en el diagrama del SCADA, y como B-I y B-II en el diagrama ACAD. Por tales características esta subestación es denominada como de enlace o de paso, la cual puede ser tanto elevadora como reductora dependiendo de las condiciones de demanda, generación y continuidad del servicio.

En si la instalación intrínsecamente no posee una barra con niveles de tensión 13.8 kV o 14.9 kV, sin embargo, la PCG2 Y PCG4 conectadas a la barra 138 kV poseen en su estructura por cada una de ellas una barra sencilla de 13.8 kV, que es posible incluirlas como parte de la subestación MSY, puesto que aparecen reflejada en su diagrama unifilar.

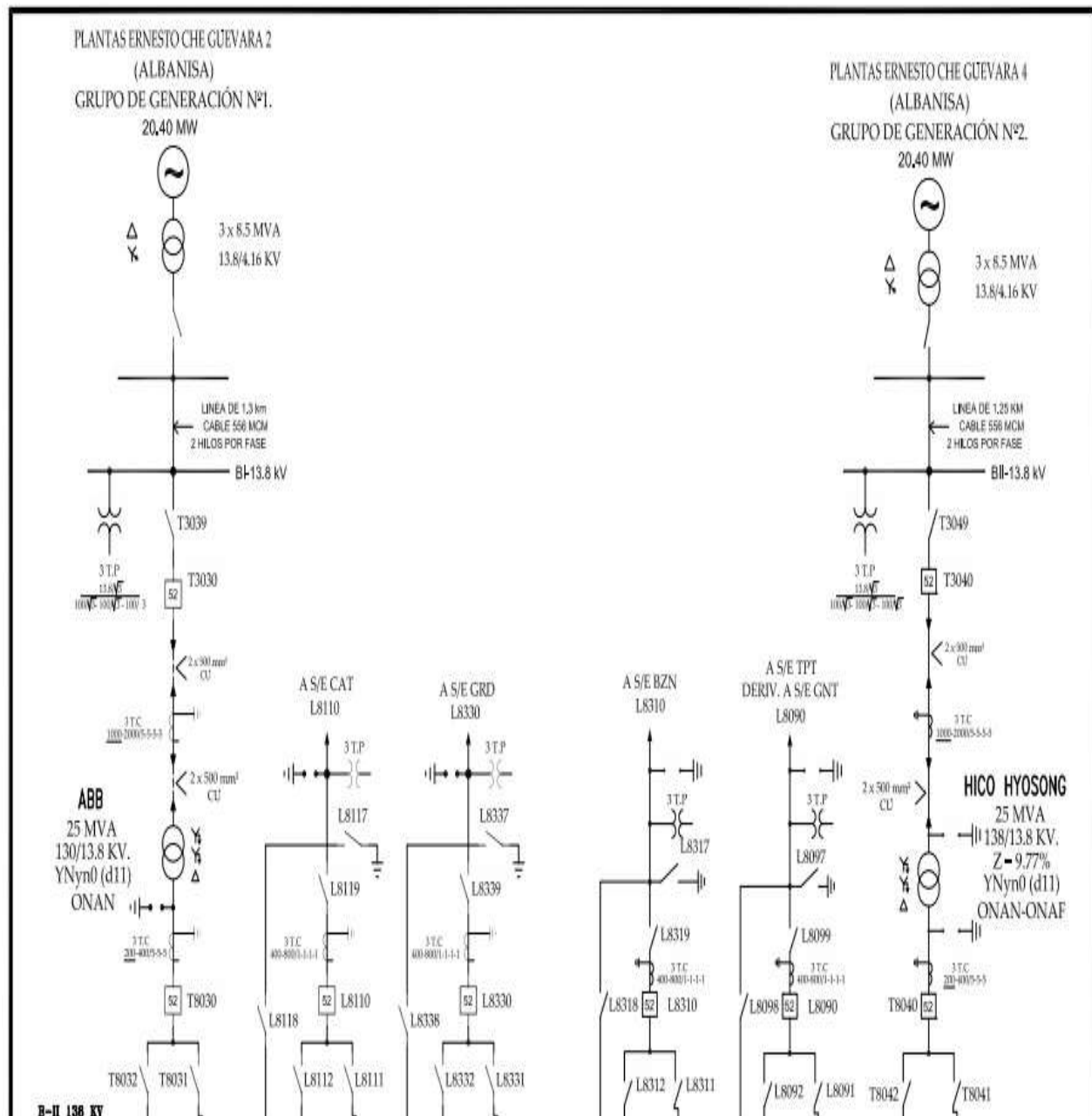


Figura 6. Barra doble 13.8 kV intrínsecas de las plantas conectadas a la subestación eléctrica análoga Masaya.

7.1.2.2. Autotransformadores, Transformadores de Potencia, Transformadores de Corriente y Transformadores de Tensión de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.

Subestación eléctrica Masaya es una de las pocas subestaciones con autotransformadores en el SIN de Nicaragua, y la única con 3, dos de estos de la marca ABB y uno marca SIEMENS, con una capacidad en cada uno de 75 MVA y con niveles de voltajes 230/138/13.8 kV, cabe destacar que la bobina 13.8 kV no es utilizada.

Así mismo, estos autotransformadores están conectados en Delta en baja (138 kV) y en Estrella aterrizada en alta (230 kV), poseen porcentajes de impedancia del 10.47 % y enfriamiento ONAN (Circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por aire en forma natural (por termosifón en ambos casos)), de igual manera, tienen enfriamiento ONAF (Circulación del aceite en forma natural (termosifón) y enfriamiento por aire en forma forzada (con ventiladores)). Una característica muy importante de estos autotransformadores, es que sus taps pueden ser regulados bajo carga, específicamente estos equipos tienen 15 derivaciones de taps, sin embargo, seguridad operativa del CNDG recomienda dependiendo de las condiciones del sistema manipularlo entre taps N y taps 2R, pero por lo normal, los ingenieros en operaciones del sistema los manejan ya sea en N o 2R.

La acción de regular el tap en tales autotransformadores ha ayudado a regular el voltaje en la 5ta región del SIN (subestaciones conectadas de manera radial en 138 kV: Tipitapa TPT, Las Banderas LAB, Boaco BCO, Santa María SMA, El Mojón MJN, Amerrisque AMR, Acoyapa ACY, San Miguelito SNM, La Gateada GAT, Corocito COR, La Esperanza EPZ y Bluefields BLF). Así mismo, es posible regular el voltaje en algunas subestaciones conectadas en 138 kV de la 1ra región (Catarina CAT, Nandaime NDE, Masatepe MTP, Diriamba DRB).



Figura 7. Autotransformadores de la subestación eléctrica análoga Masaya.

Por otra parte, también esta subestación posee dos transformadores con 3 devanados, dos de estos a 13.8 kV, cada transformador de diferente marca, uno ABB y la otra marca HICO PYOSONG, estos son destinados a elevar el voltaje de las B1 y B2 de 13.8 kV y transformarlo a 138 kV. Cabe destacar, que también el voltaje de estas barras es elevado desde un voltaje de generación 4.16 kV a través de transformadores ubicados en la PCG2 y PCG4.

En otro contexto, estos transformadores de la subestación MSY tienen capacidad de 25 MVA y con enfriamiento ONAN y ONAF, conexión estrella aterrizada tanto en baja como en alta. En la figura 8, son mostrados estos transformadores ubicados en el diagrama SCADA de la subestación MSY del CNDC.

En lo concerniente a los transformadores de instrumentos de la subestación MSY, son destinados tanto para medición como para protección, y el total se especifica a continuación:

- ✓ **Transformadores de Tensión o de Potencial (TP):** Subestación eléctrica Masaya tiene un total de 13 TP, 7 TP con nivel de tensión 230 kV en alta, 4 TP con nivel de tensión 138 kV y 2 TP con nivel de tensión 13.8 kV.

- ✓ **Transformadores de Corriente (TC):** Subestación eléctrica Masaya tiene un total de 33 TC, 21 TC a nivel de voltaje 230 kV y 12 TC a nivel de tensión 138 kV.

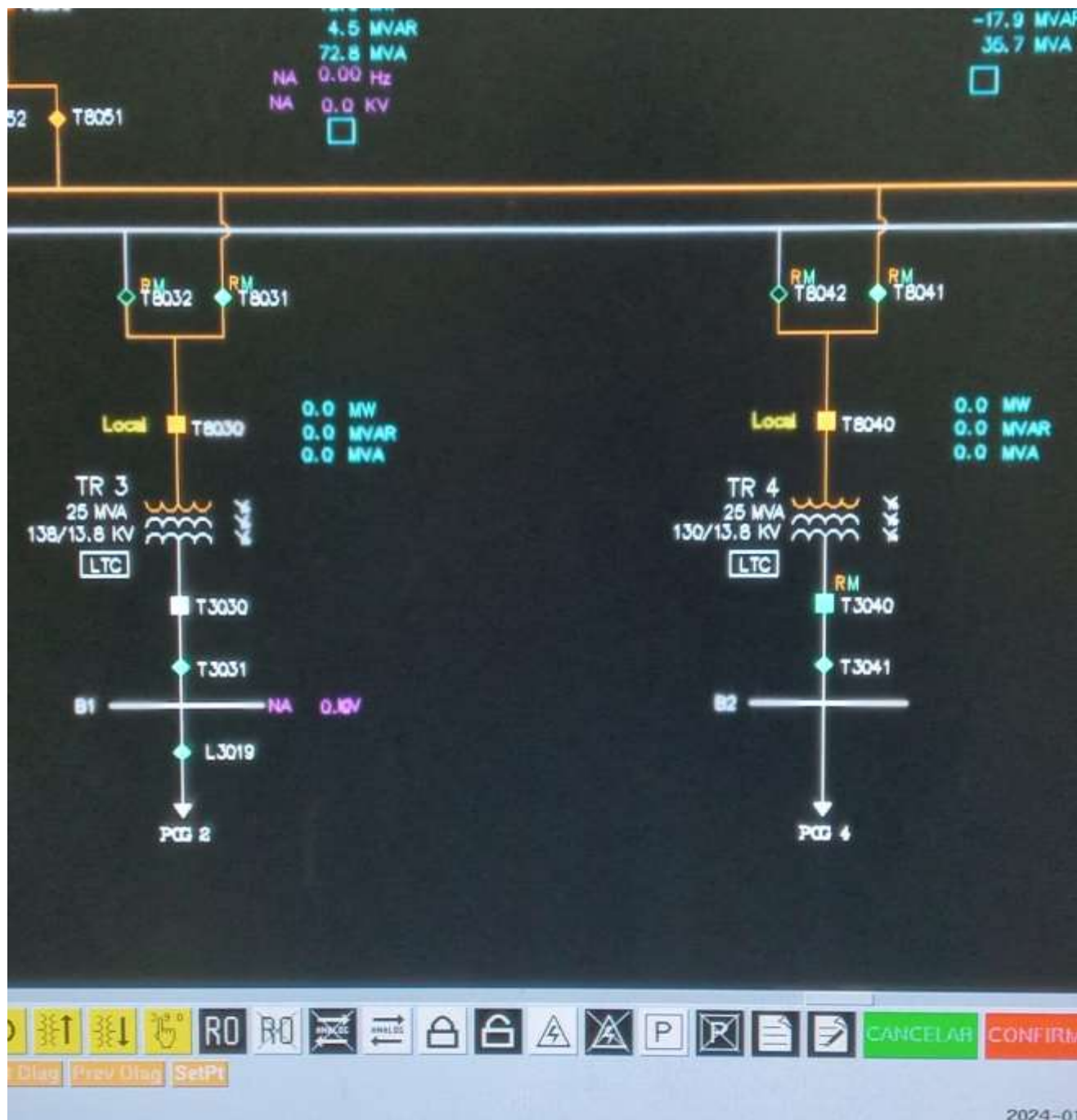


Figura 8. Transformadores de potencia de la subestacion electrica analoga Masaya.

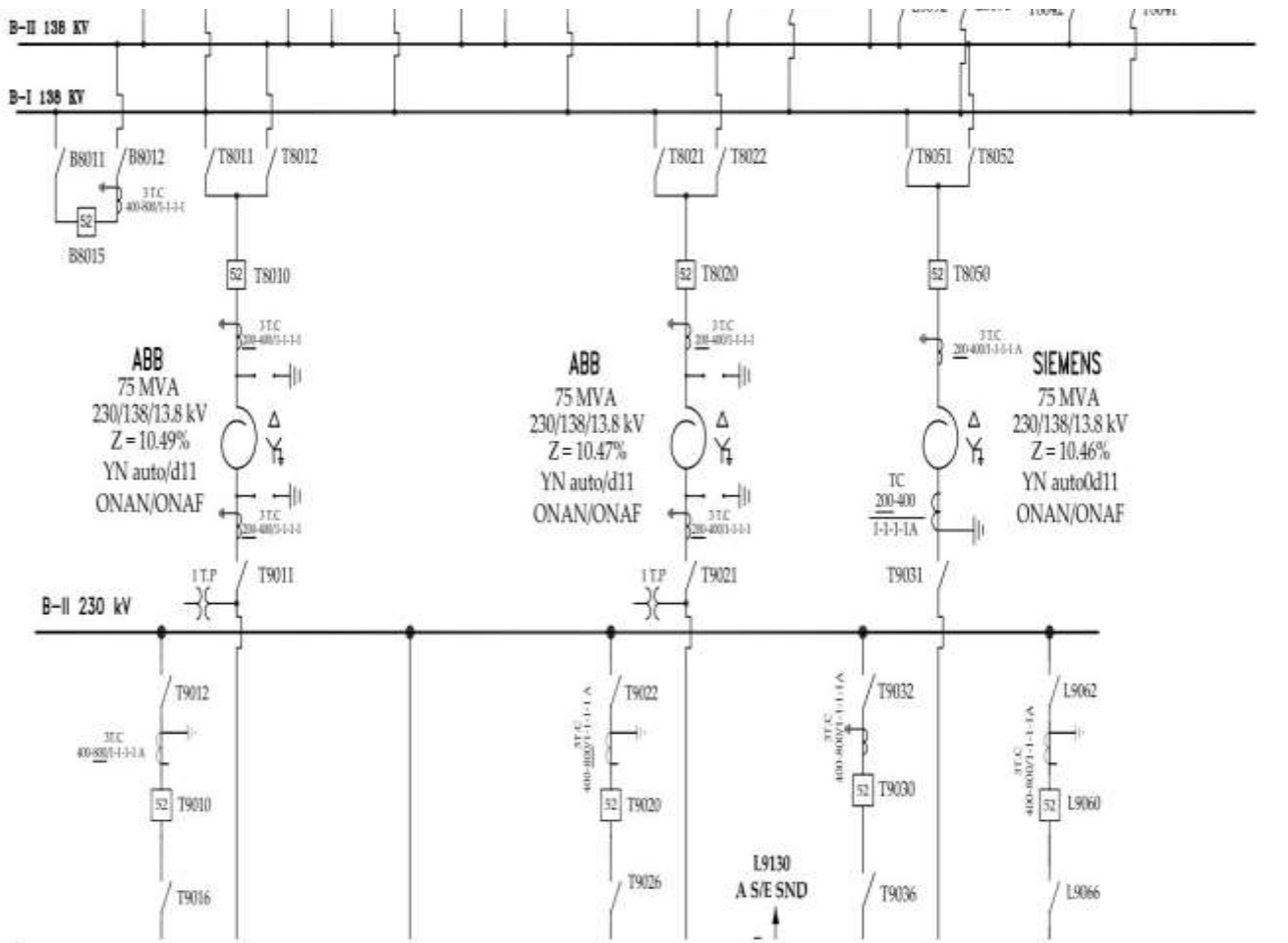


Figura 9. Transformadores de Instrumento de la subestación eléctrica análoga Masaya.

7.1.2.3. Equipos de maniobra y corte de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.

La subestación eléctrica Masaya posee muchos interruptores y seccionadores en su construcción, destinados a protección y seguridad de autotransformadores, transformadores, barras y líneas. En si esta cuenta con 5 interruptores de línea de corte bajo carga en 230 kV, identificándolo en el diagrama por tener un 0 al final de su nomenclatura y por tener un L9 en su inicio, por ejemplo (L9190, interruptor de línea MSY-SNB). De igual manera, tiene 4 interruptores de línea en 138 kV, reconociéndolos de la misma forma que los de 230 kV, con la diferencia que acá el inicio de la nomenclatura es L8 (L8330, Interruptor de línea MSY-GRD).

Por otro lado, en el caso de los interruptores destinados para protección diferencial de lo autotransformadores y transformadores, cumplen el mismo sentido en su nomenclatura que el de línea, con un contraste en su forma de inicio, acá antecede la letra T (T9010 y T8010, protección de autotransformador 1 subestación MSY). En total son 3 interruptores en 230 kV, 5 en 138 kV y 2 en 13.8 kV, identificado este último por poseer en su inicio T3, ejemplo (T3030).

Así mismo, existe en subestación Masaya solamente un interruptor llamado acople de barra, que sigue teniendo las mismas características que los demás interruptores de línea y de protección diferencial, pero con diferente funcionalidad o propósito que se estará explicando en un siguiente acápite. La nomenclatura de este posee en su inicio una B. De igual forma, existe en esta subestación los interruptores auxiliares, conocido por tener al principio de su identificación una A y un 5 al final, ejemplo (A9015, interruptor que enlaza a la línea hacia subestación EOL y el autotransformador 1 de subestación Masaya, la función de estos interruptores auxiliares es mantener el flujo de potencia si saliera de servicio el interruptor principal de línea o del transformador, en total son 5 de estos equipos conectados solamente a nivel de voltaje 230 kV, 3 de ellos enlazan líneas con autotransformadores, y los otros 2, interconecta líneas con la barra 2 de 230 kV.

En lo concerniente a los seccionadores, la nomenclatura de estos tiene la misma analogía que los interruptores, antecediendo siempre la letra inicial del elemento de la subestación que pertenece, ya sea autotransformador (T), línea (L), barra (B) y auxiliar (A), seguido por el número que identifica el nivel voltaje, 230 kV (9), 138 kV (8) y 13.8 kV (3). Con respecto al último número, estos difieren de los interruptores, ejemplo:

- ✓ Seccionador uno de barra, línea, auxiliar, autotransformador y transformador: 1.
- ✓ Seccionador dos de barra, línea, auxiliar, autotransformador y transformador: 2.
- ✓ Seccionador de línea: 9.
- ✓ Seccionador de enlace: 6.
- ✓ Seccionador bypass: 8.
- ✓ Seccionador tierra: 7.

El seccionador de enlace en otras subestaciones del SIN es usado para enlazar dos líneas en caso de que el interruptor de la línea quede indisponible, en la subestación Masaya se usa para seguridad, actúa como un seccionador 2 de bahía de autotransformador o de línea, se abre cuando el interruptor principal queda fuera de servicio o cuando hay un despeje total de la línea o del autotransformador

En el caso del seccionador bypass tiene la peculiaridad de poder abrirse o cerrarse bajo carga, utilizado para que la línea quede a través de este al estar indisponible el interruptor de línea. Por otra parte, el seccionador tierra es usado para seguridad del personal, normalmente está en posición abierto, se cierra únicamente cuando la línea es despejada para mantenimiento, un cierre mientras la línea está en operación, causaría una falla a tierra por cortocircuito. En total la subestación eléctrica Masaya tiene 38 seccionadores en 230 kV, 32 en 138 kV y 2 en 13.8 kV, los cuales están distribuidos de la siguiente manera:

- ✓ Seccionador uno de barra, línea, auxiliar, autotransformador y transformador: 25.
- ✓ Seccionador dos de barra, línea, auxiliar, autotransformador y transformador: 19.
- ✓ Seccionador de línea: 8
- ✓ Seccionador de enlace: 8.
- ✓ Seccionador bypass: 4.
- ✓ Seccionador tierra: 8.

7.1.2.4. Acoples de barras de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.

En la subestación eléctrica Masaya, solo existe acople en la barra de 138 kV, utilizado únicamente en caso de mantenimientos, ya sea en la barra 1 o en algunas de las bahías, así mismo, es usado cuando las líneas quedan a través del seccionador Bypass debido a indisponibilidad del interruptor de bahía de línea, el acople al pasar esto actúa como la protección de la línea.

El acople de barra no es más que dos seccionadores y un interruptor de potencia que permite la interconexión de las dos barras, estos elementos de cortes son denominados respectivamente como, B8011, B8012 y B8015.

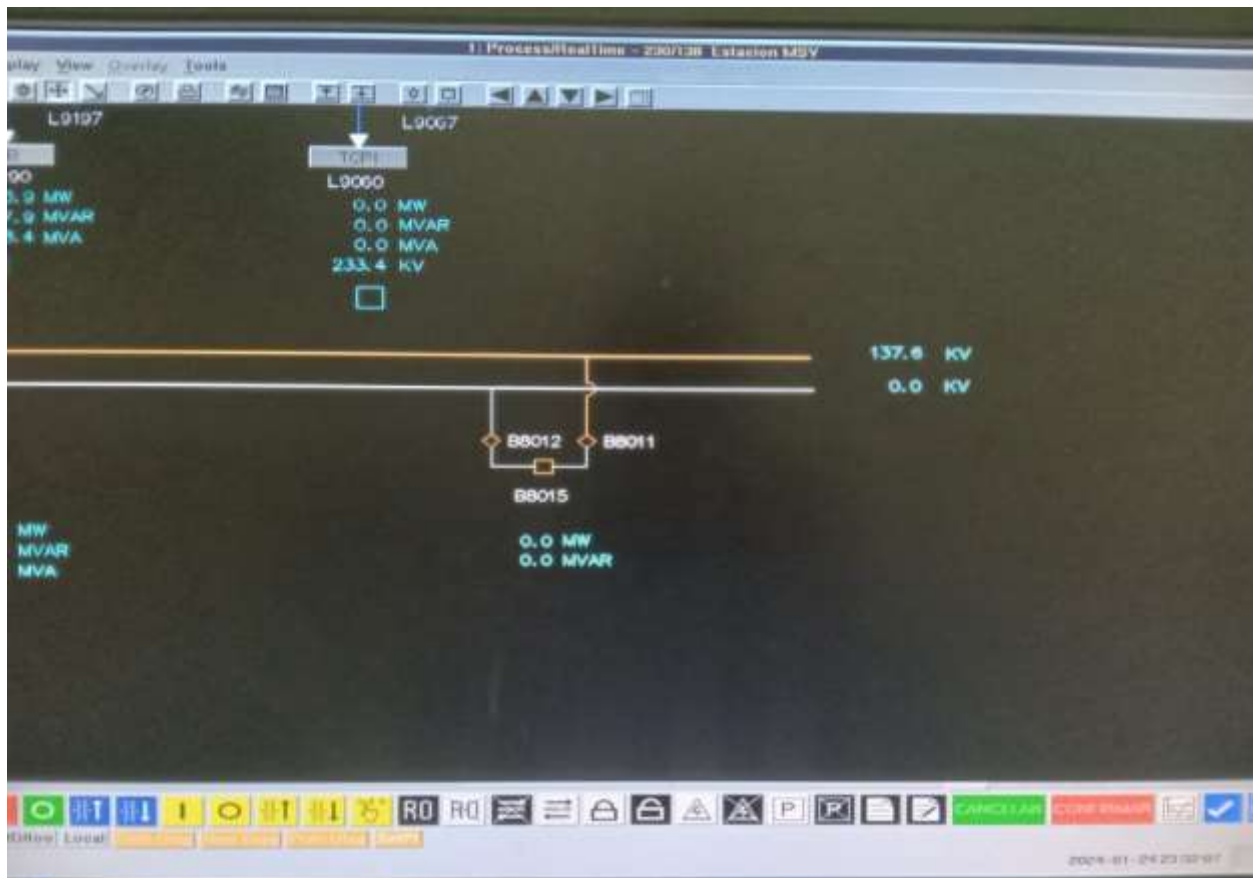


Figura 10. Acople de barra de la subestación eléctrica análoga Masaya 138 kV.

7.1.2.5. Bahías de líneas y de transformadores de la Subestación Eléctrica Análoga Masaya.

En acápites anteriores se ha mencionado el termino bahía, el cual es el conjunto de equipos que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un autotransformador, al barraje de una subestación, al igual que los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barrajes, o para transferir la carga de un barraje a otros, prácticamente una bahía está formada por equipos de maniobra: (interruptores, seccionadores) y equipos de protección, control, y medición, un ejemplo claro es el caso que se explicó en el acápite anterior, es decir, la bahía de acople de barra, sin embargo, subestación Masaya tiene otras bahías, que se estarán describiendo a continuación:

Bahías de autotransformadores y líneas 230/138 kV: Existen 3 bahías de autotransformadores que comparten punto en común con 3 bahías de líneas, TR1 con L9080 (MSY-EOL), TR2 con L9210 (MSY-LVG) y TR5 con L9130 (MSY-SND). Por otra parte, hay 2 bahías que solo son de líneas, L9180 (MSY-SNB), L9190 (MSY-TCPI).

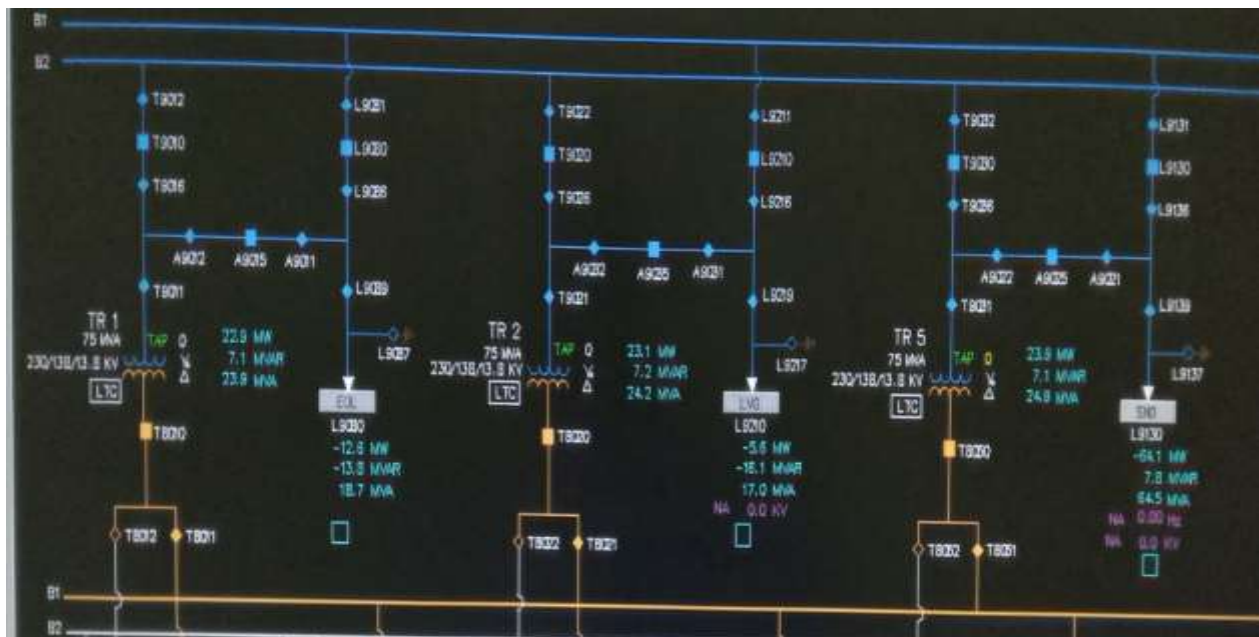


Figura 11. Bahías de autotransformadores y líneas 230 kV de la subestación eléctrica análoga Masaya.

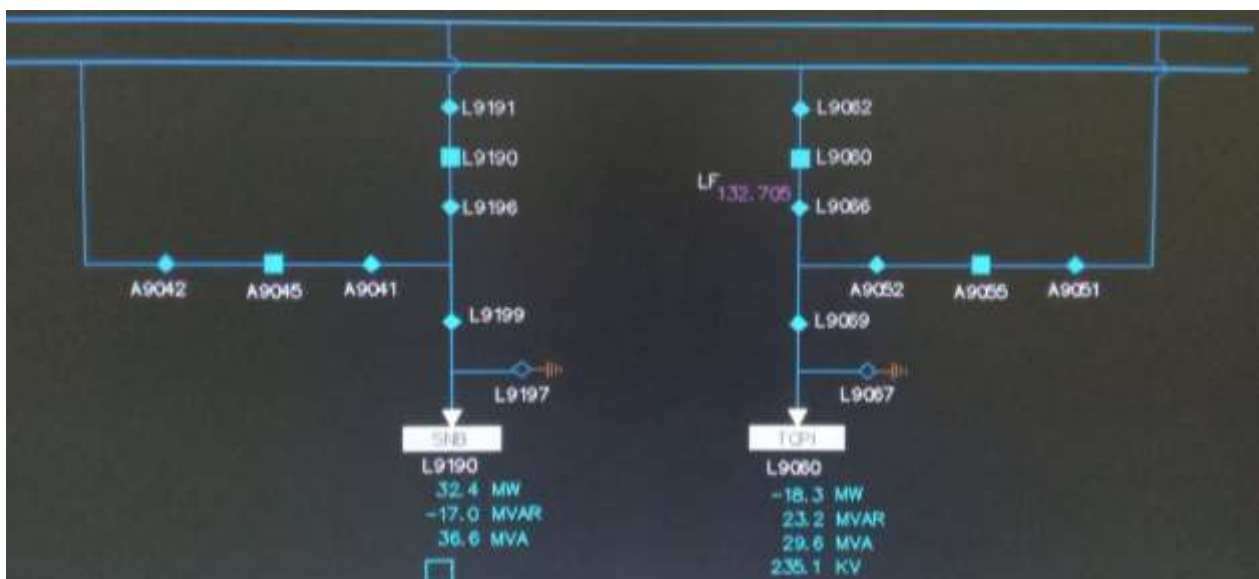


Figura 12. Bahías de líneas 230 kV de la subestación eléctrica análoga Masaya.

Bahías de líneas 138 kV: En total son 4 bahías, pertenecientes a las siguientes líneas, L8330 (MSY-GRD), L8310 (MSY-BNZ), L8110 (MSY-CAT) y L8090 (MSY-TPT).

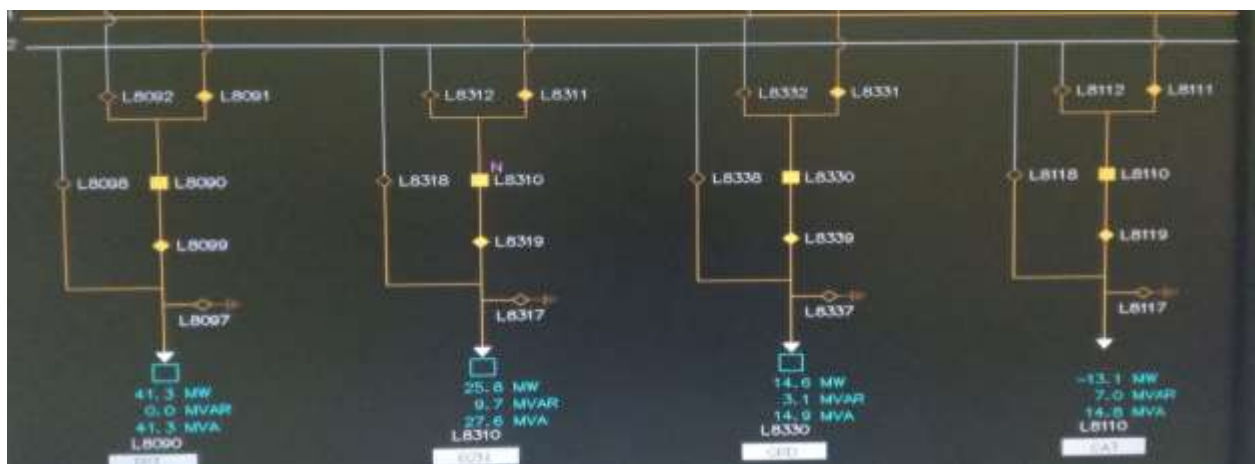


Figura 13. Bahías de líneas 138 kV de la subestación eléctrica análoga Masaya.

Bahías de transformadores 138/13.8 kV: En total son 2 bahías, pertenecientes al TR3, transformador elevador PCG2 y TR4 transformador elevador PCG4.

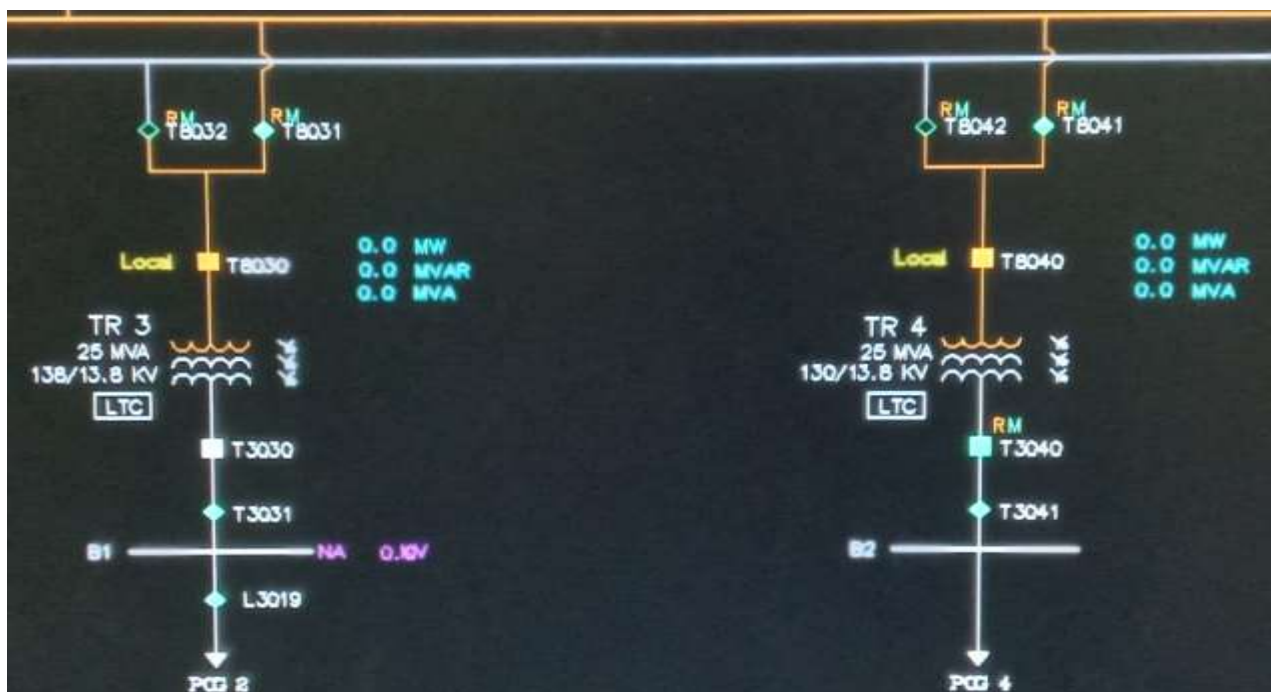


Figura 14. Bahías de transformadores 138/13.8 kV de la subestación eléctrica análoga Masaya.

7.2. Capítulo II: Dimensionamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Nicaragua, para conocer la cantidad de subestaciones existen en el país, y el tipo de tecnología con la que se cuenta.

Gracias a las acciones emprendidas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) en colaboración con la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), el Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha experimentado un continuo desarrollo a lo largo del tiempo, tanto en términos de capacidad de generación como en la ampliación de las instalaciones de transformación.

De acuerdo con el (Sector Energías y Minas, 2023) afirma que:

Al mes de abril del año 2023 la capacidad actual de generación es de 1,632.7 MW, con una demanda máxima registrada de 765.8 MW. Para el caso de la energía se llegó a 4,824.75 GWh. De igual manera el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), consta de 3,499 km de líneas de transmisión eléctrica en todo el territorio para los niveles de tensión de 69, 138 y 230 kV y un total de 108 subestaciones eléctricas con una capacidad de transformación de 5,764 MVA.

Es importante señalar que estas 108 subestaciones eléctricas incluyen aquellas que se encontraban en fase de construcción al inicio del 2023 y que a lo largo de tal año entrarían en funcionamiento. Según el Ingeniero de operaciones de sistemas del Centro Nacional de Despacho de Carga (Perez, 2023) “Existen 89 de estas subestaciones que son estatales y 19 privadas en Nicaragua, de las cuales en su mayoría tienen una construcción y funcionamiento análoga, pero que las ultimas puestas en servicio son instalaciones digitales”.

ITEM	NOMENCLATURA	SUBESTACIONES PÚBLICAS	NIVEL DE TENSIÓN (kV)
1	ACH	ACAHUALINCA	138/69/13.8
2	ACY	ACOYAPA	138/69/24.9
3	ALT	ALTAMIRA	138/13.8
4	AMR	AMERRISQUE	138/24.9
5	AMY	AMAYO	230/13.8
6	ASO	ASOSOSCA	69/13.8
7	AST	ASTURIAS	69/4.16
8	APT	AEROPUERTO	138/69/13.8
9	BCO	BOACO	138/24.9
10	BLF	BLUEFIELDS	69/24.9
11	BTH	BATAHOLA	138/13.8
12	BZN	BENJAMIN ZELEDON	138/13.8
13	BLW	BILWI	138/24.9
14	CTL	LA CENTRAL	138/13.8
15	CAN	CANAL (CEMEX)	138/69/24.9/13.8
16	CAT	CATARINA	138/13.8
17	CFS	CARLOS FONSECA	69/13.8
18	CHGI	CHICHIGALPA	138/69/13.8
19	CHN	CHINANDEGA	138/69/13.8
20	CLN	LAS COLINAS	138/13.8
21	COR	CORINTO	69/13.8
22	CTO	COROCITO	69/24.9
23	DRB	DIRIAMBA	138/13.8
24	ENCI	ENACAL "MITZUMI"	69/13.8
25	EJB	EL JOBO	138/24.9
26	EPZ	LA ESPERANZA	69/24.9
27	EST	ESTELI	138/24.9
28	ETM	EL TUMA	69/24.9
29	ESC	EL SAUCE	138/13.8
30	EVJ	EL VIEJO	138/24.9
31	GAT	LA GATEADA	138/24.9
32	GRD	GRANADA	138/13.8
33	GNT	GUANACASTILLO	138/24.9
34	JIN	JINOTEGA	138/24.9
35	LDL	LA DALIA	138/24.9

36	LVG	LA VIRGEN	230/138/24.9
37	LAB	LAS BANDERAS	138/24.9
38	LBS	LOS BRASILES	230/138/13.8
39	LNI	LEÓN I	230/138/69/13.8
40	LNII	LEON II	69/13.8
41	LPC	LA PAZ CENTRO	69/13.8
42	PHL	PLANTA HIDROELECTRICA LARREYNAGA	138/13.8
43	MGU	MATIGUÁS	138/24.9
44	MLK	MULUKUKÚ	138/24.9
45	MNL	MINA EL LIMON	69/24.9
46	MLP1	MALPAISILLO 1	138/13.8
47	MLP2	MALPAISILLO 2	138/13.8
48	MSY	MASAYA	230/138/13.8
49	MTGI	MATAGALPA I	138/24.9
50	MTGII	MATAGALPA II	138/24.9
51	MT1	MATEARE 1	230/138
52	MTP	MASATEPE	138/13.8
53	NG1	NAGAROTE 1	69/13.8
54	NG2	NAGAROTE 2	138/69/13.8
55	NDE	NANDAIME	138/13.8
56	RST	ROSITA	138/24.9
57	ORT	ORIENTAL	138/13.8
58	PCA	PLANTA CENTROAMÉRICA	138/69/24.9
59	PCF	PLANTA CARLOS FONSECA	138/10.5
60	PDT	EL PERIODISTA	138/13.8
61	PSM	PLANTA SAN MARTÍN	138/24.9
62	PTH	PUNTA HUETE	138/24.9
63	PMG	PLANTA MANAGUA	138/69/13.8
64	PMT	PLANTA MOMOTOMBO	138/4.16
65	PNI	PLANTA NICARAGUA	230/13.8/4.16
66	PTZ	PORTEZUELO	138/13.8
67	RIV	RIVAS	138/24.9
68	SEB	SÉBACO	138/24.9
69	SIU	SIUNA	138/24.9
70	SKL	SANTA CLARA	69/24.9

71	SKL2	SANTA CLARA 2	138/24.9
72	SMA	SANTA MARÍA	138
73	SNB	SAN BENITO	230/138/13.8
74	SND	SANDINO	230
75	SNM	SAN MIGUELITO	69/24.9
76	SNR	SAN RAMÓN	138/69/24.9
77	SJS	SAN JUAN DEL SUR	138/24.9
78	SRS	SAN RAFAEL DEL SUR	138/24.9
79	TCP	TICUANTEPE	69/13.8
80	TCPI	TICUANTEPE I	230/138/13.8
81	TCPII	TICUANTEPE II	230/138/13.8
82	TRB	TERRABONA	138/24.9
83	TPT	TIPITAPA	138/13.8
84	VNA	VILLANUEVA	138/69/24.9
85	VEC	VILLA EL CARMEN	138/24.9
86	YGA	YALAGUINA	138/69/24.9
87	YAL	YALI	138/24.9
88	OCT	OCOTAL	138/24.9
89	WAS	WASLALA	138/24.9

Tabla 1. Subestaciones estatales conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

ITEM	NOMENCLATURA	SUBESTACIONES PRIVADAS	NIVEL DE TENSIÓN (kV)
1	ABR	ALBARIVAS	230
2	CEN	PLANTA CENSA AMFEL	230/13.8
3	ENCII	ENACAL-II (KIOTO)	69
4	EGR	EGERSA	138/13.8
5	EOL	EOLO	230
6	HLC	HOLCIM	69
7	HPA	HIDROPANTASMA	69
8	IND	INDEX	69
9	MJN	EL MOJON	138/13.8/4.16
10	MTL	MONTE LIMAR	138/13.8
11	PBP	PLANTA BLUE POWER	230
12	PEC	PLANTA ENERGÉTICA CORINTO	138/13.8
13	PMAN	PLANTA MAN	138/13.8
14	PCG9	PLANTA CHE GUEVARA 9	230
15	PMR	PLANTA MONTE ROSA	69
16	PSA	PLANTA SAN ANTONIO	69
17	PTPT	PLANTA TIPITAPA POWER	138
18	PEJ	PLANATA EL JAGUAR	138/13.8
19	TTM	TRITON MINERA	69

Tabla 2. Subestaciones privadas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

7.2.1. Subestaciones eléctricas con tecnología analógica en Nicaragua.

Nicaragua, es un país de Latinoamérica que ha incursionado muy poco en la modernización de subestaciones a través de fibra óptica o tecnología digital, es por tal razón que la mayoría de estas instalaciones están construidas análogamente, en total son 89 subestaciones eléctricas con equipos análogos, las cuales según (ENATREL, 2016) estas subestaciones están compuestas por:

- ✓ Bahías de líneas y de transformación.
- ✓ Barras de baja y alta tensión.
- ✓ Interruptores de potencia electromagnético de acople y línea.
- ✓ Seccionadores de línea, barra, concordia, enlace, tierra y de acople.
- ✓ Transformador de potencia electromagnético.
- ✓ Transformador de potencial electromagnético.
- ✓ Transformador de corriente electromagnético.
- ✓ Protección diferencial, sobrecorrientes de tiempo instantáneo e inverso, impedancia, sobrecorriente direccional, temperatura, etc.
- ✓ Pararrayos.
- ✓ Capacitores
- ✓ Reactores electromagnéticos.
- ✓ Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador electromagnético de servicio propio.
- ✓ Celdas de entrada y salida.
- ✓ Sistema SCADA.
- ✓ Circuitos de distribución.
- ✓ Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de los equipos y de edificio de control.
- ✓ Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- ✓ Cables de potencia y control.
- ✓ Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- ✓ Conjunto de estructuras metálicas para los pórticos de líneas con su medición/protección de barra.

Normalmente, los equipos más importantes en estas subestaciones son con tecnología de la marca ISODEL, OSEA, SIEMENS y ABB, siendo las 2 marcas primeras las implementadas en las subestaciones más antiguas de Nicaragua, a como es el caso de la Benjamín Zeledón (BZN) y Ticuantepe (TCP).

En el caso de la subestación Masaya tiene equipos marca SIEMENS ya con tecnología inteligente, sin embargo, sigue siendo catalogada como análoga, en si actualmente la automatización de sus equipos y comunicación con la sala de control y con el Despacho Nacional De Carga de Nicaragua (CNDC), es a través del sistema SCADA, que por lo general prevalece en la mayoría de las subestaciones del país, este sistema se basa en recopilar información a nivel de campo a través Unidades Terminales Remota (UTR).

Por otro lado, la subestación Masaya cuenta con Interfaz Hombre – Máquina IHM y con algunos Relés Digitales conectados a través de Red de Área Local (LAN), así mismo la transmisión de datos de la computadora de estación con el CNDC es por medio de una Red de Área Extendida (WAN), que normalmente en países con mayor vía de desarrollo en la modernización de su sistema eléctrico utilizan redundancia de comunicación entre las subestaciones, de tal manera, que un conjuntos de subestaciones se están comunicando entre sí.

A pesar de la existencia de comunicación y de equipos digitales en la subestación Masaya, no puede ser considerada como digital o seminidigital, la redundancia en la comunicación es un factor clave en la digitalización de las subestaciones eléctricas, y la subestación eléctrica Masaya como también muchas con este tipo de tecnología no cuenta con redundancia en la comunicación, y tampoco con protocolos de comunicación en diferentes niveles de la instalación que garanticen una mejor trasmisión de datos y que además permitan interoperabilidad entre los dispositivos instalados en la subestación eléctrica.

Por otra parte, anteriormente se afirmó que las subestaciones analógicas en el país poseen sistema SCADA, cabe destacar que no en todas existe, un claro ejemplo de esto son las subestaciones Guanacastillo, Corocito, San Miguelito, Corinto, etc. Igualmente hay subestaciones eléctricas en donde la tecnología físicamente está, sin embargo, no es funcional debido a problemas en equipos de RTU y de comunicación.

Desde el 2002 que se implementó el sistema SCADA-EMS (Supervisory Control and Data Acquisition - Energy Management System) basado en Servidores de Procesamiento de Datos, las subestaciones en su eficiencia operativa han mejorado, pero actualmente este sistema se ha vuelto muy obsoleto, puesto que el diseño de este se basó en las tecnologías existentes en ese momento: aplicaciones en servidores distribuidos y redundantes con interfaces RS-232, más telefonía de 2 hilos, 4 hilos y tele-protección. En las estaciones remotas, los servicios de voz y datos se agrupan en el equipo multiplexor FOX-515, para luego ser transportados en los multiplexores SDH.

Además, este sistema está soportado por una red de comunicaciones de fibra óptica y ondas portadoras a través de líneas de alta tensión, como medio de recolección de la información desde los diferentes puntos remotos, tales como: plantas de generación de energía y subestaciones eléctricas. El sistema de comunicaciones por fibra óptica fue puesto en servicio en el año 2004.

La concepción original de este diseño se centraba en la comercialización del excedente de capacidad de transporte, utilizando interfaces estándar Jerarquía Digital Síncrona SDH (E1, DS3, STM-1) que predominaban en esa época. En aquel entonces, no se consideraba la implementación de interfaces Ethernet para enlaces WAN. No obstante, se han modernizado numerosas subestaciones en los últimos años mediante el suministro, la instalación y la puesta en marcha de puertos Ethernet conforme al protocolo estándar IEC 61850. Estos puertos operan a una velocidad de 100 megabits por segundo, utilizando Ethernet eléctrico y están equipados con conectores dobles RJ15 para los relés de líneas, de protección diferencial de bahía y transformador, así como de los relés destinados a la protección del acoplamiento de línea y barra.

7.2.2. Subestaciones eléctricas con tecnología digital en Nicaragua.

La implementación de la digitalización en las subestaciones eléctricas de Nicaragua ha sido una estrategia adoptada por las empresas del país para llevar a cabo la modernización del sistema de potencia. Esto se realiza con el objetivo de incrementar la eficiencia, seguridad y calidad del sistema eléctrico en su conjunto. Actualmente, son pocas las subestaciones con tecnología digital, en total son 19, de las cuales el jefe de operaciones del sistema del CNDC (Barrios, 2023) afirma que “De las 19 subestaciones digitalizadas solamente 1 es con bus de proceso completo, y es la subestación Central (CTL), así mismo solo la subestación TCP II es encapsulada en gas SF_6 , por tanto, las restantes 17 subestaciones eléctricas son semidigitales”.

Tales subestaciones semidigitales según (ENATREL, 2016) son las siguientes:

Waslala (WAS), Jinotega (JIN), Santa Clara 2 (SKL2), Villa Nueva (VNA), La Dalia (LDL), Rosita (RST), Villa El Carmen (VEC), San Juan del Sur (SJS), Malpaisillo II (MLP2), SE Planta Carlos Fonseca (PCF), La Virgen (LVG), El Sauce (ESC), Yalí (YLI), Aeropuerto (APT), Carlos Fonseca (CFS), San Rafael del Sur (SRS), Mateare 1 (MT1).

La configuración de cada una de estas subestaciones eléctricas es similar, destacándose los siguientes elementos y equipos en común:

- ✓ Bahía de Transformación 230/138/24.9, 13.8 kV.
- ✓ Transformador de potencia, operando a voltajes de 230/138/24.9, 13.8 kV, con cambiador bajo carga (Load Tap Changer).
- ✓ Celdas Metaclad de tipo interior, cada una equipada con sus respectivos dispositivos (que incluyen salidas de distribución con sus interruptores, celda para la entrada del transformador de potencia con su interruptor de barra, celda destinada a los equipos de medición, otra para el transformador de servicios propios y celda con su interruptor dedicada a la conexión de la PCH).
- ✓ Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- ✓ **Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.**
- ✓ **Cable OPGW para la fibra óptica que sirve de interconexión entre los**

equipos de la subestación.

- ✓ **Sistema SCADA.**
- ✓ **Protocolo Modbus RTU.**
- ✓ **Redundancia en la comunicación de los equipos.**
- ✓ **Interfaz Hombre – Máquina (IHM).**
- ✓ Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- ✓ Sistema automatizado de control, protección y medida.
- ✓ Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.

En los años venideros, de acuerdo con el plan de expansión de transmisión de ENATREL, se anticipa la construcción de varias subestaciones adicionales que incorporarán tecnología digital, entre las cuales se mencionan las siguientes: subestación Metropolitano, Waspán, Tola, San Carlos, Tortuguero, Awas Tingni, San Miguelito, Corinto, Jiquilillo, Compacta Asososca, El Ayote, entre otras. Según el jefe de seguridad operativa del CNDC (Lopez, 2023) afirma que “Estas subestaciones tendrán equipos con comunicación por fibra óptica y que estarán en funcionamiento al finalizar el año 2029”.

Adicionalmente a esto, será reemplazado el sistema SCADA-EMS actual por uno actualizado, el crecimiento del sistema eléctrico de Nicaragua ha adquirido una cantidad de nuevos equipos con tecnología de punta, demandando cada vez mayores servicios para operarlos y darles mantenimiento. Esto es comprobado por (Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica , 2012) al afirmar que “Por limitaciones de capacidad en los Sistemas SCADA y de Comunicaciones a consecuencia del crecimiento del SNT, se hace necesario el reemplazo del Sistema SCADA y la ampliación del Sistema de Comunicación con Protocolos modernos y Ancho de Banda mayores”.

La idea de modernizar el sistema SCADA, data desde el 2010, sin embargo, por distintas razones no se ha ejecutado, pero según el departamento de operaciones del CNDC la idea sigue vigente, y que en los próximos años estará en servicio. El ingeniero (Barrios, 2023) al entrevistarle afirmó que “Los jefes del departamento de operaciones nos estamos capacitando para manejar el nuevo sistema, esto es un hecho, la implementación de nuevas tecnologías incluyendo las digitales obligan a tener un sistema de supervisión y monitoreo más robusto”.

Por otra lado, las nuevas subestaciones digitales en el país poseen relevadores digitales que traen integrados puerto de comunicaciones Ethernet con estándar IEC61850, 100Mbit/s Ethernet óptico doble con conector ST (EN 100) para conexión en anillo que no requiera switches adicionales externos o cualquier otro equipo adicional, por tanto, con el nuevo sistema se contará también con una consola que visualice todas las subestaciones conectadas a la red, una visualización general de todo el sistema eléctrico nacional y un desglose por subestación en forma de listado con todos los eventos de cada subestación en particular.

7.3. Capítulo III: Requerimientos normativos y componentes necesarios para implementar la conversión de una subestación eléctrica análoga a digital.

La conversión de una subestación eléctrica análoga a una digital debe ser basada bajo estándares de la normativa internacional IEC 61850, puesto que no solo se trata de un protocolo de telecontrol o comunicación, sino que además, este estándar brinda los aspectos necesarios para diseñar y operar una subestación en lo relativo a control y protección, es decir, la norma no solo define los protocolos de comunicación, también especifica la arquitectura, configuración, modelo de datos, requisitos eléctricos y medioambientales y los mecanismos de test de conformidad y calidad.

7.3.1. Equipos inteligentes utilizados en subestaciones eléctricas digitales según norma IEC 61850.

Nivel 0 de una subestación digital

De acuerdo con (OMICRON, 2022) dice que:

Los equipos más importantes utilizados en la bahía de proceso de una subestación eléctrica digital en conformidad con la norma IEC 61850 son los siguientes:

MU (Merging Unit Analog (unidad de fusión analógica)): Las MU enlazan los transformadores de corriente y tensión con el bus de procesos (red de comunicación con datos en tiempo real). Estas convierten las señales análogas de corriente y tensión proveniente de los transformadores de intensidad y potencial a una señal digital que será enviada mediante fibra óptica desde patio a los IED en tableros de control y protección utilizando el protocolo IEC 61850-9-2 LE.

IED (Intelligent Electronic Devices (Dispositivos Electrónicos Inteligentes)): Los equipos de protección, microcontroladores, controladores, etc, se conocen como dispositivos electrónicos inteligentes en el entorno IEC 61850, estos elementos reciben comandos y envían datos y valores medidos a través de la red. En el caso de un informe, por ejemplo, se accede al modelo de datos de un equipo y se transmite información actualizada sobre el sistema de control de estaciones. Los IED en una subestación digitalizada con IEC 61850 permiten interoperabilidad, lo cual indica que se pueden comunicar en una misma instalación IED de diferentes fabricantes.

IEC 61850 propone los equipos de protección marca SEL, ABB y SIEMENS. Como requisitos para la selección de IED que se puedan utilizar en una subestación basado en el estándar IEC-61850 son:

- ✓ Deben de contar con protocolo de comunicación IEC-61850
- ✓ Doble tarjeta de Red.
- ✓ Puertos Ethernet.
- ✓ Equipos de protección de tipo multifuncional.

Unidades de control de aparamenta (SCU) o merging units digitales: (Teran, 2017) define que:

Merging units digitales son concentradores de señales binarias cableadas eléctricamente al IED, las cuales son enviadas normalmente por mensajes GOOSE (establecidos en la norma IEC 61850) a través de fibra óptica, es decir, son una interfaz entre los equipos de patio y el sistema de control (IED de control y protecciones, IHM, gateway). Estos conversores cuentan con entradas binarias que adquieren el estado de seccionadores, interruptores, alarmas en cajas de agrupamiento de TCs y TP, y salidas binarias que permiten comandar la apertura y cierre de equipos de corte y seccionamiento, además del cambio de LTC en transformadores, entre otras maniobras (p.13).

Estos Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) se encuentran instalados en tableros designados como "junction box" en la zona de operaciones y tienen la función de recibir datos provenientes de todos los equipos a nivel de proceso, comúnmente equipos eléctricos primarios. Estos dispositivos también son responsables de interpretar comandos digitalizados procedentes de otros IED mediante sus entradas y salidas digitales. La información recopilada es procesada y transmitida a otros IED en formato digital, conforme a la norma IEC 61580-8-1, a través del bus de proceso.

Nivel 1 de una subestación digital

Así mismo (Teran, 2017) afirma que, uno de los equipos inteligentes ubicado en el nivel de campo o bahía de una subestación digital es el siguiente:

Breaker IED: BIED (Switchgear control unit (unidad de control del interruptor)):

Estos IED autorizan la acción de apertura y cierre de los seccionadores, interruptores cambiadores de TAP, etc, lo cual indica que reciben y procesan información de quipos de patio, principalmente equipos de maniobra y corte a través entradas y salidas, e intercambian información con otros dispositivos utilizando la red LAN con tecnología Ethernet de la subestación. Además, mediante muestras de voltaje y corriente, calculan las medidas eléctricas que sean necesarias: P, Q, f, etc. Normalmente estos (Bay Control

Unit – BCU) utilizan medidas de V, I con precisión clase 0.5, mientras que los IED de protecciones tienen una precisión 5P20.

Así mismo, los controladores tienen que ser programables, multifuncionales y redundantes; con dos puertos de fibra óptica multimodo que permite conectarse a la red y recopilar la información de otros IED mediante protocolos especificados en la IEC 61850-8-1 (GOOSE19 y MMS20), esto para la lógica de enclavamiento y automatismos de cada bahía.

Unidad de control de servicios auxiliares de la subestación: Según el ingeniero (Teran, 2017) afirma que “Este es un sistema que adquiere los datos de los IED y los presenta localmente al operador de la subestación (IHM). Estos datos se envían también a los centros de control que tiene cada país” (p.26). Es decir que, a través de estas unidades se puede realizar la transferencia de servicios auxiliares, adquiriendo mediciones, señales y alarmas de cargadores de baterías, generador de emergencia y tablero de transferencia automática. Adicional, se debe considerar el uso de manijas para una transferencia manual electromecánica en caso de fallo del equipo controlador.

Por lo general, esta unidad debe incluir una RTU o IED controlador de bahía integrado al bus de estación, mediante protocolos basados en la IEC 61850, switches, medidor multifuncional con capacidad de medición de calidad de energía, computadores con sistema operativo Windows o Linux, distribuidores de fibra óptica (ODF), interfaz local, sistema de sincronización de tiempo por GPS para el sincronismo de los componentes del sistema de automatización de la subestación SAS, registradores digitales de fallas (DFR), entre otros.

Nivel 2 de una subestación digital

Cables con fibra óptica: La fibra óptica debe ser flexible, dieléctrica, tipo multimodo, protegida mecánicamente y apta para ser instalada en canaletas, edificio de control y casetas de patio; cumpliendo con lo estipulado en la International Telecommunication Uni ITU G.651.1. De acuerdo con (GREG, 2010) afirma que:

La fibra óptica debe ser instalada con características especiales para redes de área local, de muy alta confiabilidad para telecontrol y telemetría, en áreas de alto riesgo e interferencia electromagnética, como subestaciones, centrales de generación y distribución eléctrica, con armado resistente a condiciones adversas de operación como humedad, agentes químicos y roedores, cubierta de PVC antilflama no propagadora de incendio (p.37).

Distribuidores de fibra óptica (ODF): Los distribuidores de fibra óptica (ODF) se utilizan en los extremos de los cables donde se conectarán los equipos terminales de comunicaciones. En ellos se deberá efectuar la terminación del cable con fibra óptica de manera que cada una disponga de un conector. En otras palabras, este es un distribuidor que se utiliza para proporcionar interconexiones de cables entre las instalaciones de comunicación, que puedan integrar empalmes de fibra, terminación de fibra, adaptadores y conectores de fibra óptica y conexiones de cables en una sola unidad.

Switch Ethernet o de comunicación: Es un dispositivo informático que permite interconectar dispositivos a través de una red de área local o red LAN. Para ello, el switch dispone de un número de puertos determinados en los que podemos conectar cableado de red tipo Ethernet. Según (JOSÉ BERNAL, 2017) “estos equipos garantizan la conformación del anillo de fibra óptica redundante entre los tableros de control y protección, además de ordenar el tráfico de datos en la red de comunicaciones” (p.102).

Los switches admiten una infraestructura de comunicaciones construida para el acceso de ingeniería, el control, supervisión y adquisición de datos (SCADA) y las comunicaciones de datos en tiempo. Estos equipos usados en subestaciones digitales están bajo la norma IEC 61850-3 e IEC 60255 para vibración, picos de tensión, transitorios rápidos, temperaturas extremas y descarga electrostática en dispositivos de comunicaciones en subestaciones eléctricas. La marca SEL es una de las destacadas en la fabricación de estos dispositivos, y un claro ejemplo es el SEL-2730U, un Switch Ethernet de 24 puertos.

Gateway: El Gateway, también conocido como puerta de enlace, es un dispositivo diseñado para facilitar la interconexión entre redes que emplean protocolos y arquitecturas distintas en diversos niveles de comunicación. Su función principal radica en traducir la información proveniente del protocolo utilizado en la red de nivel 1 de la subestación al protocolo utilizado en la red global. De acuerdo con (JOSÉ BERNAL, 2017) “el equipo propuesto por la IEC 61850 es el modelo Kalkitech SVNC 3000 S12R6, el cual recolecta la información de los controladores y relés de protección mediante el protocolo IEC 61850 y envía esta información bajo el protocolo IEC 60870-5-10” (p.120).

Así mismo (AUTOMATIZACION AVANZADA S.A, 2023) dice que:

IEC 61850 propone al prototipo SMP Gateway de EATON en la digitalización de las subestaciones, la función de este es la misma con la diferencia de que el SMP Gateway admite la funcionalidad HMI a la que se puede acceder remotamente (a través del navegador web) o localmente (con una pantalla táctil que se conecta directamente a la caja) para apoyar las pruebas, solución de problemas y operaciones diarias de la subestación.

En otras palabras, a pesar de que el protocolo IEC 61850 es capaz de gestionar funciones de transferencia de archivos, el SMP Gateway puede desempeñar la función de un depósito local. Este depósito local tiene la capacidad de recopilar, comprimir y almacenar archivos durante periodos de tiempo cortos a medianos, con el objetivo de reducir la necesidad de ancho de banda de comunicación. Posteriormente, este repositorio puede transferirse a un servidor de archivos corporativo utilizando el protocolo IEC 61850 o cualquier otro protocolo

compatible. Esto puede lograrse ya sea mediante una solicitud al SMP Gateway o configurándolo para que automáticamente envíe los archivos a una carpeta remota.

Con el SMP Gateway los usuarios pueden rastrear en tiempo real intercambios de información entre diferentes equipos de la subestación. Esta herramienta ayuda a los operadores a probar, solucionar problemas, aislar e identificar problemas más rápido y más fácilmente.

Unidades de adquisición y control de la subestación: De acuerdo con la (GREG, 2010) “Las unidades de adquisición y control de la subestación son dispositivos que combinan funciones de supervisión y control con automatismos programables, manejan entradas y salidas de varios controladores de bahía, interactúan con el centro de control o niveles superiores de la subestación”. En otras palabras, estas unidades son computadores utilizados para recibir, procesar, evaluar y combinar en base a lógicas toda la información proveniente de los dispositivos IED y además entregar información a las estaciones de operación.

HMI del sistema de Supervisión y Control: El ingeniero de la Comisión Federal de Electricidad (Vargas, 2016) afirma que:

HMI Interfaz hombre máquina o human machine interface (por sus siglas en inglés). Se refiere al equipo y programas de software que permiten al usuario comunicarse con los demás componentes del sistema, para su configuración inicial, así como presentar, manipular y procesar la información requerida en el sistema para la operación y monitoreo del proceso y la comunicación a un nivel superior de red (WAN) con otros sistemas de cómputo (p.4).

Las IHM deber tener las siguientes funciones de control, monitoreo y diagnóstico:

- ✓ Presentar las lógicas de enclavamientos de operación programadas en nivel 1, para identificar en forma clara los comandos permitidos para maniobra. De este modo se asegura que los comandos conflictivos o indebidos no sean ejecutados, minimizando la posibilidad de error por parte del operador y facilitando la ejecución de maniobras sobre interruptores y seccionadores.
- ✓ Permitir la supervisión y control de todos los equipos de la subestación, con la selección de modos de operación: IHM local y control nivel 3 (remoto). Además, debe permitir la autosupervisión del sistema de control: estado de los IED y sus puertos de comunicación, estado de los enlaces de comunicación en los diferentes niveles del sistema SAS, estado de los computadores de adquisición: normal / falla y hot / stand by, estado del sistema de GPS, Enlaces de comunicación con los centros de control, capacidad de manejar señales simples y dobles, etc.
- ✓ Presentar la información asociada a alarmas y disparos de los IED de protección, por ejemplo, distancias a la falla en el caso de bahías de línea.
- ✓ Presentar el diagrama unifilar de cada patio de la subestación y diagramas unifilares por bahía con indicación de los valores instantáneos (en tiempo real) de todas las medidas analógicas (flujos de carga, corrientes, tensiones, frecuencia y demás medidas de interés en líneas de transmisión, barras, transformadores, entre otros), además el estado de los equipos de maniobra de la subestación (incluidos seccionadores de puesta a tierra).
- ✓ Señalizar la presencia de tensión por medio de coloreo dinámico de barras, líneas y transformadores de acuerdo a si están energizados o no, y en el caso de líneas de transmisión y barras, si están puestas a tierra.
- ✓ Proporcionar la indicación secuencial de los eventos ocurridos en la subestación, generados por los dispositivos IED de protección, y acciones realizadas por el operador local o por los centros de control remoto (cambio de estado y comandos) con una resolución de 1 ms.

Sistema de Sincronización de Tiempo por Satélite (GPS): Los relojes GPS de subestación son las referencias de tiempo de precisión a través de una red eléctrica, sincronizando dispositivos de protección, control, automatización y teleprotección. Este equipo deberá tener los puertos necesarios para la sincronización de tiempo con 250 ns de precisión, la cual será distribuida con una resolución menor o igual a 1 ms a los equipos del nivel 0,1 y 2. Según (Colon, 2020):

Uno de los relojes de subestación controlado por satélite GPS recomendado para subestaciones digitales es el Modelo 1094B, una fuente de sincronización GPS que incluye como estándar las opciones de configuración más comunes encontradas en otros modelos. El Modelo 1094B con una precisión en el peor de los casos de 250 ns (típico <100 ns), cumple con los más exigentes requerimientos de una subestación, incluyendo sincrofasores. El Modelo 1094B tiene 4 LEDs para monitorear el estado de operación, una pantalla LCD para configuración/estado de 2x20 caracteres y un teclado. El Modelo 1094B también viene equipado con un interruptor de encendido/apagado y una luz trasera de LCD blanca.

Router: Es un dispositivo para la interconexión de redes informáticas que permite asegurar el enrutamiento de paquetes entre redes o determinar la ruta que deben tomar los datos. Estos dispositivos gestionan el tráfico web y los datos entre dispositivos de diferentes redes, y permiten que varios dispositivos compartan la misma conexión a Internet.

Estudio de conversión de la subestación eléctrica análoga Masaya por una subestación eléctrica digital.

DISPOSITIVOS DE NIVEL 0	Características	Referencias en el mercado
MERGING UNITS	IEC 61850 Edición 2, incluye test mode y simulation	SIEMENS 6MU80 (Compacta) 6MU85 (Modular)
	IEC 61850-9-2 LE Redundancia HSR y PRP Sincronización IEEE1588v2 Entradas análogas expandibles Entradas y salidas digitales expandibles Role-Based Access Control (RBAC) - Ciberseguridad	ABB SMU615 (compacta) SAM600 (Modular) GENERAL ELECTRIC Reason MU320 (Compacta) Reason MU320E (Modular)
SWITCHES	Para bus de proceso: Servir en una topología de red PRP indicada en el IEC 62439-3.	SIEMENS/RUGGECOM RSG2488 RST2228
	Capacidad de crear VLANs de acuerdo con el IEEE802.1Q. Deben manejar sincronización de tiempo IEEE1588v2 y tener la capacidad de ser Transparent clocks. Soportar protocolos IEC 61850 (MMS server), SNMP IEC 61850-3, IEEE 1613, IEC 61000-6-2, IEC 61800-3.	HIRSCHMANN Greyhound RSP Series CISCO SERIES 4000 Moxa PT-7728-PTP PRP/HSR
DISPOSITIVOS DE NIVEL 1	Características	Referencias en el mercado
SWITCHES	Para bus de estación: - Soporta sincronización SNTP - Redundancia tipo RSTP - Cumple los estandares: a.IEC 61850-3 b.IEEE 1613 c.IEC 61000-6-2 d.IEC 61800-3	SIEMENS/RUGGECOM RSG2488 RST2228 HIRSCHMANN Greyhound RSP Series CISCO SERIES 4000 Moxa PT-7728-PTP PRP/HSR SERIE CISCO ISR4331
		GARRETTCOM Magum DX940
ROUTERS	Mismas características switches y funcionalidad de firewall, con la posibilidad de configurar VPNs.	SIEMENS/RUGGEDCOM RX1500/RX1501 HIRSCHMANN Greyhound Router
RELÉS CONTROL Y PROTECCIÓN	IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2, IEEE1588v2/PTP, PRP, HSR, RSTP, Modular	SIEMENS SERIE SIPROTEC 5 Schneider Electric Easergy MiCOM Px40
		ABB SERIES RELION 670, REB500 GENERAL ELECTRIC SERIE MULTILIN
EQUIPOS SINCRONIZACIÓN DE TIEMPO	Sincronización NTP/SNTP, IEEE1588v2/PTP, IRIG-B	MEINBERG M1000 SELIN SEL 2488 GENERAL ELECTRIC Reason RT430 and RT434

Tabla 3. Componentes que se ofrecen comercialmente para implementarse en una subestación digital.

7.3.2. Ingeniería de redes de comunicación en Subestaciones Digitales según IEC 61850.

De acuerdo con lo estipulado en IEC_IEEE_61850-9-3, para lograr la precisión del tiempo de red requerida, se requiere un diseño de red cuidadoso, considerando la ubicación de maestros y maestros redundantes y posibles cambios en la topología de la red debido a reconfiguraciones, cabe destacar que los tipos de red más utilizados en subestaciones digitales son del tipo LAN Y WAN.

Las redes LAN Y WAN según (Vargas, 2016) se definen como:

Redes de Área Local (LAN): Esta es una red que emplea LAN Switch y cable UTP o fibra óptica, para interconectar dos o más equipos entre sí, con la finalidad de intercambiar información. Usadas en subestaciones para integrar equipos como IED, RTU, etc.

Redes de Área Extendida (WAN): Una WAN une e interconecta diversas redes de área geográfica mayor, como redes de área local (LAN), incluso si los miembros de la red no están físicamente ubicados en el mismo lugar. Este tipo de red permite la comunicación entre dispositivos y sistemas ubicados en diferentes lugares geográficos, facilitando la conectividad a larga distancia. Esta es utilizada en sistemas eléctricos de potencia para comunicación entre subestaciones y plantas generadoras, y de igual manera para interconectarse con un centro de control.

Redundancia en comunicación: Los sistemas redundantes se refieren a aquellos en los cuales se duplican los datos o el hardware crítico para garantizar la seguridad frente a posibles fallos derivados de su uso prolongado. Este tipo de sistemas se encarga de ejecutar el mismo proceso en más de una estación, de modo que si alguna de ellas dejara de funcionar o experimentara un colapso, otro sistema ocupará de inmediato su lugar y llevará a cabo las tareas del sistema afectado. Entre los protocolos usados están los siguientes:

- ✓ **PRP (PARALLEL REDUNDANCY PROTOCOL):** Según (Juan C. Carreño-Pérez, 2018) afirma que:

PRP se basa en tener redundancia en cada nodo denominado DANP (Doubly Attached Node with PRP). Este se une a dos redes de área local independientes, las cuales pueden tener diferentes topologías. Cada nodo tiene dos puertos que operan en paralelo y que están conectadas a las mismas capas superiores de la pila de comunicación a través de la Entidad de Enlace de Redundancia LRE (Link Redundancy Entity) (p.77).

PRP permite la conmutación sin interrupciones (tiempos cero) y sin pérdida de tramas; lo cual lo hace adecuado para la mayoría de sistemas de tiempo crítico. Puede usarse en variedad de topologías de red: anillo, estrella, etc.

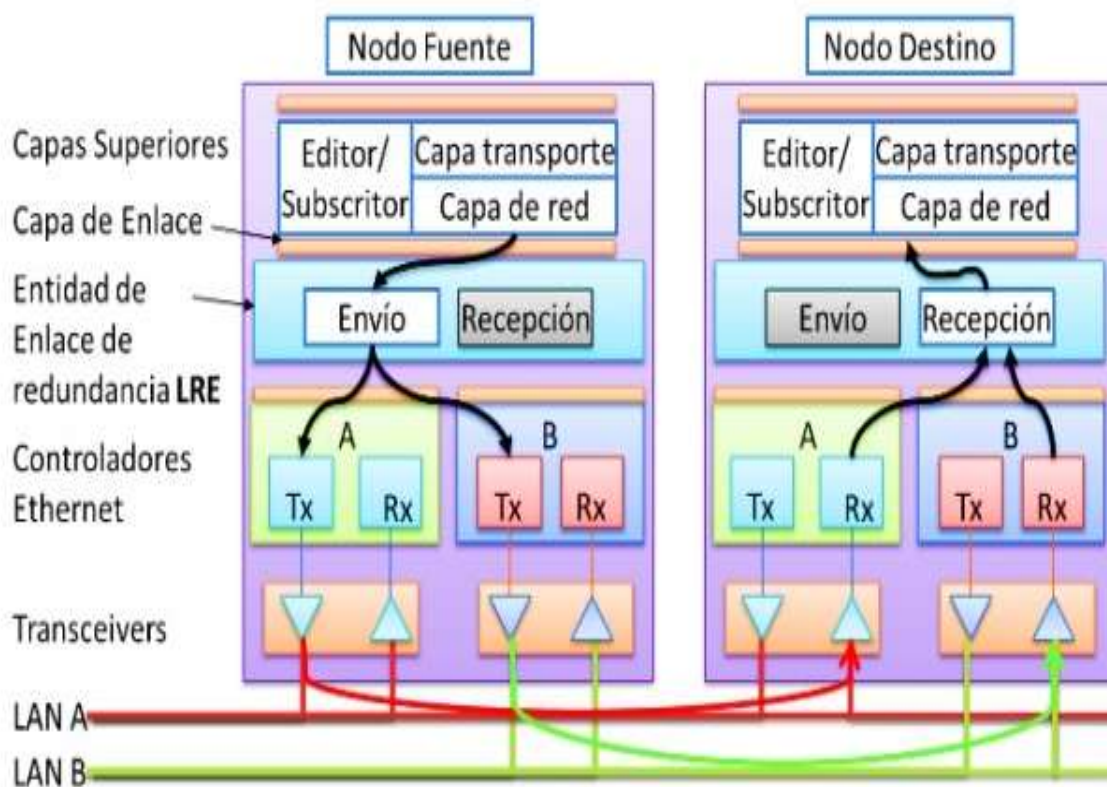


Figura 15. Estructura y proceso del protocolo redundante PRP.

Cuando un dispositivo transmite información a través de la red, el Protocolo de Redundancia Paralela (PRP) duplica los datos y los envía simultáneamente a través de dos rutas de comunicación redundantes. En el extremo receptor, los datos son recibidos por ambos caminos y se comparan para identificar y corregir discrepancias. Si se detecta alguna discrepancia entre los datos recibidos, se utiliza un algoritmo de votación para determinar cuál es la información correcta y se envía al destino final. Este proceso asegura que, incluso si una de las rutas de comunicación falla o experimenta pérdida de datos, la comunicación no se vea afectada y la información llegue de manera precisa al destino.

- ✓ **HSR (HIGH-AVAILABILITY SEAMLESS REDUNDANCY):** De igual forma (Juan C. Carreño-Pérez, 2018) define que:

HSR o Anillo homogéneo de alta disponibilidad, se propone basado en el protocolo PRP y permite una reducción significativa de los costes de hardware, ya que son necesarios menos switches y conexiones físicas, en lugar de esto se cuenta con un switch o conmutador en cada nodo final que ejecuta los algoritmos necesarios para la operación de HSR. También, HSR conserva los principios de PRP y su propiedad de tiempo cero de conmutación, aplicado a topologías en anillo y sub anillos. Con respecto al PRP, HSR permite reducir la infraestructura de red (p.78).

Similar al Protocolo de Redundancia Paralela (PRP), un nodo HSR (High-availability Seamless Redundancy) posee dos puertos que operan de manera paralela, denominados DANH (Doubly Attached Node with HSR protocol). Una red HSR simple consiste en nodos DANH, cada uno con dos puertos conectados en una configuración de anillo mediante enlaces full-duplex. El nodo DANH fuente transmite la trama proveniente de las capas superiores de comunicación, añadiendo etiquetas HSR para identificar las tramas duplicadas en los destinos. La trama se envía simultáneamente a través de cada puerto (Trama A y Trama B).

En condiciones normales, el nodo DANH destino recibe dos tramas idénticas desde cada uno de sus puertos con un cierto intervalo de tiempo. Posteriormente, elimina las etiquetas HSR de la primera trama recibida antes de enviarla a las capas superiores de comunicación, descartando así el duplicado. El tiempo de desviación entre las dos tramas depende de la posición relativa del nodo destino con respecto al nodo fuente.

Los nodos simples (SAN), como servidores, impresoras, computadoras portátiles y otros equipos terminales, no pueden conectarse directamente al anillo HSR, ya que la mayoría de ellos no son capaces de interpretar las etiquetas HSR de las secuencias. Anticipándose a este fenómeno, la norma propone como solución un dispositivo de red adicional llamado RedBox (Caja de Redundancia). Este dispositivo actúa como un intermediario que facilita la conexión de nodos simples al anillo HSR, gestionando la interpretación de las etiquetas HSR y garantizando una comunicación efectiva en la red.

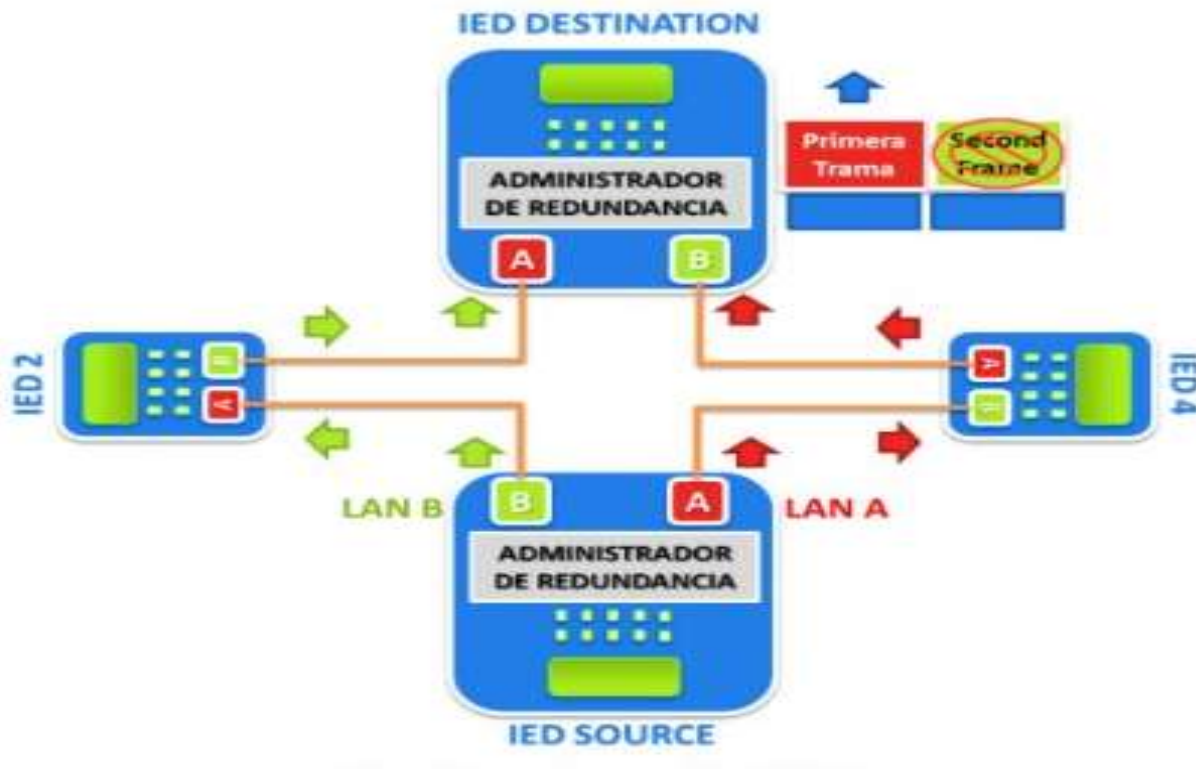


Figura 16. Estructura y proceso del protocolo redundante HSR (Parte 1).

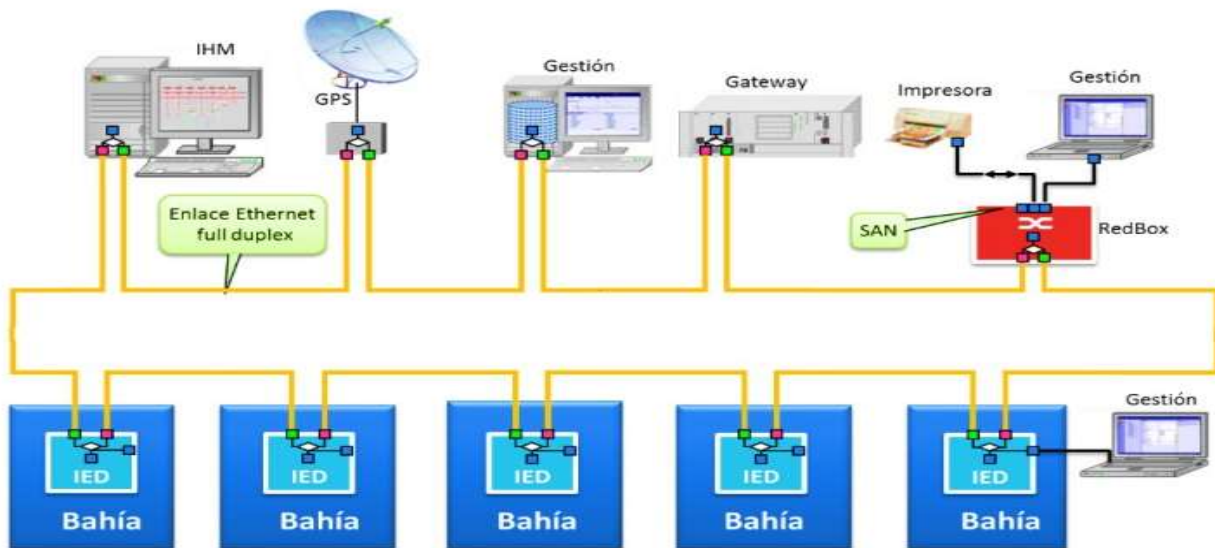


Figura 17. Estructura y proceso del protocolo redundante HSR (Parte 2).

✓ **RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol):** De acuerdo con (Rodríguez, 2019):

La función principal de este protocolo es evitar los lazos dentro de la red, el cual se presenta cuando se tiene una doble conexión entre dos switches, la presencia de un lazo dentro de la red hace que el tráfico no tenga salida y se vaya incrementando rápidamente hasta saturar y bloquear los switches y demás equipos que conforman la red, para evitar este fenómeno el protocolo RTP activa solo una de las dos conexiones. La topología en la que puede ser empleado RSTP es estrella o anillo (p.137).

En otras palabras, este protocolo Introduce un mecanismo de detección de enlaces rápidos y un temporizador de espera corto para detectar y recuperarse rápidamente de cambios en la topología de la red, como la desconexión o el fallo de un enlace, es decir, garantizan que solo haya un camino activo entre cualquier par de dispositivos en la red, evitando así los bucles de reenvío y garantizando la estabilidad y el rendimiento de la red.

El tiempo de establecimiento para RSTP puede estar en el orden de 5 ms por cada switch Ethernet que conforma la red, dependiendo del número de equipos con que cuente la red esta recuperación puede tomar varios segundos.

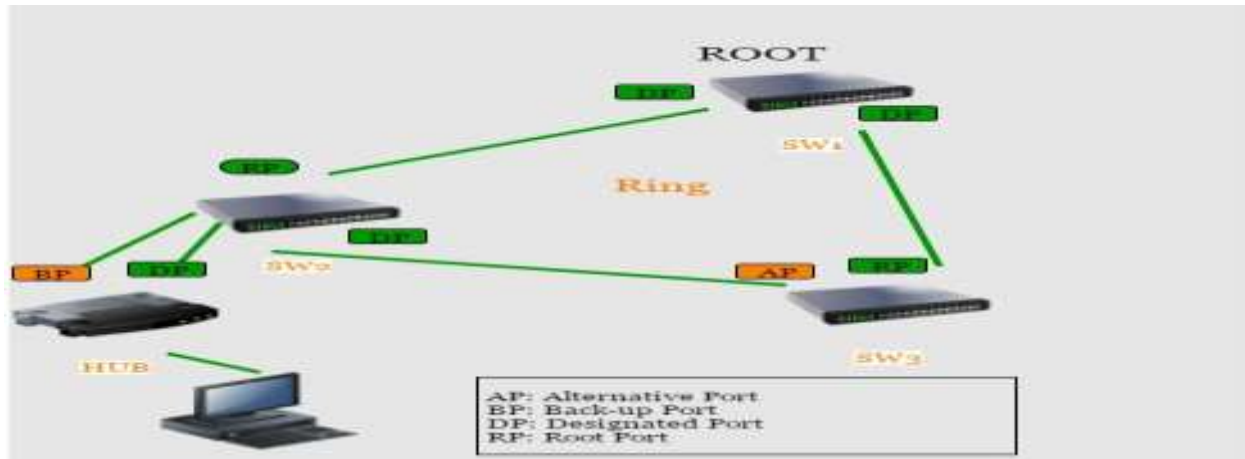


Figura 18. Estructura y proceso del protocolo redundante RSTP.

De forma general, se puede afirmar que la implementación de protocolos de comunicación redundantes como RSTP, HSR y PRP proporcionan un nivel elevado de disponibilidad y confiabilidad en la automatización y protección de las subestaciones eléctricas, de igual forma, para asegurar la latencia necesaria en los sistemas de control y protección de sistemas eléctricos, se recomienda que en un anillo HSR no se conecten más de 40 dispositivos. En el caso de subestaciones que utilicen funciones de protección mediante GOOSE, se sugiere que los anillos HSR no tengan más de 15 IED, garantizando así tiempos de latencia inferiores a 4 ms.

Hoy en día, se utilizan equipos de pruebas de las arquitecturas de red, un claro ejemplo es el DANE0 400, este se utiliza tanto con el protocolo de redundancia sin fisuras de alta disponibilidad (HSR) como con el protocolo de redundancia paralela (PRP), el cual registra y analiza los mensajes de la red de comunicaciones de la subestación. El registro del tráfico sincronizado en los puertos de la red del dispositivo permite una comparación detallada y un análisis de los tiempos de las arquitecturas de red redundantes.

- ✓ **PRP con redundancia RSTP:** Con esta infraestructura se garantiza un mayor nivel de confiabilidad a cada una de las redes PRP con lo que se logra mejorar la disponibilidad del sistema. Este protocolo es un esquema de red PRP en la que los IED, Gateway de la subestación, equipos de gestión y IHM, son conectados a dos redes LAN, cada una con switches en topología anillo con protocolo de redundancia RSTP como se presenta.

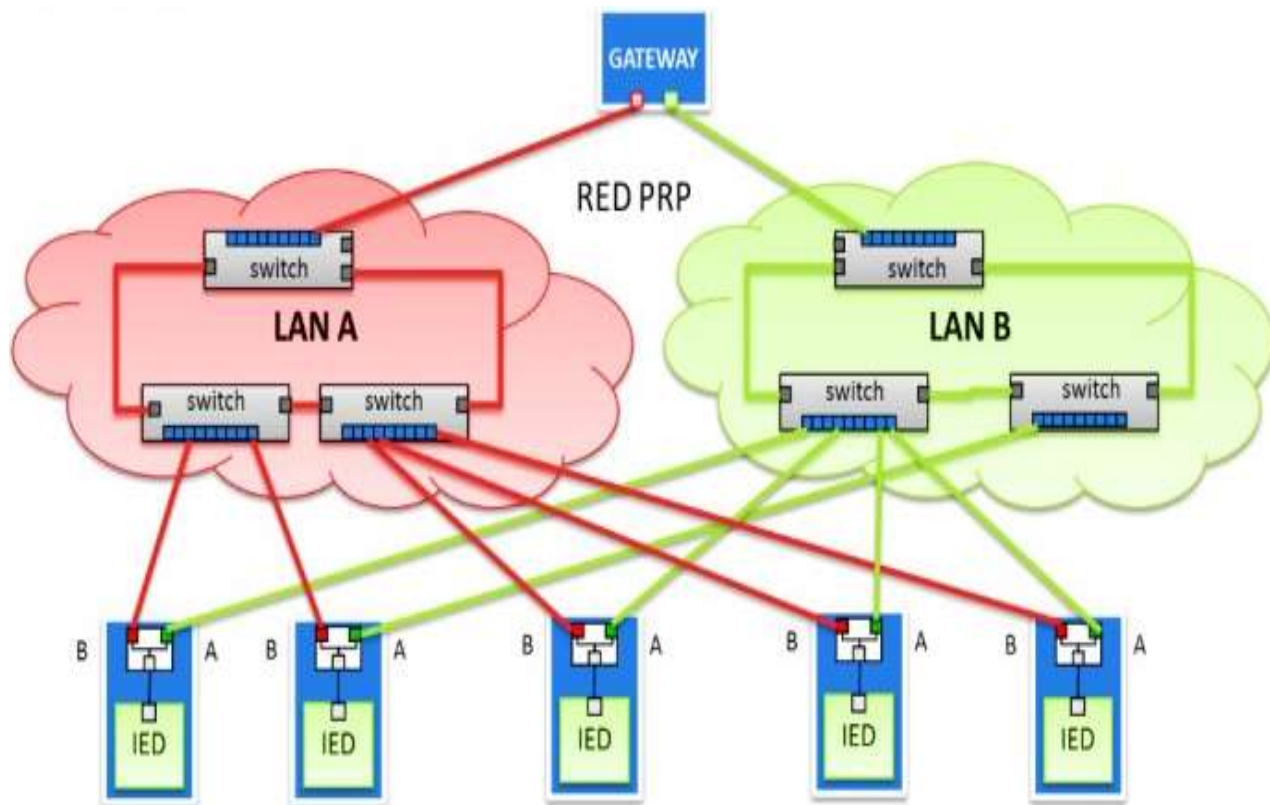


Figura 20. Estructura y proceso del protocolo redundante PRP con redundancia RSTP.

7.3.3. Funcionamiento de una Subestación Digital basada en el Estándar IEC 61850.

En una subestación digital, las señales de patio análogas de corrientes y tensiones obtenidas de transformadores de tensión y corriente convencionales y no convencionales, señales de posición de los equipos de patio y demás señalización para el control, comandos y disparos son digitalizados en patio, es decir, en el nivel del proceso y por tanto, a través del bus de procesos.

Estas señales son llevadas a unos equipos ubicados en el patio del nivel de proceso de una subestación digital, estos dispositivos son los llamados merging unit (o stand alone merging unit: SAMU), los cuales toman valores muestreados o sampled measured values (SMV) bajo el protocolo IEC 61850-9-2 (bus de proceso), enviando 80 muestras por ciclo para las aplicaciones de protección o 256 muestras por ciclo para las aplicaciones de medida.

Según (Cruz, 2021), adicionalmente:

En patio de maniobras de una subestación digitalizada con bajo estándar IEC 61850 se incorpora otro dispositivo que se denomina switchgear control unit o unidad de control del interruptor (Breaker IED: BIED) que es la interface con el que el interruptor y seccionadores reciben las posiciones del mismo (abierto y cerrado) y realiza los comandos de cierre, apertura que vienen desde el centro de control y también emite los disparos del interruptor que vienen de las protecciones eléctricas por comunicaciones mediante mensajes GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), haciendo uso del IEC 61850-8-1” (p.14).

La comunicación entre los IED y el sistema de control local de estación es de tipo cliente/servidor, una conexión unidifusión que admite el intercambio reconocido de comandos y mensajes, por ejemplo, la información contenida en el conjunto de datos del IED (valores de excitaciones, triggers y retroalimentación de posición) se transfiere en un informe al sistema SCADA siempre que se cumpla una condición de trigger (cambio de los datos).

La comunicación con el sistema SCADA se basa en TCP/IP. Los servicios se asignan al protocolo MMS (Manufacturing Messaging Specification, especificación de mensajes de fabricación). Esta asignación se define en la norma IEC 61850-8-1. Por otra parte, la comunicación desde la computadora de estación hasta el centro de control es por protocolo DNP3 TCP/IP, un estándar de control a distancia con el que se comunican los ordenadores entre sí.

La comunicación TCP/IP se basa en la implementación de la pila de protocolos TCP/IP, la cual constituye el fundamento de Internet y numerosas redes locales (LAN) y de área amplia (WAN). El protocolo DNP3 ha sido modificado para funcionar en entornos de redes TCP/IP, posibilitando una comunicación más extensa y adaptable mediante las infraestructuras de red ya existentes.

Con todo esto es que, a diferencia de las subestaciones análogas, las subestaciones digitales eliminan grandes cantidades de cobre hacia los equipos de protección y las reemplaza por fibra óptica, pasando de una infraestructura de cables de cobre a una infraestructura de redes de comunicaciones.

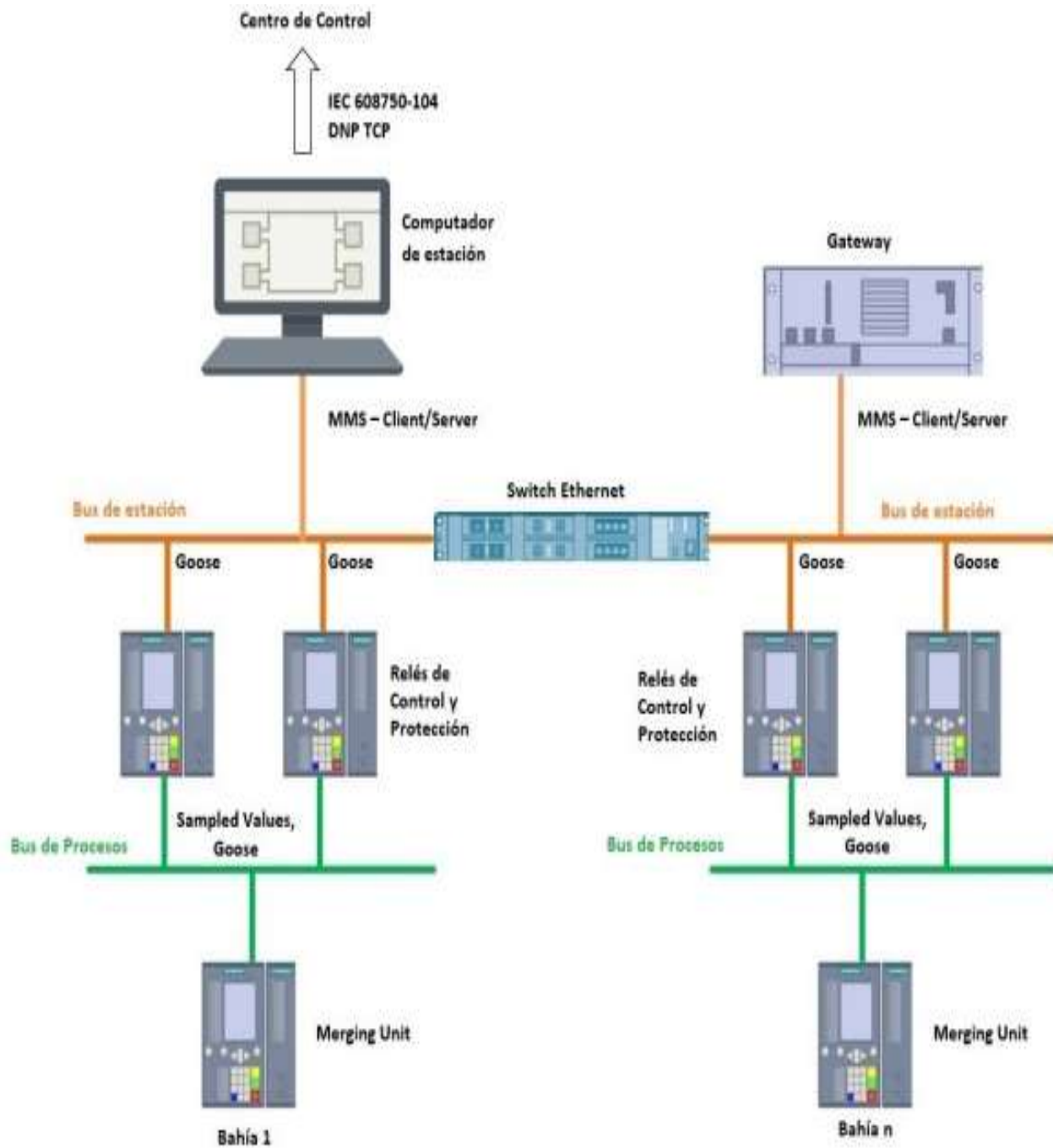


Figura 21. Niveles y protocolos de comunicación de una subestación eléctrica digital.

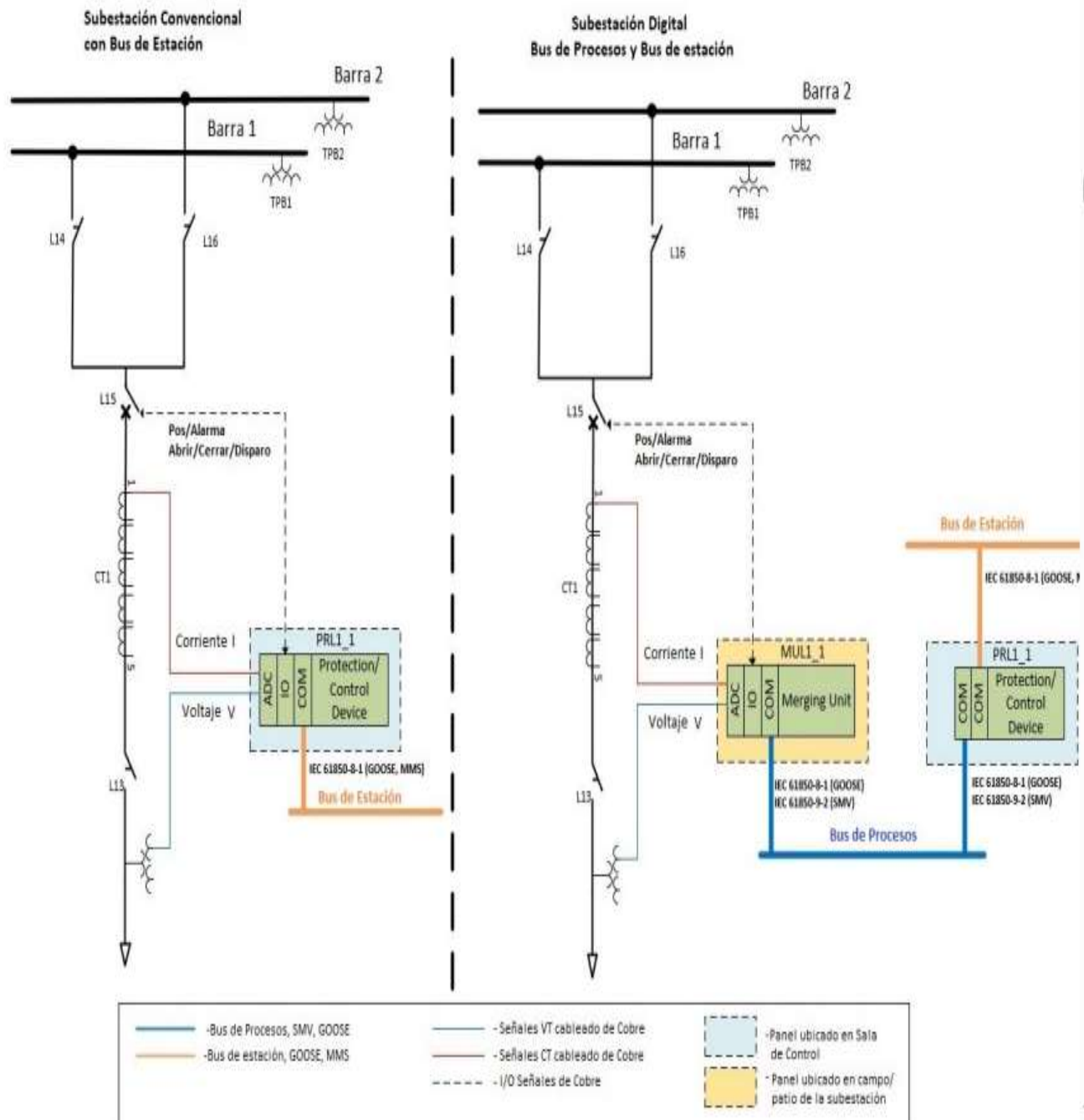


Figura 22. Estructura de comunicación y nivel de una subestación convencional vs una subestación digital.

7.3.4. Arquitectura de comunicación actual de la subestación eléctrica análoga Masaya.

La comunicación en las subestaciones eléctricas análogas, por lo general, poseen protocolos de comunicación, sin embargo, no existe redundancia en esta, y es por tal razón que, la pérdida de medición en tiempo real cada vez es con más frecuencia. En el caso de la subestación análoga Masaya y las demás del país sin redundancia esto ha sido un reto a superar.

Actualmente, la subestación eléctrica análoga Masaya rige su comunicación a través de Unidades Terminales Remotas (UTR) o bajo Modbus RTU, tal y como se muestra en la siguiente figura:

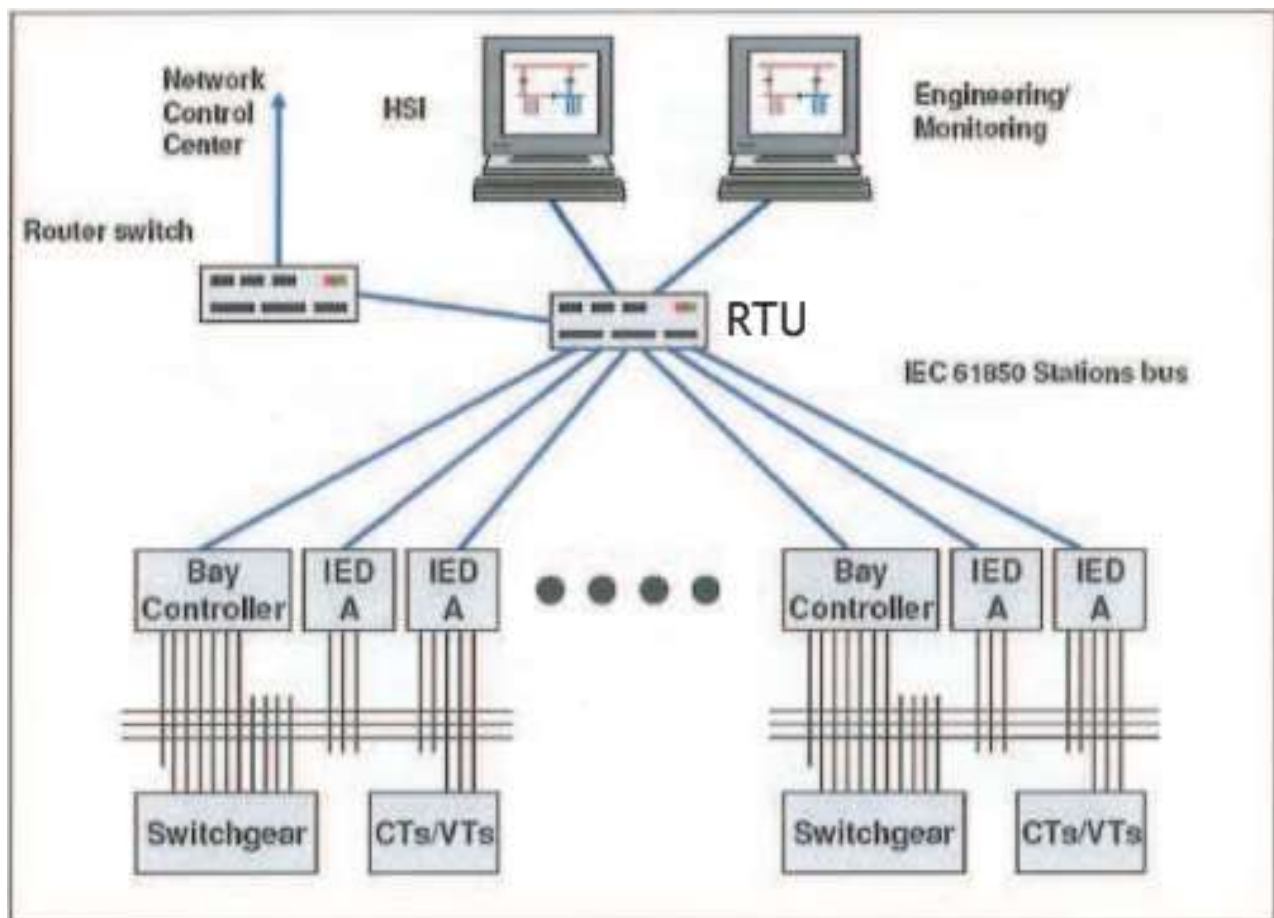


Figura 23. Arquitectura del proceso de automatización actual de la subestación eléctrica análoga Masaya.

Ha como se puede observar en la figura, la Unidad Remota Terminal (RTU) capta mediante protocolo de comunicación (Modbus) toda la información de los IED que componen las diferentes posiciones de la subestación, y es quien envía la información hacia el SCADA HMI. Así mismo, procesa las órdenes procedentes desde el SCADA mandadas desde HMI de la subestación o del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y las envía al IED correspondiente.

Por otra parte, la comunicación entre los equipos IED y los transformadores de corriente y tensión es actualmente a través de cobre, demostrando como tal la carencia de digitalización en el nivel de proceso de la subestación eléctrica.

Sin embargo, si el conjunto de RTU de la subestación Masaya opera en condiciones normales, en el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) se reflejan al momento de un disturbio, maniobras o condiciones normales las siguientes señales, como producto de pruebas punto a punto realizadas antes de entrar en operación la subestación con el sistema SCADA. La subestación eléctrica Masaya posee aproximadamente 20 bahías, pero solo se mostrarán señales de un par de estas.

RTU :MASAYA						Fecha 22062017				
Spectrum TCI						Direccion IEC				
B1	B2	B3	Elem	Info	Elem_Text	MON	No. Mon	ASDU	Cmd	No. Cmd
MSY	230	L9210	Int_L01	Status	Interrupctor	DP	230	4	DC	8160
MSY	230	L9210	Sec_B01	Status	Seccionador Barra 2	DP	231	3	DC	8161
MSY	230	L9210	Sec_S01	Status	Seccionador Solido Aux.	DP	232	3	DC	8162
MSY	230	L9210	Sec_Lin	Status	Seccionador Linea	DP	233	3	DC	8163
MSY	230	L9210	Sec_Grd	Status	Seccionador Tierra	DP	234	3		
MSY	230	A9055	Int_A00	Status	Interrupctor	DP	235	4	DC	8164
MSY	230	A9055	Sec_AB1	Status	Seccionador Acople Barra 1	DP	236	3	DC	8165
MSY	230	A9055	Sec_AB2	Status	Seccionador Acople Barra 2	DP	237	3	DC	8166
MSY	230	L9210	Lin_P01	Status	Tension AC Medicion	SP	1330	1		
MSY	230	L9210	Lin_P02	Status	Alimentacion DC	SP	1331	1		
MSY	230	L9210	Lin_P03	Status	Rele Prot.Distancia	SP	1332	1		
MSY	230	L9210	Lin_P04	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1333	1		
MSY	230	L9210	Lin_P05	Status	Vigilan.Canál Disp.	SP	1334	1		
MSY	230	L9210	Lin_P06	Status	Funcion Distancia	SP	1335	1		
MSY	230	L9210	Lin_P07	Status	Recierre Bloqueado	SP	1336	1		
MSY	230	L9210	Lin_P08	Status	Control Subestacion	SP	1337	1		
MSY	230	L9210	Lin_P09	Status	Nivel SF6	SP	1338	1		
MSY	230	L9210	Lin_F01	Status	Recierre Exitoso	SP	1339	1		
MSY	230	L9210	Lin_F02	Status	Recierre Iniciado	SP	1340	1		
MSY	230	L9210	Lin_F03	Status	Teleproteccion Tx	SP	1341	2		
MSY	230	L9210	Lin_F04	Status	Teleproteccion Rx	SP	1342	2		
MSY	230	L9210	Lin_F05	Status	Disparo General	SP	1343	2		
MSY	230	L9210	Lin_F06	Status	Arranque General	SP	1344	2		
MSY	230	L9210	Lin_F07	Status	Arranque Fase R	SP	1345	2		
MSY	230	L9210	Lin_F08	Status	Arranque Fase S	SP	1346	2		
MSY	230	L9210	Lin_F09	Status	Arranque Fase T	SP	1347	2		
MSY	230	L9210	Lin_F10	Status	Arranque Fase Neutro	SP	1348	2		
MSY	230	L9210	Lin_F11	Status	Disparo Zona 1	SP	1349	2		
MSY	230	L9210	Lin_F12	Status	Disparo Zona 2	SP	1350	2		
MSY	230	L9210	Lin_F13	Status	Disparo Zona 3	SP	1351	2		
MSY	230	L9210	Lin_F14	Status	Escal.Prot.Direc.T4	SP	1352	2		
MSY	230	L9210	Lin_F15	Status	Escal.Prot.ADirec.T5	SP	1353	2		
MSY	230	L9210	Lin_F16	Status	Opero Prot. 50BF	SP	1354	1		
MSY	230	L9210	Lin_F17	Status	Opero Prot. 87L	SP	1355	1		
MSY	230	L9210	Lin_F18	Status	Recierre E 87L	SP	1356	2		
MSY	230	L9210	Lin_F19	Status	Bloqueo Prot. 87L	SP	1357	1		
MSY	230	L9210	Lin_F20	Status	Opero Protecc. 67	SP	1358	2		
MSY	230	L9210	Lin_F21	Status	Opero Protecc. 21R	SP	1359	2		
MSY	230	L9210	Lin_F22	Status	Rearme 86L	SP	1360	2		
MSY	230	L9210	Lin_F23	Status	Protec. 87L Disparo General	SP	1361	2		
MSY	230	L9210	Lin_F24	Status	Protec. 87L Inicio General	SP	1362	2		
MSY	230	L9210	Lin_F25	Status	Protec. 87L Disparo Fase R	SP	1363	2		
MSY	230	L9210	Lin_F26	Status	Protec. 87L Disparo Fase S	SP	1364	2		
MSY	230	L9210	Lin_F27	Status	Protec. 87L Disparo Fase T	SP	1365	2		
MSY	230	L9210	Lin_F28	Status	Protec. 87L Disparo Fase N	SP	1366	2		
MSY	230	L9210	Lin_F29	Status	Protec. 87L Falla Canal de Comunic	SP	1367	2		
MSY	230	A9055	Lin_P02	Status	Alimentacion DC	SP	1368	1		
MSY	230	A9055	Lin_P04	Status	Mecanismo Interrup.	SP	1369	1		
MSY	230	A9055	Lin_P05	Status	Vigilan.Canál Disp.	SP	1370	1		
MSY	230	A9055	Lin_P08	Status	Control Subestacion	SP	1371	1		
MSY	230	A9055	Lin_P09	Status	Nivel SF6	SP	1372	1		
MSY	230	L9210	P	MvMoment	Potencia Activa	MN	5026	9		
MSY	230	L9210	Q	MvMoment	Potencia Reactiva	MN	5027	9		
MSY	230	L9210	V	MvMoment	Voltaje de Linea	MN	5028	9		

Tabla 4. Señales visualizadas por el CNDC de la Bahía L9210 hacia la subestación La Virgen y bahía de enlace A9055 hacia subestación Ticuantepe I.

7.3.5. Arquitectura de comunicación de una subestación eléctrica digital.

Las subestaciones digitales son caracterizadas por su redundancia en la comunicación y por la adopción de protocolos de comunicación en los diferentes niveles de la subestación, de esta manera, se garantiza la transmisión de datos con tiempo de interrupción cero, lo cual permite que los ingenieros en operaciones del sistema puedan tomar mejores decisiones ante posibles disturbios en el sistema. A continuación, el esquema de la arquitectura de comunicación de una subestación eléctrica digitalizada:

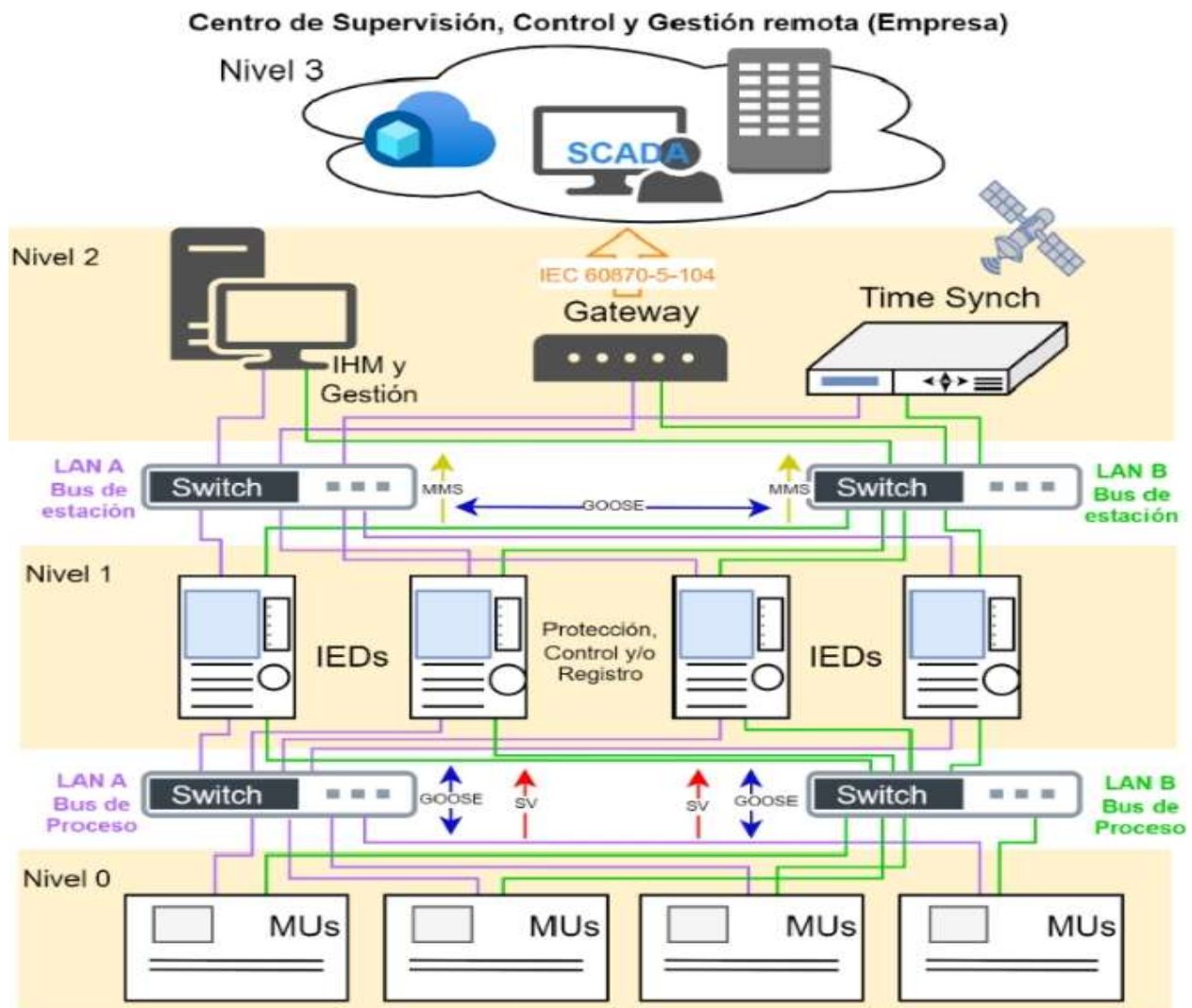


Figura 24. Arquitectura del proceso de automatización de una subestación eléctrica digital.

Según el esquema, la redundancia en la comunicación de este diseño se basa en PRP (Protocolo de Redundancia Paralela) con redundancia RSTP (Protocolo de Árbol de Expansión Rápida). Este se considera uno de los protocolos más eficientes para asegurar la continuidad de las comunicaciones, evitando la pérdida de mediciones en tiempo real. La figura anterior ilustra esta configuración, donde la presencia de cuatro switches garantiza que, si uno de ellos falla, los otros mantendrán la disponibilidad de la comunicación.

Como se puede observar, hay dos switches para interconectar el Nivel 1 con el Nivel 2 de la subestación, y dos switches adicionales para conectar el Nivel 0 con el Nivel 1. De estos, dos switches están dedicados a la red LAN A y los otros dos a la red LAN B. La comunicación en este diseño solo se vería afectada si ambas redes o el Gateway fallaran. Cabe destacar que este último dispositivo permite la comunicación entre distintos protocolos; por lo tanto, su falla resultaría en una pérdida total (100 %) de las mediciones.

Además, por lo que se puede notar, esta arquitectura incorpora tres protocolos de comunicación: el SV (Sampled Values), utilizado para la comunicación entre las Merging Units y los IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes); el GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), destinado a la comunicación entre los IED; y el MMS (Manufacturing Message Specification), empleado para la transmisión de datos entre los IED y el sistema SCADA de la subestación eléctrica.

Dado esto, al comparar la arquitectura de comunicación de la subestación Masaya especificada en el acápite anterior con la arquitectura de una subestación eléctrica digital, se puede afirmar que, aunque ambas poseen elementos en común como el GPS y el sistema SCADA, los dos diseños son significativamente diferentes. La arquitectura de comunicación de las subestaciones eléctricas digitales es más compleja, lo que aumenta su eficiencia operativa al transmitir datos digitalizados en el nivel 0. Por lo tanto, la subestación eléctrica Masaya necesita adoptar protocolos de comunicación y redundancia para ser considerada una subestación eléctrica digital.

7.4. Capítulo IV: Impacto de la conversación de la subestación eléctrica analógica Masaya a una Subestación digital.

Habiendo descrito en capítulos anteriores las diferencias que presenta una subestación eléctrica digital con respecto a una subestación analógica, sus distintos elementos y funcionamiento operacional es más fácil identificar los beneficios que trae consigo una subestación digital y de qué forma aporta a mejorar el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) a nivel nacional.

7.4.1. Bondades de las subestaciones digitales.

La implementación de las nuevas tecnologías y un proceso basado en el estándar IEC 61850 trae consigo muchos beneficios técnicos para la operación de las subestaciones ayudando a garantizar la continuidad del servicio en los distintos centros de consumo. Las mejoras que introducen la digitalización y cumplimiento de los estándares correspondientes en las subestaciones se pueden resumir a través del diagrama de árbol presente en la figura 24.



Figura 25. Diagrama de árbol sobre los cambios que produce la implementación de los sistemas digitales en las subestaciones eléctricas y el cumplimiento de los estándares correspondientes.

- **Aumento en la velocidad del procesamiento de la información y respuesta ante condiciones de falla:** La velocidad de transferencia de datos que proporciona la fibra óptica es de hasta 10 veces mayor que la del cobre, lo cual permite tener un menor tiempo de retraso de las lecturas en tiempo real de los parámetros eléctricos de la subestación y accionar más rápido los equipos de protección ubicados en patio a través de órdenes que son enviadas por medio de los IED del nivel 1 de las subestaciones eléctricas.

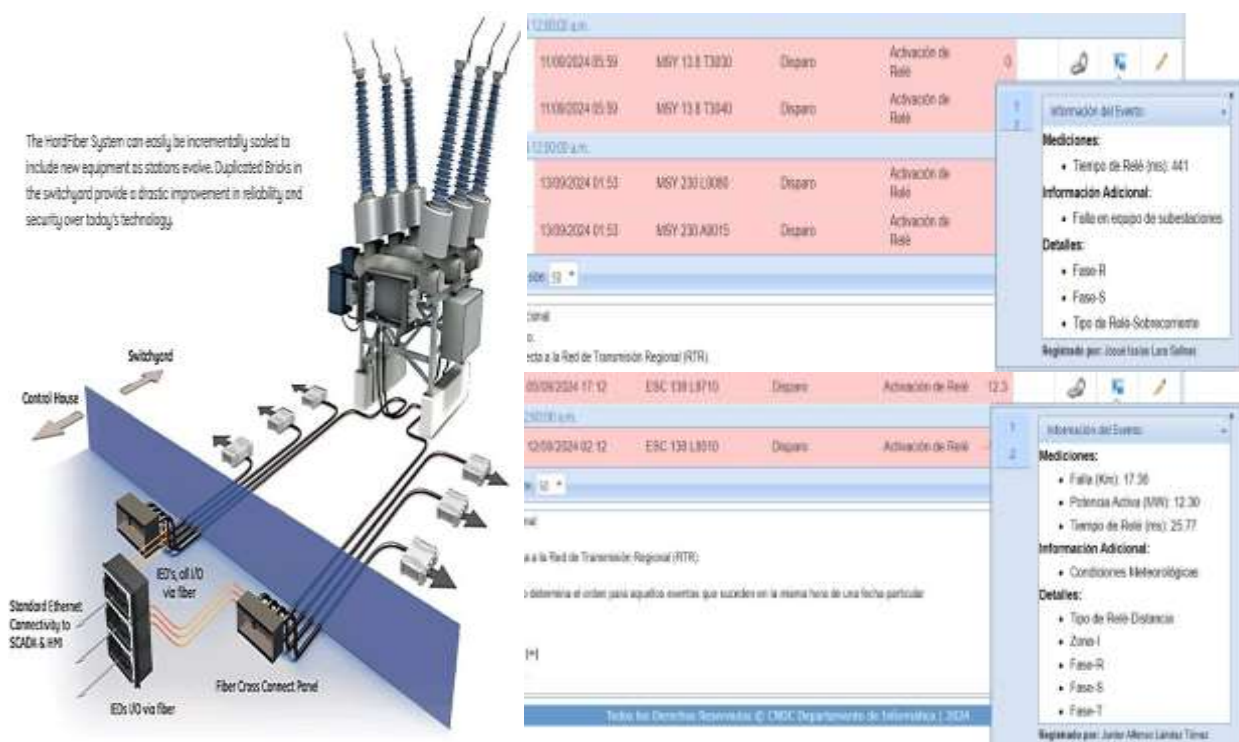


Figura 26. Fibra óptica en la comunicación de una subestación eléctrica y tiempos de actuación de protecciones ante fallas.

La comunicación a través de fibra óptica no solo permite que los tiempos de respuesta en las subestaciones digitales sean menores en comparación con una subestación convencional, sino que ayuda a reducir el tamaño de la instalación y aumentar la seguridad operativa del personal.

- **Mayor seguridad operativa:** La sustitución del cobre por el uso de la fibra óptica reduce las conexiones eléctricas en la subestación, por lo cual disminuyen las fuentes de riesgo eléctrico a las que se ve expuesto el personal de la subestación. El uso de los IED hace innecesario la intervención directa del operador con el sistema eléctrico, ya que a través de una computadora este puede acceder a los datos del sistema que han sido registrados por los equipos de patio, aumentando la eficiencia y seguridad del trabajo. Cabe destacar que, el uso de la fibra óptica también ayuda a mejorar la seguridad del sistema eléctrico, ya que los datos transportados a través de las redes de comunicación que la implementan son mucho más seguros, puesto que la fibra óptica es resistente a la interferencia electromagnética, ondas que se encuentran altamente concentradas en las subestaciones eléctricas.



Figura 27. Celdas de distribución en una subestación eléctrica digital.

En la figura 26, se pueden observar las celdas de distribución utilizadas en las subestaciones eléctricas. En la parte superior de estas se encuentran instalados los merging units a la parte de los elementos de medición integrados en las celdas. Los merging units digitalizan la información y la envían a través del bus de proceso de la subestación a la unidad de control de aparamenta. De esta forma, el merging unit digital interpreta la información y la comparte con otros IED de la subestación.

- **Mejora de la eficiencia energética de las subestaciones eléctricas:** A través de la implementación de la fibra óptica se reducen las pérdidas de energía debidas al efecto Joules, ya que al no utilizar cobre para la comunicación de los equipos de la subestación las pérdidas que se generan en subestaciones convencionales análogas no se presentan en las subestaciones digitales. Además, por el monitoreo en tiempo real de los parámetros de la subestación, los despachadores pueden tomar decisiones que lleven a una operación más eficiente de la subestación, tales como, la conexión de un reactor, un banco de condensadores o cambiar la configuración de los taps del transformador de potencia cuando sea necesario.
- **Reducción del tamaño en las subestaciones eléctricas:** Con la implementación de la fibra óptica se reduce el espacio ocupado por el cobre, los IED son capaces de realizar varias tareas al mismo tiempo, por lo cual se reduce la cantidad de equipos físicos dedicados a una sola función, el espacio requerido por equipos de patio compatibles es menor que el de los equipos convencionales, ayudando a reducir en gran medida el espacio necesario para la instalación.



Figura 28. Subestación eléctrica análoga vs Subestación eléctrica digital en cuestión de tamaño.

En la esquematización anterior, se muestra la subestación eléctrica análoga Masaya ubicada a la izquierda y una subestación eléctrica 100 % digital en Colombia ubicada a la derecha. A primera vista, se puede apreciar la diferencia en tamaño y espacio ocupado por cada una. En la subestación digital, el uso de cobre se limita principalmente a la interconexión de equipos de maniobra y corte, así como al transformador. Existen canaletas para el recorrido del cable de potencia, aunque son pocas, ya que no se utiliza cable de cobre para la interconexión de equipos IED (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) con los equipos de medición y protección.

Aunque las dos subestaciones comparadas pueden diferir en capacidad, líneas, circuitos, entre otros aspectos, es evidente que la subestación digital en Colombia utiliza menos equipos, pero estos son más compactos. Además, se observa una diferencia significativa en el tamaño del pórtico en comparación con la subestación eléctrica Masaya.

- **Menores costos de operación y construcción de la subestación:** El menor uso de conductores de cobre, la reducción del espacio necesario para la subestación y la necesidad de menos equipos físicos, así como el aumento de la eficiencia energética de las subestaciones permite que los costos totales sean menores en comparación con una subestación convencional. La implementación de los IED y sus redes de comunicación puede significar un alto coste de inversión inicial, que se ve sesgado por sus significativos beneficios técnicos y operativos. Además, a pesar de que la fibra óptica encarece la inversión inicial, a largo plazo reduce en gran medida los costos de mantenimiento y operación. A continuación, se muestra los costos de equipos usados en subestaciones convencionales como en subestaciones digitales:

<i>Equipos análogos en subestaciones eléctricas</i>	
<i>Dispositivos</i>	<i>Costos (\$)</i>
Relés electromagnéticos marca siemens.	Entre \$ 600 y \$ 1,500 (depende su capacidad en Amperios).
Transformadores de instrumentos electromagnéticos (tensión y corriente), marcas (Siemens, ABB, EATON, etc).	De los \$ 1,000 hasta \$ 8,000 (dependiendo de la capacidad de voltaje y corriente).
Interruptores de potencia electromagnéticos (Siemens, ABB, EATON, etc)	13.8 kV: Entre \$ 5,000 y \$ 10,000. 138 kV: Entre \$ 10,000 y \$ 30,000. 230 kV: Entre \$ 20,000 y \$ 50,000.

Tabla 5. Costos de equipos análogos utilizados en subestaciones eléctricas convencionales.

Equipos digitales en subestaciones eléctricas	
Dispositivos	Costos (\$)
Unidades de control de bahía SEL-451. Con características de medición, control y protección.	\$ 5,520, sin embargo, dependiendo de la marca y capacidad puede alcanzar hasta incluso los \$ 10,000.
Switch Ethernet SEL-2730U de 24 puertos.	\$ 2,450, varía dependiendo de la marca y cantidad de puertos.
Gateway SEL-3620.	\$ 3,620, varía dependiendo de la marca.
GPS de la subestación.	Entre \$ 500 y \$ 1,500, dependiendo de la marca.
Cable fibra óptica en metro con conectores integrados.	\$ 34.50, el precio depende de la cantidad de hilos.

Tabla 6. *Costos de* equipos inteligentes usados en subestaciones eléctricas digitales.

Es observable que, al analizar los precios de ciertos equipos para ambos tipos de subestaciones, se evidencia una diferencia significativa en el costo de inversión, con una tendencia de mayores costos en las subestaciones digitales. Por ejemplo, consideremos a la subestación eléctrica Masaya, esta cuenta con 20 bahías; si el coste de cada controlador de bahía es de \$ 5,520, el costo total para los controladores sería de \$ 110,400. En contraste, la inversión requerida para utilizar relés electromagnéticos, con un coste unitario de \$ 1,500 por bahía, sería de \$ 30,000. Este análisis resalta una diferencia de inversión considerable, con un ahorro notable al optar por relés electromagnéticos en lugar de controladores digitales, sin embargo, a como se expresaba anteriormente, el costo de inversión alto de una subestación digital es compensado a futuro debido a las características técnicas que este tipo de instalación posee.

- **Facilidad de ajustes ante futuro crecimiento de la subestación:** Dado que las subestaciones digitales cumplen con estándares rigurosos, tales como la IEC 61850, se garantiza la interoperabilidad de dispositivos de diferentes fabricantes por medio de los protocolos de comunicación estandarizados, se facilita la integración de nuevos IED al sistema gracias al uso de la fibra óptica, e incluso permite realizar ajustes y modernizaciones en función de las necesidades cambiantes del sistema.

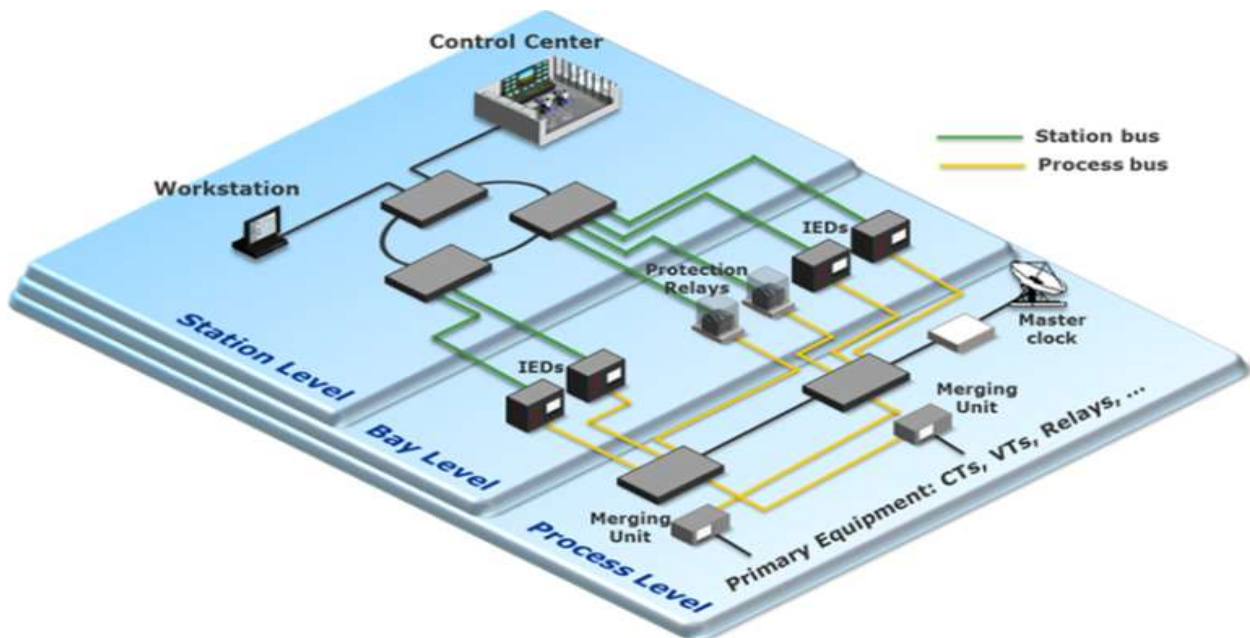


Figura 29. Ubicación de los dispositivos de una subestación digital.

Como se puede apreciar en la figura 28, todos los equipos en las subestaciones digitales se comunican por medio de la fibra óptica, y gracias a los IEC 61850, estos se pueden comunicar entre ellos sin importar el fabricante. Es muy común que al realizar expansiones en las subestaciones los equipos que se instalen no sean del mismo fabricante, y la interoperabilidad que brinda el estándar IEC facilita el crecimiento de las subestaciones eléctricas.

7.4.2. Requerimientos para la conversión de la subestación eléctrica Masaya a una subestación digital.

La actualización de la subestación eléctrica Masaya a una subestación digital representa un gran reto tanto a nivel de ingeniería como a nivel económico. A nivel económico los altos costos de los IED, la fibra óptica y demás elementos del sistema de comunicaciones requeridos por las subestaciones digitales representan una fuerte inversión en una subestación que hasta el día de hoy cumple perfectamente sus funciones en el sistema de potencia nacional, pero que a su vez vendría a mejorar su desempeño y aumentar en gran medida la confiabilidad de la subestación.

Por otra parte, a nivel ingenieril se requiere de un personal altamente capacitado para la implementación de la subestación digital, ya que es necesario tener un alto conocimiento sobre redes de comunicación (además de los indispensables conocimientos sobre los SEP) y una alta familiarización con la tecnología digital, para poder seleccionar los elementos necesarios y posteriormente la operación de estos, sin embargo, esto puede ser superado con un adecuado plan de formación del recurso humano que estará a cargo de tan importante proyecto.

Contando con lo descrito anteriormente, las acciones necesarias para la actualización de la subestación análoga Masaya son:

- 1) Instalación de Merging Units (MU) por cada bahía donde haya equipos de patio (transformadores de corriente y potencial):** Al ser una subestación que conecta al sistema interconectado regional con la red nacional, esta subestación utiliza varios transformadores de medida (TP y TC) distribuidos entre las líneas de 230 kV, 138 kV y 13.8 kV. Para que las mediciones análogas de estos equipos de medición puedan ser de utilidad en la subestación digital, se deberá instalar una Merging Unit por cada bahía, la cual cumplirá el papel de convertir las señales a formato digital que serán enviados a los IED a través del bus de proceso para que sean utilizadas en el proceso de detección de fallas de la subestación.

- 2) Instalación de un bus de proceso que opere bajo una arquitectura de red de comunicación mencionada en el Estándar IEC 61850:** Para una correcta actualización de la subestación es importante definir la arquitectura o topología de red que se implementará en el bus de procesos, ya que este influye considerablemente en el funcionamiento del sistema, su rendimiento y los costos de la obra. Sin embargo, es mejor adoptar una arquitectura que ayude a tener un sistema más eficiente y confiable, dado que el rápido despeje de una falla puede evitar grandes daños en la red y la subestación.
- 3) Instalación de los IED de protección, los SCU y los Breakers IED:** Los dispositivos convencionales de maniobra ubicados en la subestación deberán ser reemplazados por equipos inteligentes entre los que se incluyen relés de protección, controlador de cambiador de taps, entre otros, cada uno de estos con una unidad de control de aparamenta (SCU). De esta manera, cuando a través del bus de proceso los MU envíen una señal que representa la presencia de una anomalía en el sistema esta pueda ser resuelta de manera casi inmediata gracias a la acción de los equipos inteligentes cuando el breaker IED lo considere necesario de acuerdo con configuraciones previamente establecidas.
- 4) Instalación del segundo nivel de la subestación:** Esta conforma la etapa final de la obra, sin embargo implica la instalación de varios elementos que permitirán el trabajo armonioso de la subestación (Gateway, Switch Ethernet, Distribuidores de fibra óptica, GPS, Router) y facilitaran la comunicación entre la interfaz del sistema de supervisión y control de la subestación, donde los ingenieros podrán enviar órdenes a los IED para la apertura o cierre de interruptores o seccionadores según sea necesario.

Después de cumplir con lo descrito anteriormente se tendrá una subestación eléctrica digital bajo el estándar IEC 61850, que vendrá a elevar la confiabilidad de la subestación y mejorar su desempeño en el sistema interconectado nacional.

7.4.3. Propuesta de Ingeniería de Comunicación de la subestación eléctrica Masaya (tipo de arquitectura redundante y protocolos de comunicación).

Tomando en consideración la cantidad de bahías e interruptores descritos en el primer capítulo, la subestación eléctrica Masaya posee aproximadamente 20 relés digitales, dato que también fue consultado a operadores de turno de esta subestación e ingenieros que operan el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de Nicaragua.

Es por esto que tomando en cuenta la normativa IEC 61850, se propone para digitalizar a la subestación eléctrica Masaya una arquitectura redundante basada en una Topología Híbrida (HSR Y PRP) con 2 anillos redundantes (HSR), cada uno con 10 IED conectados a nivel de bahía, los demás equipos como: Gateway de la subestación, GPS y dispositivos de gestión e IHM de la subestación eléctrica Masaya, se conectarán a una topología paralela (PRP), conectándose a la red en anillo a través de Redbox.

Con este tipo de protocolo redundante se lograría un tiempo de latencia de 3 ms en el peor de los escenarios, IEC 61850 considera a este protocolo ligeramente mejor que los demás por su latencia (menos ms en comparación a los otros protocolos). Así mismo, este tipo de redundancia, permite la conmutación sin interrupciones con tiempos de conmutación cero y sin pérdida de tramas; lo cual lo hace adecuado para la mayoría de sistemas de tiempo crítico.

El tiempo de latencia es en el que la subestación tolera una salida del sistema de automatización, también conocido como tiempo de gracia. Para instalaciones eléctricas el tiempo de gracia es de 5 ms, los tiempos de restablecimiento de la red deben ser menores a este tiempo de gracia, y a como se puede notar el protocolo de Topología Híbrida planteada anteriormente cumple con este requerimiento de la normativa.

<i>Comunicación entre Elementos</i>	<i>Nivel de comunicación</i>	<i>Tiempo de restablecimiento</i>
<i>SCADA a IED cliente - servidor</i>	<i>Bus de subestación</i>	<i>100 ms</i>
<i>IED a IED interlocking</i>	<i>Bus de subestación</i>	<i>4 ms</i>
<i>IED a IED bloqueo reverso</i>	<i>Bus de subestación</i>	<i>4 ms</i>
<i>bus bar protection</i>	<i>Bus de subestación</i>	<i>0 ms</i>
<i>valores muestreados</i>	<i>Bus de proceso</i>	<i>0 ms</i>

Tabla 7. Tiempos de restablecimiento dados por el Comité Técnico IEC 61850 - 57 (TC57).

Con la adopción de los protocolos HSR y PRP en la comunicación de la subestación eléctrica Masaya se tendría un mayor nivel de disponibilidad, el crecimiento de la red sería más fácil de implementar, y se contaría con el 100% del ancho de banda disponible en cada enlace a diferencia de los otros dos protocolos.

Cabe destacar que, la ingeniería en la comunicación, no solamente se trata de arquitecturas redundantes, sino también de protocolos de comunicación entre los equipos de la subestación, por ejemplo, para la comunicación entre los IED y las MU (Merging Unit) de la subestación eléctrica Masaya se propone usar protocolo SV (Sampled Values), protocolo muy similar al GOOSE, pero con una mejor transmisión de los datos medidos entre los dispositivos.

Así mismo, se recomienda utilizar protocolo GOOSE para la comunicación entre los 10 IED de Bahía de cada anillo, de esta manera se cumple con lo estipulado en la norma IEC 61850 (No conectar más de 15 IED en una red en anillo con protocolo GOOSE, puesto que el tiempo de latencia podría superar en condiciones críticas los 5 ms), con este protocolo se tendría una transmisión de disparos de alta velocidad y otras señales críticas entre relés a través de la red LAN (Red de Área Local) de la subestación.

Por otra parte, la comunicación entre los IED y dispositivos Interfaz Hombre-Máquina IHM, Computadora de Estación, Sistema de Sincronización de Tiempo por Satélite (GPS), Merging Units Digitales, Breaker IED, etc conectados a la red redundante PRP, estaría basada en protocolo MMS (Manufacturing Messaging Specification). Este protocolo está diseñado para la transmisión de datos entre dispositivos de alto nivel, tales como los IED y los equipos que integran el sistema SCADA.

Finalmente, se sugiere utilizar el protocolo DNP (Distributed Network Protocol) para la comunicación entre la subestación y el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Este protocolo permite la transmisión de datos a través de una Red de Área Amplia (WAN) a altas velocidades. Específicamente, todos los datos almacenados de los equipos de la subestación en la computadora de estación son transferidos mediante este protocolo al CNDC. De este modo, los operadores en turno pueden visualizar parámetros eléctricos y emitir comandos de apertura y cierre de interruptores y seccionadores de forma remota.

A continuación, la propuesta de diseño de la arquitectura de comunicación de la subestación eléctrica Masaya:

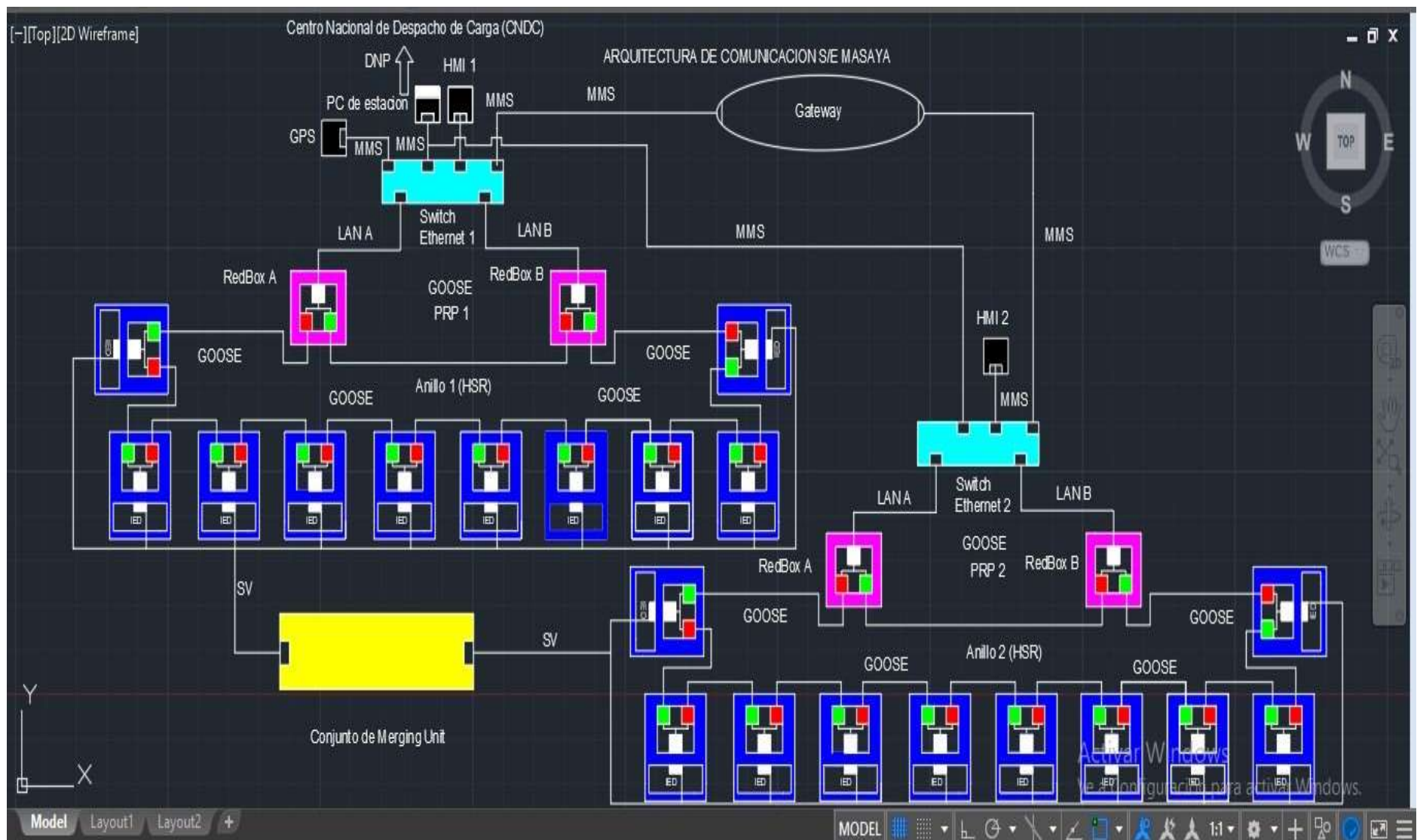


Figura 30. Propuesta de la Arquitectura de Comunicación de la Subestación Eléctrica Masaya.

Ha como se puede notar en el diseño, se contará con dos Interfaces Hombre – Máquina (IHM) por si una de ellas falla, la otra puede asumir las tareas de la otra, de esta manera se garantiza la seguridad del operador al realizar mandos de apertura y cierre a través de acción distancia.

Por otra parte, la cantidad de switch dependerá de la complejidad del diseño, para este caso solo se emplean dos, los cuales permiten conectar las dos topologías híbridas entre sí a una PC de estación que facilita la comunicación con el Centro Nacional de Despacho de Carga de Nicaragua. También, se puede notar un solo Gateway, por lo que las dos topologías se unen, si las dos topologías estuvieran independientes fuese necesario otro Gateway, así mismo otra PC de estación y otro GPS (Permitirá sincronizar los dispositivos de protección, control, automatización y teleprotección con una precisión de 250 ns según IEC 61859).

Por último, a pesar que en el diseño antes mostrado solo se muestra una representación de Merging Unit como un conjunto, en realidad se recomienda 20 Merging Unit, una por cada bahía, quizás económicamente no sería rentable, pero disponer solo una Merging Unit para un conjunto de bahías, al dañarse se perderían mediciones en tiempo real de las bahías conectadas a esta, lo cual dificultaría las operaciones remotas por los operadores y despachadores de turnos que operan el sistema.

VIII. Conclusiones

Tomando en cuenta la información antes planteada, se logró estudiar la conversión de la subestación eléctrica análoga Masaya a una subestación digital, estudio principalmente llevado a cabo al analizar las características de los equipos y redes de comunicación utilizadas en una subestación digital según requerimientos normativos IEC 61850, y su impacto originado en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) en comparación a lo que ha causado hasta hoy la subestación Masaya. Para consolidar todo lo mencionado, se realizó lo siguiente:

- ✓ Se determinó que en el país existen 108 subestaciones eléctricas, de las cuales 19 de estas contienen tecnología digital, entre las más recientes que han entrado en operación están: Aeropuerto (APT), Villa Nueva (VNA), Waslala (WAS), Santa Clara 2 (SKL2) y Central (CTL), así mismo, en los próximos meses será conectada al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) otra subestación con bus de proceso completo, tal es el caso de subestación encapsulado en gas SF_6 Ticuantepe II (TCPII). Además, se investigó que, en Nicaragua existen subestaciones eléctricas en las que no se puede visualizar información en tiempo real, esto es debido a la carencia del sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) en estas subestaciones.
- ✓ De acuerdo con la norma IEC 61850, para que la subestación eléctrica Masaya sea digital, debe de contener una ingeniería de comunicación más compacta y eficiente basada en protocolos y redundancia de comunicación que le permita la interoperabilidad entre sus equipos, y menos pérdidas de medición en tiempo real de los parámetros eléctricos.

- ✓ A pesar que la subestación eléctrica Masaya es análoga, en su proceso de modernización ha adquirido equipos digitales (Relés digitales e Interfaz Hombre – Máquina IHM). De igual manera, la comunicación entre sus dispositivos y con el Centro Nacional de Despacho de carga (CNDC) está bajo el protocolo Modbus RTU utilizando el sistema Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), sin embargo, no posee una arquitectura de comunicación basada en redundancia, lo que la hace presentar problemas al transportar datos al existir una falla en fibra óptica o en las mismas RTU. Se sabe que, la principal característica que hace digital a una subestación es su ingeniería en la comunicación, por tal razón, tomando en cuenta los requerimientos normativos de la norma IEC 61850, se propuso una redundancia de comunicación de la subestación eléctrica Masaya basada en una Topología Híbrida (HSR y PRP), compuesta por 2 anillos redundantes con protocolos de comunicación GOOSE, SV, MMS Y DNP en sus distintos niveles como subestación digitalizada.

De forma general, tomando en cuenta lo técnico, se afirma que es posible realizar la conversión de la subestación análoga Masaya a una subestación digital, con esto se lograría principalmente una mayor eficiencia operativa de la subestación eléctrica, mayor robustez y seguridad, y menos tiempo de indisponibilidad ante fallos. Cabe destacar que, la subestación Masaya por tener conexiones de líneas en 230/138 kV, se posiciona como una de las subestaciones que ante disturbios pondría en peligro la seguridad del sistema, tanto que, dependiendo de las circunstancias del sistema, puede ocasionar un apagón parcial o total de todo el Sistema Eléctrico de Potencia SEP de Nicaragua, por tal motivo, se estipularon los equipos y requerimientos necesarios que debe de tener la subestación Masaya para operar eficientemente mediante un bus de proceso completo.

IX. Recomendaciones

Dado la complejidad de este tema, se recomienda realizar los siguientes trabajos de investigación:

- ✓ Evaluar desde el punto de vista financiero las diferentes opciones de diseño para realizar la transición de la subestación análoga Masaya a una subestación digitalizada.
- ✓ Evaluar el impacto que tendría la implementación de los transformadores ópticos o no convencionales en la digitalización de la subestación eléctrica Masaya.
- ✓ Evaluar económicamente y técnicamente que sería más viable, o realizar la conversión de la subestación Masaya a una subestación semidigital o a una con bus de proceso completo.

X. Bibliografías

1. Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica . (2012). *Plan de obras*. Managua : ENATREL.
2. Alvarez, J. C. (1994). *GENERALIDADES EN SUBESTACIONES*. Colombia: ISAGEN.
3. AUTOMATIZACION AVANZADA S.A. (11 de Mayo de 2023). *Optimización para las Subestaciones con SMP Gateway por IEC 61850*. Obtenido de Optimización para las Subestaciones con SMP Gateway por IEC 61850: <https://automatizacionavanzada.com/blog-1/f/optimizaci%C3%B3n-para-las-subestaciones-con-smp-gateway-por-iec-61850>
4. Barrios, I. (28 de Novimebre de 2023). Dimensionamiento del Sistema Interconectado Nacional de Niacragua . (J. Landez, Entrevistador)
5. Bernal, T. B. (2019). *Los video como recurso de aprendizaje* . Ecuador: universidad Andinas Simon Bolivar .
6. CERVERA, R. C. (2014). *MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN INTERNACIONAL*. MADRID: UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID.
7. Christian, L. G. (2004). *Introducción al Estándar IEC 61850*. Cuenca Ecuador: ELECAUSTRO SA.
8. Climaytiempo.es. (1 de Enero de 2024). *Climaytiempo.es*. Obtenido de <https://climaytiempo.es/nicaragua/masaya-2965160/#:~:text=Masaya%20tiene%20un%20clima%20tropical,media%20anual%20es%201422%20mm>.
9. Colon. (2020). *Reloj Controlado por Satélite para Subestación Modelo 1094B* . Panamá : Megawatt Marketing International.
10. Cruz, L. F. (2021). *Propuesta de digitalización de una subestación eléctrica convencional existente en Colombia*. Bogota D.C, Colombia: Escuela Colombiana de Ingenier´ia Julio Garavito.
11. David Alan Neill, L. C. (2018). *Procesos y Fundamentos de la Investigación Científica*. Ecuador : Ediciones UTMACH.
12. Desiauriers, J. P. (1996). *INVESTIGACIÓN CUALITATIVA*. Pereira Colombia : Universidad Tecnológica de Pereira.
13. ENATREL. (2007). *SERVICIOS BRINDADOS AL PUEBLO NICARAGUENSE POR LA EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA ENATREL*. Managua.
14. ENATREL. (2016). *Plan de Expansión de Transmisión 2016-2029*. Managua: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica.

15. Espinoza, D. E. (2020). *Métodos y Técnicas de recolección de la información*. Lima: UIC FCM UNAH.
16. Giraldo, T. A. (2020). *Evaluación, selección y análisis de arquitecturas de comunicación para subestaciones digitales y su aplicación en empresas del sector Eléctrico*. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
17. GREG. (2010). *COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS*. Colombia : Diario Oficial No. 47.660.
18. Harper, E. (2002). *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas* . Mexico : Limusa.
19. JOSÉ BERNAL, N. H. (2017). *APLICACIÓN DEL ESTÁNDAR IEC 61850 EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES Y MEDICIONES ELÉCTRICAS EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN*. EL SALVADOR: UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.
20. Josep, D. (2022). *CONTROL REMOTO DE SUBESTACION ELECTRICA PARA REDUCIR PROBLEMAS POR SOBRECARGA EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE SUBESTACION DE TRANSMISION OROPESA - CUSCO* . Peru': UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CENTRO DEL PERÚ.
21. Juan C. Carreño-Pérez, J. C.-P.-T. (2018). *Redundancia en Redes de Comunicación para la Automatización y Protección de Sistemas de Potencia Automatización y Protección de Sistemas de Potencia Automatización y Protección de Sistemas de Potencia Eléctrica con IEC 61850* . Bogotá :
22. Linati, J. E. (2013). *ANALISIS DE LA IMPLEMENTACION DEL NORMATIVO IEC 61850 PARA LA AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES ELECTRICAS EN GUATEMALA*. Guatemala: Universidad de San Carlos.
23. Lopez, M. (28 de Noviembre de 2023). Dimensionamiento del Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua . (J. Landez, Entrevistador)
24. Martín, J. R. (2000). *DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*. México: Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
25. Martínez, J. (2017). *MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*. Nicaragua: Prensa Asamblea Nacional.
26. MERCHÁN, D. F. (2017). *ELABORACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE LAS PRINCIPALES SUBESTACIONES DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. APLICADO POR LA EMPRESA ASISTENCIA TÉCNICA INDUSTRIAL LTDA.* . DUITAMA: UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA .
27. Monroy, S. M. (2023). *Diseño de infraestructura de comunicaciones (prototipo) que sirva como base para el desarrollo del gemelo digital de una subestación digital en modalidad híbrida*. Colombia: LA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES.
28. Morales, J. (25 de Agosto de 2022). *MindOnMap*. Obtenido de MindOnMap: <https://www.mindonmap.com/es/blog/tree-diagram/>

29. Moreno, M. N. (2021). *Propuesta de arquitectura de red en sistemas de control y protección en la digitalización de subestaciones eléctricas*. Managua Nicaragua: Universidad Nacional de Ingeniería.
30. OMICRON. (2022). *Introducción a la norma IEC 61850*. Colombia: OMICRON Academy .
31. Oyarzun, G. (13 de Octubre de 2022). *ComparaSoftware*. Obtenido de <http://www.blog.comparasoftware.com>
32. Pedrico, O. C. (2016). *Implementation of the DNP3 protocol in embedded SCADA systems for the monitorization of variables from sensors and devices*. España: Universidad Zaragoza.
33. Perez, L. (27 de Noviembre de 2023). *Dimensiomiento del Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua* . (J. Lande, Entrevistador)
34. Roberto Hernandez Sampieri, C. F. (2010). *Metologia de la invesigacion* . Mexico : INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
35. Rodríguez, Z. y. (2019). *Arquitecturas de red LAN para la automatización de subestaciones, basadas en la norma IEC 61850 (RSTP, PRP y HSR)*. Ecuador: CENACE.
36. Sector Energías y Minas. (2023). *Mapa Interactivo Sector Energía y Minas*. Managua : Mapa Interactivo .
37. SUV, P. (2016). *Tabla comparativa*. Mexico : DSPACE.
38. Tapia, D. (2020). *Subestaciones digitales: Una tecnología transformadora*. SANTIAGO DE CHILE: EDICIÓN IMPRESA.
39. Teran, E. (2017). *Guía de conceptos, características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones* . ECUADOR: CELEP EP.
40. Tilly, C. (2000). *Análisis comparativo*. Estados Unidos : QuestionPro.
41. Valdés, R. (2015). *El camino hacia una red Inteligente*. Chile: Electro INDUSTRIA.
42. Vargas, A. A. (2016). *SISTEMA DE CONTROL, AUTOMATIZACION Y ADQUISICION DE DATOS (SCAAD) PARA CENTRALES HIDROELECTRICAS*. Mexico: Comisión Federal de Electricidad.

XI. Anexos

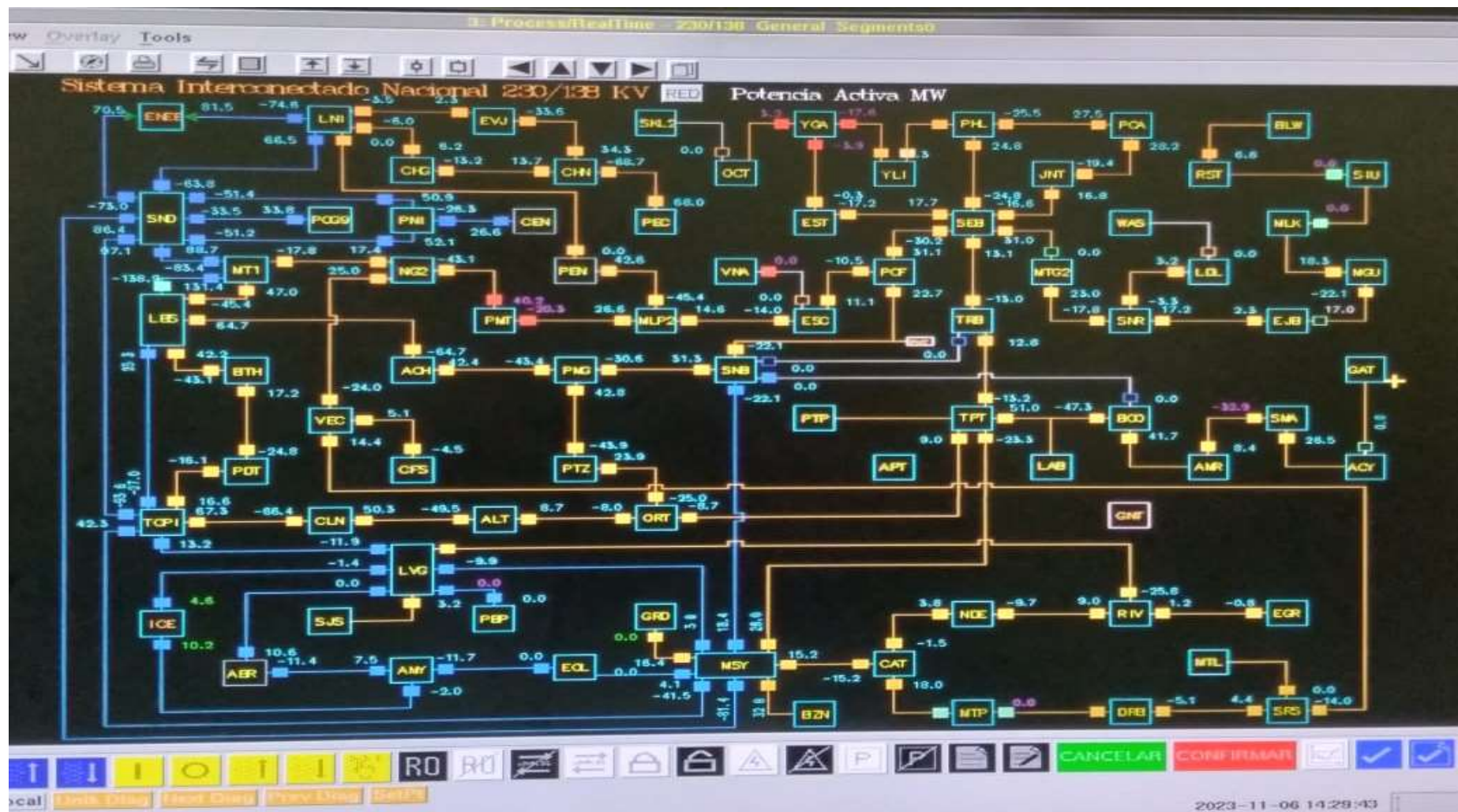


Figura 31. Sistema Interconectado Nacional (SIN) 230/138 kV de Nicaragua en el sistema SCADA del Centro Nacional de Despacho de carga (CNDC).

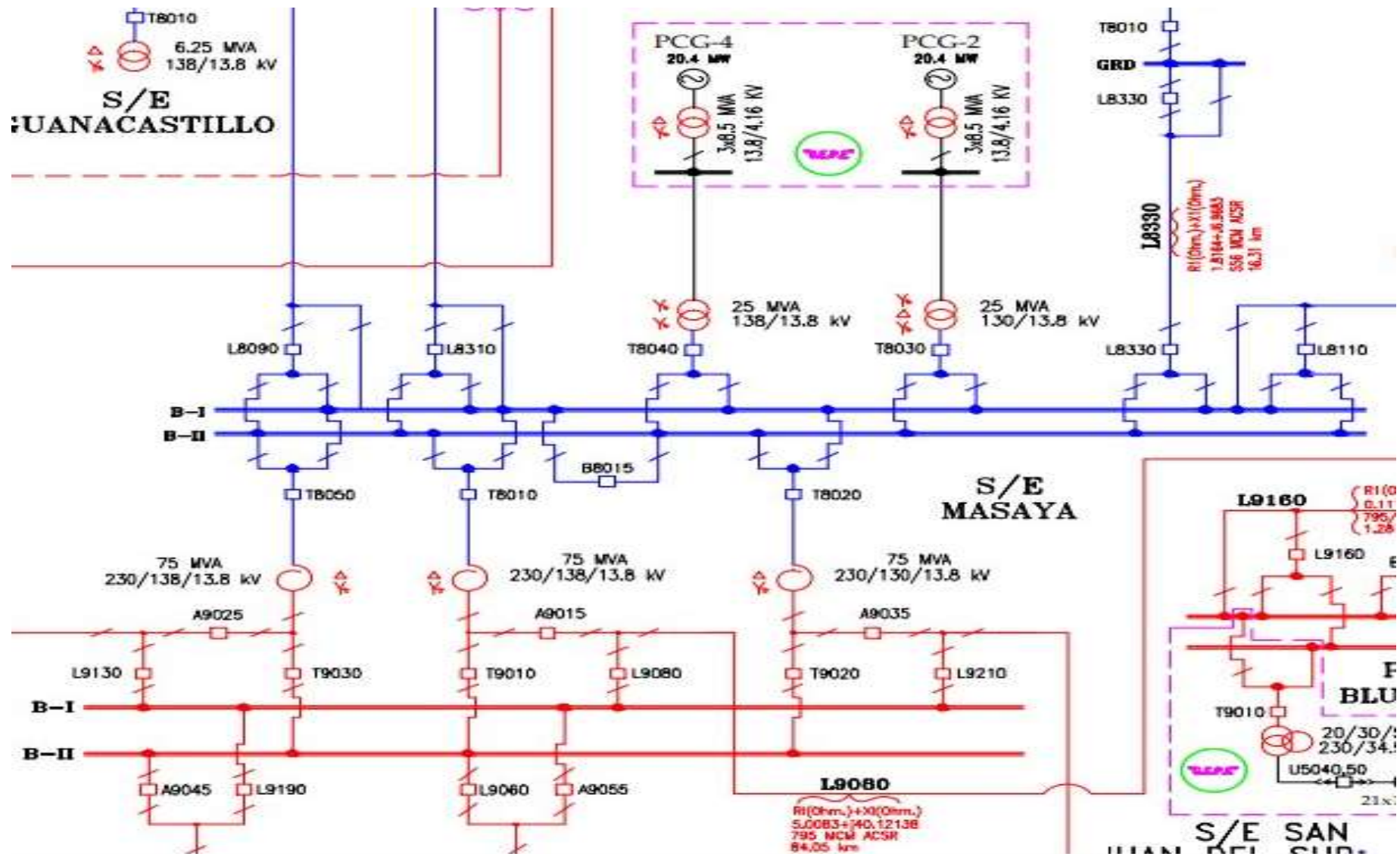


Figura 32. Diagrama unifilar subestación eléctrica Masaya según Centro Nacional de Despacho de carga CNDC.

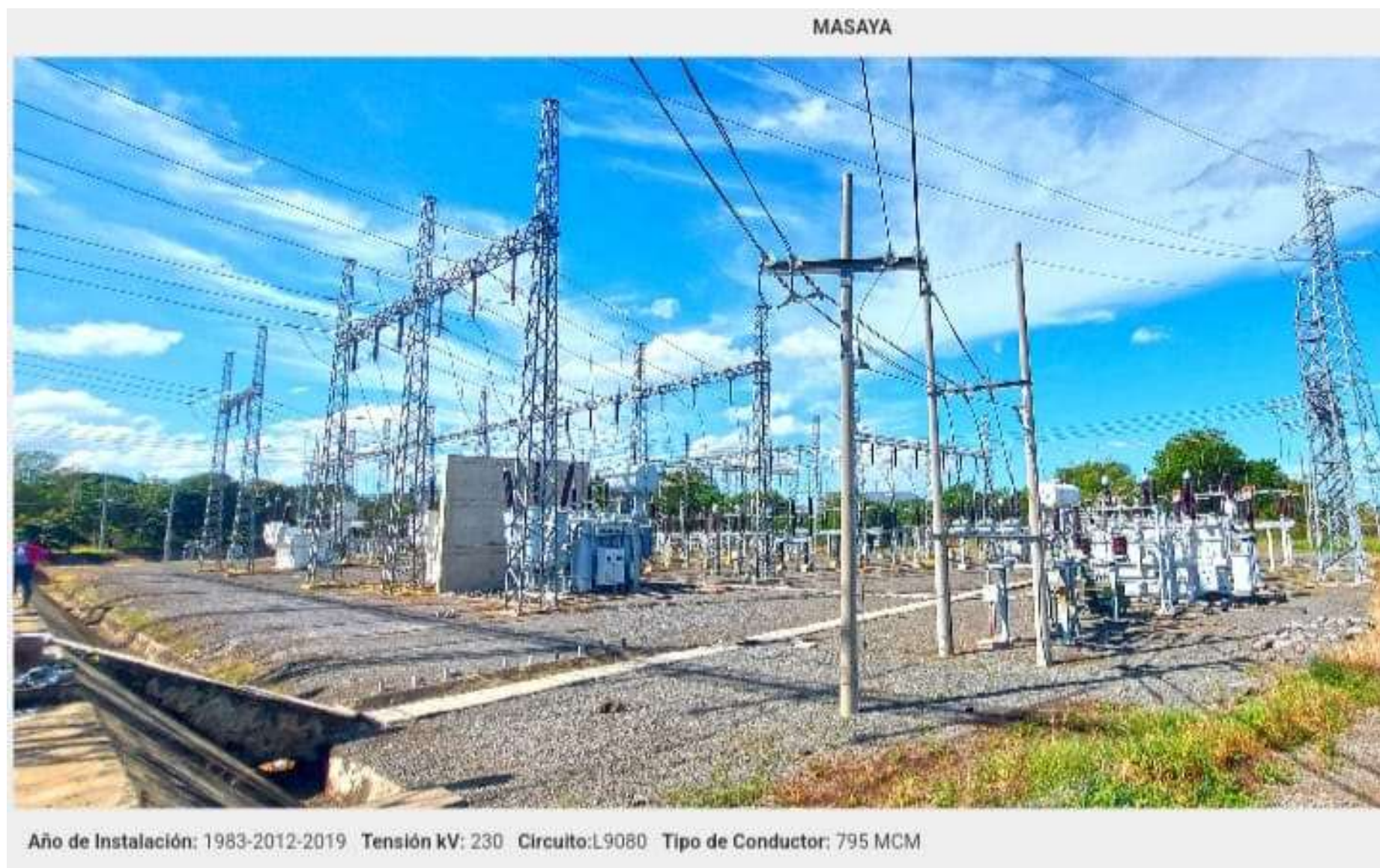


Figura 33. Subestación eléctrica analoga Masaya.

Estudio de conversión de la subestación eléctrica análoga Masaya por una subestación eléctrica digital.

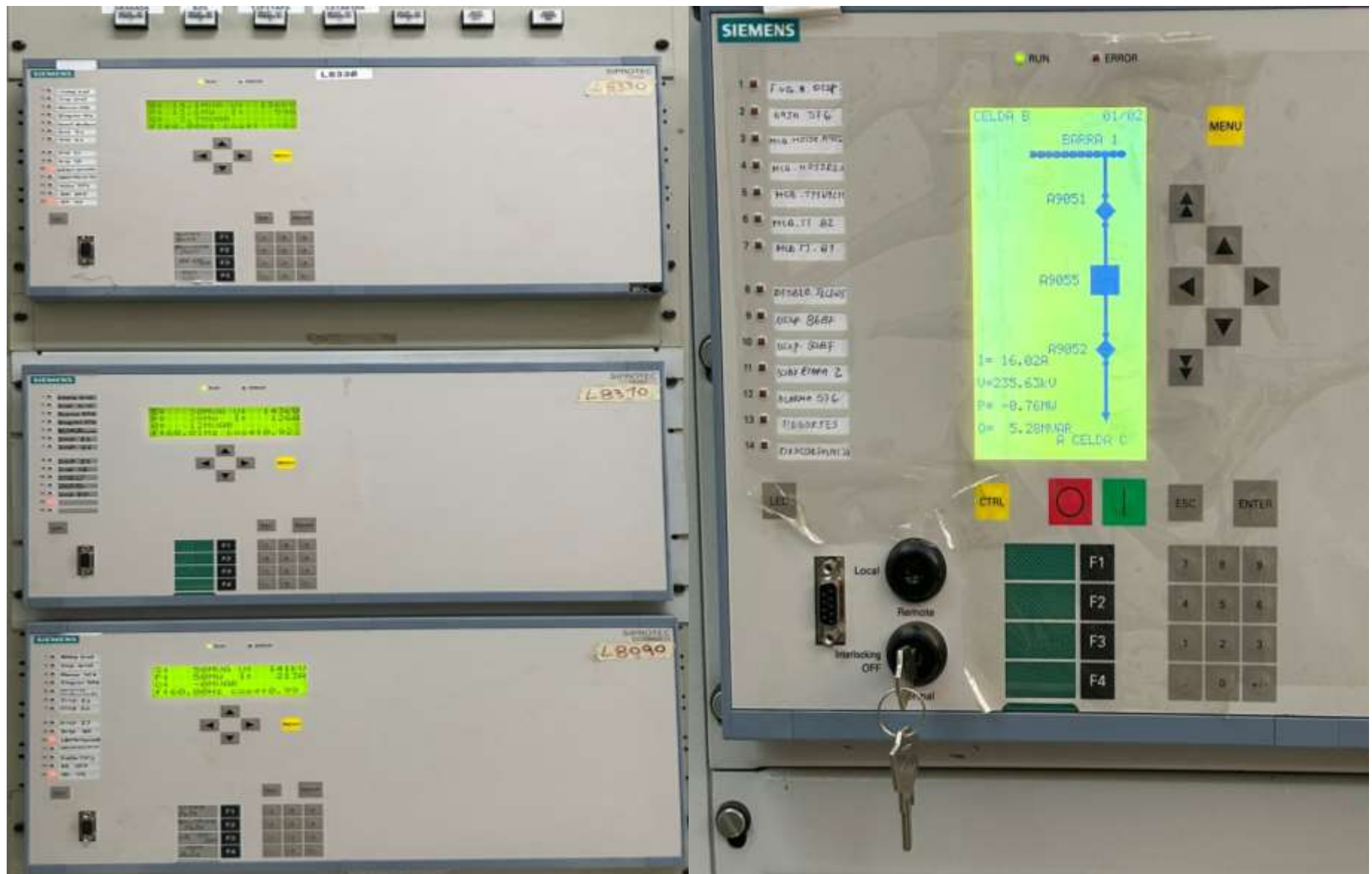






Figura 34. Equipos de la subestación eléctrica Masaya.

Estudio de conversión de la subestación eléctrica análoga Masaya por una subestación eléctrica digital.

06/09/2024 05:07	MSY 230 L9080	Disparo	Activación de Relé	33	✓
06/09/2024 05:07	MSY 230 A9015	Disparo	Activación de Relé	33	✓
06/09/2024 19:16	MSY 230 L9080	Disparo	Activación de Relé	-32	✓
06/09/2024 19:16	MSY 230 A9015	Disparo	Activación de Relé	-32	✓
2:00:00 a.m.					
07/09/2024 03:00	MSY 230 L9080	Disparo	Activación de Relé	24	✓
07/09/2024 03:00	MSY 230 A9015	Disparo	Activación de Relé	24	✓
07/09/2024 21:13	MSY 230 L9080	Disparo	Activación de Relé	-11	✓
07/09/2024 21:13	MSY 230 A9015	Disparo	Activación de Relé	0	✓
07/09/2024 21:42	MSY 230 L9080	Disparo	Activación de Relé	3	✓
07/09/2024 21:42	MSY 230 A9015	Disparo	Activación de Relé	0	✓
2:00:00 a.m.					
11/09/2024 05:59	MSY 13.8 T3030	Disparo	Activación de Relé	0	
11/09/2024 05:59	MSY 13.8 T3040	Disparo	Activación de Relé	0	
2:00:00 a.m.					
13/09/2024 01:53	MSY 230 L9080	Disparo	Activación de Relé	-27	✓
13/09/2024 01:53	MSY 230 A9015	Disparo	Activación de Relé	0	✓

Datos del SEN: Subestaciones WAS Consultar

Desde: 02/08/2024 00:00 Evento: Disparo Comunicaciones

Hasta: 13/09/2024 23:59 Causa: Todos

Comunicaciones Pendientes

Coloreo de Bitácora

Desde: 02/08/2024 00:00 Hasta: 13/09/2024 23:59, Evento: Disparo, Causa: Todas, Datos del SEN: WAS

	C	Fecha y Hora del Evento	Datos del SEN	Evento	Causas	MW**	RTR
Fecha: 16/08/2024 12:00:00 a.m.							
☐		16/08/2024 09:29	WAS 24.9 T4010	Disparo	Activación de Relé	2.1	
☐		16/08/2024 09:37	WAS 24.9 T4010	Disparo	Activación de Relé	0	

Page size: 50

SEN = Sistema Eléctrico Nacional.
Info = Información del Evento.
RTR = Indica si el Evento afecta a la Red de Transmisión Regional (RTR).
*Agente.
C= Consecutivo. El consecutivo determina el orden para aquellos eventos que suceden en la misma hora de una fecha particular.

Comunicaciones

**Potencia Activa (MW)

VINCULACION DE EVENTOS (x)

Vinculado No Vinculado

Figura 35. Frecuencia de disparo entre la subestación eléctrica análoga Masaya y subestación semidigital Waslala.

Entrevista

Dimensionamiento del Sistema Interconectado Nacional SIN de Nicaragua.

1. ¿Cuántas subestaciones eléctricas existen en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Nicaragua?
2. ¿Cuántas de estas subestaciones eléctricas son públicas o privada?
3. ¿Con qué tipo de tecnología cuentan en sus instalaciones estas subestaciones eléctricas?
4. ¿Qué cantidad de subestaciones eléctricas en Nicaragua son semidigitales o con bus de proceso completo?
5. ¿Cuántas subestaciones eléctricas en Nicaragua son encapsuladas en Gas SF_6 ?