



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

INTEGRACIÓN DE SUBESTACIONES AL SISTEMA AVANZADO PARA EL MANEJO DE LA DISTRIBUCIÓN DEL ECUADOR

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

JAIME CORNELIO CASTRO VÁZQUEZ

jaime.castro@epn.edu.ec

DIRECTOR: Dr. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

Quito, Abril 2019

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jaime Cornelio Castro Vázquez, bajo mi supervisión.

Dr. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Jaime Cornelio Castro Vázquez, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Jaime Cornelio Castro Vázquez

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico con mucho cariño a Dios, quién me ha dado la sabiduría e inteligencia necesaria para realizar mis estudios a lo largo de mi vida estudiantil de la mejor manera. También lo dedico a mis padres Delia y Cornelio, así como a mi hermano Diego, quienes han sido un apoyo fundamental en mi vida, mediante sus buenos ejemplos, consejos, valores, perseverancia y por todo su amor, que me ha impulsado siempre a seguir adelante.

AGRADECIMIENTO

Primeramente a Dios, quién me ha dado la salud, sabiduría e inteligencia a lo largo de toda mi vida, para realizar tanto mis actividades personales como mis estudios.

A mis Padres Delia y Cornelio, por haberme dado una educación espiritual, emocional y académica, llena de valores, perseverancia, mucho amor y ganas insaciables de salir siempre adelante.

A mi hermano Diego, por ser un buen ejemplo tanto como persona como profesional. Por su cariño, amor y bondad a lo largo de toda mi vida.

A los diferentes docentes de la Escuela Politécnica Nacional, por la formación académica y moral recibida. Por la exigencia impuesta en cada una de las materias, lo cual repercutirá de manera positiva en mi futuro profesional.

Al Dr. Gabriel Salazar por su amistad brindada, conocimiento impartido, colaboración y tiempo dedicado a la supervisión del presente trabajo de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	1
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	2
DEDICATORIA	3
AGRADECIMIENTO	4
ÍNDICE DE CONTENIDO	5
RESUMEN.....	9
ABSTRACT	10
GLOSARIO DE TÉRMINOS	11
CAPÍTULO 1.....	15
1. INTRODUCCIÓN.....	15
1.1 Objetivos	16
1.1.1 Objetivo general	16
1.1.2 Objetivos específicos.....	16
1.2 Alcance.....	16
1.3 Justificación.....	16
1.4 Contenido del Documento	18
CAPÍTULO 2.....	19
2. Marco Teórico.....	19
2.1 Subestación Eléctrica	19
2.1.1 Definición.....	19
2.1.2 Equipos de Patio de una Subestación	19
2.1.3 Modernización de una Subestación	20
2.2 Arquitectura del ADMS	21
2.2.1 Definición de ADMS.....	21
2.2.2 Arquitectura del ADMS en Ecuador	21
2.2.3 Entornos del ADMS	22
2.2.3.1 Entorno de Producción	24
2.2.3.2 Zona Desmilitarizada.....	26
2.2.3.3 Entorno de Aseguramiento de la Calidad y Pruebas.....	28
2.2.3.4 Entorno de Entrenamiento.....	29
2.2.4 Conmutación entre Centros de Datos.....	30
2.2.5 Tipos de Servidores.....	31
2.2.6 Arquitectura de los Centros de Control	32

2.2.6.1	Centros de Control Locales	32
2.2.6.2	Centros de Control Regionales	34
2.2.6.3	Centro de Control Nacional de Distribución	36
2.2.7	Jerarquía operativa de los Centros de Control	37
2.2.8	Interfaces Gráficas del Usuario	38
2.2.8.1	ezXOS	38
2.2.8.2	DMD	40
2.2.9	Tipos de Usuarios del ADMS	43
2.3	Equipamiento para automatizar una Subestación	46
2.3.1	Sensores	46
2.3.1.1	Sensores de Temperatura	46
2.3.1.2	Sensores de Presión	47
2.3.1.3	Sensores de Velocidad, Posición y Aceleración	48
2.3.1.4	Sensores de Humedad	49
2.3.2	IEDs	50
2.3.3	RTUs	54
2.4	Protocolos de comunicación	56
2.4.1	MODBUS	56
2.4.2	DNP3.0	57
2.4.3	IEC 60870-5-101	58
2.4.4	IEC-60870-5-103	58
2.4.5	IEC-60870-5-104	59
2.4.6	IEC-61850	59
2.5	Puertos de Comunicación	61
2.5.1	EIA-RS232	61
2.5.2	EIA-RS485	61
2.5.3	Ethernet	62
2.6	Estándares de referencia	63
2.6.1	Estándares para automatización de subestaciones	63
2.6.2	Estándares internacionales de redes inteligentes	64
CAPÍTULO 3.....		66
3.	DESCRIPCIÓN DEL ADMS	66
3.1	Bases de Datos	66
3.2	Componentes de la Bases de Datos	66
3.3	Homologación de señales del ADMS	67
3.4	Tipos de Señales	76
3.4.1	Señales Digitales	76

3.4.2	Señales Analógicas	76
3.4.3	Contadores.....	77
3.4.4	Calculadas.....	77
3.5	Editor avanzado de la base de datos	77
3.6	Mapeo de Señales del SCADA al ADMS	79
3.7	Señales asociadas a un interruptor.....	79
3.8	Integración de las redes de distribución desde el GIS hacia el sistema ADMS ..	80
3.9	Almacenamiento de información histórica en el sistema.....	82
3.10	Funciones avanzadas del ADMS	83
3.10.1	Analizador de topología	83
3.10.2	Trazado avanzado	87
3.10.3	Estimador de estados	88
3.10.4	Flujo de potencia	89
3.10.5	Índice de rendimiento	90
3.10.6	Reconfiguración de la red.....	91
3.10.7	Localización de falla, aislamiento y restauración	92
3.10.7.1	Localización de falla.....	92
3.10.7.2	Aislamiento de falla	92
3.10.7.3	Restauración del suministro	93
3.10.7.4	Volver al estado de pre-falla.....	93
3.10.7.5	Ejemplo de aplicación del FLISR.....	93
3.10.8	Deslastre de carga.....	96
3.10.9	Cálculo de falla	97
3.10.10	Protección.....	99
3.10.10.1	Análisis de Operación	99
3.10.10.2	Análisis de Sensibilidad:.....	100
3.10.10.3	Análisis de Coordinación:.....	100
3.10.11	Funciones para mejorar niveles de voltaje y flujos de potencia reactiva	102
3.11	Sistema de Gestión de interrupciones.....	103
3.11.1	Gestión de Incidencias	103
3.11.1.1	Apertura de un elemento telecontrolado.....	103
3.11.1.2	Apertura de un elemento, por trabajo programado.....	106
3.11.1.3	Llamadas de los usuarios de la red de distribución	107
3.11.2	Navegadores del OMS	109
3.12	Cálculo de índices de confiabilidad	110
CAPÍTULO 4.....		114

4. GUÍA PARA INTEGRAR SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN AL SISTEMA ADMS.....	114
4.1 Integración de Subestaciones de Distribución	114
4.1.1.1 Elaborar el diagrama Unifilar de la S/E	114
4.1.1.2 Analizar las señales que dispone cada IED	115
4.1.1.3 Definir el uso de módulos de entrada y salida de la RTU.....	119
4.1.1.4 Identificar los puertos y protocolos de comunicación disponibles entre IED y RTU (RS2-32, RS485, Ethernet).....	124
4.1.1.5 Definir direcciones IP de los IEDs.....	126
4.1.1.6 Elaborar la base de datos de la RTU	126
4.1.1.7 Implementar la red LAN de la Subestación.....	129
4.1.1.8 Realizar pruebas de comunicación	130
4.1.1.9 Realizar pruebas punto a punto hasta el nivel de RTU	130
4.1.1.10 Definir dirección IP y seleccionar el protocolo de comunicaciones para que la RTU reporte al SCADA Local.....	131
4.1.1.11 Elaborar la base de datos en el SCADA Local	131
4.1.1.12 Realizar pruebas punto a punto en el SCADA LOCAL	150
4.1.1.13 Elaborar el diagrama Unifilar en el OASyS.....	150
4.1.1.14 Ingresar los datos de catálogos de los elementos de la subestación	151
4.1.1.15 Elaborar el diagrama unifilar de la subestación en BUILDER.....	153
4.1.1.16 Realizar el mapeo de señales del SCADA al ADMS	154
4.1.1.17 Realizar pruebas punto a punto desde el DMD	156
4.1.1.18 Importar datos desde el GIS	156
4.1.1.19 Incorporar los reconectores instalados en la red de Distribución.....	157
4.1.1.20 Incluir la subestación en el diagrama ortogonal de la Empresa.....	159
4.1.1.21 Probar las funcionalidades del ADMS	159
4.1.1.22 Probar todas las funcionalidades del OMS.....	160
4.2 Ventajas de subestaciones integradas al ADMS.....	161
CAPÍTULO 5.....	165
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	165
5.1 Conclusiones	165
5.2 Recomendaciones.....	166
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	168
7. ANEXOS.....	171
ANEXO I.....	172
ORDEN DE EMPASTADO.....	173

RESUMEN

El presente trabajo de titulación propone una guía para las Empresas Eléctricas de Distribución del Ecuador, de tal manera que éstas puedan seguir los pasos para integrar las Subestaciones de Distribución al sistema de automatización denominado ADMS (ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM), con el fin de disponer de una red inteligente (Smart Grid) a nivel Nacional con la información completa de todas las subestaciones que la integran.

Se describe brevemente los componentes de una subestación eléctrica, así como su modernización para integrarla al ADMS y se detalla la arquitectura utilizada por este sistema, tomando en cuenta todos los equipamientos necesarios para automatizar una Subestación (Sensores, IEDs y RTUs).

Adicionalmente se muestra la estructura de la Base de Datos, conformada por señales analógicas, digitales y contadores. También se hace referencia a los protocolos de comunicación utilizados tanto en IEDs como en RTUs y la integración de las redes de distribución (alimentadores) desde el sistema de información geográfico (GIS = Geographic Information System).

Además, se indican las funcionalidades avanzadas del ADMS, tales como: Analizador de topología, Flujo de potencia, Estimador de estados, Cálculo de fallas, Deslastre de carga, Manejo de las interrupciones del servicio (OMS), Cálculo de índices de confiabilidad según estándares nacionales e internacionales, entre otros. Asimismo, se explica el funcionamiento del sistema de gestión de información (SGI) que permite almacenar información histórica proveniente del ADMS.

Finalmente, se muestra la Guía desarrollada para integrar las subestaciones pertenecientes a las Empresas Eléctricas de Distribución del Ecuador al ADMS.

PALABRAS CLAVE: ADMS, Bases de Datos, Protocolos de comunicación, Alimentadores, GIS y Funcionalidades avanzadas del ADMS.

ABSTRACT

The present titration work proposes a guide for the Distribution Electric Companies of Ecuador, in such a way that they can follow the steps to integrate the Distribution Substations to the automation system called ADMS (ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM), in order to arrange of a smart grid at the National level with the complete information of all the substations that make it up.

The components of an electrical substation are briefly described, as well as, its modernization to integrate it into the ADMS and the architecture used by this system is detailed, taking into account all the necessary equipment to automate a Substation (Sensors, IEDs and RTUs).

Additionally, the structure of the Database is shown, consisting of analog, digital and counter signals. Also, It is described the communication protocols used by IEDs and RTUs and the integration of distribution networks (feeders) from the geographic information system.

Furthermore, ADMS advanced functionalities are indicated, such as: Topology analyzer, Power flow, State estimator, Fault calculation, Load shedding, Outage Management System (OMS), Calculation of reliability indices according to standards national and international, among others. Likewise, it explains the operation of the information management system that allows storing historical information from the ADMS.

Finally, the Guide developed to integrate the substations belonging to the Distribution Electric Companies of Ecuador to the ADMS is shown.

KEY WORDS: ADMS, Databases, Communication protocols, Feeders, GIS and ADMS advanced functionalities.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACE	Motor de Cálculo de Aplicaciones (Application Calculation Engine)
ADE	Editor de base de datos Avanzado (Advanced Database Editor)
ADMS	Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (Advanced Distribution Management System), (ADMS = SCADA/OMS-MWM/DMS)
ANSI	Instituto Nacional Americano de Estándares (American National Standards Institute)
AOR	Áreas de responsabilidad (Area of Responsibility)
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ATR	Tiempo actual de restablecimiento (Actual Time of Restoration)
AVL	Administración de Localización Vehicular (Administration Vehicle Localization)
CAIDI	Índice Promedio de Duración de Interrupciones por Cliente (Customer Average Interruption Duration Index)
CCL	Centro de Control Local
CCN	Centro de Control Nacional
CCR	Centro de Control Regional
CDN	Centro de Datos Nacional
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía (Operador del S.N.I)
CEMIn	Interrupciones Múltiples Experimentadas por los Clientes (Customers Experiencing Multiple Interruptions)
CIM	Modelo Común de Información (Common Information Model)
CIS	Sistema de información de Clientes (Customer Information System)
DAIc	Duración de interrupciones por consumidor
DMD	Interfaz de usuario gráfica del sistema ADMS (Dynaminc Mimic Diagram)
DMS	Sistema de Gestión de la Distribución (Distribution Management System)

DMZ	Zona Desmilitarizada (Demilitarized Zone)
EAC	Esquema de Alivio de Carga
EIA	Asociación de Industrias Electrónicas (Electronics Industry Association)
ENS	Energía No Suministrada
ETR	Tiempo estimado de restablecimiento (Estimated time of Restoration)
ezXOS	Interfaz de usuario gráfica del sistema SCADA
FAIc	Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores
FLISR	Localización de falla, aislamiento y restauración del servicio (Fault Location, Isolation and Restoration)
FMIK	Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado
GIS	Sistema de Información Geográfica (Geographic Information System)
GOOSE	Evento de subestación orientada a objetos genéricos (Generic Object Oriented Substation Event)
GPS	Sistema de Posicionamiento Global (Global Positioning System)
GSE	Evento genérico de subestación (Generic Substation Event)
GSSE	Evento de estado de subestación genérico (Generic Substation State Event)
GUI	Interfaz Gráfica de Usuario (Graphical User Interface)
ICCP	Protocolo entre Centros de Control (Inter Center Control Protocol).
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission)
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente (Intelligent Electronic Device)
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
LAN	Red de Área Local (Local Area Network)

MAIFI	Índice de Frecuencia promedio de Interrupciones Momentáneas (Momentary Average Interruption Frequency Index)
MMS	Especificación de mensaje de fabricación (Manufacturing Messaging Specification)
MWM	Sistema para Gestión de la Fuerza de Trabajo Móvil (Management Work Mobile)
OASyS	Nombre del SCADA de Schneider Electric (Outsourcing & Automation Systems)
OMS	Sistema de Gestión de Interrupciones (Outage Management System)
OPS	Sistema de Producción de la Operación (Operator Production System)
OTS	Sistema de Entrenamiento de Operadores (Operator Training System)
PI	Información de la Planta (Plant Information)
QADS	Sistema de Aseguramiento de Calidad y Desarrollo (Quality Assurance Developing System)
RCS	Soporte de Control Remoto (Remote Control Support)
RENTSE	Red Nacional de Telecomunicaciones del Sector Eléctrico
RTD	Detector de temperatura Resistivo (Resistance Temperature Detector)
RTU	Unidad Terminal Remota (Remote Terminal Unit)
S/E	Subestación Eléctrica
SAIDI	Índice de Duración Promedio de Interrupciones del sistema (System Average Interruption Duration Index)
SAIFI	Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del sistema (System Average Interruption Frequency Index)
SAN	Red de Área de Almacenamiento (Storage Area Network)
SAS	Sistema de Automatización de Subestaciones
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos (Supervisory Control and Data Acquisition)
SCT	Herramienta de configuración del sistema (System Configuration Tool)

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SF6	Hexafluoruro de Azufre
SGI	Sistema de Gestión de la Información
SMT	Herramienta de mapeo de señales (Signal Mapping Tool)
SMV	Valores medidos muestreados (Sampled Measured Values)
SOE	Secuencia de Eventos (Sequence of events)
SQL	Lenguaje de Consulta Estructurado (Structured Query Language)
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Potencial
TTIK	Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado
VPS	Sistema de proyección de video (Video Projection System)
WAN	Red de Área Extendida (Wide Area Network)

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El Sistema de Distribución es un componente fundamental del Sistema Eléctrico de Potencia, a través del cual se brinda el servicio de energía eléctrica a los clientes finales. Para garantizar que este servicio cumpla con los estándares internacionales establecidos, es necesario fortalecer el Sistema Eléctrico de Distribución por medio de herramientas de categoría mundial que utilicen tecnología de punta.

Para lograr este objetivo, es necesario automatizar el Sistema de Distribución de modo que se pueda supervisar las distintas magnitudes físicas y controlar los equipos de campo en tiempo real de manera remota desde un lugar centralizado denominado Centro de Control. Esto garantiza una mayor continuidad en el servicio a los clientes finales, prevenir el daño de equipos, programar mantenimientos, etc. Para tener un sistema automatizado, hay que tomar en cuenta que se requiere de un robusto sistema de comunicaciones, así como equipamiento electrónico moderno como IEDs y RTUs.

Por esta razón, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), ahora Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) del Ecuador, desde el año 2012 se encuentra implementando el Sistema de Gestión Avanzado para el manejo de la Distribución (ADMS, por sus siglas en inglés de ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM), software especializado en la distribución de energía eléctrica de clase mundial desarrollado por Schneider Electric, en todas las Empresas Eléctricas Distribuidoras del país.

Como este proceso aún se encuentra en ejecución debido a la magnitud del mismo, el presente trabajo de titulación propone una guía para la Integración de Subestaciones al Sistema Avanzado para el Manejo de la Distribución del Ecuador.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Proponer una guía para la integración de subestaciones al sistema de automatización denominado ADMS para las Empresas Eléctricas de Distribución del Ecuador.

1.1.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos planteados son:

- Describir la arquitectura utilizada para el ADMS en el Ecuador y detallar los equipamientos necesarios para automatizar una Subestación (Sensores, IEDs y RTUs).
- Describir los protocolos de comunicación utilizados.
- Detallar la composición de las bases de datos con las señales digitales, analógicas y contadores, así como integrar la información de las redes de distribución que se dispone en el GIS hacia el sistema ADMS.
- Describir los módulos especializados del ADMS.
- Describir cómo se realiza el almacenamiento de información histórica en el sistema ADMS.

1.2 Alcance

Se propone una guía que contenga los pasos para realizar la integración de Subestaciones de Distribución al sistema ADMS. Para lo cual, se describe la arquitectura del sistema (hardware, software y tipos de usuarios del sistema), equipamiento necesario para automatizar una Subestación (Sensores, IEDs y RTUs), elaboración de bases de datos (señales: digitales, analógicas y contadores), protocolos de comunicación utilizados, modelación de la red de medio voltaje, descripción de los módulos especializados del ADMS, almacenamiento de información histórica en el sistema, manejo de las interrupciones del servicio de energía eléctrica y los índices de confiabilidad que calcula el sistema. No se abordan temas específicos de protecciones, ni metodologías de cálculo.

1.3 Justificación

El presente trabajo de titulación servirá de guía para las Empresas Eléctricas de Distribución del Ecuador, de tal manera que éstas puedan seguir los pasos para integrar las subestaciones al sistema de automatización denominado ADMS, con el fin de disponer de una red inteligente a nivel Nacional.

El avance de implementación del ADMS alcanza actualmente el 62,78% de subestaciones (S/Es) de distribución del país. Sin embargo, existen subestaciones que a pesar de ya estar integradas al ADMS (21.77%), aún se encuentran en proceso de modernización para cambiar el equipamiento electromecánico (relés) que no permiten extraer ninguna información, ni ejercer el control de equipos de maniobra y seccionamiento como interruptores, reconectores, etc. El restante 15.44% de subestaciones del país, son antiguas y aún disponen de equipamiento electromecánico en su totalidad, razón por la cual, éstas no pueden ser integradas al sistema ADMS, tal como se muestra en la figura 1.1. El número de subestaciones de Distribución con las que cuenta el Ecuador actualmente es 395, de las cuales 248 se encuentran integradas, 86 parcialmente integradas y 61 aún faltan por integrar, como se muestra en la tabla 1.1 [1].

Por esta razón, es necesario contar con una guía para su modernización, es decir, reemplazar el equipamiento electromecánico, con equipamiento electrónico que permita extraer información y facilite su tele-gestión, antes de integrarlas al sistema ADMS.

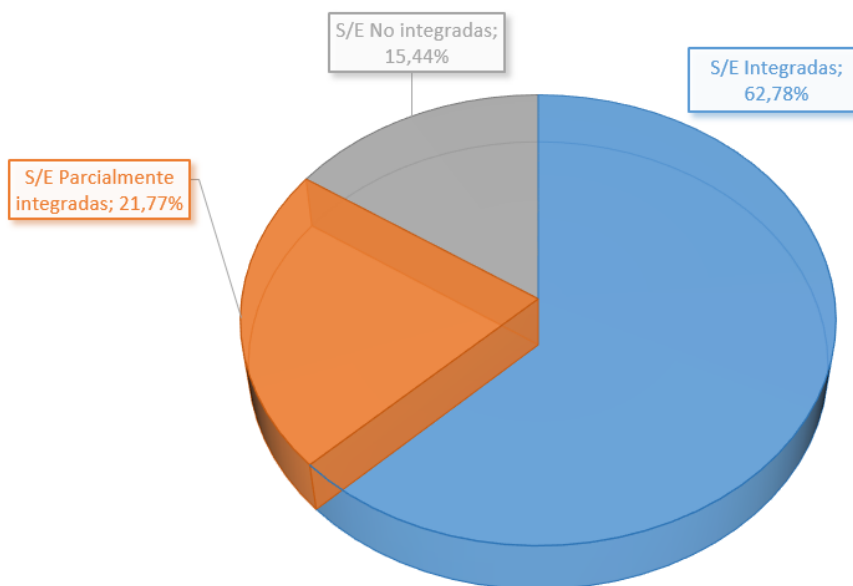


Figura 1.1: Porcentaje de integración de S/Es al ADMS [Elaboración Propia].

Tabla 1.1: Número de S/Es y porcentaje de su integración al ADMS [1] [Elaboración Propia].

Parámetro	Cantidad	Porcentaje [%]
S/E de Distribución	395	100
S/E Integradas	248	62,78
S/E Parcialmente integradas	86	21,77
S/E No integradas	61	15,44

Al tener integrada una subestación al sistema ADMS, se tienen grandes ventajas, tales como: Controlar los equipos de campo de las subestaciones remotamente desde un Centro de Control; disponer de información detallada prácticamente en tiempo real en una base de datos de señales como: P, Q, S, V, I, factor de potencia, temperatura, presión, etc., que permiten al operador vigilar que los parámetros de funcionamiento se encuentren dentro de los límites normales y ser advertido de posibles desviaciones de manera oportuna para salvaguardar la integridad de los equipos; realizar estudios post operativos y de planificación; programar mantenimientos, localizar y aislar fallas; y, restaurar el servicio eléctrico a los usuarios lo antes posible, disminuyendo las pérdidas por energía no suministrada.

La inversión para implementar el sistema se recupera fácilmente por los siguientes conceptos: disminución de pérdidas económicas por energía no suministrada, reducción de costos de: personal para atender la operación de las subestaciones, personal de campo, movilización y reparación de fallas.

1.4 Contenido del Documento

El presente trabajo de titulación se encuentra conformado por 5 capítulos, cuyo contenido se describe a continuación:

En el capítulo 1 se presenta la introducción, objetivo general, objetivos específicos, alcance y justificación del trabajo de titulación.

En el capítulo 2 se indica el marco teórico, en donde se da una breve descripción de una subestación eléctrica, sus componentes y su modernización. Además, se detalla la arquitectura del ADMS contemplando su hardware y software. También, se muestran los equipos necesarios para automatizar una subestación (sensores, IEDs y RTUs), así como los protocolos y puertos de comunicación utilizados en el ADMS de Ecuador.

El capítulo 3 hace énfasis en la elaboración de la base de datos, sus componentes, así como la homologación de señales y sus tipos. Se describe el editor avanzado de la base de datos (ADE, por sus siglas en inglés de ADVANCED DATABASE EDITOR), el mapeo de las señales desde el SCADA al ADMS; se muestra las señales asociadas a un interruptor, el proceso de la integración de las redes de distribución desde el GIS al ADMS, el almacenamiento de información histórica, las funciones avanzadas del ADMS, el sistema de gestión de interrupciones y los índices de confiabilidad que calcula el ADMS.

En el capítulo 4, se presenta la guía para integrar subestaciones de distribución al ADMS.

Finalmente en el capítulo 5, se muestra conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO 2

2. Marco Teórico

2.1 Subestación Eléctrica

2.1.1 Definición

Una Subestación Eléctrica (S/E) es un nodo de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), que permite dar una dirección al flujo de potencia, elevar o reducir el nivel de voltaje, para el adecuado transporte, distribución o consumo de la energía eléctrica [2].

2.1.2 Equipos de Patio de una Subestación

Los equipos de patio que conforman una S/E son [2] [3]:

1. Transformadores / Autotransformadores
2. Seccionadores
3. Seccionadores de Puesta a Tierra
4. Transformadores de corriente (Protección / Medida)
5. Disyuntores
6. Pararrayos
7. Conductores
8. Transformador de potencial (Protección / Medida)
9. Barras
10. Edificación de la S/E, donde se ubican los tableros de mando y los servicios auxiliares

Estos elementos hacen referencia a la Subestación convencional aislada en aire que se muestra en la figura 2.1, sin embargo, también existen Subestaciones aisladas en gas (SF₆), que permiten tener los mismos equipos en espacios reducidos, pero con costos más elevados.

Las Subestaciones se clasifican de acuerdo a su funcionamiento en [2]:

- **Subestaciones de Elevación:** Utilizadas en Centrales de Generación para elevar el nivel de voltaje y facilitar el transporte de la energía eléctrica a los centros de consumo.
- **Subestaciones de Reducción:** Sirven para disminuir el nivel de voltaje, de tal manera que puedan ser utilizados en los centros poblados.
- **Subestaciones de Seccionamiento:** Sirven para direccionar el flujo de potencia a través de los equipos de seccionamiento.

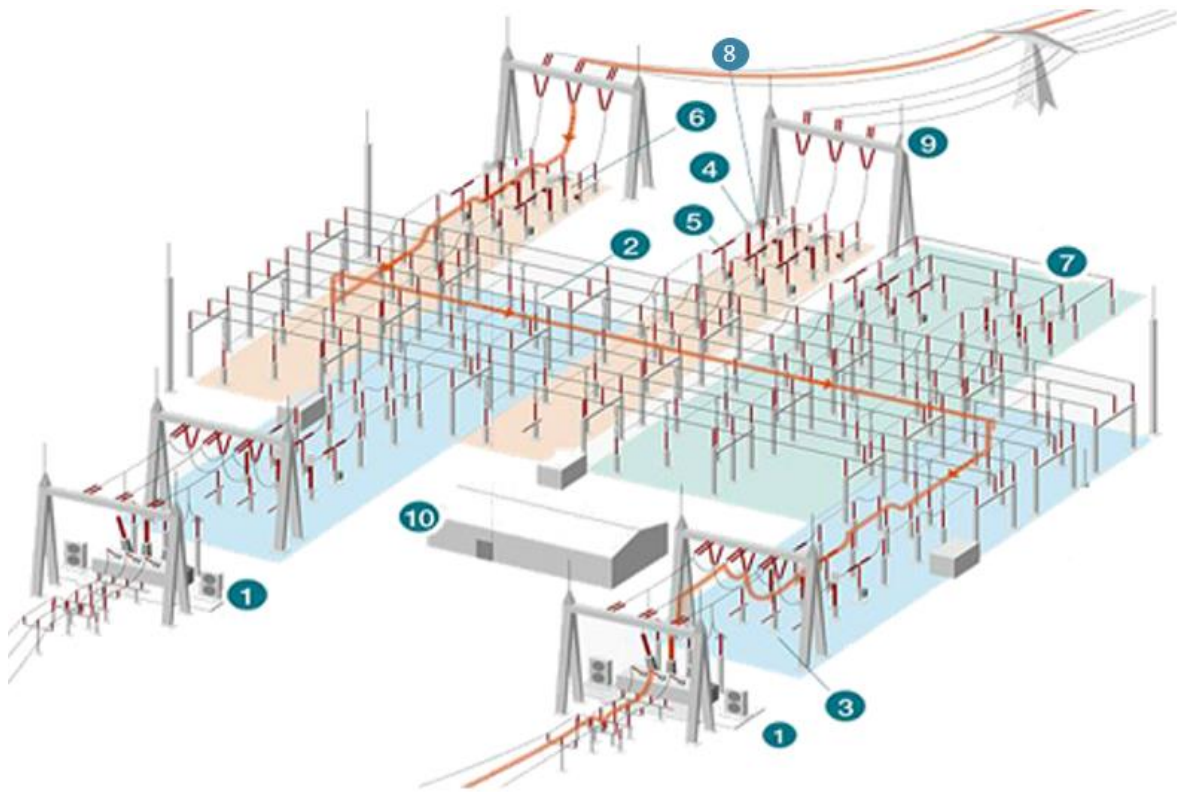


Figura 2.1: Equipos de Patio de una Subestación Eléctrica [3].

2.1.3 Modernización de una Subestación

Inicialmente el control y la protección de las subestaciones se realizaban con equipamiento electromecánico, incluso hoy en día se sigue utilizando este tipo de equipamiento por su gran fiabilidad. Sin embargo, estos equipos no permiten recopilar información, razón por la cual se requería la presencia del ser humano para recolectar datos y comunicarlos al personal que toma las decisiones [4].

En los últimos años el desarrollo tecnológico en el ámbito de la electrónica y de las telecomunicaciones ha permitido el uso de microprocesadores en los elementos de control y medición de una S/E, pudiendo realizarse la supervisión y control de los equipos de campo desde sistemas centralizados como un sistema SCADA (por sus siglas en inglés de: Supervisory Control and Data Acquisition), ya sea ubicado en la misma subestación o desde un Centro de Control que permita el manejo de todas las S/Es de una Empresa [5].

La modernización de una S/E trae consigo la ventaja de poder supervisar y controlar los equipos de campo, así como informar al operador oportunamente ante la desviación de cualquier magnitud que pudiese comprometer la integridad de los equipos. Además, permite realizar análisis post operativos que sirvan para mejorar la operación de la S/E incrementando su vida útil [4] [6].

Para poder realizar el control de las S/Es se requiere cambiar los equipos electromecánicos, como relés y medidores, por Dispositivos Electrónicos Inteligentes (más conocidos por sus siglas en inglés como IEDs: Intelligent Electronic Devices), que permiten reportar tanto el valor como el estado de las señales a equipos de mayor jerarquía como son las Unidades Terminales Remotas (más conocidas por sus siglas en inglés como RTU: Remote Terminal Unit) y desde ahí a los Centros de Control, de modo que permitan integrarse a estos Sistemas Modernos [4].

2.2 Arquitectura del ADMS

2.2.1 Definición de ADMS

Es el sistema de gestión avanzado para el manejo de la distribución (ADMS, por sus siglas en inglés de ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM). Está conformado por los siguientes subsistemas: SCADA, OMS-MWM, DMS, razón por la cual, también se lo conoce como el sistema SCADA/OMS-MWM/DMS [7].

A continuación, se describe cada uno de estos subsistemas [1]:

- **SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition):** Es el encargado de adquirir los datos de campo, permitiendo supervisar y controlar los equipos de forma remota.
- **OMS (Outage Management System):** Es utilizado para realizar la gestión de las interrupciones del servicio de energía eléctrica.
- **MWM (Management Work Mobile):** Sistema que permite realizar la gestión, despacho y ubicación de las cuadrillas de campo (Fuerza de Trabajo Móvil).
- **DMS (Distribution Management System):** Este sistema tiene el modelo de la red de distribución, desde las líneas de Subtransmisión, elementos activos de las S/Es (transformadores de potencia, bancos de capacitores, reguladores de voltaje, interruptores, seccionadores, etc.), alimentadores primarios, transformadores de distribución, hasta llegar al cliente final. Cuenta con funcionalidades avanzadas de ingeniería eléctrica que permiten realizar cálculos en línea de: flujos de potencia, cortocircuitos, estimador de estados, analizador de topología, deslastre de carga, etc.

2.2.2 Arquitectura del ADMS en Ecuador

El ADMS está conformada por dos Centros de Datos Nacionales, uno ubicado en Quito denominado CDN1 (Principal) y otro en Guayaquil denominado CDN2 (Respaldo), donde están instalados tanto el hardware (servidores, consolas, equipos de comunicación) como

el software del sistema (SCADA/OMS-MWM/DMS). Cada una de las 20 Empresas Eléctricas de Distribución del país tiene un Centro de Control Local (CCL), los mismos que cuentan con tres servidores: principal (HOT), respaldo (STANDBY) y controlador de dominio [7]. En la figura 2.2 se muestra la Arquitectura de Alto Nivel del sistema ADMS, los CDNs y los CCLs se comunican por medio de la Red Nacional de Telecomunicaciones del Sector Eléctrico (RENTSE), armada exclusivamente para ser utilizada por los aplicativos que disponen las Empresas Eléctricas de Distribución.

Los servidores (principal y respaldo) de cada Empresa Eléctrica de Distribución recopilan la información de las RTUs instaladas en las subestaciones a través de su red WAN (Wide Area Network). A su vez, cada RTU, por medio de la red LAN (Local Area Network) recopila la información de los IEDs que se encuentran en campo (relés, medidores, controladores de bahía, etc.) y en algunos casos las RTUs recopilan información directamente de los equipos de campo, a través de sus entradas.

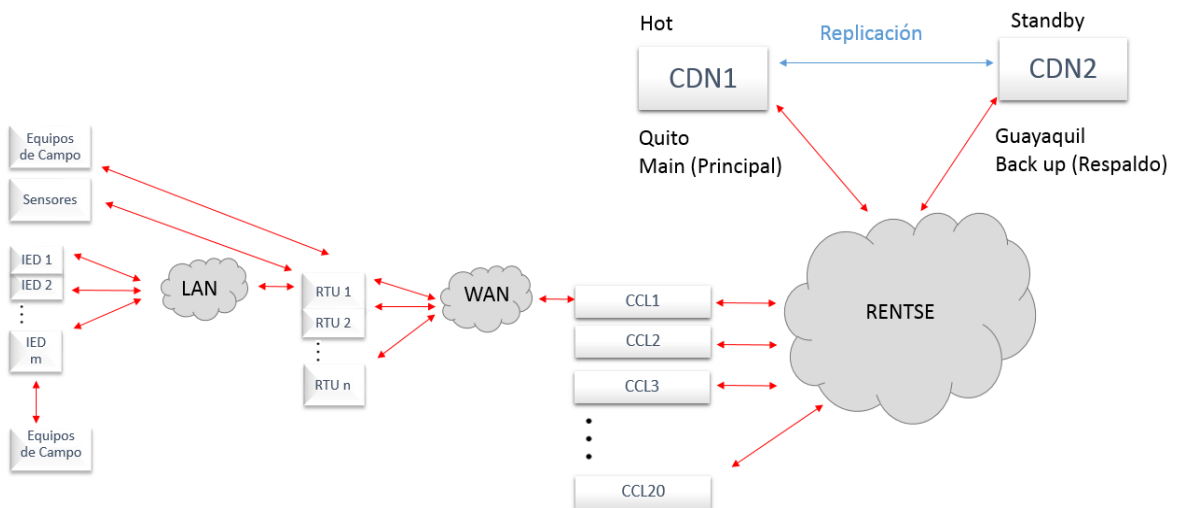


Figura 2.2: Arquitectura de Alto Nivel del sistema ADMS [Elaboración Propia].

2.2.3 Entornos del ADMS

El ADMS está conformado por los siguientes entornos [7]:

- Sistema de Producción de la Operación (OPS: Operator Production System), también conocido como “Entorno de Producción”.
- Zona Desmilitarizada (DMZ: Demilitarized Zone).
- Sistema de Aseguramiento de la Calidad y Pruebas (QADS: Quality Assurance Developing System).

- Sistema de Entrenamiento de Operadores (OTS: Operator Training System), también denominado “Entorno de Entrenamiento”.

En la figura 2.3 se muestra un esquema de interacción entre los diferentes entornos. El CDN1 cuenta con cuatro entornos, a los mismos que se les antepone la letra M (Main) para indicar que corresponden al CDN Principal: MOPS, MDMZ, MQADS y MOTS. Mientras que el Centro Nacional de Datos ubicado en Guayaquil (CDN2), cuenta con los entornos: BOPS y BDMZ, en el cual la letra B (Backup) se usa para indicar que corresponden al CDN de Respaldo.

Los CDNs intercambian información con los servidores de los Centros de Control Locales (CCL1, CCL2, ..., CCL20) a través de la RENTSE. Los servidores de los CCLs que se encuentran en HOT (principal) recopilan la información de las RTU's instaladas en las S/Es, a través de la red WAN, mientras que los servidores que se encuentran en STANDBY (respaldo), están vigilantes para que en caso de que el principal fallara, asumir de manera inmediata los controles. A su vez, las RTUs recopilan la información de los IEDs que se encuentran conectados con los equipos de campo (relés, medidores, etc.) por medio de la red LAN de la S/E. Además, cabe recalcar que el entorno DMZ permite el acceso al sistema a través de internet por medio de computadoras de la red corporativa, del Centro de llamadas (Call Center), así como desde las tablets asignadas a las cuadrillas de campo [7].

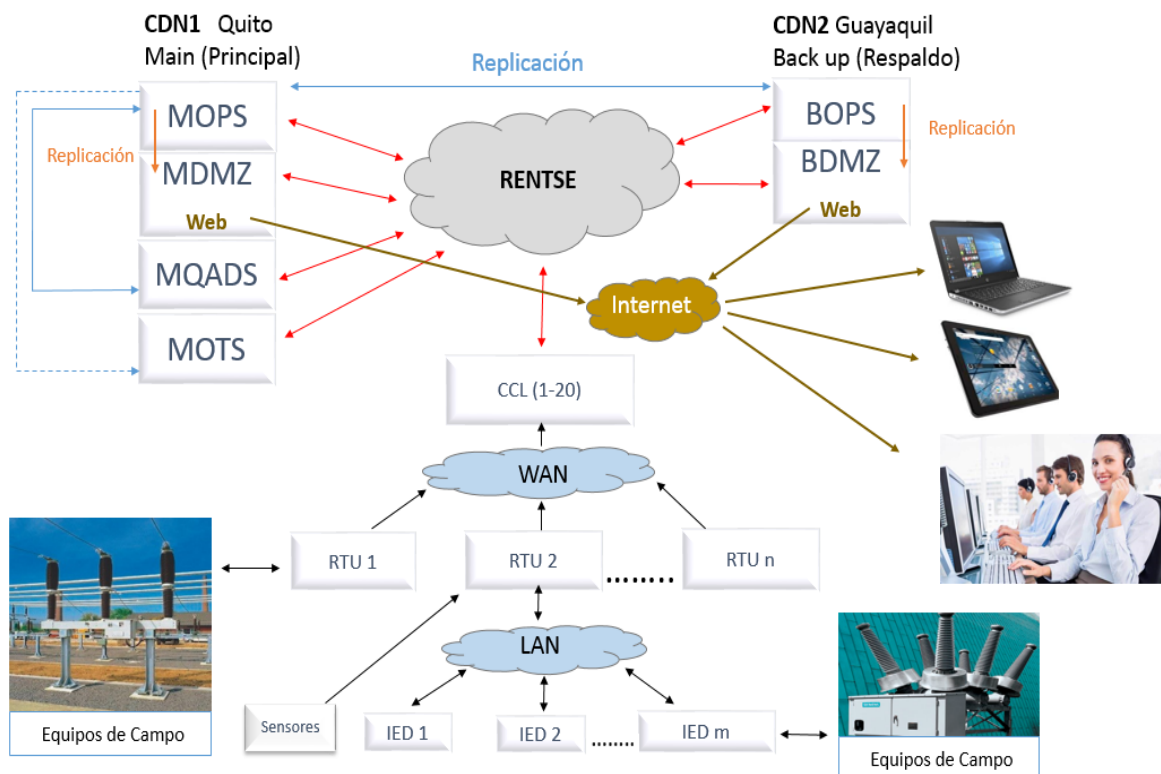


Figura 2.3: Intercambio de información entre entornos del ADMS [Elaboración Propia].

2.2.3.1 Entorno de Producción

El Entorno de Producción, está conformado por dos subsistemas: MOPS y BOPS. Cada uno de estos se encuentra constituido por: Dos GPS (Global Positioning System) que funcionan en “HOT/STANDBY” (principal y respaldo), doce servidores, una consola de administración y dos switches de comunicación que permiten el envío y recepción de información entre todos los elementos mencionados [7]. Es importante recalcar que existe un servidor principal y otro de respaldo por cada servicio configurados en “HOT/STANDBY”, a excepción del servicio de Simulación, el cual está en configuración “HOT/HOT”. En la figura 2.4, se muestra un esquema del entorno de producción.

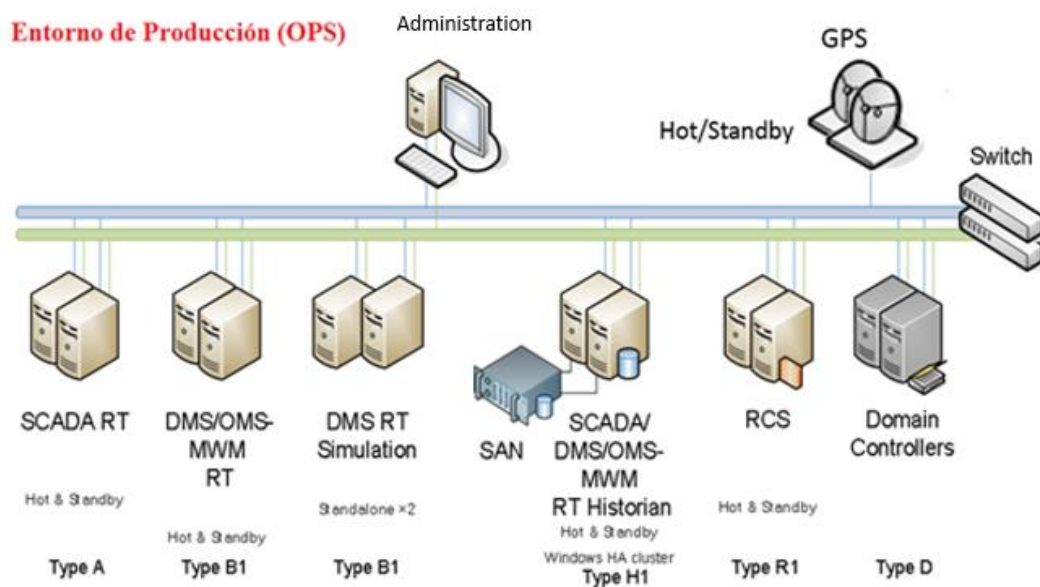


Figura 2.4: Entornos de Producción MOPS y BOPS [7].

Los componentes del entorno OPS son [7]:

➤ Cuatro GPS (Principal/Respaldo):

Existen dos GPS (HOT/STANDBY) en Quito (CDN1) y dos GPS (HOT/STANDBY) en Guayaquil (CDN2). Toman la referencia del tiempo de 10 satélites y son utilizados para que todos los equipos que constituyen el sistema ADMS tengan la misma referencia de tiempo (año/mes/día/hora/minuto/segundo/milisegundo), con una precisión de un milisegundo [7].

Si el CDN1 tiene los controles, la referencia de tiempo es dada por su GPS que está en “HOT”, si éste fallara, el GPS que estaba en “STANDBY” pasa a “HOT” y éste da la referencia del tiempo. De similar forma, si el CDN2 toma los controles, el GPS encargado de dar la referencia de tiempo es el que está en “HOT”, mientras que el otro GPS (STANDBY) se encuentra de respaldo. El GPS que está en HOT, transmite la referencia

de tiempo a los servidores de los Centros de Datos Nacionales y a través de la RENTSE a los Centros de Control Locales. Los Servidores de los CCLs transmiten la referencia de tiempo a las RTUs por medio de la red WAN y las RTUs transmiten a los IEDs mediante la red LAN, como se muestra en esquema de la figura 2.5.

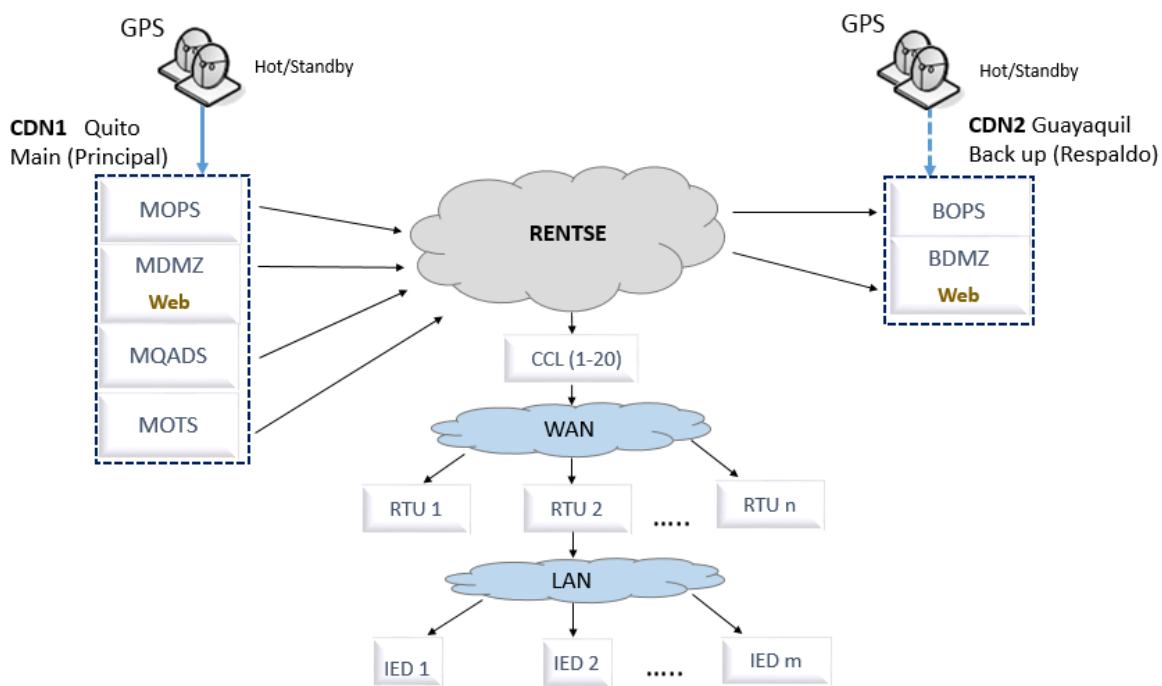


Figura 2.5: Sincronización de tiempo, cuando el GPS del CDN1 está en HOT [Elaboración Propia].

Cuando todos los equipos tienen una misma referencia de tiempo, es fácil realizar análisis post operativos, que permitan determinar qué desencadenó un evento en particular, por ejemplo: se puede saber el tiempo en el que se produjo la apertura de un interruptor debido a una sobrecorriente, como se muestra en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Ejemplo de un evento con estampa de tiempo sincronizado [Elaboración Propia].

Año/Mes/Día/Hora/Minuto/Segundo/milisegundo	Descripción
2018/10/03/9:00:01,200	Disparo por sobrecorriente temporizada de la fase A
2018/10/03/9:00:01,250	Apertura del interruptor 52F1

➤ **Servidores :**

- **Dos Servidores para el SCADA de Tiempo Real:** Cumplen la función de supervisar, controlar y adquirir los datos de campo recolectados por los servidores de los CCLs. También sirven para intercambiar información con el CENACE, vía el protocolo ICCP (Inter Center Control Protocol).

- **Dos Servidores para el DMS/OMS-MWM de Tiempo Real:** Contienen el modelo de la red eléctrica y permiten ejecutar las funciones principales de ingeniería denominadas DMS (flujos, cortocircuitos, estimador de estados, etc.); manejo de las interrupciones del servicio (OMS) y el manejo de la fuerza de trabajo móvil (MWM).
- **Dos Servidores para almacenamiento de datos históricos:** Con capacidad para almacenar la información histórica por un período de tres años.
- **Un Sistema de Almacenamiento SAN (Storage Area Network):** Para almacenar datos históricos que tengan más de tres años de antigüedad o en caso de que los servidores históricos lleguen a su capacidad máxima de almacenamiento.
- **Dos Servidores de Simulación:** Disponen de una copia del modelo de la red eléctrica y permiten realizar simulaciones de las funciones de ingeniería denominadas DMS (flujos, cortocircuitos, estimador de estados, etc.), sin interferir en lo absoluto en el sistema de tiempo real, evitando ejecutar comandos sobre los elementos de campo. Asimismo, permite crear casos de estudio, para saber el efecto que tendría las acciones que se piensan ejecutar en el ambiente de tiempo real. Por ejemplo: Analizar si se va a producir una sobrecarga en el transformador al realizar una transferencia de carga de una subestación a otra.
- **Dos Servidores RCS (Remote Control Support):** Son los encargados de permitir el acceso a las conexiones remotas, para que los usuarios puedan supervisar, controlar los equipos de campo de su área de responsabilidad y ejecutar las funcionalidades del sistema, utilizando la interfaz de usuario denominada DMD (Dynamic Mimic Diagram).
- **Dos Servidores Controladores de Dominio:** Cumplen la función de dar acceso a este entorno. Así, sólo los operadores pueden ingresar a los entornos de operación (MOPS y BOPS).
- **Dos Consolas de Administración:**
 - Una Consola de Administración en el CDN1 y otra en el CDN2, a través de la cual los Administradores del sistema ADMS, tienen acceso a todos los servidores y entornos para su gestión, utilizando la interfaz gráfica DMD.

2.2.3.2 Zona Desmilitarizada

Se encuentra ubicada en CDN1 y CDN2. Es una réplica del entorno OPS correspondiente, es decir, MDMZ es una copia del MOPS y el BDMZ es una copia del BOPS. Estos entornos tienen datos en tiempo “cuasi real” y son utilizados por aquellos usuarios que tienen restringido el acceso al entorno OPS [7].

Cada entorno desmilitarizado está compuesto por: doce servidores, de los cuales solo los servicios web y de simulación son configurados como “HOT/HOT”; y, dos switches de comunicación que permiten el envío y recepción de información entre todos los elementos mencionados, como se muestra en la figura 2.6, los mismos que son detallados a continuación [7]:

➤ **Servidores:**

- Los siguientes Servidores son una réplica solamente de lectura del entorno OPS, es decir, sólo permiten visualizar su estado, pero no ejecutar mandos a los equipos de campo:
 - Un Servidor SCADA de tiempo real
 - Un Servidor DMS/OMS-MWM
 - Un Servidor de Históricos
 - Dos Servidores de Simulación
- **Dos servidores web:** Permiten a los usuarios corporativos acceder a los datos del ADMS a través de internet.
- **Dos Servidores PI (Plant Information):** Un servidor denominado “PI Server” donde se almacenan los datos históricos del ADMS por un periodo de diez años y un servidor “PI AF (Asset Framework) - PI ACE (Application Calculation Engine)”, utilizado para asociar estos datos a los activos de la red (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.), así como, realizar cálculos con los datos históricos almacenados y mostrarlos a través de tableros de mando (dashboard) a los que se puede acceder a través de equipos portátiles como: laptops, smartphones y tablets, facilitando la toma de decisiones gerenciales.
- **Un servidor para la Integración y RCS:** Permite el acceso a este entorno a través del DMD de manera remota y permite realizar la integración del ADMS con otros aplicativos de la zona corporativa como el GIS (Geographic Information System), AVL (Administration Vehicle Localization) y CIS (Customer Information System).
- **Dos servidores controladores de dominio:** Cumplen la función de dar acceso a este entorno. Así, los usuarios corporativos podrán ingresar al entorno DMZ y los usuarios que utilizan los aplicativos como: Web DMD, Web Field Client y Web Call Center.

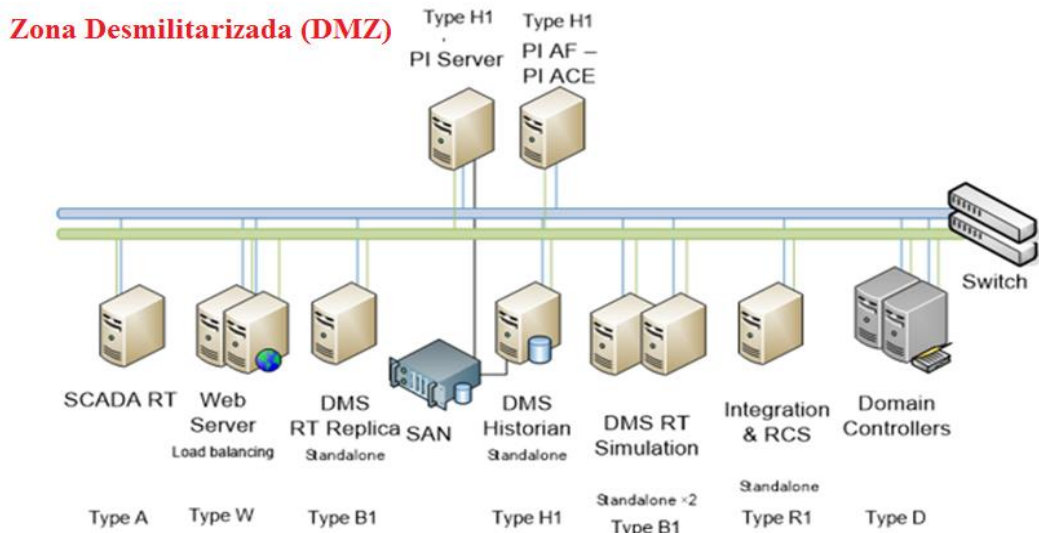


Figura 2.6: Entornos MDMZ y BDMZ [7].

2.2.3.3 Entorno de Aseguramiento de la Calidad y Pruebas

Este entorno está conformado por dos partes, la primera es para realizar cambios en el modelo de red e ingreso de nuevos datos (nuevas subestaciones) y la otra parte es para realizar pruebas antes de difundir el modelo de red (cambios provenientes del GIS y subestaciones) a los entornos del ADMS [7].

Las actualizaciones del modelo de red son realizadas en este entorno y se realizan pruebas en tiempo real a partir de los datos que provienen del entorno OPS, para asegurar que no existan errores que afecten al correcto funcionamiento del sistema, previo a aplicarlas nuevamente al entorno OPS. Asimismo, en este entorno se prueban actualizaciones o nuevas versiones del software.

Este entorno cuenta con un switch de comunicación y once servidores, como se muestra en la figura 2.7, los mismos que se detallan a continuación [7]:

➤ **Servidores:**

- **Un servidor de entrada de datos DMS/OMS-MWM:** Encargado de realizar la conversión de datos provenientes del GIS al modelo de red que requiere el ADMS.
- **Un Servidor denominado Estación de Ingeniería:** Sirve para el ingreso de datos, desarrollo y configuraciones de ingeniería del SCADA.
- **Dos Servidores de almacenamiento histórico del SCADA/DMS/OMS-MWM:** Un servidor encargado de realizar el almacenamiento de datos de entrada y otro de guardar las pruebas realizadas del modelo de red.

- **Un Sistema de Almacenamiento SAN (Storage Area Network):** Para almacenar datos históricos que tengan más de tres años de antigüedad o en caso de que los servidores históricos lleguen a su capacidad máxima de almacenamiento.
- **Un servidor para pruebas del SCADA:** Encargado de verificar las funcionalidades SCADA.
- **Un servidor para pruebas DMS/OMS-MWM:** Permite realizar pruebas de los servicios a través de funcionalidades avanzadas del ADMS en tiempo real.
- **Dos servidores RCS (principal y respaldo):** Sirve para acceder a este entorno a través del DMD de manera remota.
- **Un servidor de pruebas PI:** En este servidor se prueba el mapeo de señales desde el ADMS al PI y se elaboran los cuadros de mando (dashboard) con los datos provenientes del ADMS, antes de publicarlos en el servidor PI de la zona DMZ, para que puedan ser consultados por los usuarios corporativos a través de internet.
- **Dos servidores controladores de dominio (principal y respaldo):** Cumplen la función de dar acceso a este entorno. Así, un editor de modelo sólo podrá ingresar al entorno de aseguramiento de calidad y pruebas (QADS).

Entorno de Aseguramiento de la Calidad y Pruebas (QADS)

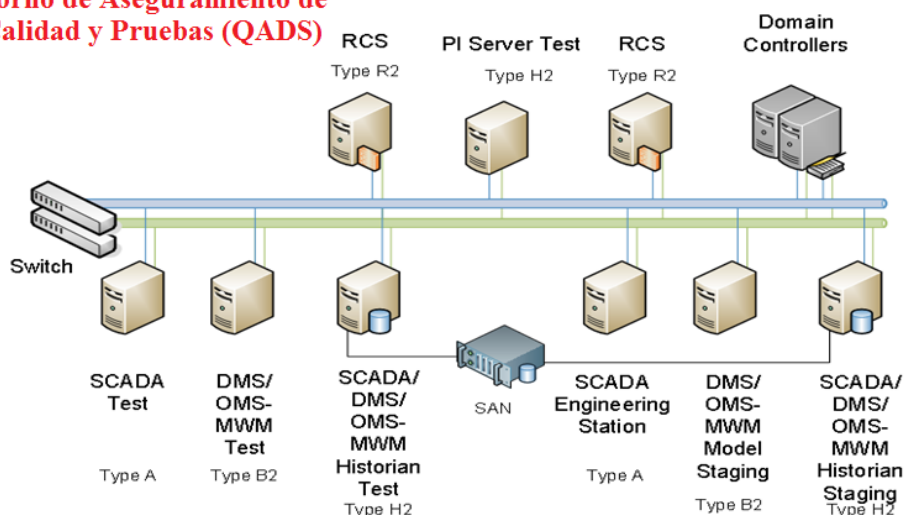


Figura 2.7: Entorno QADS [7].

2.2.3.4 Entorno de Entrenamiento

Sirve para entrenar al nuevo personal, de modo que adquiera los conocimientos suficientes para operar la red de distribución desde el Centro de Control. Se encuentra conformado por un switch de comunicación y cuatro servidores: Entrenador, Alumno, Histórico y RCS,

los cuales se muestran en la figura 2.8. A continuación, se detalla cada uno de los servidores que conforman este entorno [7]:

➤ **Servidores:**

- **Un Servidor SCADA/DMS/OMS-MWM Entrenador:** En este servidor está alojado una copia del modelo de red, para permitir a los entrenadores crear las condiciones deseadas. Todas las acciones tanto de los entrenadores como de los alumnos, son receptadas por este servidor, el cual a la vez simula los comandos emitidos por los alumnos sobre los equipos de campo.
- **Un Servidor SCADA/DMS/OMS-MWM Alumno:** Permite a los alumnos entrenarse sobre la operación de la red eléctrica, como si estuviesen en el entorno OPS, pero sin enviar ningún comando a campo.
- **Un Servidor de históricos del SCADA/DMS/OMS-MWM:** En este servidor se almacenan los diferentes escenarios creados, de modo que puedan ser utilizados nuevamente.
- **Un servidor RCS:** Sirve para que los entrenadores y alumnos puedan acceder a este entorno a través del DMD de manera remota.

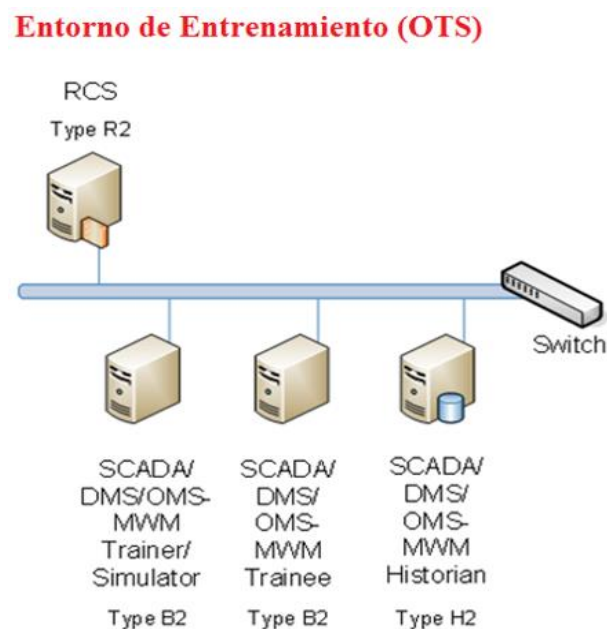


Figura 2.8: Entorno de Entrenamiento [7].

2.2.4 Conmutación entre Centros de Datos

En condiciones normales los servidores de los CCLs reportan simultáneamente a los dos CDNs, sin embargo, solo uno de ellos funciona como principal (tiene los controles),

mientras que el otro se encuentra en STANDBY, a la espera de que sea solicitada una conmutación por parte del Administrador del sistema ADMS. Cabe resaltar que esta conmutación se realiza en conjunto (entorno OPS + DMZ), puesto que el entorno DMZ es una réplica del entorno OPS de su CDN respectivo [7].

El Administrador del sistema ADMS puede realizar una conmutación entre CDN1 (Principal) y CDN2 (Respaldo), por las siguientes razones:

- **Falla en servicios críticos:** Si llegan a fallar los servidores, principal y respaldo del Centro de Datos que tiene los controles (CDN1 o CDN2).
- **Falla en servicios no críticos:** Ante la falla de un servidor en el entorno DMZ, el Administrador del Sistema tiene que tomar la decisión de realizar o no la conmutación, de acuerdo a la importancia de la falla.
- **Pérdida de comunicaciones entre Centros de Datos:** Si la falla existiese entre los Centros de Datos Nacionales CDN1 y CDN2, el Administrador del Sistema debe tomar la decisión de realizar o no la conmutación, luego de realizar una evaluación de las condiciones del sistema. En cambio, si la falla de comunicación en un CDN fuese interna, se debe verificar cual CDN posee una mejor comunicación con los equipos aguas abajo y tomar el control con éste.

Por otro lado, no es necesario realizar una conmutación en el siguiente caso:

- **Falla de comunicación entre los CCLs con los CDNs:** Si los servidores del Centro de Control Local llegasen a perder comunicación con el Centro de Datos Nacional que está en "HOT", el Centro de Datos Local será quien tome el control operando solamente con funciones SCADA, lo que se denomina operación en modo "degradado".

Cuando se recupere la comunicación con el CDN que está en "HOT", los servidores del CCL copiarán todo el historial en los servidores del CDN. Mientras que el resto del Sistema seguirá operando normalmente.

2.2.5 Tipos de Servidores

Para cumplir las diferentes funcionalidades del ADMS, los servidores de cada uno de los entornos del ADMS, fueron dimensionados de acuerdo a las siguientes características: Número de núcleos (cores), memoria RAM, capacidad del disco duro y sistema operativo, como se muestra en la figura 2.9 [7].

<p>Type B1 (DMS/OMS)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4 x 16 cores • 128 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0+1 • Windows Server 2008R2 Ent 	<p>Type B2 (DMS/OMS)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 x 16 cores • 128 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0+1 • Windows Server 2008R2 Ent 	<p>Type A (SCADA)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 x 16 cores • 64 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0+1 • Windows Server 2008R2 Ent
<p>Type R1 (RCS)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 x 16 cores • 32 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0+1 • Windows Server 2008R2 	<p>Type R2 (RCS)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1 x 16 cores • 32 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0+1 • Windows Server 2008R2 	<p>Type W (Web)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 x 16 cores • 64 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0+1 • Windows Server 2008R2 Ent
<p>Type H1 (HIS)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 x 16 cores • 64 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0+1 • Windows Server 2008R2 Ent 	<p>Type H2 (HIS)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1 x 16 cores • 32 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0 • Windows Server 2008R2 	<p>Type D (DC)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1 x 4 cores • 4 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0+1 • Windows Server 2008R2
<p>Type H3 (HIS)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 4 x 16 cores • 88 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0+1 • Windows Server 2008R2 Ent 	<p>Type H4 (HIS)</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 x 16 cores • 56 GB RAM • HD: 300GB = 2 x 300GB RAID 0 • Windows Server 2008R2 Ent 	<p>Workstations (minimal configuration)</p> <ul style="list-style-type: none"> • CPU: Intel Quad Core 8400 (quad core, 2.66GHz) or AMD Phenom II X4 (2.6GHz) • Memory: 6 GB DDR3 RAM (1333 MHz) • Graphic adapter: nVidia 2xx or ATI 48xx series with min 512MB RAM and full DirectX 10 support Multi monitor capable • Windows 7 (64bit) prof. • HDD 300GB

Figura 2.9: Características de los Servidores [7].

2.2.6 Arquitectura de los Centros de Control

Existen tres tipos de Centros de Control: 20 Locales, 6 Regionales y 1 Nacional, los cuales se detallan a continuación:

2.2.6.1 Centros de Control Locales

Cada Empresa Eléctrica de Distribución dispone de un Centro de Control Local (CCL), desde el cual se realiza la supervisión, monitoreo y control de todos los equipos que conforman su Sistema Eléctrico, manejo de cuadrillas, integración de nuevas subestaciones y actualización del modelo de red. En la figura 2.10 se muestra la arquitectura de un Centro de Control Local, el mismo que consta de [7]:

- **Dos Servidores SCADA de tiempo real (Hot/Standby):** Intercambian información con las RTUs y con los CDNs. Cumplen la función de supervisar, controlar y adquirir los datos de campo recolectados por las RTUs instaladas en las S/Es.
- **Un Servidor Controlador de Dominio:** Permite el ingreso de los usuarios del CCL a los diferentes entornos (MOPS/BOPS, MDMZ/BDMZ y QADS).
- **Tres Consolas de operación:** Mediante las cuales los operadores acceden a los entornos de operación MOPS o BOPS, dependiendo del que esté en HOT y pueden realizar las tareas de supervisión, monitoreo y control de los equipos de campo, despacho de cuadrillas, gestión de las interrupciones y acceso a todas las funcionalidades del sistema ADMS, utilizando la interfaz de usuario DMD; y, en caso

de tener que operar en forma degradada se utiliza la interfaz de usuario ezXOS conectado al SCADA Local.

- **Una Consola de Simulación:** A través de esta, los ingenieros de planificación de la operación acceden al servidor de simulación de los entornos MDMZ o BDMZ, dependiendo de quién es el que está en HOT, para realizar estudios y acceder a las funciones principales de ingeniería denominadas DMS (flujos, cortocircuitos, estimador de estados, etc.), sin interferir en lo absoluto con el sistema de tiempo real, evitando ejecutar comandos sobre los elementos de campo.
- **Una Consola de QADS:** Permite acceder a los ingenieros de desarrollo al entorno QADS, para realizar cambios en el modelo de red e ingreso de nuevos datos (nuevas subestaciones) y realizar pruebas de funcionamiento antes de difundir el modelo de red (cambios provenientes del GIS) a los entornos del ADMS.
- **Acceso a Web DMD:** Los ingenieros de las distintas áreas de las Empresas Eléctricas de Distribución ajenas al Centro de Control, pueden acceder desde cualquier laptop conectada a internet a este aplicativo para elaborar las órdenes de trabajo, que luego serán ejecutadas por los operadores del Centro de Control Local.
- **Acceso a Web Field Client:** Las cuadrillas de campo han sido dotadas de tablets, para que interactúen en línea con los operadores del Centro de Control Local, a fin de llevar adelante las órdenes de trabajo.

Estas tablets y los vehículos de las cuadrillas cuentan con un GPS, que permiten ubicar en tiempo real a las cuadrillas de campo, para que en caso de reparaciones se despache a la cuadrilla que esté capacitada para realizar el trabajo y que se encuentre más cerca, lo que permite reducir costos de operación y mantenimiento, así como de los gastos de movilización.

- **Acceso a Web Call Center:** Cuando existe una llamada por un cliente que haya detectado algún problema en la red o se encuentre sin servicio eléctrico, el personal de la empresa que recepta los reclamos los registra a través de este aplicativo, de tal modo que el operador del Centro de Control Local se entera de manera inmediata y puede despachar las cuadrillas para atender la novedad.
- **Un sistema de proyección de video (VPS):** Permite generar consciencia situacional, es decir, todos los operadores del Centro de Control Local pueden visualizar una sola verdad del comportamiento del sistema a través de las pantallas del videowall.

- **Equipos de Comunicación:** Para facilitar la comunicación entre los servidores de los CCLs y los CDNs se cuenta con: Dos switches de comunicación para conformar la red LAN de los CCLs, dos firewalls para gestionar el acceso al ADMS de los usuarios autorizados y dos routers encargados de direccionar los paquetes de información de una red a otra (WAN-LAN y viceversa).

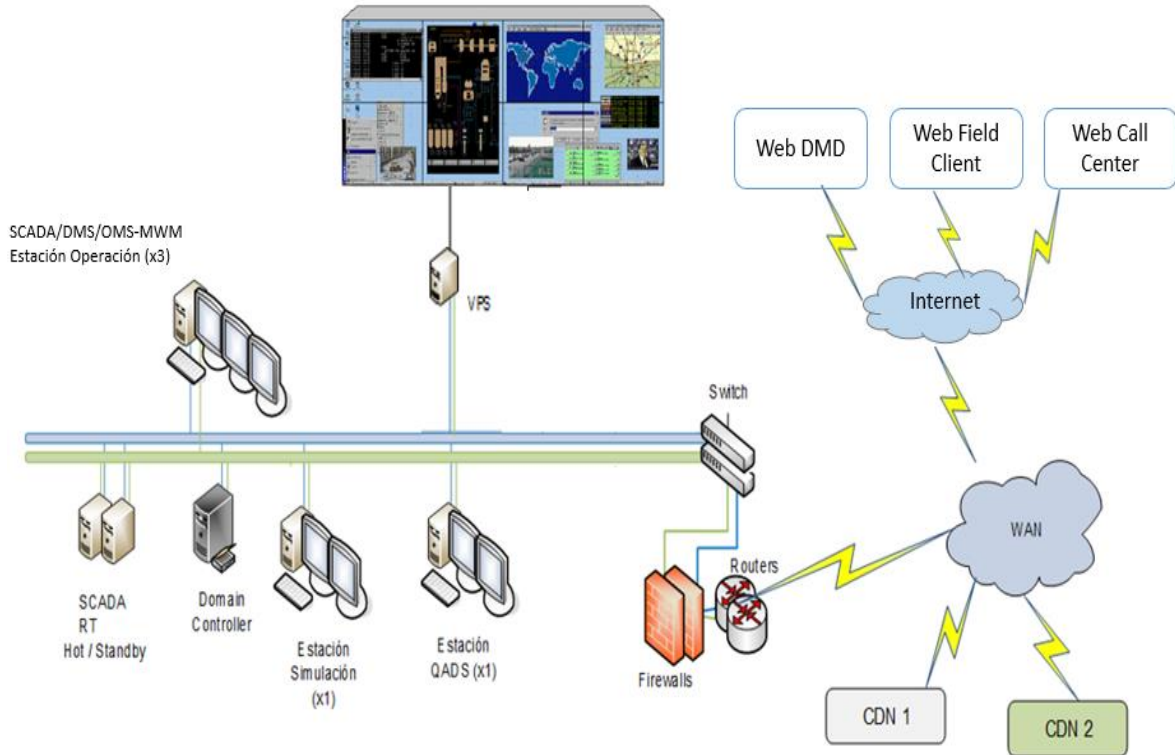


Figura 2.10: Centro de Control Local [7].

2.2.6.2 Centros de Control Regionales

Los Centros de Control Regionales (CCR) monitorean y supervisan las redes de las Empresas Eléctricas de Distribución de su zona geográfica, incluso pudiendo tomar el control de un CCL, en casos de emergencia o cuando el Centro de Control Nacional de Distribución (CCND) lo disponga. Además, permite hacer análisis post-operativos y planificar el crecimiento ordenado de la red en su zona [7].

También disponen de cuatro consolas que permiten el acceso al entorno OTS. Una estación de trabajo para el Entrenador y tres estaciones para los Alumnos, para facilitar el entrenamiento a los nuevos operadores de su zona [7].

En la figura 2.11, se muestra la arquitectura de los Centros de Control Regionales, los mismos que se encuentran conformados por [7]:

- **Dos Consolas de Monitoreo:** A través de estas, el personal accede al entorno DMZ para realizar las tareas de supervisión y monitoreo de los equipos de campo en tiempo “cuasi real”, así como acceder a las funcionalidades del sistema ADMS, utilizando la interfaz de usuario DMD y permite acceder a los reportes que genera el sistema.
- **Una Consola de Entrenador:** Por medio de la cual, el Entrenador puede acceder al entorno OTS, para crear diferentes escenarios que recreen las condiciones de la red eléctrica, con el fin de capacitar a los nuevos operadores.
- **Tres Consolas de Alumno:** Permiten a los nuevos operadores acceder al entorno OTS, para entrenarse en la operación de la red eléctrica sin enviar ningún comando a los equipos de campo.
- **Un sistema de proyección de video (VPS):** Permite generar consciencia situacional, es decir, todos los operadores del Centro de Control Regional pueden visualizar una sola verdad del comportamiento del sistema eléctrico de su zona a través de las pantallas del videowall.
- **Equipos de Comunicación:** Para facilitar la comunicación entre los equipos de los Centros de Control Regionales (CCRs) y los CDNs se cuenta con: Dos switches de comunicación para conformar la red LAN de los CCRs, dos firewalls para gestionar el acceso al ADMS de los usuarios autorizados y dos routers encargados en direccionar los paquetes de información de una red a otra (WAN-LAN y viceversa).

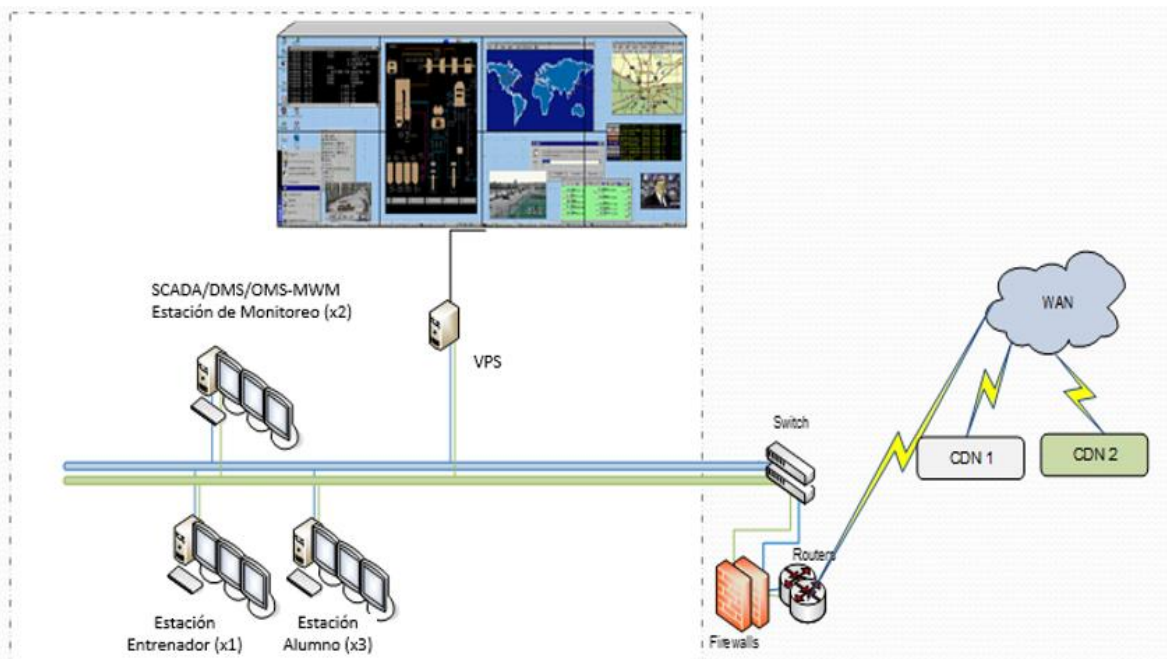


Figura 2.11: Centro de Control Regional [7].

2.2.6.3 Centro de Control Nacional de Distribución

El Centro de Control Nacional de Distribución (CCND), ubicado en la ciudad de Quito, junto al CDN1, es el responsable de establecer directrices, políticas y procedimientos para la operación del Sistema de Distribución a nivel Nacional, basados en estándares internacionales, como IEC 61968 y en las regulaciones establecidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), así como asegurar la disponibilidad del ADMS [1].

Desde este Centro de Control se realiza la supervisión y monitoreo del Sistema Eléctrico de Distribución del país, así como el soporte técnico a las Empresas Eléctricas de Distribución. Además, se realizan análisis post-operativos que permitan recomendar las mejores prácticas para: restauración del servicio de energía eléctrica, reconfiguraciones del sistema, gestión de interrupciones, gestión de alarmas, evaluación de maniobras, así como responder ante situaciones emergentes, como por ejemplo la transferencia de los controles desde los CCL a los CCR, cuando los CCL no estén disponibles o no sean capaces de cumplir con sus funciones. De ser necesario el CCND está en capacidad de tomar los controles de cualquier CCL [7] [1].

En la figura 2.12 se muestra la arquitectura del Centro de Control Nacional, el mismo que cuenta con [7]:

- **Diez consolas de operación:** Por medio de estas, el personal del CCND accede a los entornos MOPS/BOPS, MDMZ/BDMZ, QADS y OTS para realizar las tareas de supervisión, monitoreo, despacho de cuadrillas, gestión de las interrupciones y acceso a todas las funcionalidades del sistema ADMS, utilizando la interfaz de usuario DMD. Incluso, de ser necesario, se puede realizar el control de los equipos de campo.
- **Un sistema de proyección de video (VPS):** Permite generar consciencia situacional, es decir, todos los operadores del Centro de Control Nacional pueden visualizar una sola verdad del comportamiento del sistema eléctrico de distribución nacional a través de las pantallas del videowall.
- **Equipos de Comunicación:** Para facilitar la comunicación entre los equipos del Centro de Control Nacional de Distribución y los CDNs se cuenta con: Dos switches de comunicación para conformar la red LAN del CCND, dos firewalls para gestionar el acceso al ADMS de los usuarios autorizados y dos routers encargados en direccionar los paquetes de información de una red a otra (WAN-LAN de los CDNs y viceversa).

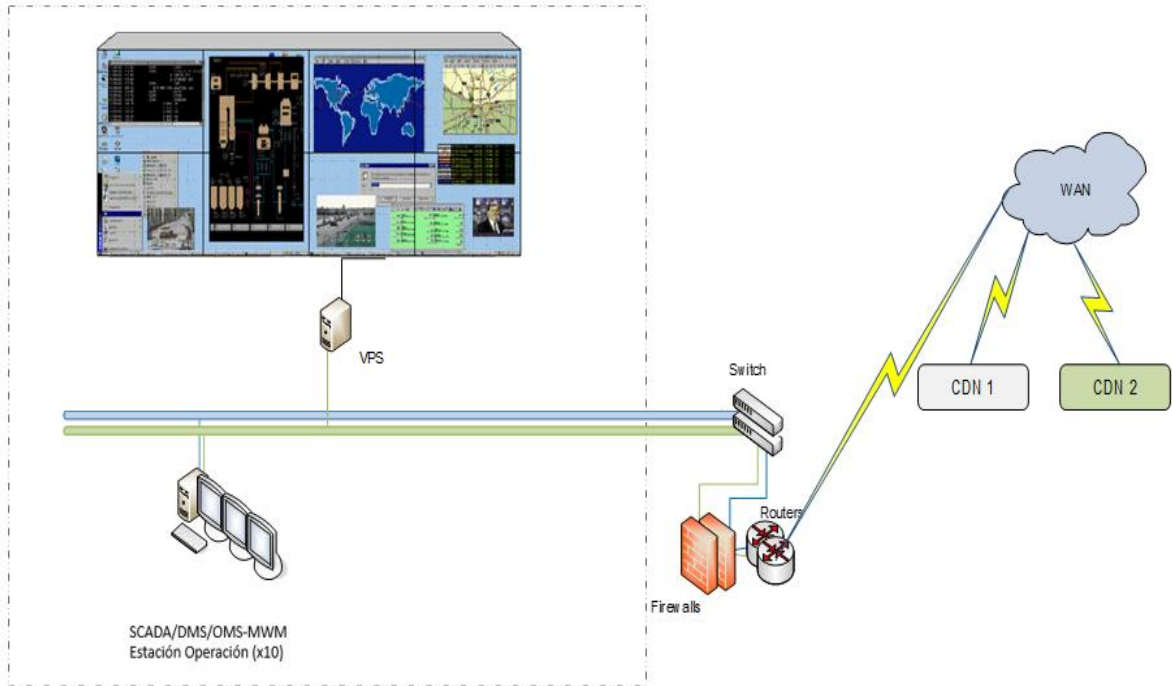


Figura 2.12: Centro de Control Nacional de Distribución [7].

2.2.7 Jerarquía operativa de los Centros de Control

En la figura 2.13, se muestra esquemáticamente la jerarquía de los Centros de Control, desde el punto de vista operativo. El Centro de Control Nacional de Distribución, tiene la posibilidad de supervisar y tomar el control a nivel nacional. Los Centros de Control Regionales abarcan una zona o región de varias Empresas Eléctricas que se encuentran en su área geográfica, las cuales se especifican en la tabla 2.2. Mientras que los Centros de Control Locales supervisan y controlan los equipos de sus propias subestaciones [7] [1].

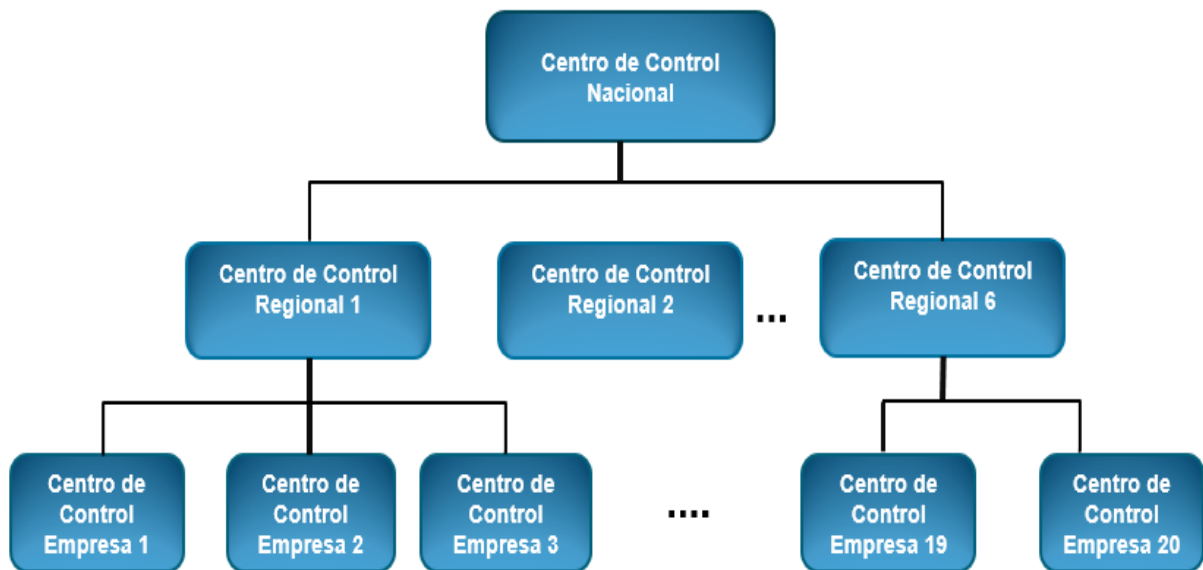


Figura 2.13: Jerarquía de Centros de Control [Elaboración Propia].

Tabla 2.2: Zonas definidas de los Centros de Control Regionales [1].

Zona o Región	Sede	Empresas Eléctricas
01_Norte	Quito	13_EMELNORTE_Ibarra 14_EEQSA_Quito 20_CNEL_Sucumbios
02_Centro	Ambato	01_EEASA_Ambato 03_CNEL_Bolívar 06_ELEPCOSA_Cotopaxi 15_EERSA_Riobamba
03_Sur	Cuenca	02_EEACA_Azogues 05_CENTROSUR_Cuenca 07_CNEL_El Oro 18_EERSSA_Loja
04_Manabí	Manta	08_CNEL_Esmeraldas 11_CNEL_Manabí 16_CNEL_Santo Domingo
05_Zona Guayaquil	Guayaquil	04_CNEL_Guayaquil 09_CNEL_Guayas Los Ríos 10_CNEL_Los Ríos 12_CNEL_Milagro
06_Santa Elena	Salinas	17_CNEL_Santa Elena 19_ELECGALAPAGOS

2.2.8 Interfaces Gráficas del Usuario

Existen dos interfaces gráficas de usuario, denominadas ezXOS y DMD, las mismas que se describen a continuación:

2.2.8.1 ezXOS

Es la interfaz gráfica del sistema SCADA “OASyS” de Schneider Electric. Cada Empresa Eléctrica de Distribución del país tiene un SCADA Local, el cual es una parte esencial del ADMS, sin embargo, el uso de este sistema es indispensable para casos de emergencia como, por ejemplo: cuando exista la pérdida de comunicación entre los servidores de un CCL y el CDN, el CCL es quién toma el control solamente con funciones SCADA [1].

En la figura 2.14 se muestra cómo se encuentra la estructura de la interfaz ezXOS, en el lado superior izquierdo se encuentra el nombre de la Empresa Eléctrica de Distribución, seguido del menú de herramientas, pantallas y listas. En la parte inferior se indica la ventana de nuevas alarmas y en la ventana principal se despliega de manera detallada lo que requiera el usuario; en este caso, por ejemplo, se ilustra el sumario de eventos en tiempo real de la EEQ (Empresa Eléctrica Quito), donde se puede identificar a qué hora sucedió el evento, la subestación, nombre de la señal (punto remoto) y el mensaje del evento respectivo.



Figura 2.14: Interfaz eZOS [1].

Desde los SCADA Locales, se puede tener el control y supervisión de las subestaciones en tiempo real, permitiendo ejecutar el cierre/apertura de equipos telecontrolados y obtener la información de los equipos telemedidos, como señales: analógicas, digitales y contadores. Además, se tiene el control de: alarmas, registro de eventos, estado de las comunicaciones de las RTUs, acceso al editor de la base de datos (ADE), por medio del menú de: herramientas, pantallas y listas, tal como se muestra en la figura 2.15.

También, la interfaz ezXOS permite mostrar en tiempo real las principales medidas y estado de los equipos de seccionamiento en el diagrama unifilar de la subestación. Por ejemplo, en la figura 2.16, se muestra el diagrama unifilar de la Subestación Chimbacalle de la EEQ.



Figura 2.15: Menú del ezXOS [1].

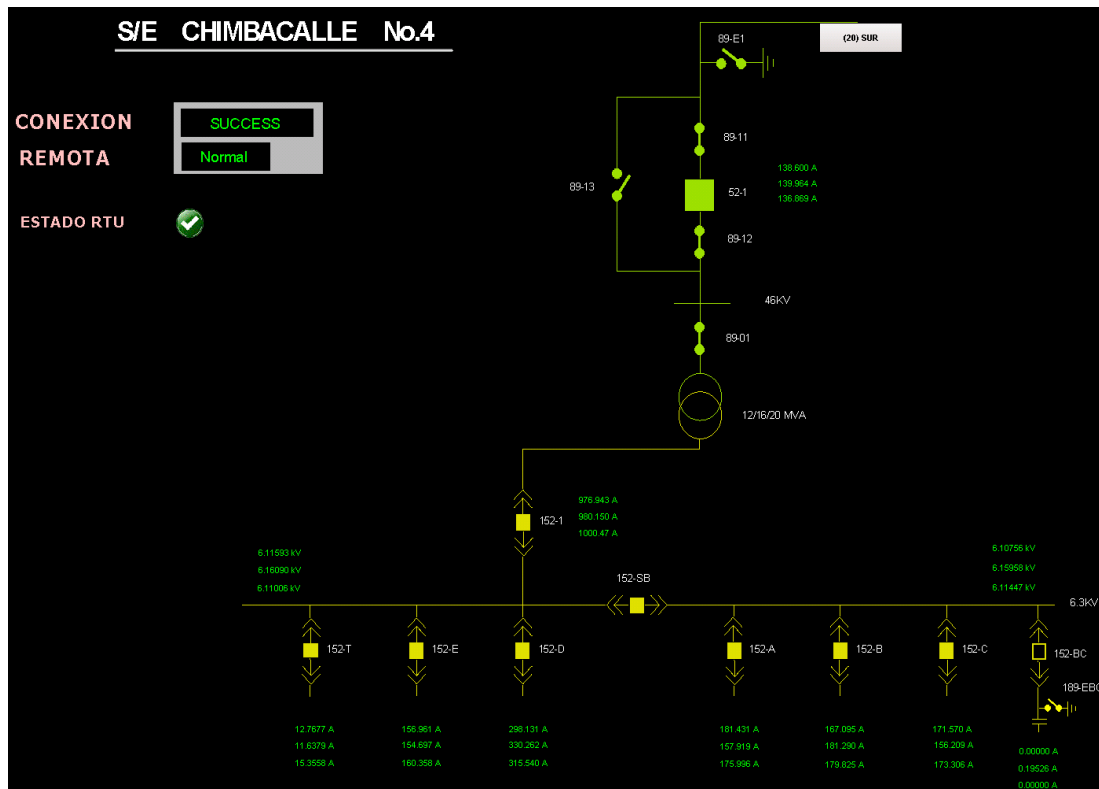


Figura 2.16: Diagrama Unifilar de la Subestación Chimbacalle de la EEQ, en ezXOS [1].

2.2.8.2 DMD

El DMD (Dynamic Mimic Diagram) es la interfaz gráfica del ADMS, que permite a los usuarios interactuar con los diferentes entornos (MOPS/BOPS, MDMZ/BDMZ, QADS y OTS). Cuenta con una barra de herramientas que permite acceder a cada una de las funcionalidades del ADMS, tales como: árbol de red (desglose de cada: Zona o región, Empresa de Distribución, Subestación, Transformadores de potencia de las S/Es, Alimentadores primarios), buscador de elementos que forman parte de la red de Distribución, funcionalidades avanzadas que tiene el ADMS como: cálculo de flujos de potencia, cortocircuitos, estimador de estados, etc.; funciones OMS como gestión de: incidencias, llamadas, ordenes de trabajo, vehículos y cuadrillas; sumarios de SCADA: alarmas, eventos, analógicas, digitales, contadores, calculadas, remotas, conexiones, etc. Además, permite observar la red eléctrica de distribución en diferentes vistas: Geográfica (donde se puede visualizar capas como: nombre de las calles, cuabras, etc.), Diagrama unifilar de una Subestación, Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia de las Empresas Eléctricas de Distribución, también conocido como Vista Ortogonal. En cada una de estas vistas, se puede acceder a información detallada como: señales asociadas a cada interruptor, propiedades de cada elemento (interruptores, seccionadores, transformadores, etc.) y datos de catálogo de los mismos [1].

Por ejemplo, en la figura 2.17 se muestra la vista geográfica de la red Eléctrica de Distribución del Ecuador en color verde, con sus respectivas incidencias (en forma de triángulo) y alarmas (en forma de círculos).

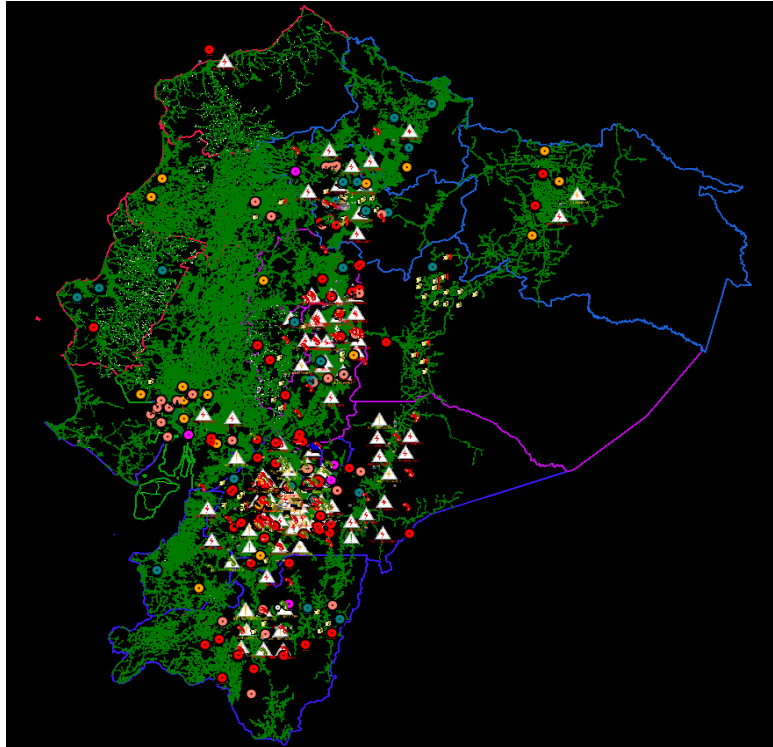


Figura 2.17: Red Eléctrica de Distribución del Ecuador con incidencias y alarmas [1].

Esta interfaz permite hacer uso de las funcionalidades avanzadas del ADMS, por ejemplo, la función Analizador de topología permite colorear la red de distribución por niveles de voltaje en cualquiera de sus vistas. En la figura 2.18 se muestra la red Eléctrica de Distribución en su vista geográfica coloreada por nivel de voltaje: Rojo 13.8 kV, Azul 23 kV y marrón 34.5 kV.

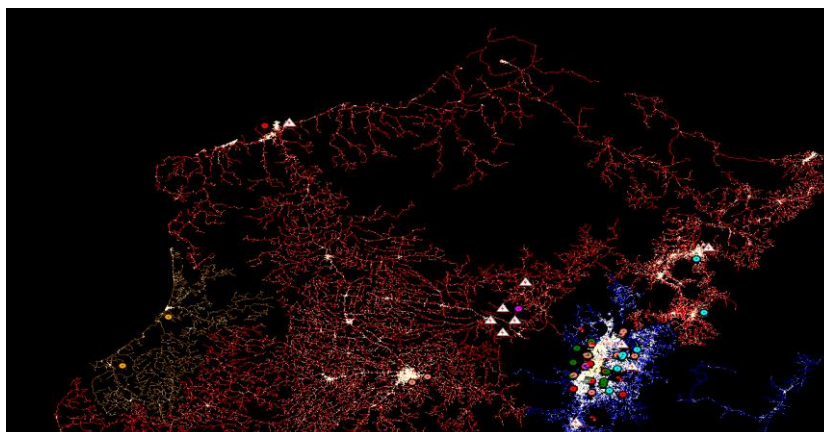


Figura 2.18: Sección de la Red Eléctrica de Distribución con niveles de voltaje 13.8 kV (rojo), 23 kV (azul) y 34.5 kV (marrón) [1].

En la figura 2.19 se muestra la vista de la Subestación Chimbacalle de la EEQ, en donde se puede apreciar la información en tiempo real de las diferentes señales, por ejemplo: Corrientes de las fases (Ia, Ib, Ic), Voltajes fase-fase (Vab, Vbc, Vca), Potencia activa (P), Potencia reactiva (Q), Factor de Potencia $\cos(\varphi)$, posición del tap del transformador (para transformadores con cambiador de tomas bajo carga), así como el estado abierto/cerrado de interruptores, seccionadores y señales de alarmas que el operador ha inhibido (🔇) por cada una de las bahías. Asimismo, información relevante que posee todo diagrama unifilar, como: nombre de cada uno de los alimentadores, capacidad del transformador, niveles de voltaje de barras y transformador, etc.

Adicionalmente se puede acceder a información más detallada de los equipos de campo de la subestación, por ejemplo: las señales eléctricas asociadas a un interruptor (analógicas, digitales, contadores, calculadas) y las propiedades de un interruptor, tales como: nombre, número de fases, estado abierto/cerrado y datos de catálogo del interruptor (tiempo de apertura, corriente pico, corriente nominal, etc.).

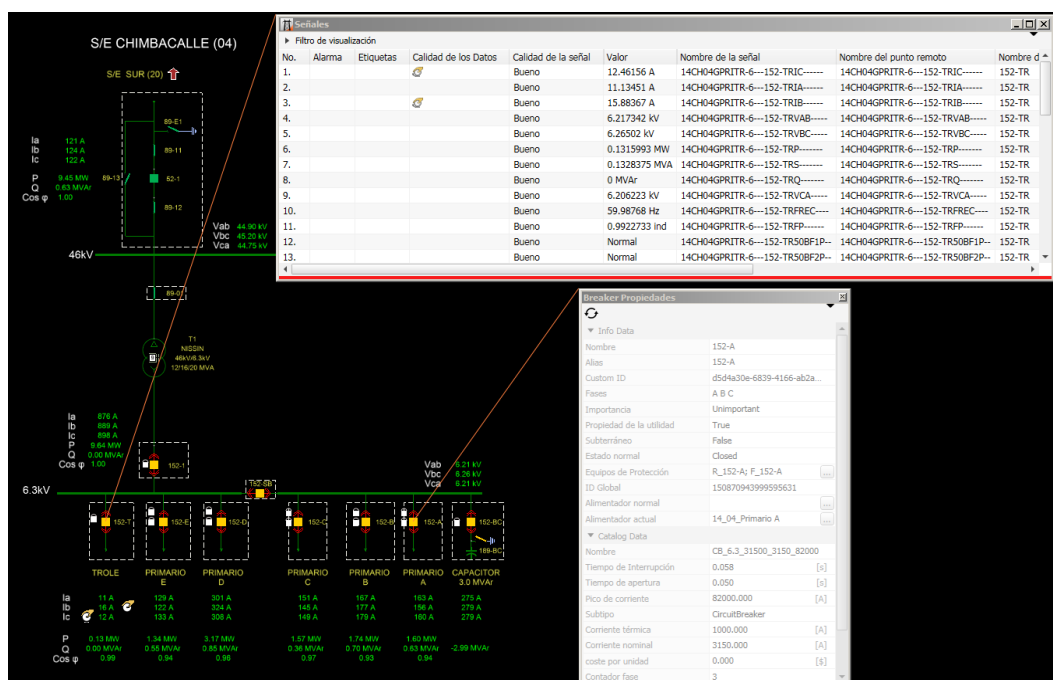


Figura 2.19: Subestación Chimbacalle de la EEQ, en la interfaz DMD [1].

Otra de las ventajas que tiene el DMD, es que cuenta con información detallada y se puede acceder a ella fácilmente, por ejemplo la gran cantidad de alarmas que se maneja simultáneamente en el sistema se las clasifica de diversas formas, una de ellas es a través de la severidad asignada, dividida en 7 niveles: crítica (color magenta), alta (color rojo), principal (color anaranjado), media (color salmón), menor (color púrpura), baja (color verde)

y ninguna (color azul) [1]. En la figura 2.20 se muestra el sumario de alarmas de subestaciones a nivel nacional que tienen severidad crítica.

Tiempo	Mensaje	Descripción
09/01/2019 15:05:51.000	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
09/01/2019 13:42:01.000	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
09/01/2019 12:49:49.000	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
09/01/2019 11:42:05.051	Valor = Alarma (estado anormal)	Actuación del EAC Paso 4
09/01/2019 11:41:23.178	Valor = Alarma (estado anormal)	Disparo por Baja Frecuencia
09/01/2019 1:02:14.260	Valor = Abierto (estado anormal)	Unidad 1 Disy 52
08/01/2019 10:59:35.820	Valor = Alarma (estado anormal)	Alarma Sobretemperatura Bobinado Secundario
07/01/2019 18:29:23.150	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
06/01/2019 10:43:42.032	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
04/01/2019 14:52:07.497	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
04/01/2019 14:46:57.254	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
04/01/2019 12:14:04.140	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
03/01/2019 16:06:28.150	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
03/01/2019 15:14:44.371	Valor manual = Abierto (estado anormal)	Seccionador de Barra
03/01/2019 9:17:33.724	Valor manual = Abierto (estado anormal)	Interruptor
03/01/2019 0:00:06.137	Valor = Alarma (estado anormal)	RAE_FALLA INTERNA IED
01/01/2019 17:03:31.180	Valor = Alarma (estado anormal)	Disparo por baja frecuencia
01/01/2019 4:05:50.000	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
01/01/2019 4:05:50.000	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
01/01/2019 4:05:39.000	Valor = Alarma (estado anormal)	Bloque de Pruebas Insertado
01/01/2019 4:05:02.000	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
01/01/2019 4:05:02.000	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Seccionador de Línea
01/01/2019 4:05:02.000	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Seccionador de Barra
01/01/2019 4:04:20.321	Valor = Alarma (estado anormal)	Actuación del EAC Paso 2
01/01/2019 3:05:48.850	Valor = Alarma (estado anormal)	Disparo por baja frecuencia
01/01/2019 3:05:39.950	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
01/01/2019 2:57:49.190	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
01/01/2019 2:51:48.890	Valor = Alarma (estado anormal)	Disparo por baja frecuencia
31/12/2018 23:41:07.000	Cambio al estado Abierto no ordenado (estado anormal)	Interruptor
31/12/2018 5:10:02.080	Valor = Alarma (estado anormal)	TRF, ALARMA CILINDRO VACIO SEC

Figura 2.20: Alarmas con severidad crítica (color magenta) [1].

2.2.9 Tipos de Usuarios del ADMS

Los usuarios se clasifican en dos grupos, los que tienen acceso a través de una consola propia del sistema a los diferentes entornos del ADMS y los que acceden desde el internet a través de los servicios web que se dispone en el entorno DMZ[1], como se muestran en la figura 2.21.



Figura 2.21: Tipos de cliente o usuarios del ADMS [Elaboración Propia].

➤ **Usuarios que utilizan una Consola del sistema ADMS [1]:**

- **Administradores:** Los administradores de los CCLs y de los CDNs tienen acceso a todos los entornos y tienen la responsabilidad de revisar que todos los servicios estén funcionando normalmente.
- **Operadores:** Tienen acceso al entorno OPS y son los encargados de realizar la operación de la red de distribución eléctrica en tiempo real.
- **Visualizadores:** Son usuarios corporativos que tienen acceso al entorno DMZ, en el que se encuentra la información en tiempo cuasi real, pero no pueden ejecutar ningún mando hacia los equipos de campo.
- **Entrenadores/Alumnos:** Tienen acceso al entorno OTS, solamente desde los Centros de Control Regionales.
- **Desarrolladores:** Utilizan el entorno QADS. Estos usuarios son los encargados de integrar las subestaciones al ADMS, realizar cambios en el sistema, así como ejecutar pruebas antes de difundir el modelo de red al entorno OPS y luego a los demás entornos.

➤ **Usuarios Web [1]:** Los usuarios web son aquellos que utilizan los siguientes aplicativos, a través de internet:

- **Web DMD:** Permite programar las ordenes de trabajo a los ingenieros de las distintas áreas de la Empresa Distribuidora ajenas al Centro de Control Local. Este aplicativo generalmente es más utilizado por los Ingenieros de Mantenimiento.
- **Web Field Client:** Permite al personal de cuadrillas de Operación y Mantenimiento recibir las órdenes de trabajo a través de este sistema y comunicar la finalización de su trabajo a través del mismo.
- **Web Call Center:** Utilizado por el personal encargado de recibir las llamadas o reclamos de los clientes de la red de distribución por falta de servicio de energía eléctrica, mal servicio, perturbaciones en el alumbrado público, entre otros.

En la figura 2.22, se muestra a manera de ejemplo un Centro de Control Local, con un Video Wall (pantalla) y los diferentes tipos de usuarios en su respectiva consola. En donde el supervisor y el operador se encuentran en el entorno OPS, el Desarrollador en el QADS, mientras que los usuarios web y los corporativos en el DMZ.



Figura 2.22: Esquema de operación en un Centro de Control Local [8] [Elaboración Propia].
 En la figura 2.23, se ilustra el esquema del entorno OTS que existe en los Centros de Control Regionales.

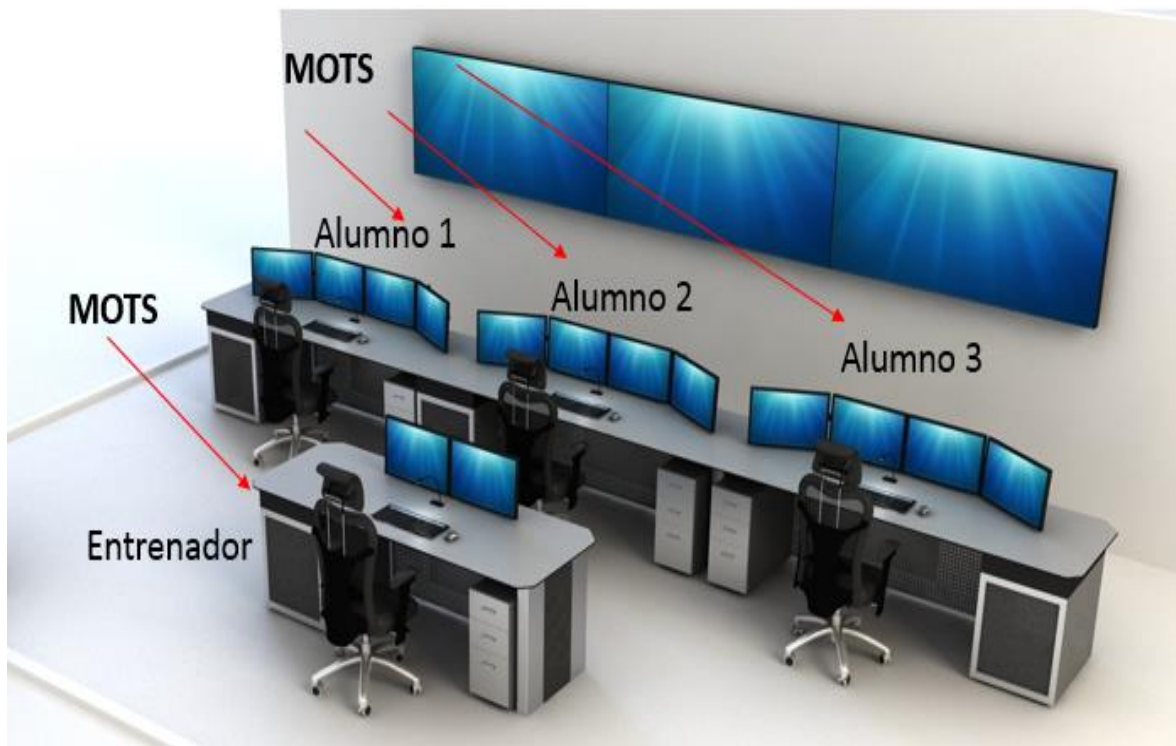


Figura 2.23: Esquema de operación en un Centro de Control Regional - Entorno OTS [8] [Elaboración Propia].

2.3 Equipamiento para automatizar una Subestación.

Debido al vertiginoso desarrollo tecnológico de las telecomunicaciones y equipos electrónicos, hoy se puede realizar el control de los equipos de campo instalados en las S/Es desde sistemas centralizados como un sistema SCADA.

Básicamente los equipos electrónicos que permiten realizar este control son: Sensores, IEDs y RTUs.

2.3.1 Sensores

Estos elementos tienen la capacidad de recibir un estímulo o variación de una magnitud física y convertirla en corriente (0 - 20 mA) o en voltaje (0 - 5 V), para que puedan ser manejados por el equipo electrónico. Los principales tipos de sensores que se disponen en la industria son [9]:

- **Sensores mecánicos:** Detectan magnitudes físicas como: presión, velocidad, flujo etc., lo que permite vigilar el comportamiento de generadores y transformadores.
- **Sensores eléctricos:** Miden voltaje, resistencia, capacitancia, inductancia, corriente, etc., utilizados para vigilar el comportamiento de la gran mayoría de equipos eléctricos.
- **Sensores térmicos:** Miden temperatura, flujo de calor, etc., magnitudes utilizadas para vigilar la operación de los sistemas de refrigeración.
- **Sensores magnéticos:** que son capaces de medir niveles de intensidad de campo, densidad de flujo, etc., utilizados generalmente para medir el nivel de aceite en equipos eléctricos, así como realizar el control de velocidad de motores y generadores [9].

Los sensores más utilizados en una S/E son:

2.3.1.1 Sensores de Temperatura

En las S/Es se utilizan estos sensores para medir la temperatura del aceite de la cuba de los transformadores de potencia, así como de los bobinados de alto y bajo voltaje. Los más comunes son conocidos como RTD (Resistance Temperature Detector), que son capaces de detectar la temperatura de acuerdo al valor que toma una resistencia. Se caracterizan por tener una buena precisión, inmunes al ruido electromagnético, adecuados para trabajar alrededor de equipos de alto voltaje, generadores, motores y son capaces de trabajar sumergidos en líquidos. Están constituidos por un alambre fino enrollado en un núcleo generalmente de cerámica o vidrio y normalmente están dentro de una sonda, la misma

que está formada por un cable conductor y un terminal para su conexión, como se muestra en la figura 2.24 [10].

Estos sensores se encuentran conectados a contactos auxiliares que permiten la activación de equipos para controlar la temperatura, como: bombas, ventiladores, etc.; o para emitir señales de alarma que alerten al operador en caso de una desviación de los límites permitidos de temperatura.

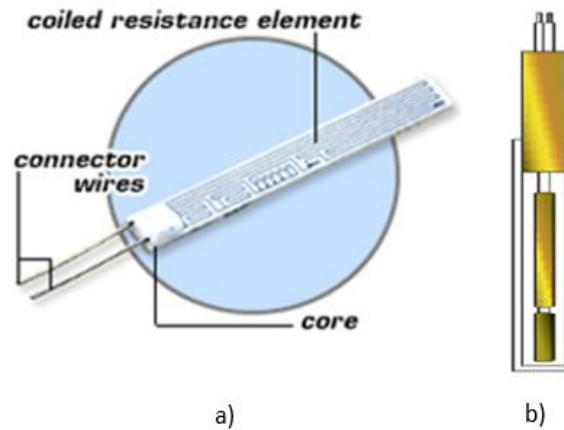


Figura 2.24: a) Constitución interna de un sensor RTD b) Sensor RTD embebido en una sonda [10].

2.3.1.2 Sensores de Presión

Son utilizados como parte fundamental de las protecciones mecánicas de un transformador de potencia, como: Relé Buchholz, Relé de presión súbita y Válvula de sobrepresión.

La protección Buchholz, se encuentra ubicada entre la cuba o tanque principal y el tanque de expansión del transformador, como se muestra en la figura 2.25 [11].

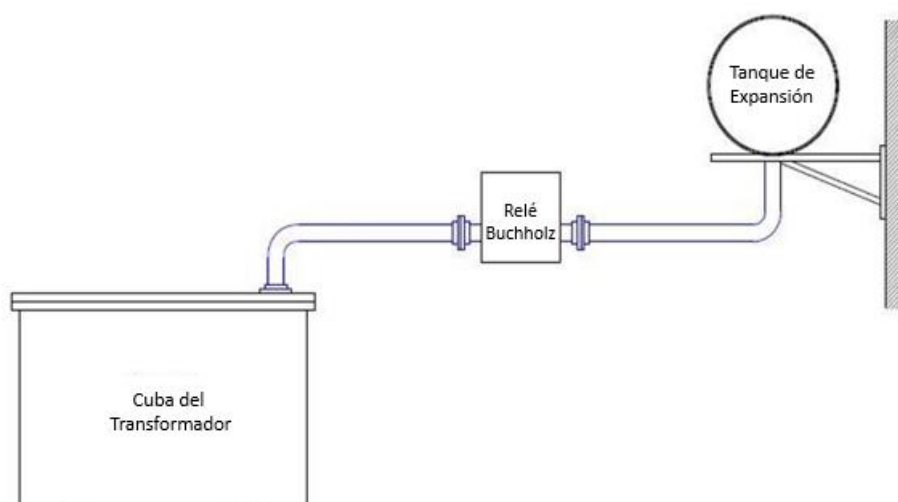


Figura 2.25: Representación de la ubicación del Relé Buchholz [12].

Las fallas internas en un transformador producen la gasificación del aceite y el aumento de presión dentro de la cuba, actuando sobre dos flotadores (sensores) que están ubicados dentro de la cámara del Relé Buchholz, tal como se muestra en la figura 2.26. Uno ubicado en la parte superior (a1) encargado de detectar la presencia de gas, accionando un contacto (c1) que acciona una alarma para alertar al operador de esta anomalía y otro en la parte inferior (a2), que actúa sobre el contacto (c2) que ordena desconectar el transformador, para evitar el daño del mismo ante la presencia de un incremento significativo en la presión de los gases [11] [12].

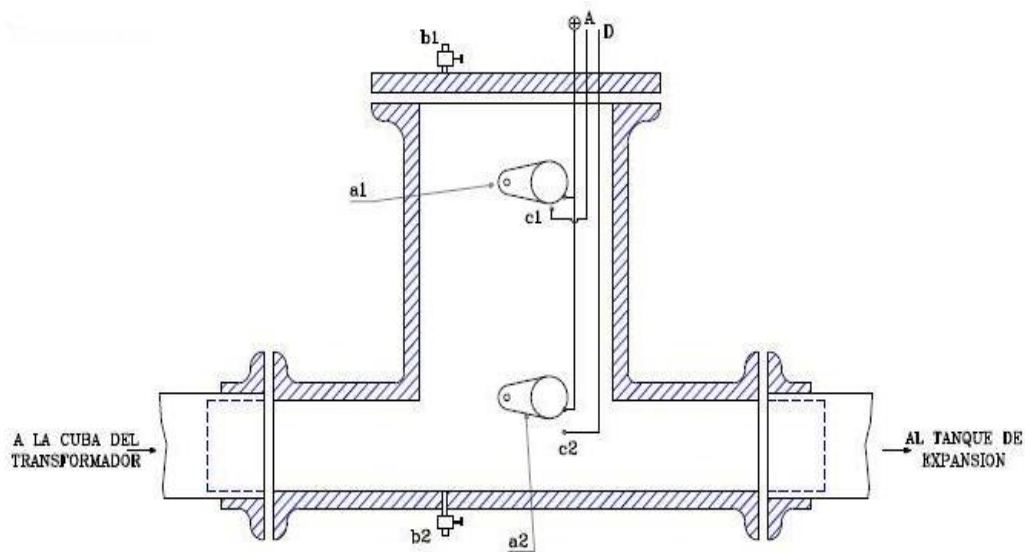


Figura 2.26: Relé Buchholz [12].

El relé de presión súbita, está ubicado entre el cambiador de tomas y el tanque de expansión del transformador y se activa ante la presencia de sobre flujo de aceite, detectado por un sensor que emite una señal de alarma y el disparo de este relé, provocando la desconexión del transformador.

La válvula de sobrepresión se activa de forma similar, con la diferencia de que al presentarse una sobrepresión provoca la deformación de una membrana que acciona un contacto para la desconexión del transformador y en caso de una sobrepresión muy elevada se romperá dicha membrana. Esta protección generalmente se encuentra ubicada en la parte superior del tanque principal del transformador [11].

2.3.1.3 Sensores de Velocidad, Posición y Aceleración

Los sensores de velocidad son transductores que dan como resultado una lectura de voltaje proporcional a la velocidad de giro de un eje, aprovechando el campo magnético que se produce en máquinas rotativas, como se muestra en la figura 2.27 [13].

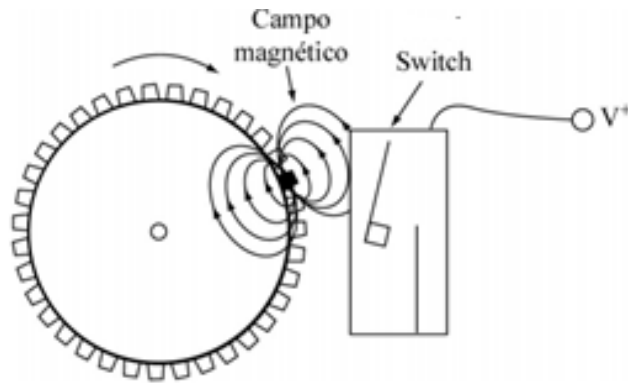


Figura 2.27: Esquema de funcionamiento de un sensor de velocidad [13].

También existen sensores ópticos como el que se muestra en la figura 2.28, que permiten detectar la posición angular, aceleración, velocidad y se caracterizan por ser transductores rotativos, también conocidos como “encoders” [13] [14].

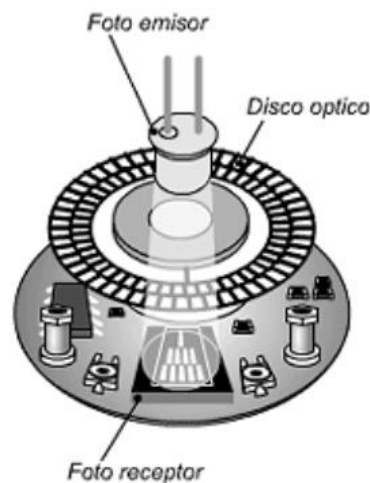


Figura 2.28: Sensor óptico (encoders) [13].

2.3.1.4 Sensores de Humedad

Son transductores que permiten detectar la presencia de humedad en el aire o en el interior de un equipo. Por lo general, estos sensores están conectados a una unidad de control de modo que al sobrepasar los límites normales, emiten una alarma o activan un contacto que permite accionar un sistema de calefacción [15]. En la actualidad, en una misma sonda se tiene tanto sensores de temperatura como de humedad. En la figura 2.29 se muestra una sonda comercial que está conformada por un sensor de temperatura y un sensor de humedad de polímero, que al absorber esta magnitud física disminuye su capacidad eléctrica [16]. En esta figura también se detalla el rango de la señal que transmite está entre 0 y 1 V, su rango de medición y la precisión.



Variable meteorológica	Rango de señal	Rango medida	Precisión	Sensor
Temperatura	0 - 1V	-40 °C - +60 °C	± 0,2 °C	Pt 1000
Humedad relativa	0 - 1V	0,8% - 100%	± 2% Rango de 0-90 % ± 3% Rango de 90-100%	HUMICAP 180

Figura 2.29: Sonda VAISALA HMP45C, con sensores de temperatura y humedad [16].

2.3.2 IEDs

Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes, más conocidos como IEDs, por sus siglas en inglés de Intelligent Electronic Devices, son equipos encargados de recibir las señales de los sensores o directamente desde campo a través de sus módulos de entrada, procesar su información, realizar cálculos, actuar sobre los elementos de campo y paralelamente comunicar su estado a equipos de mayor jerarquía, como: RTUs, Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) o Centros de Control, a través de los puertos de comunicación que utilizan protocolos propietarios o estándar.

Uno de los principales IEDs utilizados en las Subestaciones, es el denominado “relé de protección”, que es capaz de receptor información de los equipos de campo e inmediatamente (en el orden de los milisegundos) mandar a ejecutar una acción sobre éstos, como por ejemplo: la apertura de un interruptor ante la presencia de una sobrecorriente, sobrevoltaje, alta/baja frecuencia y demás valores de magnitudes físicas que se encuentren fuera de los límites normales de operación o funcionamiento.

Existen varios IEDs en el mercado, como: relés de protección, medidores, equipo de vigilancia de transformadores, controladores de bahía, controladores de capacitores, entre otros.

En la figura 2.30 se muestra un relé de protección “REC 670” fabricado por ABB [17], mientras que en la figura 2.31 se muestra un relé de protección “F650” fabricado por General Electric [18]. Estos relés tienen embebidos varias funciones de protecciones que deben ser seleccionadas de acuerdo a las necesidades del equipo que se requiera proteger, por ejemplo: Alimentadores primarios, Bancos de Capacitores, Barras,

Transformadores, Líneas de Subtransmisión, etc. En la figura 2.32 se muestra un diagrama de bloques de un relé al que ingresan las señales de voltaje y corriente de los respectivos TPs y TCs. Así mismo se muestran las funciones de protección del relé, como por ejemplo: la protección 50P que es para detectar sobrecorrientes instantáneas de fase, la protección 67N que detecta la dirección de sobrecorriente del neutro, etc. [18]. Con la activación de cualquiera de estas funciones de protección, actúa el contacto de disparo (Trip) abriendo el interruptor (52) correspondiente.



2.30: Relé de protección IED REC 670 fabricado por ABB [17].



Figura 2.31: Relé de protección F650 de General Electric [18].

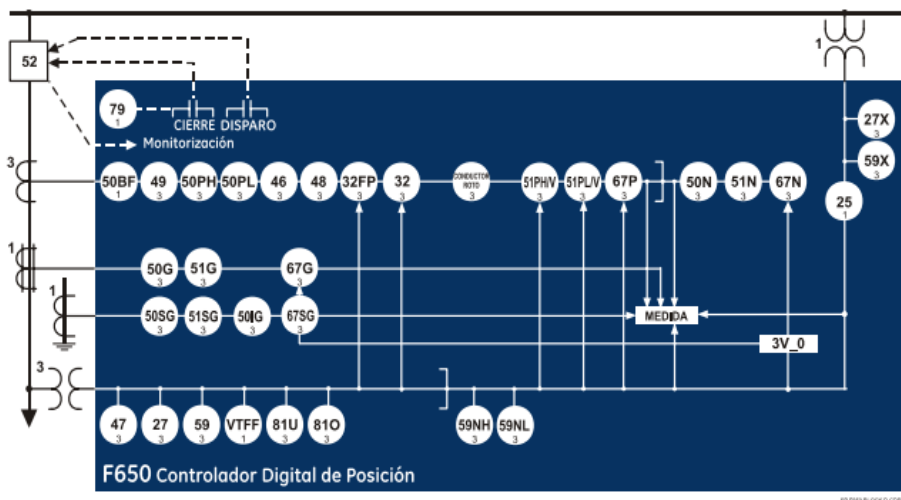


Figura 2.32: Diagrama funcional del Relé de protección F650 de General Electric [18].

Otro de los IEDs utilizados en las Subestaciones, es el Medidor de Energía. En la figura 2.33 a), se muestra un medidor de energía “ION8600” de marca Schneider Electric [19]. Éste cuenta con registros de: Corriente, Voltajes, Potencias, formas de onda. Dispone de varios puertos de comunicación: Serial (RS-232, RS-485) y Ethernet. Utiliza protocolos estándares de comunicación como: Modbus, DNP3.0 e IEC61850. Además este medidor proporciona los diagramas fasoriales en tiempo real y permite que su referencia de tiempo esté sincronizada mediante GPS [19]. Los parámetros que dispone este tipo de medidores se muestran en la figura 2.33 b).

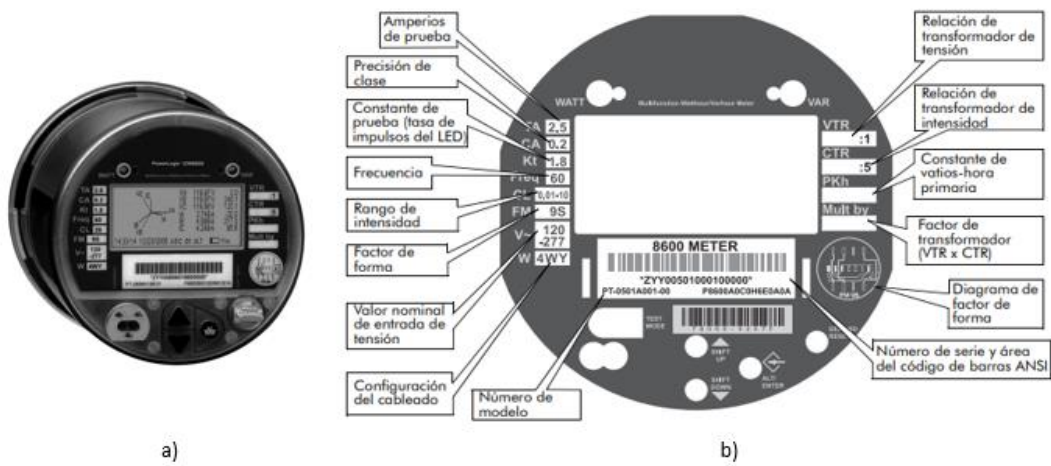


Figura 2.33: a) Medidor ION 8600 de Schneider Electric b) Partes constitutivas del ION 8600 [19].

Actualmente existen en el mercado equipos de vigilancia de transformadores de potencia utilizados para supervisar en tiempo real los parámetros del transformador, permitiendo alertar al operador en caso de presentarse cualquier anomalía, evitando daños y el incremento de costos por mantenimiento. En la figura 2.34 se muestra la interfaz gráfica de un equipo de vigilancia de transformador de potencia “TEC” (por sus siglas en inglés de Transformer Equipment Controller) de ABB [20].

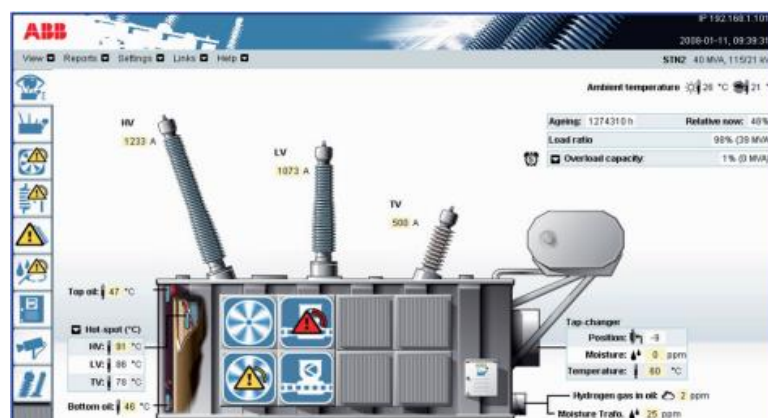


Figura 2.34: Interfaz gráfica del TEC de ABB [20].

En la figura 2.35, se muestra un controlador de bahía comercial SEL-451 fabricado por Schweitzer Engineering Laboratories, el cual permite proteger, controlar y automatizar una bahía. Este equipo cuenta con varias aplicaciones, como: detección de falla de alta impedancia, monitoreo del desgaste físico del interruptor de acuerdo al número de operaciones y magnitud de la corriente interrumpida, protección contra sobrecorrientes, entre otras [21].



Figura 2.35: Controlador de bahía SEL-451 [21].

Otro IED muy utilizado es el controlador de bancos de capacitores, ya que permite realizar la conexión/desconexión de estos equipos de forma oportuna, de acuerdo al factor de potencia que se desee obtener o la energía reactiva que se requiera en un momento dado. En la figura 2.36 se muestra un controlador de banco de capacitores MCap-II (QCM2) de QEI.



Figura 2.36: Controlador automático de capacitores [22].

Todo IED es capaz de comunicarse con otros IEDs y RTUs a través de protocolos de comunicación. Los IEDs cuentan con la tecnología de microprocesadores e internamente están conformados por los siguientes módulos: CPU, Fuente de Alimentación, Entradas/Salidas Digitales, Entradas/Salidas Analógicas y Módulo de Comunicaciones. En la figura 2.37 se muestra el relé de protección “REC 670” fabricado por ABB, que dispone de los siguientes módulos [23]:

- 1) Módulo de entradas analógicas
- 2) Módulo de Comunicaciones
- 3) Puertos de Comunicación

- 4) Módulo entrada de miliamperios (0-20 mA) (Para señales de transductores de temperatura, velocidad, presión, etc.)
- 5) Entradas y Salidas Digitales
- 6) Módulo de alimentación
- 7) CPU

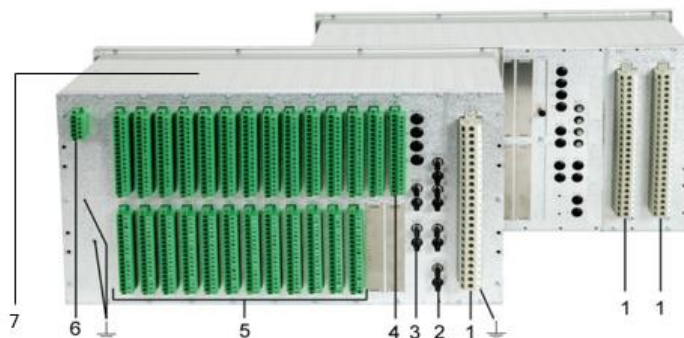


Figura 2.37: Módulos del “REC 670” [23].

2.3.3 RTUs

Por lo general cada S/E tiene una Unidad Terminal Remota, más conocida como RTU, por sus siglas en inglés de Remote Terminal Unit, la misma que se encarga de recibir la información de: IEDs, sensores o directamente desde equipos de campo de la S/E a través de sus entradas digitales y analógicas.

La RTU está conformada por los siguientes módulos: Alimentación, CPU, Almacenamiento (Memoria), Entradas/Salidas Digitales, Entradas/Salidas Analógicas y Comunicaciones, como se muestra en la figura 2.38.

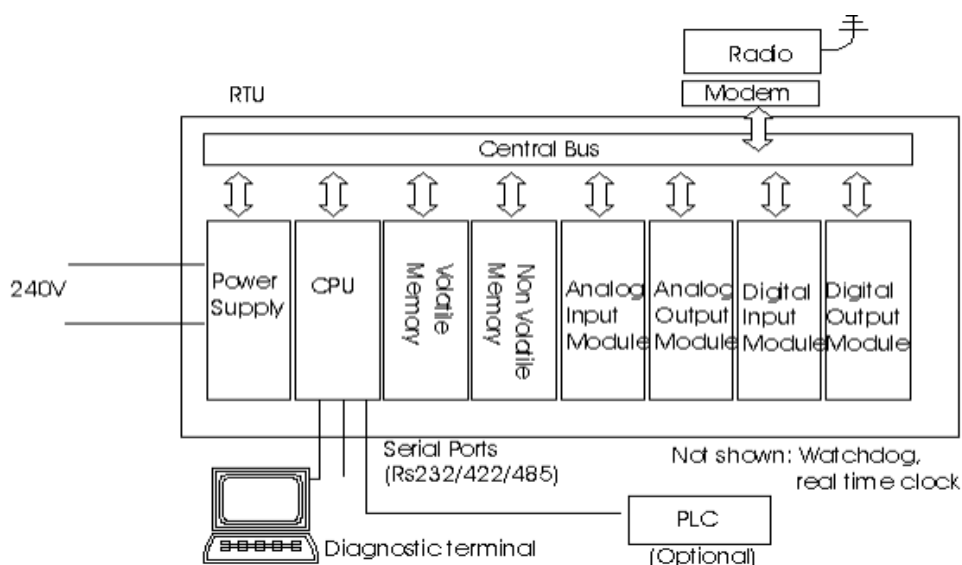


Figura 2.38: Esquema de módulos de una RTU [24].

En la figura 2.39 se muestra la conexión de la RTU, la misma que es capaz de recibir información de los sensores y equipos de campo, los mismos que pueden ser telecomandados utilizando las salidas de la RTU. Además la RTU recibe información de los IEDs por medio de protocolos de comunicación como: Modbus, DNP3.0, IEC-101/103/61850.

Una vez recibida la información por la RTU, se almacena en una base datos propia, se ejecuta procesos de cálculo y los resultados se los comunica aguas arriba con el Centro de Control Local en un solo protocolo comunicación (IEC-104 o DNP3.0) para informar el estado de los equipos, mediciones, alarmas etc.

Para ejecutar un comando desde el Centro de Control, la comunicación entre los equipos es similar, pero en el sentido opuesto, es decir, la orden es emitida por un operador desde el Centro de Control, luego la RTU recibe dicha información y se la transmite al IED, el cual se encarga de ejecutar el comando sobre el equipo de campo.

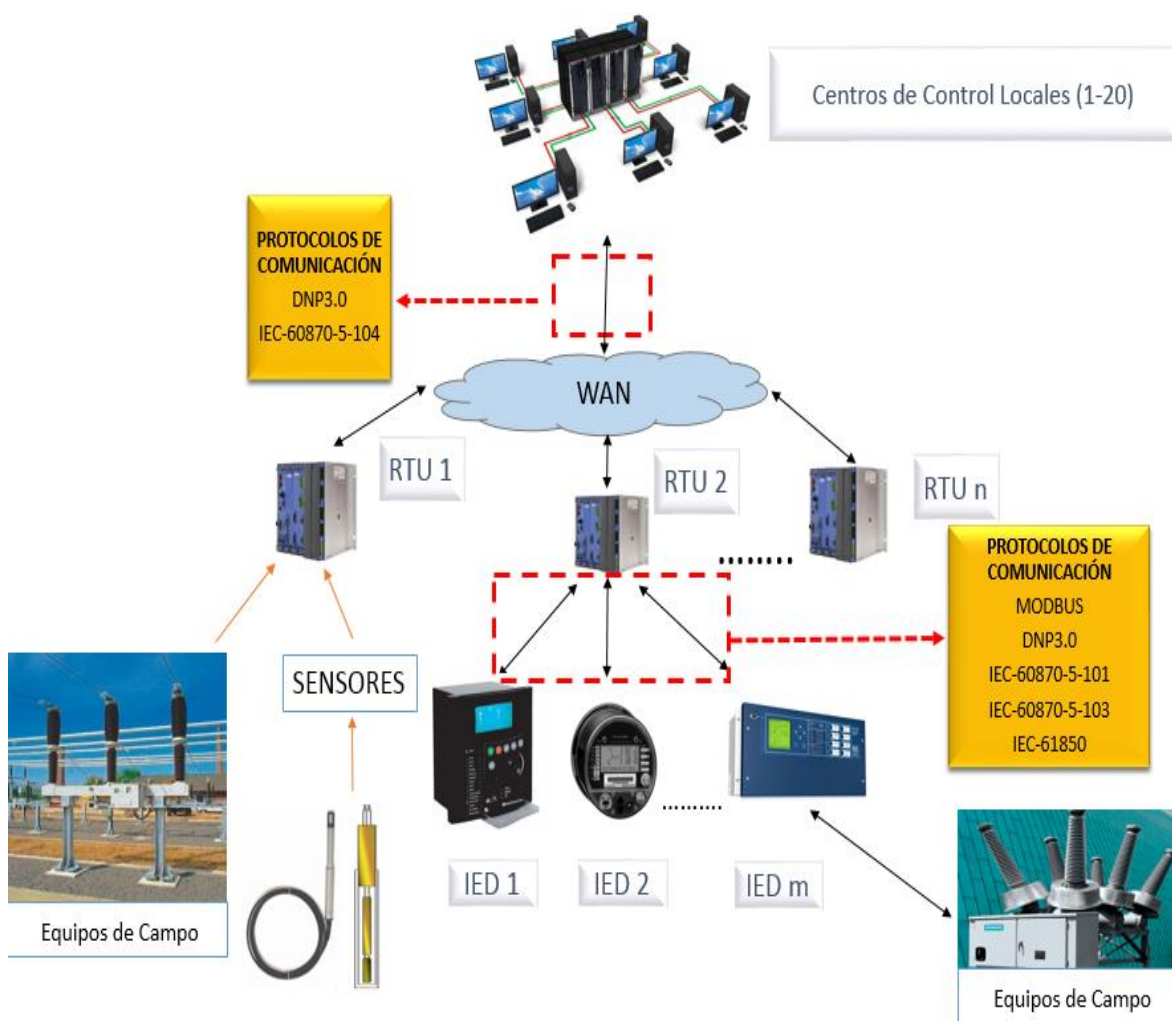


Figura 2.39: Esquema de comunicación entre CCLs, RTUs e IEDs [Elaboración Propia].

2.4 Protocolos de comunicación

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas que permiten a los distintos elementos que conforman un sistema de comunicación intercambiar información, a través de un medio físico [25].

En el mercado existían solo protocolos o lenguajes de comunicación propietarios diseñados por los fabricantes de los IEDs (ABB, SIEMENS, GE, SCHNEIDER, etc.), lo que exigía que todo el equipamiento sea de una marca específica. Esto significa que, para realizar futuras expansiones, necesariamente se tenía que seguir comprando el equipamiento electrónico de la misma marca, con altos costos.

Hoy en día con la globalización, el cliente ya no es cautivo de una marca exclusiva, sino más bien, tiene la libertad de escoger marcas, modelos y precios. Para ello, se desarrollaron protocolos que respetan estándares internacionales como ANSI/IEEE e IEC, que tienen como finalidad que los equipos electrónicos puedan conectarse e intercambiar información sin ninguna restricción (plug & play) [6].

En las subestaciones, se utilizan estos protocolos de comunicación para intercambiar información entre IEDs y RTUs, así como desde las RTUs hacia los sistemas de monitoreo y control denominados SCADA.

Como se muestra en la figura 2.39, los protocolos de comunicación utilizados en el sistema ADMS implementado en Ecuador, son los siguientes:

- Entre RTUs e IEDs: IEC 61850, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-103, DNP3.0 y Modbus.
- Entre SCADA y RTUs: IEC 60870-5-104 y DNP3.0.

2.4.1 MODBUS

Es un protocolo estándar, fiable y es el más utilizado para la conexión de elementos electrónicos a un solo bus de datos, especialmente en el sector industrial. “Fabricado por Modicon (Modular Digital Controller) para sus controladores lógicos programables (PLCs) en 1979 [21], [22].” Se basa en una interacción Maestro/Esclavo, es decir, existe una comunicación de Solicitud/Respuesta siendo el promotor siempre el maestro. Generalmente el sistema de automatización es el maestro y los esclavos son: RTUs, PLCs e IEDs. Existen varias versiones de Modbus, debido a que este puede ser implementado sobre distintos medios físicos, como: Modbus ASCII (para medios seriales), Modbus TCP (para medios Ethernet) [27] [28].

Este protocolo es utilizado en Ecuador, para que las RTUs puedan comunicarse con IEDs antiguos, debido a que no tienen estampa de tiempo, razón por la cual, la RTU es quien tiene que estampar el tiempo a los eventos cuando ésta reciba la información de este tipo de IEDs, dificultando el análisis post operativo de los mismos. En la figura 2.40, se muestra un esquema de conexión usando protocolo Modbus/TCP.

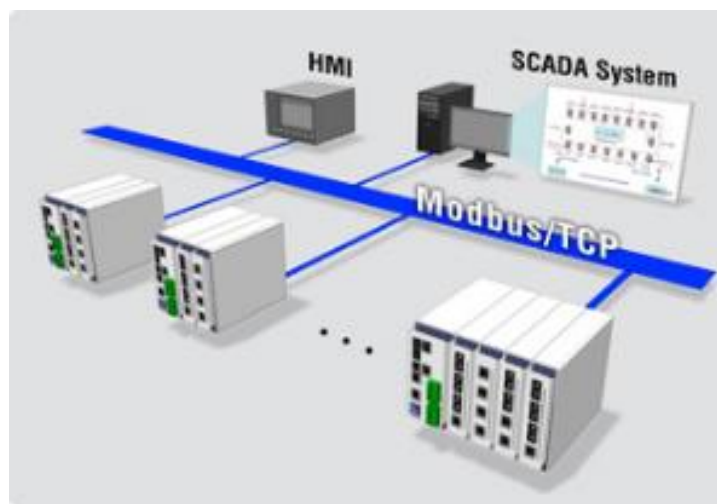


Figura 2.40: Esquema de conexión usando protocolo MODBUS/TCP [29].

2.4.2 DNP3.0

Por sus siglas en inglés de Distributed Network Protocol en su tercera versión, es utilizado tanto para la comunicación entre IEDs y RTU, como entre RTUs con los Centros de Control. Fue creado para la industria eléctrica de Norte América, por Westronic (ahora GE), en 1990. Actualmente es un protocolo libre, basado en el estándar IEEE 1379 que permite la interoperabilidad entre equipos y sistemas. Es muy utilizado en países de América, Australia y Asia [30] [31]. Se basa en la relación Maestro/Esclavo y se utiliza tanto en redes WAN como en redes LAN.

Tiene las siguientes características:

- Permite la sincronización de la referencia de tiempo
- Un esclavo está en la capacidad de emitir información sin ser solicitada por el Maestro, facilitando así el análisis post operativo
- Permite migrar fácilmente a nuevas arquitecturas
- Brinda seguridad en la transmisión de archivos
- Permite la confirmación de envío y recepción de datos
- Tiene direccionamiento sobre 65.000 dispositivos en un enlace simple
- Provee la detección de errores

- Permite clasificar y dar prioridad a los datos transmitidos.

Hoy en día existen en el mercado un sin número dispositivos que utilizan este protocolo, en la figura 2.41 se muestra un esquema de conexión que utiliza este protocolo de comunicación [30] [32].

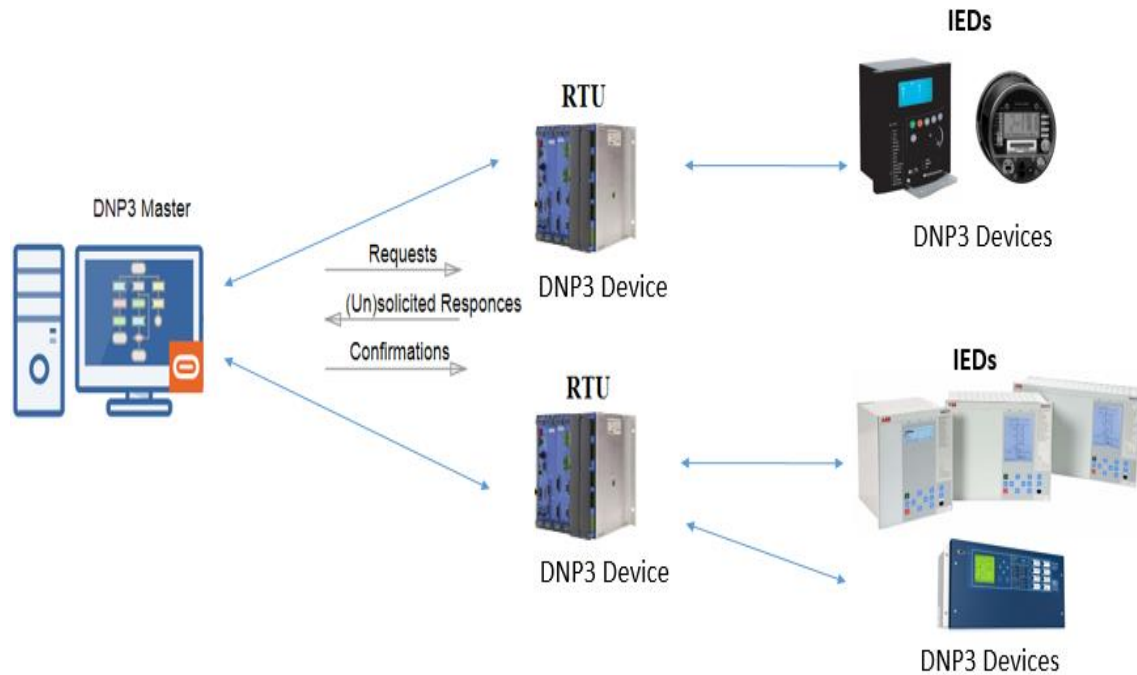


Figura 2.41: Esquema de conexión con protocolo DNP 3.0 [Elaboración Propia].

2.4.3 IEC 60870-5-101

Es un protocolo diseñado para la comunicación entre RTUs e IEDs. Fue desarrollado por la "IEC TC 57" y su estándar fue establecido en 1995. Este protocolo posee un amplio campo de direcciones mayor al de DNP3.0, razón por la cual, es capaz de soportar hasta 16 777215 dispositivos. Este protocolo es muy utilizado en Europa y Australia. Se basa en una interacción Maestro/Esclavo, admite que un esclavo emita información sin ser solicitada por el Maestro. Se puede decir que es un equivalente al protocolo de comunicación DNP3.0, ya que tiene gran similitud en sus características tales como: cada dato cuenta con una dirección específica, permite una clasificación y priorización de la información, permite que el IED sea quien de la estampa de tiempo al momento de registrar los eventos, la transferencia de datos puede ser espontánea o cíclica y permite la verificación de errores [30] [33].

2.4.4 IEC-60870-5-103

Es un protocolo que se basa en la interacción Maestro/Esclavo. Es un estándar complementario para equipos de protección. Se desarrolló en 1997, pero su origen

proviene del protocolo de comunicación VDEW6 de finales de los ochenta. Maneja velocidades de 9600 y 19200 bits por segundo. Permite trabajar con un rango entre 1 y 31 esclavos [34]. El uso de este protocolo es para realizar la comunicación entre RTU e IEDs, puede aplicarse sobre redes seriales. Además, permite el registro de alarmas y eventos con la estampa de tiempo dada por el IED, para luego transmitir dicha información hacia equipos de mayor jerarquía como la RTU y Centros de Control [35].

2.4.5 IEC-60870-5-104

Es un protocolo desarrollado por la "IEC TC 57" como un protocolo complementario, para realizar la comunicación entre las RTUs y Centros de Control a través de redes de comunicación. Presenta ciertas variaciones con respecto al protocolo IEC-60870-5-101 en las capas que lo conforman para de esta manera tener acceso a las redes LAN y WAN en su totalidad. La transferencia de datos se puede hacer por medio de Ethernet o redes seriales [33].

Este protocolo cuenta con la ratificación de envío/recepción de información, es decir, cuando un mando es enviado desde el maestro, se requiere la confirmación de la ejecución de la orden por parte del esclavo. También realiza la transmisión de información de manera espontánea. Cabe recalcar que no es necesario esperar la confirmación de comandos anteriores, para mandar a ejecutar comandos adicionales sobre los esclavos en caso de que la situación lo amerite [36].

2.4.6 IEC-61850

Este estándar fue desarrollado con el objetivo de promover el uso de un solo protocolo de comunicación, ya que en la actualidad existen más de 500 protocolos utilizados al nivel mundial. Esto, con el fin de obtener interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes, sin embargo, hasta el día de hoy, no se encuentra estandarizado las funcionalidades de cada dispositivo [35]. Su primera edición surgió a inicios del 2004, la cual se enfocó en la comunicación al interior de las subestaciones. Sin embargo, en su segunda versión se realizó extensiones enfocándose a los Sistemas Eléctricos de Potencia en general, como por ejemplo las extensiones destinadas al uso de nodos lógicos en: Subestaciones Automatizadas (IEC 61850-7-500), en Centrales Hidroeléctricas (IEC 61850-7-510) y en Recursos de Energía Distribuida (IEC 61850-7-520) [33].

El estándar IEC-61850 establece que los IEDs muestren los datos de tal manera que se vinculen de forma directa con el papel que desempeñan dentro del sistema. Además, gracias a esta estandarización todos los IEDs tienen un comportamiento similar desde el

punto de vista de comunicaciones. Existen diferentes mensajes dentro de este estándar, tales como [33]:

- GSE (Generic Substation Event): Permiten el envío/recepción de información de forma simultánea a varios IEDs de forma segura. Los GSE pueden ser de dos tipos: GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) que es utilizado para el intercambio de información de manera ordenada en un conjunto (Data-Set) aproximadamente en 4 milisegundos o GSSE (Generic Substation State Event) que sirve para transmitir información en cadena de bits.
- SMV (Sampled Measured Values): Permiten una rápida comunicación, se puede enviar bloques de información de 80 muestras/ciclo de forma continua.
- MMS (Manufacturing Messaging Specification): Sirven para el control de procesos industriales, distribución de datos y es utilizado para la comunicación entre dispositivos programables.

El protocolo IEC-61850 no fue diseñado para la comunicación entre RTUs y Centros de Control, sin embargo, existen investigaciones al respecto [6]. En la figura 2.42 se muestra un esquema de aplicación del estándar IEC-61850, donde se destaca una red Ethernet en anillo constituida por Fibra óptica y la sincronización de la estampa de tiempo viene dada por el GPS hacia los demás equipos del sistema.

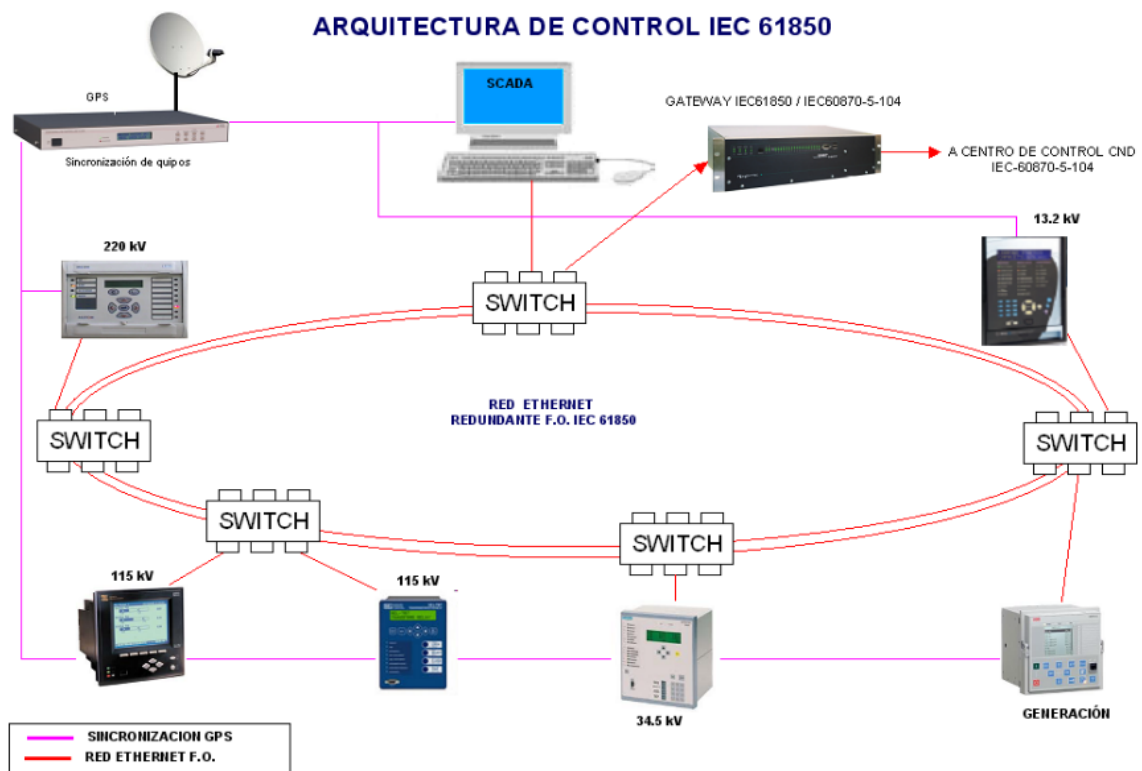


Figura 2.42: Esquema de aplicación de IEC 61-850 [37].

2.5 Puertos de Comunicación

La Electronics Industry Association (EIA) estableció varios estándares de comunicación que han tenido gran aplicación en la industria. Los más usados se detallan a continuación.

2.5.1 EIA-RS232

El “EIA-Recommended Standard 232” comúnmente conocido como Puerto RS232, es una interface que permite el intercambio de información únicamente entre dos equipos, un emisor y un receptor. Este estándar establece lo siguiente [38]:

- Tipo de conector: DB-25 (de 25 pines), DB-9 (de 9 pines), como se muestra en la figura 2.43)
- Niveles de voltaje:
Entrada (modo receptor): 0 lógico: [+3V +15V]; 1 lógico: [-15V -3V].
Salida (modo emisor): 0 lógico: [+5V +15V]; 1 lógico: [-15V -5V].
- Distancia máxima: 15 m
- Velocidades en el rango de 0 a 20 Kbps.
- Cable: requiere un hilo para cada señal a transmitir.
- Configuración del envío/recepción de información: Simplex (un solo sentido), Half Duplex (dos sentidos, sin embargo, no de forma simultánea), Full Duplex (dos sentidos a la vez).
- Topología de red: Punto a Punto.

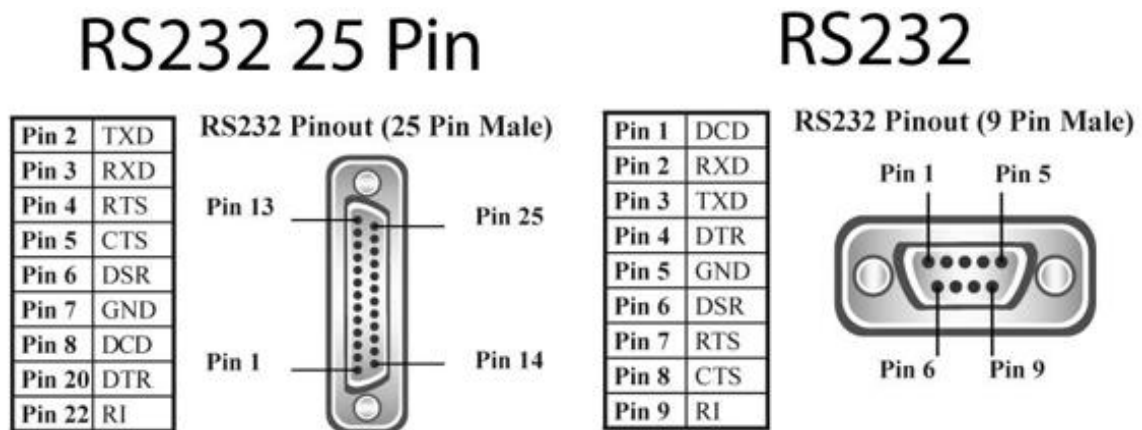


Figura 2.43: Tipos de Conectores DB-25 y DB-9 según RS-232 [39].

2.5.2 EIA-RS485

Este estándar fue desarrollado para trabajar con mejores prestaciones de velocidad y distancia, incluso permite el envío/recepción de información entre 32 dispositivos. Además este estándar establece lo siguiente [40] [41]:

- Mantiene compatibilidad con EIA-RS232 y se utilizan convertidores RS232/RS485 para conformar una red.
- Configuración Maestro (SCADA) / Esclavo (RTUs).
- Niveles de voltaje:
Entrada (modo receptor): 0 lógico: [+0.2V +12V]; 1 lógico: [-0.2V -7V].
Salida (modo emisor): 0 lógico: [+1.5V +5V]; 1 lógico: [-1.5V -5V].
- Distancia máxima: 1200 m.
- La velocidad máxima es 10Mbps con una longitud del cable de 12 metros.
- Cable: Par trenzado.
- Configuración del envío/recepción de información: Half Duplex (dos sentidos, sin embargo, no de forma simultánea).
- Topología de red: Punto a Punto, Multipunto, Anillo, Bus.

En la figura 2.44 se muestra un ejemplo de una red RS-485 con conectores Phoenix.

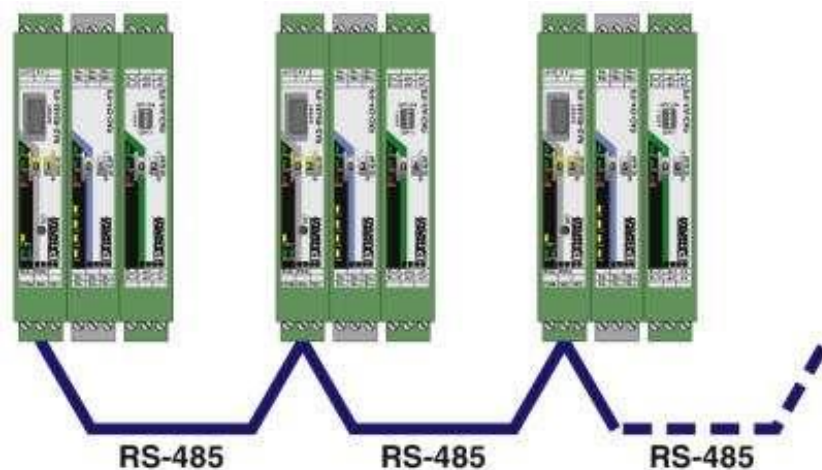


Figura 2.44: Red con RS-485 [42].

2.5.3 Ethernet

Este estándar es conocido también con el nombre de IEEE 802.3, es muy utilizado para realizar las conexiones de diferentes equipos a una red LAN, donde todos los usuarios de esta red pueden acceder a la misma información y establecer comunicación con los diferentes equipos de la red, de manera simultánea.

Los puertos Ethernet son ranuras que tienen una forma cuadrada. Estos se encuentran en los diferentes equipos que conforman la red, tales como: switches, routers, IEDs, RTUs, servidores, etc., los mismos que son capaces de conectarse a la red por medio de cables que tienen conector RJ-45, tal como se muestra en la figura 2.45.



Figura 2.45: Puerto Ethernet [43].

El puerto Ethernet dispone de tres velocidades considerando cables trenzados de cobre: 10BASE-T (10Mbps), 100BASE-TX (100 Mbps), 1000BASE-T (1000 Mbps). Sin embargo, para que se aproveche el 100% de su velocidad, no depende solamente de la red, sino de la capacidad con la que cuenta los equipos conectados a la red, es decir, si un equipo cuenta con una tarjeta con capacidad para 10Mbps, la capacidad de transmisión de datos será a esa velocidad, así la red sea de mayor capacidad [43].

También el tipo de cable puede ser fibra óptica, con mayores prestaciones de velocidad y con la ventaja de ser inmune a interferencias electromagnéticas.

2.6 Estándares de referencia

Los estándares internacionales afines a la automatización de subestaciones y de redes inteligentes son:

2.6.1 Estándares para automatización de subestaciones

El principal estándar de referencia para la automatización de subestaciones a partir del año 2004 es el IEC 61850, el cual se divide en 10 partes, en las que contempla no solamente lo referente a protocolos de comunicación, sino que hace énfasis en los equipos de control, protección y medida, configuración y modelo de los datos orientados a funciones y objetos, así como los requerimientos eléctricos y medioambientales, incluso indica las pruebas tanto de conformidad como de calidad que se deben realizar [4] [6].

Este estándar también permite el ahorro de cableado de cobre, ya que la conexión entre los elementos que se encuentran en la subestación, se la realiza por medio de una red LAN, facilitando la escalabilidad, es decir, que dicha red sea capaz de admitir la comunicación de más equipos en caso de futuras ampliaciones de la Subestación. Incluso,

para subestaciones nuevas donde los TCs y TP's son ópticos, las señales de corriente y voltaje que toman los IED's, lo hacen solamente con cables de fibra óptica [4] [6].

Además, está acorde a los estándares IEC 61970 y IEC 61968 con el fin de respetar el modelo de información común que maneja archivos tipo XML (por sus siglas en inglés, XML: eXtensible Markup Language). Cada parte del estándar, detalla temas específicos, por ejemplo: La sección IEC 61850-8-1 hace referencia a la adquisición de datos y comunicación entre los dispositivos de la subestación en tiempo real y la sección IEC 61850-9 especifica la comunicación entre los TCs, TP's y los IEDs (medidores y relés de protección) [44] [45].

Cabe recalcar que previo al uso de IEC61850, los estándares más usados son el DNP3.0 en Estados Unidos y IEC 60870 en Europa, en cuanto a protocolos de comunicación. Además, en la actualidad la comunicación desde las RTUs a los SCADA se encuentra fuera del alcance del estándar IEC 61850, por lo que se sigue utilizando DNP3.0 y IEC-60870-5-104. Para automatización de subestaciones mediante sistemas SCADA, el estándar de referencia es el IEEE C37.1, en el cual se menciona la arquitectura entre IEDs, RTUs y Centros de Control [5] [46]. Asimismo, la organización de las bases de datos en estos equipos en forma de tablas, está acorde al estándar ANSI/IEEE C.12 [47].

Es importante mencionar que el fin principal de la automatización mediante estos estándares, se basa en facilitar la administración y operación de las subestaciones eléctricas en el tiempo real.

2.6.2 Estándares internacionales de redes inteligentes

El ADMS desarrollado por Schneider Electric se encuentra diseñado bajo los estándares internacionales IEEE e IEC. Por ejemplo, para poder intercambiar la información entre varios sistemas informáticos como el GIS, el sistema comercial, etc. con el DMS, es necesario que todos estos se acojan al modelo de información común acorde a IEC61970, IEC 61968 [1].

Además, es importante mencionar que existen estándares IEEE, que son equivalentes o muy similares a los IEC. Por ejemplo, para el caso de las condiciones ambientales, interferencia electromagnética y requerimientos de prueba de los equipos de comunicaciones en la subestaciones hacen referencia tanto al estándar IEEE 1613, como al IEC 61850-3 [45] [48].

En la tabla 2.3 se muestran los estándares internacionales más trascendentales afines a las redes inteligentes desarrollados tanto por IEC como por IEEE.

Tabla 2.3: Estándares IEC / IEEE para redes inteligentes [45] [49] [50] [51].

Estándar	Descripción
IEC	
IEC / TR 62357	Arquitectura Orientada a Servicios
IEC 61970	Modelo de información común y gestión de energía
IEC 61850	Redes y sistemas de comunicación para la automatización de subestaciones eléctricas
IEC 61968	Modelo de información común y gestión de distribución
IEC 62351	Seguridad referente a datos y comunicaciones
IEC 62056	Medición de energía e intercambio de información para lectura de contadores, tarifas y control de carga
IEC 61508	Seguridad funcional de sistemas eléctricos / electrónicos / programables
IEC 61334	Automatización de la distribución usando sistemas de línea de distribución portadora
IEC 62325	Marco para las comunicaciones del mercado de la energía
IEC 61085	Consideraciones generales para servicios de telecomunicaciones para sistemas de potencia
IEC 62439-1	Redes de automatización de alta disponibilidad y comunicación industrial
IEC 60255-22	Equipos de medición y relés de protección
ISO / IEC TR 27019	Tecnología de la información y gestión de la seguridad de la información para sistemas de control de la generación, transmisión, almacenamiento y distribución de energía eléctrica, gas y calor
IEEE	
IEEE 1547	Interconexión e interoperabilidad de los recursos energéticos distribuidos
IEEE 1547.3	Guía para monitoreo, intercambio de información y control de recursos distribuidos embebidos en un SEP
IEEE 1379	Recomendaciones de comunicaciones entre RTUs e IEDs en una subestación
IEEE 1613	Requisitos de pruebas y ambientales para equipos de comunicaciones en subestaciones
IEEE C37.1	Sistemas de automatización y SCADA
IEEE 2030	Guía para la interoperabilidad de redes inteligentes de energía y operación de tecnología de la información
IEEE 1588	Protocolo de sincronización de tiempo de precisión para sistemas de control y medición
ISO/IEC/IEEE 42010	Ingeniería de sistemas y software
ANSI C12.22 / IEEE Std 1703	Redes LAN y WAN, protocolo de comunicación de nodos para complementar las tablas de datos de dispositivos finales
ANSI C12.18 /IEEE Std 1701	Protocolo de comunicación de puerto óptico para complementar las tablas de datos de dispositivos finales
ANSI C12.19	Tablas de datos de dispositivos finales
ANSI C12.20	Medidores de Electricidad: precisión y rendimiento

CAPÍTULO 3

3. DESCRIPCIÓN DEL ADMS

3.1 Bases de Datos

Una base de datos permite guardar gran cantidad de información de forma organizada y estructurada para que luego se pueda realizar búsquedas y utilizar fácilmente estos datos. La base de datos contiene la información en tablas interrelacionadas entre sí; a su vez, cada tabla contiene la información organizada por filas y columnas [1].

La base de datos que utiliza el ADMS, se denomina SQL (Lenguaje de Consulta Estructurado, por sus siglas en inglés de Structured Query Language). Fue desarrollada por Microsoft y tiene la siguiente estructura básica: Zona, Empresa, Subestación, Nivel de Voltaje, Bahía, Elemento y Atributo [1].

Así mismo existen tablas que sirven para registrar información como: Remotas, Conexiones, Señales Digitales, Señales Analógicas, Contadores, Calculadas, etc., que pueden ser configuradas por los usuarios administradores del sistema. También, existen tablas que contienen información que fueron configuradas por expertos una sola vez durante la instalación del sistema como: Aplicación, Replicación, Calidad de Datos, Modos de Distribución, etc., que permiten la normal operación del sistema, razón por la cual, no es recomendable su modificación [1].

La base de datos del ADMS, es dinámica, es decir, está cambiando continuamente, con los datos recolectados de los equipos de campo y es mostrada a los operadores a través de las interfaces hombre máquina, como el ezXOS y DMD.

3.2 Componentes de la Bases de Datos

Las tablas fundamentales que conforman la base de datos del ADMS y que pueden ser configuradas por el administrador del sistema, son [1]:

- **Remotas (Remote):** Contiene la identificación y características de las RTUs de las cuales se recibe la información, como: Marca, modelo, dirección IP, puerto de comunicaciones, velocidad y más características.
- **Conexiones (Connection):** Sirve para identificar las características del protocolo de comunicaciones que va a utilizar la RTU para comunicarse con los servidores del Centro de Control Local. Normalmente, se define una conexión, por protocolo y por Empresa. Por ejemplo: Para los protocolos que utiliza la EEQ se define una conexión para cada uno de ellos, el DNP3.0 y otra para IEC104.

- **Conexión de Remotas (Remote Connection):** Permite enlazar las dos tablas anteriores, es decir, indica que conexión va a utilizar cada una de las RTUs en particular.
- **Analógicas (Analog):** Almacena las características de las señales analógicas provenientes de los equipos de campo como, por ejemplo: Voltaje, corriente, potencia activa, potencia reactiva, etc.
- **Digitales (Status):** Contiene las características de las señales de estado de los equipos de campo como, por ejemplo: Estado de interruptores, estado de seccionadores, estado de selector local remoto, etc.
- **Contadores (Rate):** Sirve para identificar las características de los contadores que están disponibles en los IEDs, por ejemplo: Energía Activa, Energía Reactiva, número de operaciones, número de disparos por fase, etc.
- **Calculadas:** Permite definir los cálculos que se han de realizar utilizando las señales analógicas, digitales y contadores, cuyos resultados son mostrados a través de las interfaces al operador.

3.3 Homologación de señales del ADMS

Para que la información almacenada en la base datos de tiempo real mostrada al operador, sea entendible y fácilmente manejable, es necesario que cada señal tenga una denominación estructurada. Así, todas las señales: analógicas, digitales, contadores y calculadas, deben tener 31 caracteres [1] [52], distribuidos como se muestra en la figura 3.1:

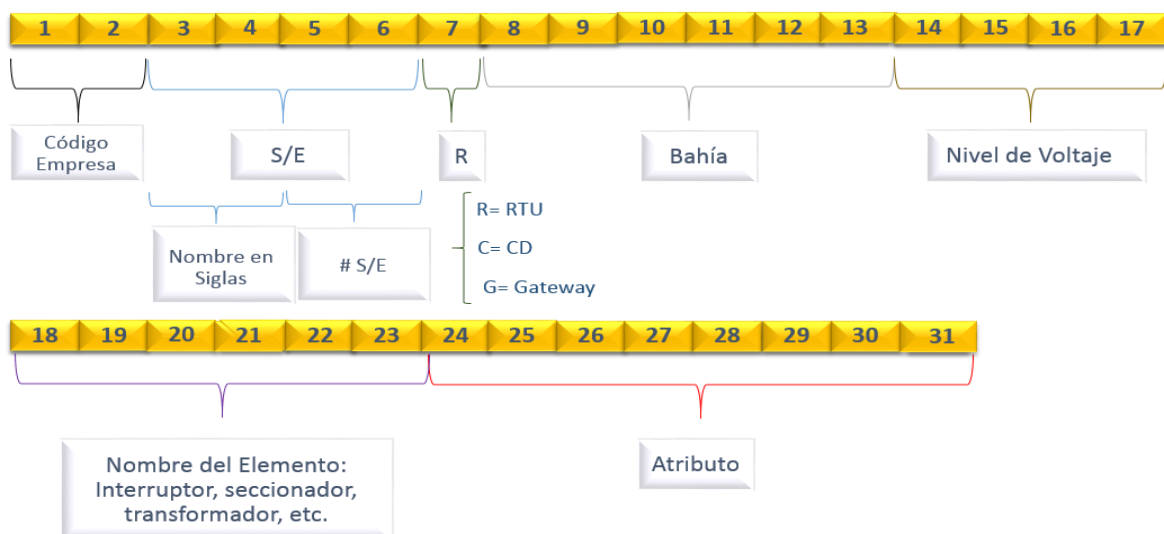


Figura 3.1: Composición de las señales homologadas [Elaboración Propia].

El significado de cada grupo de caracteres, es el siguiente [1]:

- **Código de Empresa:** Son los dos primeros caracteres (1^{ro} y 2^{do}) de las señales y representan al código numérico asignado a cada Empresa Eléctrica a la que pertenece la señal. En la tabla 3.1, se muestra la codificación asignada.

Tabla 3.1: Codificación homologada de las Empresas Eléctricas [1].

Código	Descripción
00	Sistema de Transmisión
01	EEASA_Ambato
02	EEACA_Azogues
03	CNEL_Bolívar
04	CNEL_Guayaquil
05	CENTRO_SUR_Cuenca
06	ELEPCO_Cotopaxi
07	CNEL_El_Oro
08	CNEL_Esmeraldas
09	CNEL_Guayas_Los_Ríos
10	CNEL_Los_Ríos
11	CNEL_Manabí
12	CNEL_Milagro
13	EMELNORTE_Ibarra
14	EEQSA_Quito
15	EERSA_Riobamba
16	CNEL_Santa_Elena
17	CNEL_Santo_Domingo
18	EERSSA_Loja
19	ELECGALAPAGOS
20	CNEL_Sucumbíos

- **Subestación:** Para identificar la subestación a la que pertenece la señal, se utilizan 4 caracteres (del 3^{ro} al 6^{to}) que pueden ser alfanuméricos. En la tabla 3.2 se muestra un ejemplo de la codificación de las S/E de la EEQ:

Tabla 3.2: Codificación de Subestaciones de la EEQ [1].

Código	Nombre de S/E	No. de S/E
OL01	Olimpico	01
LU02	Luluncoto	02
BN03	Barrio Nuevo	03
CH04	Chimbacalle	04
CL05	Chilibulo	05
ES06	Escuela Sucre	06
RQ07	San Roque	07
LM08	La Marín	08
MF09	Miraflores	09
DV10	Diez Vieja	10
...

- **Equipo que reporta la señal al CCL:** Sirve para identificar el equipo electrónico que está reportando la señal al CCL. Se utiliza 1 caracter (7^{mo}), que puede contener:
 - **R:** si la señal proviene de una RTU.
 - **C:** si la señal proviene de un Concentrador de Datos
 - **G:** si la señal proviene de un Gateway.
- **Bahía:** Se utilizan 6 caracteres (del 8^{vo} al 13^{vo}), para identificar el nombre de la bahía de la S/E a la que pertenece la señal. Para ello se ha definido la nomenclatura, mostrada en la tabla 3.3.

Tabla 3.3: Codificación homologada de Nombres de las Bahías [1].

Código	Descripción
LIN	Línea
BAR	Barra
TRA	Transformador de Potencia
PRI	Alimentador Primario
ACP	Acoplamiento
CAP	Capacitores
AUX	Servicios Auxiliares
REA	Reactancia
GEN	Generador
AGC	Control de generación automática

Si se quiere diferenciar la línea 01 de la línea 02, sólo se tiene que anteponer el código indicado en la tabla anterior, por ejemplo: LIN01-, LIN02-, etc. En todo case, se tiene que completar con 6 caracteres.

- **Nivel de Voltaje:** Para identificar el nivel de voltaje al que pertenece la señal, se utilizan 4 caracteres (del 14^{vo} al 17^{vo}), de acuerdo a la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Codificación homologada de Niveles de Voltaje [1].

Código	Nombre	Código	Nombre	Código	Nombre
500-	500 kV	13_8	13.8 kV	220-	220 Vac
230-	230 kV	6_9-	6.9 kV	110_	110 Vdc
138-	138 kV	6_3-	6.3 kV	125_	125 Vdc
69--	69 kV	4_16	4.16 kV	48__	48 Vdc
46--	46 kV	2_3-	2.3 kV	24__	24 Vdc
34_5	34.5 kV	110-	110 Vac	12__	12Vdc
23--	23 kV	120-	120 Vac	2_4-	2.4 Kv
22--	22 kV	208-	208 Vac	480-	480 Vac

- **Nombre del Elemento:** Sirve para identificar al elemento eléctrico al que pertenece la señal, como: interruptor, seccionador, reconectador, transformador, etc., se utilizan 6 caracteres (del 18^{vo} al 23^{vo}). En caso de que el código del elemento eléctrico no posea 6 caracteres, este se debe completar con guiones. A continuación se muestra la nomenclatura utilizada para las bahías de las S/Es [52]:

➤ **Líneas de Subtransmisión [1]**

En la figura 3.2, se muestra la nomenclatura para nombrar los elementos que pertenecen a las bahías de Líneas de Subtransmisión. Para los seccionadores se designó el número 89 (según ANSI/IEEE C37.2), seguido del número de la Línea de Subtransmisión a la que está asociado (L#), el siguiente carácter representa una letra que indica si el seccionador es de: Barra (B), Línea (L) o Bypass (Y). Para los seccionadores de puesta a tierra se utiliza el número 57 y para los disyuntores 52 (según ANSI/IEEE C37.2), acompañados del número de la Línea de Subtransmisión a la que está asociado (L#).

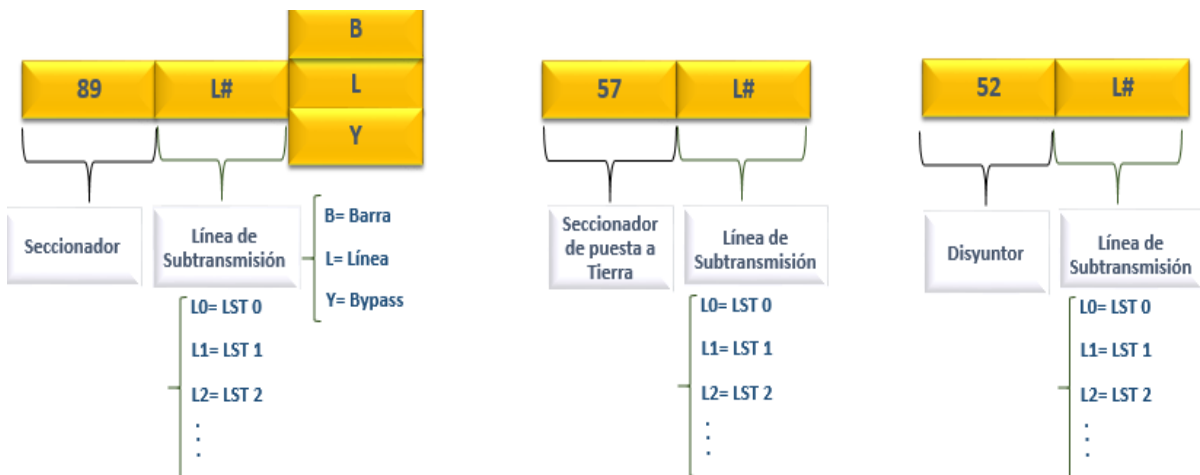


Figura 3.2: Nomenclatura de los Elementos de las Bahías de Líneas de Subtransmisión [Elaboración Propia].

➤ **Transformadores de potencia [1]**

En la figura 3.3, se muestra la nomenclatura para nombrar los elementos que pertenecen a las bahías de Transformadores. Para los seccionadores se designó el número 89, seguido del lado de Alto (A) o Bajo (B) voltaje del transformador, luego se indica el número del transformador y el siguiente carácter representa una letra que indica si el seccionador es de: Barra (B), Línea (L), Bypass (Y) o Transformador (T). Para los seccionadores de puesta a tierra se utiliza el número 57 y para los disyuntores 52, acompañados del lado de Alto (A) o Bajo (B) voltaje del Transformador y el número del Transformador.



Figura 3.3: Nomenclatura de los Elementos de las Bahías de Transformadores [Elaboración Propia].

➤ **Alimentadores [1]**

En la figura 3.4, se muestra la nomenclatura para nombrar los elementos que pertenecen a las bahías de Transformadores. Para los seccionadores se designó el número 89, seguido de la letra F (Feeder), número del transformador, número del alimentador y de la letra que hace referencia el tipo de seccionador: Barra (B), Línea (L) o Bypass (Y).



Figura 3.4: Nomenclatura de los Elementos de las Bahías de Alimentadores [Elaboración Propia].

➤ **Acoplamiento [1]**

En la figura 3.5, se muestra la nomenclatura para nombrar los elementos que pertenecen a las bahías de Acoplamiento. Para los seccionadores se designó el número 89, seguido

de la letra C (Coupling), número de barra a la que pertenece y en caso de ser seccionador de Bypass se añade la letra Y. Para los seccionadores de puesta a tierra se utiliza el número 57, seguido de la letra C (Coupling), acompañados del número de barra, mientras que para los disyuntores se designó 52, seguido de la letra C (Coupling) y del número de las barras que está acoplando.

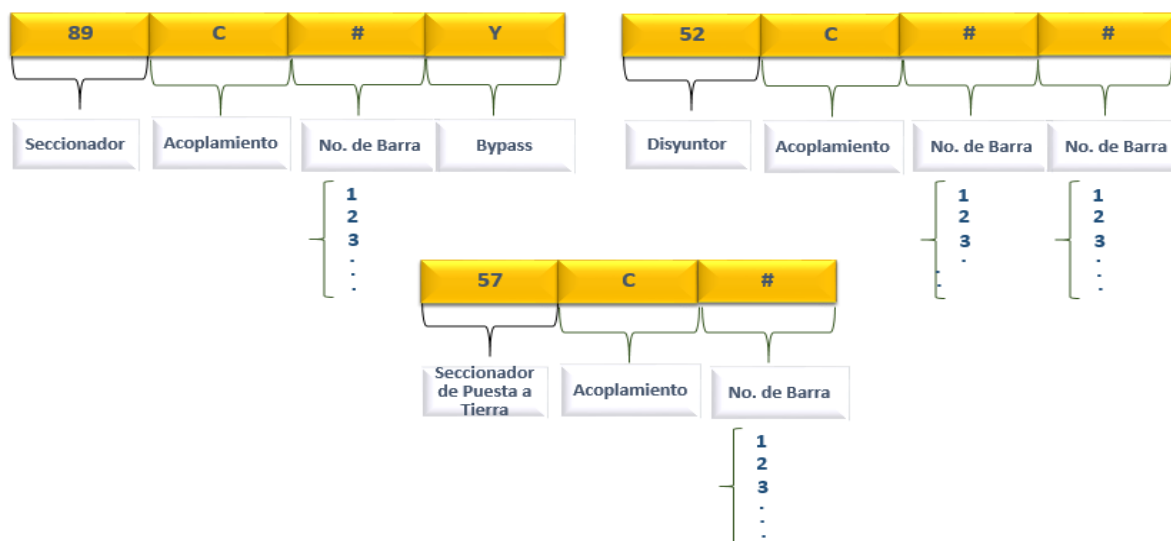


Figura 3.5: Nomenclatura de los Elementos de las Bahías de Acoplamiento [Elaboración Propia].

➤ **Generadores**

En la figura 3.6, se muestra la nomenclatura para nombrar los interruptores que pertenecen a las bahías de Generadores. Se designó el número 52 para los disyuntores, seguido de la letra “B” que indica el lado de Bajo voltaje del Transformador, Número del transformador, acompañados de letra G de generador y del número de la unidad de generación.



Figura 3.6: Nomenclatura de los Elementos de las Bahías de Generadores con su respectivo Transformador [Elaboración Propia].

- **Atributo:** Sirve para identificar el tipo de señal al que se refiere y está compuesto de 8 caracteres (del 24^{vo} al 31^{vo}). Como todos los IEDs tienen diferentes

denominaciones de acuerdo a la norma bajo la cual estén fabricados (ANSI, IEEE, IEC), se definió un diccionario, que consta de [52]:

- 1572 atributos de alarmas y posición
- 55 atributos de mandos
- 567 atributos analógicos
- 165 atributos de Supervisión de RTUs
- 14 atributos de Setpoint

Debido a la gran cantidad de atributos que se manejan en la base de datos del sistema ADMS, se muestra a continuación algunos de los atributos más comunes. En la tabla 3.5 se indican atributos de señales analógicas. En la tabla 3.6 se muestra atributos de: Alarmas, posición y mando. Mientras que en la tabla 3.7 se presenta algunos de los atributos de: Supervisión de RTUs, Setpoint.

Tabla 3.5: Ejemplos de atributos homologados de Señales Analógicas [1] [52].

ATRIBUTO CÓDIGO	DESCRIPCIÓN DEL ATRIBUTO
Atributos Analógicos	
IA-----	Corriente de la Fase A
IB-----	Corriente de la Fase B
IC-----	Corriente de la Fase C
IN-----	Corriente del Neutro
AIA-----	Angulo Corriente Fase A
AIB-----	Angulo Corriente Fase B
AIC-----	Angulo Corriente Fase C
AIN-----	Angulo Corriente Neutro
VAB-----	Voltaje entre Fases AB
VBC-----	Voltaje entre Fases BC
VCA-----	Voltaje entre Fases CA
VAN-----	Voltaje Fase A
VBN-----	Voltaje Fase B
VCN-----	Voltaje Fase C
VN-----	Voltaje Neutro
AVAN----	Angulo Voltaje Fase A
AVBN----	Angulo Voltaje Fase B
TEMP-ACE	Temperatura del Aceite
IFALLA-A	Corriente de Falla Fase A

Tabla 3.6: Ejemplos de atributos homologados de: Alarma, Posición y Mandos [1] [52].

ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN DEL ATRIBUTO
Atributos de Alarma y Posición	
A21PZ1AG	Arranque 21 Principal Zona 1 Fase A
A21PZ1BG	Arranque 21 Principal Zona 1 Fase B
A21PZ1CG	Arranque 21 Principal Zona 1 Fase C
A21PZ1FG	Arranque 21 Principal Zona 1 Neutro
D21P----	Disparo Protección Principal de Distancia
D21R----	Disparo Protección Respaldo de Distancia
D21-CF--	Disparo Protección Distancia por Cierre en Falla
21-FTP--	Pérdida de Señal de TPs en el Relé de Distancia
21-FAIL-	Falla de Relé de Distancia
21-ETP--	Envío de Teleprotección
21-RTP--	Recepción de Teleprotección
A27-----	Arranque Bajo Voltaje
D27---E1	Disparo Bajo Voltaje Etapa 1
27-LOCK-	27 Bajo Voltaje Bloqueada
D32-----	Disparo por Potencia Inversa
HAB-25-F	Sincronismo de frecuencia OK
HAB-25-V	Sincronismo de voltaje OK
Atributos de Mandos	
INT-----	Interruptor
REC-----	Reconectador
SBARRA--	Seccionador de Barra
SL-----	Seccionador de Línea
SPT-----	Seccionador Puesta a Tierra
SBP-----	Seccionador Bypass
ST-----	Seccionador de Transformador
SFUSIBLE	Seccionador Fusible
RESET---	Resetear
79-HAB--	Recierre Automático
REPDADM	Reponer datos de demanda
RE-MAXTE	Resetear valor máximo de Temperatura
RE-COTEM	Resetear Controlador de Temperatura
RESETMD1	Resetear módulo spabus 1
RESETMD2	Resetear módulo spabus 2
RESETMD3	Resetear módulo spabus 3
RESENCLV	Resetear enclavamientos

Tabla 3.7: Ejemplos de atributos homologados de Supervisión de RTUs y Setpoint [1] [52].

ATRIBUTO	DESCRIPCIÓN DEL ATRIBUTO
Atributos Supervisión de RTU	
ONLINE--	Comunicaciones con el SCADA
OVRF----	Desbordamiento en Cola de Eventos del CD
COMM-SD1	Fuera de Servicio Tarjeta SM_DO32T-1
DIAG-SD1	En Diagnóstico Tarjeta SM_DO32T-1
BUS1-SD1	Fallo Profibus 1 Tarjeta SM_DO32T-1
BUS2-SD1	Fallo Profibus 2 Tarjeta SM_DO32T-1
COMM-AI1	Fuera de Servicio Tarjeta SM_AI16-1
DIAG-AI1	En Diagnóstico Tarjeta SM_AI16-1
BUS1-AI1	Fallo Profibus 1 Tarjeta SM_AI16-1
BUS2-AI1	Fallo Profibus 2 Tarjeta SM_AI16-1
COMM-AI2	Fuera de Servicio Tarjeta SM_AI16-2
DIAG-AI2	En Diagnóstico Tarjeta SM_AI16-2
BUS1-AI2	Fallo Profibus 1 Tarjeta SM_AI16-2
BUS2-AI2	Fallo Profibus 2 Tarjeta SM_AI16-2
COMM-ED1	Fuera de Servicio Tarjeta SM_DI32-1
DIAG-ED1	En Diagnóstico Tarjeta SM_DI32-1
BUS1-ED1	Fallo Profibus 1 Tarjeta SM_DI32-1
BUS2-ED1	Fallo Profibus 2 Tarjeta SM_DI32-1
COMM-ED2	Fuera de Servicio Tarjeta SM_DI32-2
DIAG-ED2	En Diagnóstico Tarjeta SM_DI32-2
Atributos Setpoint	
SETAGCP-	Setpoint AGC Potencia Activa
SETAGCQ-	Setpoint AGC Potencia Reactiva
RESROD--	Reserva Rodante
AGCMOD--	Modo AGC
AGCCICLO	Tiempo Ciclo del AGC
MAXGE---	Máxima Generación Eólica
MAXGFV--	Máxima Generación Fotovoltaica
RR-RTPOS	Reserva Rodante Regulación Total Positiva
RR-RTNEG	Reserva Rodante Regulación Total Negativa
RR-R-POS	Reserva Rodante Total Positiva
RR-R-NEG	Reserva Rodante Total Negativa
AGCESTR-	Estrategia AGC
SDADRRP-	Setpoint de Reserva de Alarma Rodante Positiva
AGC-GCM-	Modo de Control del Generador

3.4 Tipos de Señales

El ADMS, maneja los siguientes tipos de señales: Digitales, Analógicas, Contadores y Calculadas [1].

3.4.1 Señales Digitales

Este tipo de señales se refieren a los estados lógicos de: Abierto/Cerrado, On/Off, posición Local/Remoto, etc. Estas señales son tomadas desde campo y permiten realizar el monitoreo y control de los equipos desde el ADMS, como [1]:

- Reconectores
- Interruptores
- Seccionadores de Barra
- Seccionadores Bypass
- Seccionadores de Tierra
- Seccionadores de Línea
- Arranque y disparo de relés de protección
- Selectores de mando Local/Remoto

Cuando una de estas señales cambia de estado, puede generar una alarma para alertar al operador de una condición anormal, ante lo cual, el operador debe tomar una acción correctiva para volver la señal al estado normal lo antes posible.

3.4.2 Señales Analógicas

Estas señales sirven para indicar en tiempo real el valor de las magnitudes físicas, tales como [1]:

- Potencias: Activa (P), Reactiva (Q), Aparente (S).
- Voltaje (V)
- Corriente (I)
- Factor de potencia
- Temperatura
- Presión
- Frecuencia
- Nivel de aceite

El valor de las señales analógicas es refrescado cada 15 segundos o cuando vence la banda muerta definida. Se define los límites normales de la señal, de modo que si su valor lo sobrepasa, se generará una alarma que alerta al operador de esta condición anormal.

3.4.3 Contadores

Son señales que sirven para indicar el valor de: Energía Activa (Ea), Energía Reactiva (Er) o el número de operaciones de un elemento [1]. Esto permite hacer balances energéticos, o saber la producción de una central de generación.

Así mismo, al conocer el número de operaciones de un equipo, permite programar de mejor manera los mantenimientos recomendados por el fabricante, como por ejemplo, cambio de contactos del interruptor, luego de 10,000 operaciones.

3.4.4 Calculadas

El ADMS es capaz de realizar cálculos y depositar los resultados en las señales calculadas, de modo que se puedan ver como cualquier otra señal [1]. Por ejemplo, se puede calcular la Potencia Aparente (S) de un transformador a partir de las mediciones de Potencia Activa (P) y Reactiva (Q), cuando el IED no puede entregar este valor directamente. También se puede sumar todas las potencias de los alimentadores que intervienen en el esquema de alivio de carga.

Estas señales actúan como las señales analógicas, es decir, también se pueden definir límites para saber cuándo estén en una condición anormal y utilizan los mismos atributos definidos para estas señales.

3.5 Editor avanzado de la base de datos

La creación, edición y borrado de las señales o de cualquier elemento de la base de datos del ADMS, se la realiza a través del editor avanzado de la base de datos (ADE, por sus siglas en inglés de ADVANCED DATABASE EDITOR) [1].

Sólo pueden acceder a este aplicativo los Administradores del Sistema, quienes tienen a su cargo tanto la configuración de las señales como la ejecución de las pruebas punto a punto, para garantizarle al operador que la señal que está viendo a través de las interfaces (ezXOS o DMD), sea una fiel representación de la señal de campo. Es decir, si en campo, el interruptor se encuentra cerrado, en el ADMS también deberá estar en esta condición. Si se da un comando de abrir en la interface, en campo debe ejecutarse la acción de abrir el interruptor.

El ADE permite auditar en todo momento, quién realizó el cambio, inclusión o borrado de una señal y desde qué consola. Es necesario indicar que para realizar las pruebas de integración, sin interferir con la operación propiamente dicha, se ha definido un grupo de datos (más conocido en inglés como Dataset) de prueba y una área de responsabilidad (por sus siglas en inglés, AOR: Area of Responsibility) de prueba, a la cual sólo tienen

acceso los Administradores de los SCADA locales. Una vez que se haya realizado las pruebas punto a punto, se cambia al Dataset y AOR de operación, para que el operador pueda vigilar su normal funcionamiento [1].

Para incluir una nueva RTU a través del ADE, es necesario editar la tabla Remote, incluir las características de la misma, realizar las pruebas de comunicación y las pruebas operativas.

Así mismo, para incluir una nueva señal analógica se edita la tabla Analog y se realiza las pruebas punto a punto, es decir, se verifica que el valor que se muestra en las interfaces hombre máquina (ezXOSy DMD) tenga el mismo valor que se tiene en campo. Para probar que las alarmas se generen conforme lo requerido, se puede variar manualmente el valor de la señal, hasta que se sobrepasen los límites establecidos.

Para integrar una nueva señal digital, es necesario editar la tabla Status e ingresar las características de la señal, para luego realizar las pruebas punto a punto y posteriormente dar de alta la nueva señal.

Para integrar un nuevo contador, se debe editar la tabla Rate, siguiendo el mismo procedimiento que se usa para integrar las señales analógicas.

Cuando se requiere crear una señal calculada, se utiliza la tabla ACE Config, en donde se define las operaciones que han de realizarse, se prueba que los valores sean los esperados y se da de alta la nueva señal.

En la figura 3.7, se muestra una captura de pantalla con las tablas que se dispone en el ADE.

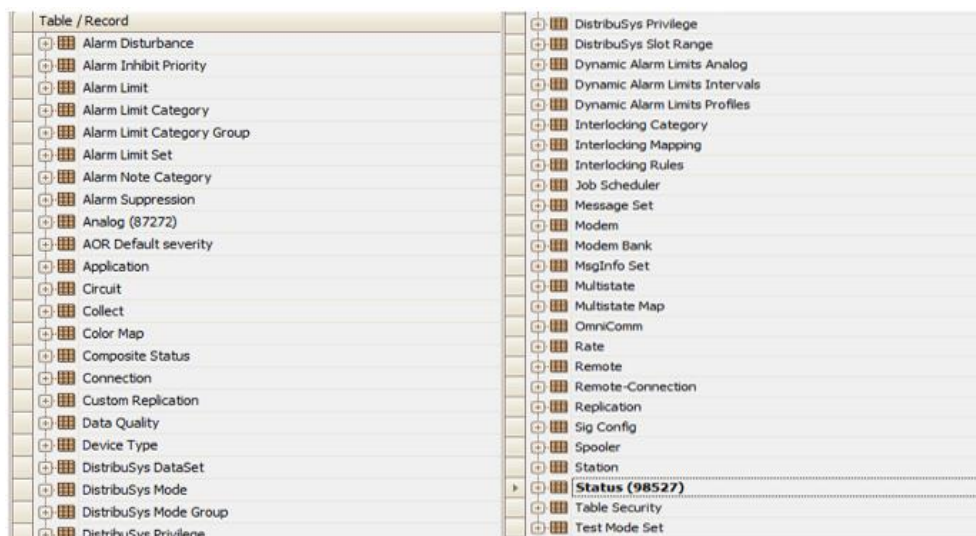


Figura 3.7: Tablas que conforman el ADE [1].

3.6 Mapeo de Señales del SCADA al ADMS

Para poder hacer el seguimiento de una señal, en condiciones normales o cuando exista una alarma, es necesario que las señales que han sido ingresadas en el ADE, sean mapeadas al DMS, para lo cual, se utiliza la herramienta Signal Mapping Tools (SMT), la misma que permite asociar las señales con los elementos eléctricos de la subestación [1].

Esto permite que desde el sumario de alarmas o sumario de eventos, se pueda localizar el elemento eléctrico que ha fallado, disminuyendo el tiempo de atención del operador, más aún cuando se llegue a presentar una avalancha de alarmas.

Todas las señales tienen que estar asociadas a un elemento de la subestación, o en su defecto a la subestación misma.

3.7 Señales asociadas a un interruptor

En la figura 3.8 se muestra una captura de pantalla de la interfaz DMD, desde la cual se puede acceder a las señales eléctricas asociadas al interruptor 152-A del Alimentador Primario A de la subestación El Bosque de la EEQ, en donde se detallan varios parámetros como:

- **Alarma:** Sirve para indicar si una señal está alarmada.
- **Etiqueta:** Muestra si una señal posee una etiqueta de: No operar, Prohibido de cierre, Línea Viva o de Información.
- **Calidad de la Señal:** Bueno (en línea) o malo (fuera de línea).
- **Valor:** Muestra el valor de la señal. Por ejemplo, la potencia aparente es de 2.11 MVA y la señal digital que indica el estado del interruptor CERRADO.
- **Nombre de la señal:** Identificada con los 31 caracteres como se explicó previamente. Por ejemplo: "14EB15GPRIA--6---152-A-S-----", donde:
 - 14: Corresponde a la EEQ.
 - EB15: Subestación El BOSQUE, No. 15.
 - G: Gateway.
 - PRIA--: Alimentador Primario A (Nombre de la Bahía).
 - 6---: Nivel de voltaje 6.3 kV.
 - 152-A-: Nombre del Elemento (Interruptor).
 - S-----: Potencia Aparente (Atributo de la señal).
- **Nombre del elemento:** Interruptor 152-A.
- **Tipo de elemento:** En este caso el elemento es un interruptor.
- **Tipo de punto remoto:** Analógica, Digital o Contador.

- **Tipo de medida:** Puede ser parámetros eléctricos como: Potencia Aparente, Potencia Reactiva, Potencia Activa, Corriente, Factor de Potencia, Estado del interruptor, Estado Local/Remoto, etc.

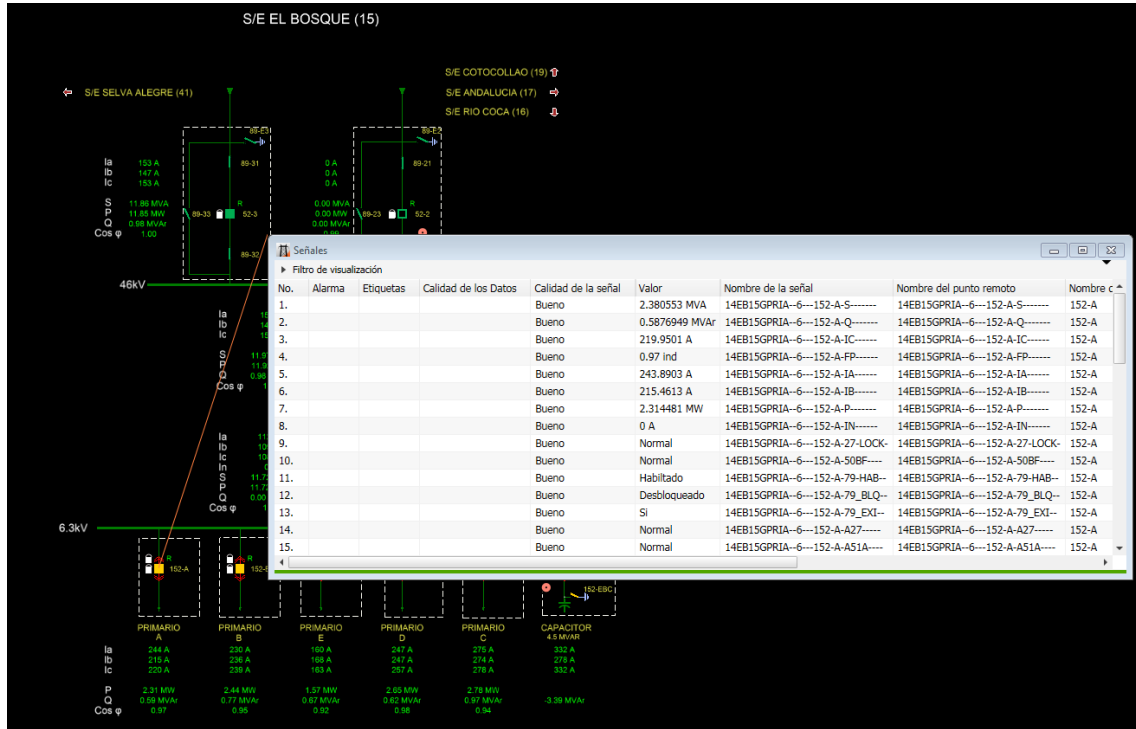


Figura 3.8: Señales asociadas a un interruptor de la Subestación El Bosque de la EEQ [1].

3.8 Integración de las redes de distribución desde el GIS hacia el sistema ADMS

El GIS (por sus siglas en inglés de Geographic Information System), es una base de datos estática que está conformada por la información técnica de los equipos de la red de Distribución como: Transformadores, Seccionadores, Interruptores, Líneas de Distribución, etc.; y, la ubicación geográfica de los mismos [1].

Por otro lado, se dispone de la información de los clientes que provienen del sistema comercial, como: Nombre del Cliente, Número de Medidor, Número de Cédula, Dirección de Domicilio, Empresa Eléctrica de Distribución a la que pertenece, etc. Esta información es básica para poder conformar el modelo de la red de distribución eléctrica y ejecutar las funcionalidades del ADMS [1].

En la figura 3.9, se muestra un esquema del procedimiento que se sigue para migrar la información desde el GIS al ADMS, que consiste en realizar una réplica de la base de datos del GIS para formar un archivo tipo “Lenguaje de Marcas Extensible” (por sus siglas en inglés, XML: eXtensible Markup Language), el cual pasa previamente por un aplicativo

llamado “Network Exporter”, cuya función es detectar posibles errores de estos archivos, como por ejemplo: falta de información, información incoherente, etc. En caso de detectarse errores, estos deben ser corregidos en la propia base de datos del GIS. Una vez corregidos estos errores, se repite el proceso hasta obtener el archivo XML sin errores.

Luego, el archivo XML es revisado por la herramienta “CIM Validation” con el fin de identificar errores acorde al Modelo de Información Común, (por sus siglas en inglés, CIM: Common Information Model) que cumple con el estándar IEC61968, por ejemplo: conexiones erróneas, campos vacíos, fase a la que pertenece un cliente o luminaria etc. De encontrarse errores, se los debe corregir en la base de datos del GIS y nuevamente comenzar el procedimiento. Después de haber pasado de manera exitosa las dos etapas de depuración anteriores, la información llega al aplicativo “Network Importer” capaz de detectar nuevos errores, como por ejemplo: niveles de voltaje erróneos, nuevos elementos con el mismo número de identificación, etc., formando un conjunto de cambios denominado “change set”. Si se detectan errores, estos deben ser corregidos en la base de datos del GIS y empezar nuevamente el procedimiento.

El siguiente paso, es validar la información en el entorno de Desarrollo del ADMS, denominado QADS, para saber las implicaciones que tendrá en el modelo de producción, caso contrario se debe corregir los errores en la base de datos del GIS y repetir el procedimiento hasta no tener ningún error.

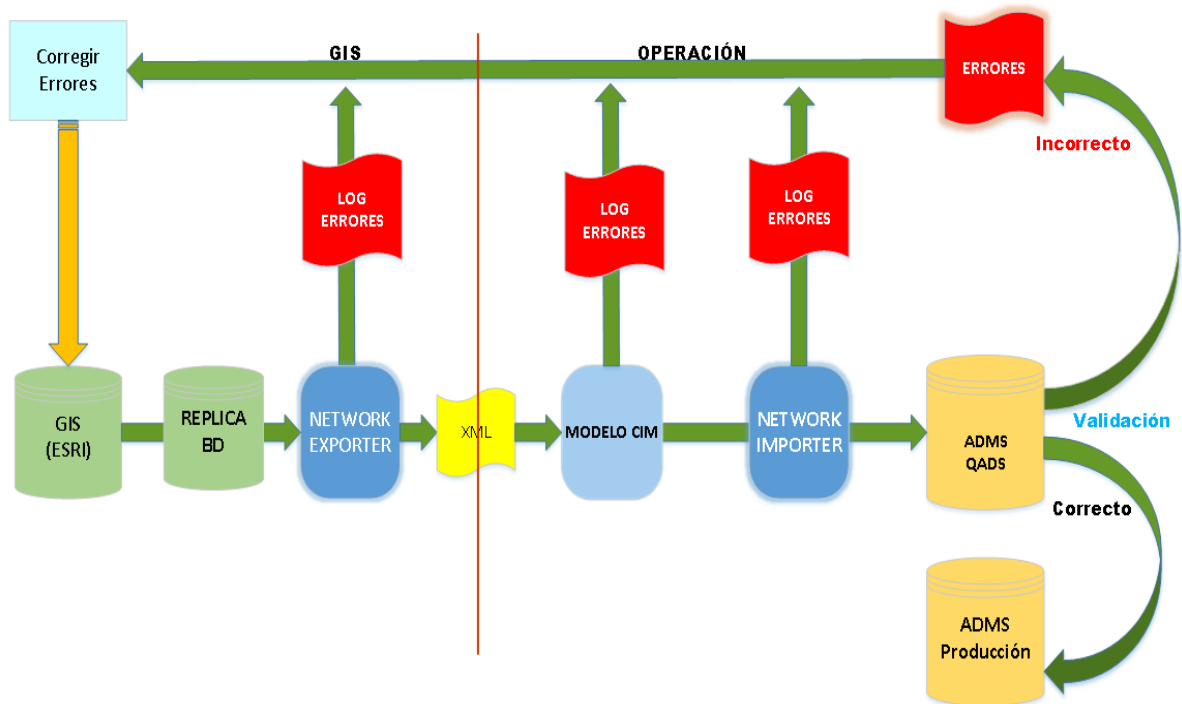


Figura 3.9: Procedimiento de cargar la información desde el GIS al ADMS [1].

3.9 Almacenamiento de información histórica en el sistema

Toda la información que maneja el Sistema ADMS, se almacena en dos bases de datos históricas denominadas: SQL de Microsoft y PI de OSIsoft. En la figura 3.10, se muestra como fluye la información desde las bases de datos del sistema SCADA y del DMS hacia la base de datos histórica SQL. El sistema SCADA permite almacenar las señales de los equipos teledados, mientras que el DMS registra los cambios realizados en los equipos no teledados (cambio de estado de seccionadores, etc.). La información que llega a la base de datos histórica SQL pasa por Buffers, que permiten almacenar la información de forma temporal, los cuales son de gran utilidad en caso de presentarse pérdidas de comunicación entre los servidores del SCADA y del DMS con en el servidor que tiene la base de datos SQL. La base de datos Histórica SQL, tiene la capacidad de almacenar información hasta con 3 años de antigüedad [1].

Una vez almacenada la información en la base de datos SQL, ésta es capaz de transmitir los datos de interés con el formato adecuado por medio del Adaptador ADMS-PI hacia la plataforma PI de OSIsoft con el fin de mostrar los informes generados para el personal del sector corporativo, a partir de la información proveniente de la base de datos histórica ADMS. La base de datos Histórica de PI, tiene la capacidad de almacenar información hasta con 10 años de antigüedad [1].

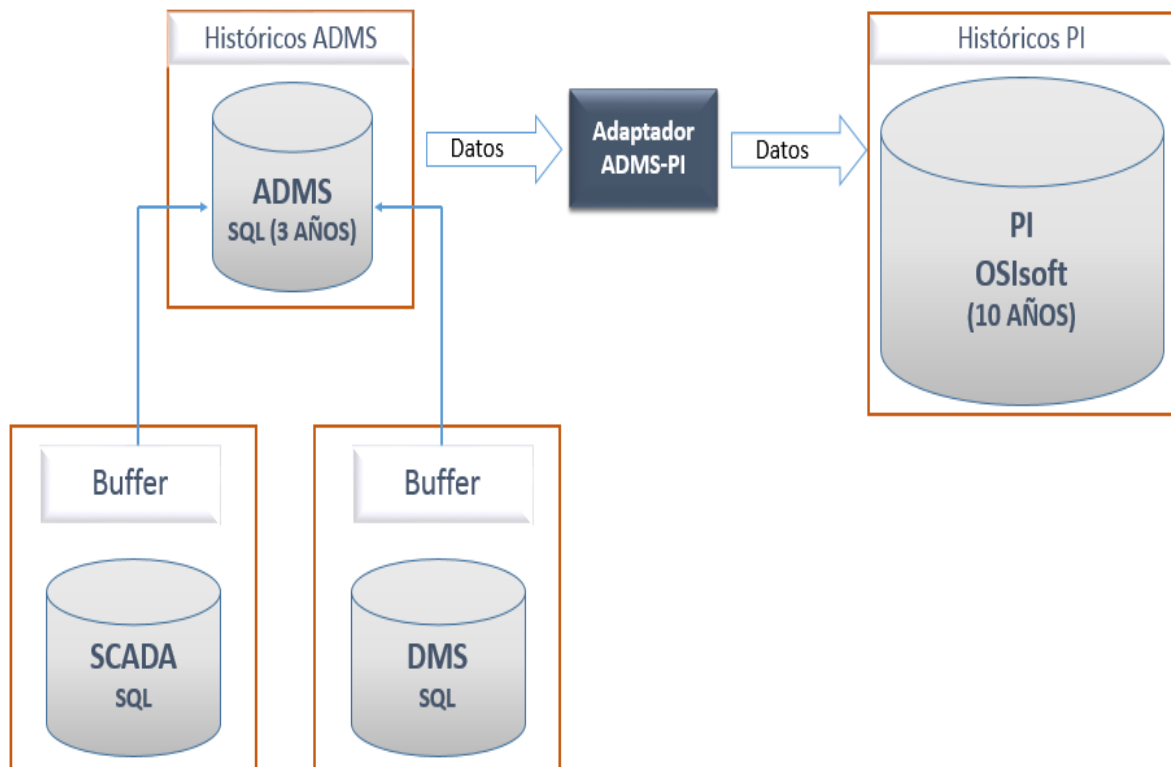


Figura 3.10: Almacenamiento de información histórica del ADMS [Elaboración Propia].

La información histórica que se almacena corresponde a [1]:

- **Series temporales:** Almacena los cambios existentes en las señales analógicas, digitales y calculadas. Esta información permite realizar análisis post-operativos con diferentes herramientas, como el trazado de tendencias.
- **Eventos:** En esta base de datos se guardan los eventos y alarmas generadas en tiempo real tanto por el SCADA como por el DMS. También se almacenan los cambios realizados por los usuarios del sistema como reconocimiento de alarmas, modificaciones de las configuraciones del sistema, etc. Además cuenta con un mecanismo para almacenar la información de forma temporal en caso de existir pérdidas de comunicación o problemas en el servidor de históricos hasta que se dé solución.
- **Modelo de red:** Los cambios realizados en el modelo de red, son almacenados en esta base de datos. A partir de esta información, se puede guardar casos de estudio para luego simular nuevas condiciones en la red, que permitan determinar si existiese alguna condición crítica, como por ejemplo la sobrecarga de un transformador, al realizar una transferencia de carga.
- **Incidencias:** En la base de datos histórica, también se guardan las incidencias generadas en el OMS para su posterior uso, como por ejemplo para el cálculo de indicadores de confiabilidad.
- **Otros repositorios:** Las diferentes funciones del ADMS, requieren de cierta información histórica, como por ejemplo: Planes de maniobras, capas de información geográfica (nombre de calles, cuadras, etc.), etiquetas utilizadas, registro de usuarios finales afectados, etc.

3.10 Funciones avanzadas del ADMS

3.10.1 Analizador de topología

El analizador de topología del ADMS, permite colorear la red de acuerdo a diferentes criterios, en los distintos diagramas: geográfico, ortogonal y unifilar de la Subestación, para facilitar al operador la visualización del estado de la red en tiempo real a través de una paleta de colores.

El coloreado de la red, puede ser visualizado por todos los usuarios a través de la interfaz gráfica DMD, de acuerdo a los siguientes criterios [1]:

- **Coloreado por Energización:** Permite visualizar las zonas que están: desenergizadas, energizadas, parcialmente energizadas, energizadas por un generador, malladas (energizadas por más de una fuente), desconocido, conectado a tierra, bidireccional, con falla.
- **Coloreado por Niveles de voltaje:** Es utilizado para diferenciar los niveles de voltaje de las redes de distribución, con facilidad (69 kV, 13.8 kV, 6.3 kV, etc.).
- **Coloreado por Área de responsabilidad:** Indica los elementos de la red pertenece a una AOR en particular y hasta dónde llegan sus límites.
- **Coloreado por Áreas a la que pertenecen los elementos de la red:** Sirve para poder visualizar los límites de la red que está energizada desde: una subestación, un transformador de potencia o del alimentador primario al que pertenecen.
- **Coloreado por Región (Zona):** Para observar los elementos de la red que pertenecen a cada una de las 6 zonas definidas (Norte, Centro, Sur, Guayaquil, Manabí y Santa Elena).
- **Coloreado por Subregión (Empresa):** Indica los elementos de la red que pertenece a cada una de las 20 Empresas Eléctricas de Distribución (EEASA, EEQ, EERSSA, etc.).
- **Coloreado por Región Climática:** Despliega en diferentes colores los elementos de la red que pertenece a cualquiera de las regiones climáticas que tiene el Ecuador: Costa, Sierra u Oriente.
- **Coloreado por Fases:** Muestra la fase por la que están energizados los elementos de la red (A, B, C, A+B, A+C, B+C, A+B+C).
- **Coloreado por desplazamiento angular de fases:** Colorea a la red de acuerdo al tipo de conexión de los transformadores de potencia (0 grados para conexiones YY, 30 grados para conexiones DY1, 330 grados para conexiones DY11, etc.). Esto permite al operador saber cuándo se puede poner en paralelo dos transformadores de potencia que alimentan a la misma red.
- **Coloreado por puesta a tierra del neutro:** Sirve para identificar que el neutro de los transformadores de potencia estén conectados a tierra. Esto garantiza que se tenga una misma referencia para las señales de voltaje.
- **Coloreado por Corriente Nominal:** Para visualizar los elementos de la red que provienen desde el GIS, coloreados de acuerdo a su corriente nominal.
- **Coloreado por Carga Relativa:** Muestra la red de acuerdo al nivel de cargabilidad del conductor. Esto ayuda al operador a evidenciar cuando se están produciendo problemas de sobrecarga, evitando daños en los equipos disminuyendo las

suspensiones del servicio innecesarias, transfiriendo carga a otras secciones que estén con menos carga.

- **Coloreado por Voltaje Relativo:** Pinta la red de acuerdo al porcentaje de voltaje que se tiene en cada punto de la red.
- **Coloreado por Caída de Voltaje:** Permite identificar los puntos de la red que tienen una caída de voltaje que sobrepasa los límites permitidos. Para corregir estos problemas, se deberá cambiar el tap de transformador de distribución, brindando un mejor servicio a los clientes.
- **Coloreado por Calidad de Flujo de Potencia:** Para visualizar la convergencia de los cálculos de flujos de potencia, indicando con diferentes colores las siguientes condiciones: Bueno, Malo, Cuestionable, Desconocido, Resultado no disponible, Desenergizado, Parcialmente energizado, Conectado a tierra.
- **Coloreado por Calidad de Estimación de Estado:** Muestra la calidad de los cálculos que entrega el estimador de estados. El coloreado indica las siguientes condiciones: Bueno, Malo, Cuestionable, Desconocido, Resultado no disponible, Desenergizado, Parcialmente energizado, Conectado a tierra.

En la figura 3.11 se muestra el menú del DMD, desde el que se puede acceder a la vista coloreada de la red por cada uno de los criterios mencionados. A manera de ejemplo, en la figura 3.12 se muestra la red coloreada por fases y en la figura 3.13 por área de subestación.

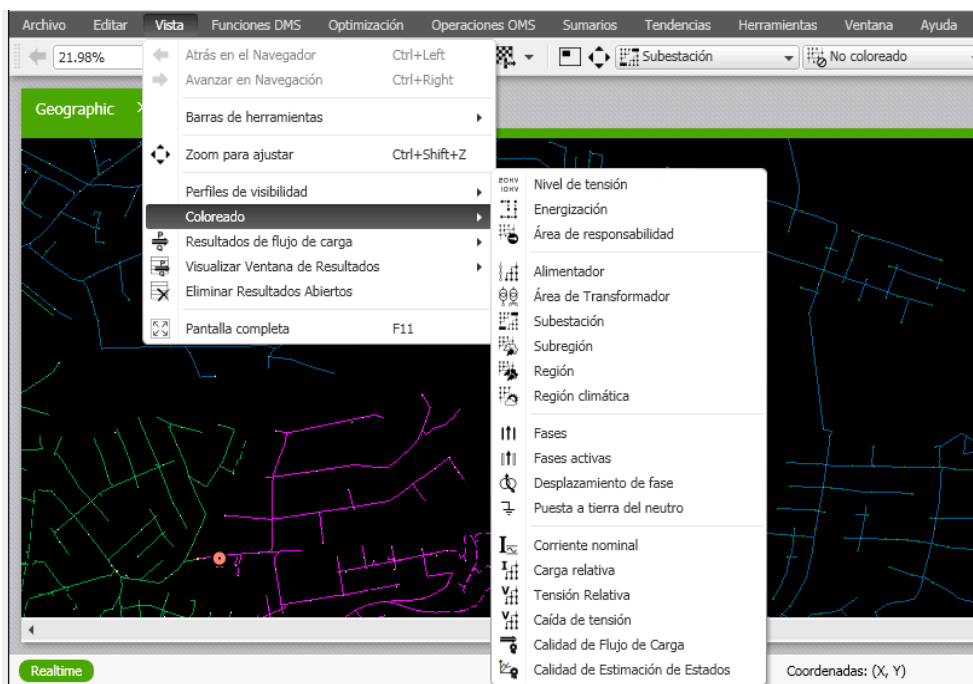


Figura 3.11: Menú de coloreado del DMD [1].

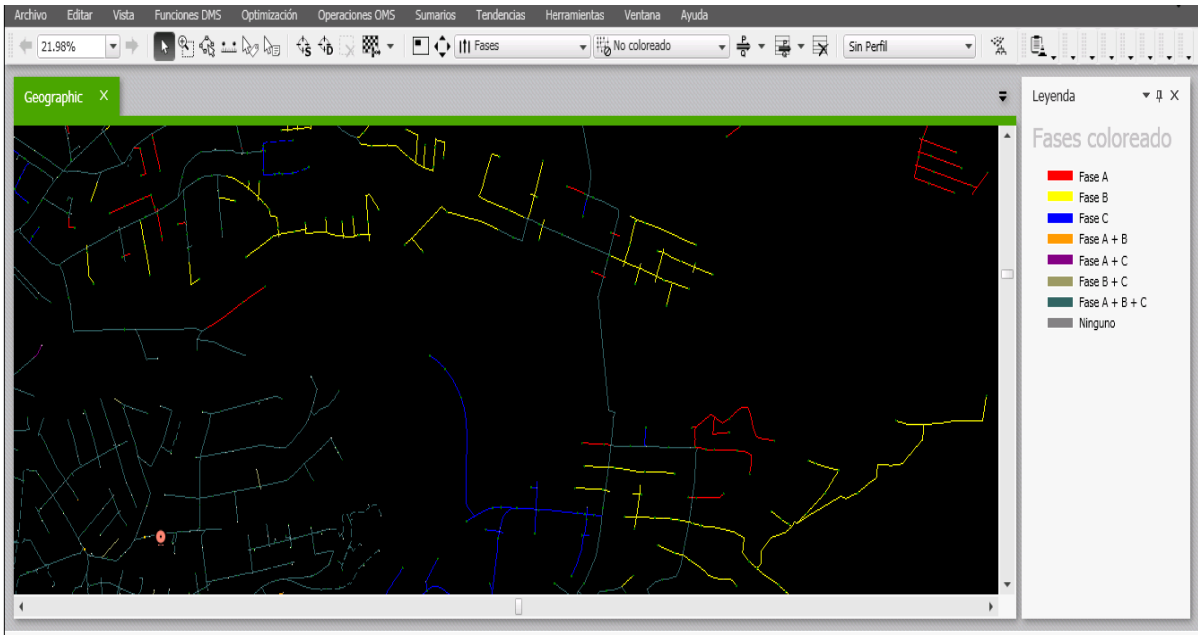


Figura 3.12: Red eléctrica coloreada por fases [1].

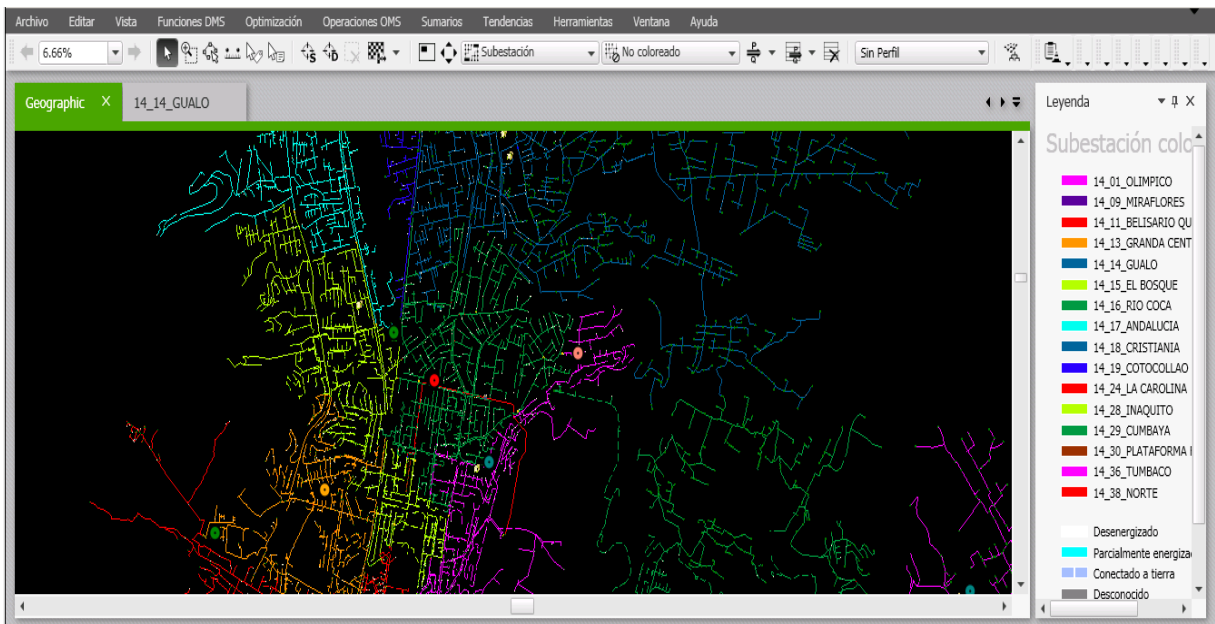


Figura 3.13: Red eléctrica coloreada por área de Subestación [1].

Esta función también permite ver los resultados a través de un informe que representa el estado actual de la red eléctrica, acorde al elemento seleccionado de la red [1].

En la figura 3.14 se muestra el informe del Analizador de Topología correspondiente a la EEQ como circuito seleccionado, en el que se puede ver los siguientes detalles: Número de clientes de cada S/E, Número de transformadores de distribución, Potencia demandada e instalada por cada fase, etc. Este informe, puede ser exportado a un archivo de tipo .csv, que puede ser abierto en Excel para su análisis.

Objeto	Número de Clientes	Num de transformadores de	Potencia cliente [kVA]			Potencia Instalada [kVA]				
			Total	A	B	C	Total	A	B	C
14_01_OLIMPICO	17497	693	9179	3233	2945	3001	74855	24895	24941	25020
14_02_LULUNCOTO	20605	354	5607	2298	1597	1713	25390	8923	7293	9174
14_03_BARRIO NUEVO	47059	605	12986	5584	4310	3092	43748	14725	14058	14965
14_04_CHIMBACALLE	24868	368	6483	2763	2185	1535	31623	10712	10223	10687
14_05_CHILIBULO	18861	363	4465	2203	1358	905	17385	7478	5228	4680
14_06_ESCUELA SUCRE	5541	90	2309	882	759	668	12303	4123	4090	4090
14_07_SAN ROQUE	26056	373	7294	2792	2526	1976	33893	11853	11182	10857
14_08_LA MARIN	11969	168	4487	1803	1530	1154	26355	8846	8701	8807
14_09_MIRAFLORES	14153	251	4395	1626	1451	1317	23068	7835	7518	7715
14_10_DIEZ VIEJA	7366	188	3475	1277	1115	1082	25198	8427	8390	8380
14_11_BELISARIO QUEVEDO	17216	415	6092	2233	2231	1628	32240	10550	11013	10677
14_12_LA FLORESTA	9579	370	6694	2438	2224	2032	49933	16804	16410	16718
14_13_GRANDA CENTENO	14616	517	8044	2905	2448	2690	61090	20594	20155	20340

Figura 3.14: Informe de Analizador de topología de la EEQ [1].

3.10.2 Trazado avanzado

Esta función permite seleccionar un elemento de la red eléctrica y trazar el camino ya sea aguas abajo del elemento seleccionado o aguas arriba hasta un punto de alimentación, reconector, interruptor o seccionador [1].

Asimismo, se genera un informe donde se detalla todos los elementos que son parte del trazado y se puede acceder a cada uno de ellos [1]. De esta manera el usuario puede identificar de una forma más fácil a qué parte pertenece un elemento dentro de la red eléctrica, ya sea en su vista geográfica, diagrama unifilar de S/E o en su vista ortogonal.

También es posible realizar un trazado avanzado, que simplemente es realizar el trazado de forma manual pero con mayores detalles, es decir, se escoge la dirección (arriba/abajo), elemento que define el fin del trazado, tipos de elementos que se desea identificar dentro del tramo trazado (transformadores, cabeceras de alimentadores, interruptores, etc.) [1].

En la figura 3.15 se muestra un ejemplo de trazado aguas arriba de un seccionador en color amarillo, en color naranja se representa el trazado aguas abajo cuyo fin de circuito es la cola del alimentador y en color morado se muestra el trazado avanzado configurado para colorear la ruta aguas arriba hasta un interruptor pudiendo identificarse los reconectores dentro del tramo trazado.

Además, el informe de esta función, puede ser exportado a un archivo de tipo .csv, que puede ser abierto en Excel para su análisis.

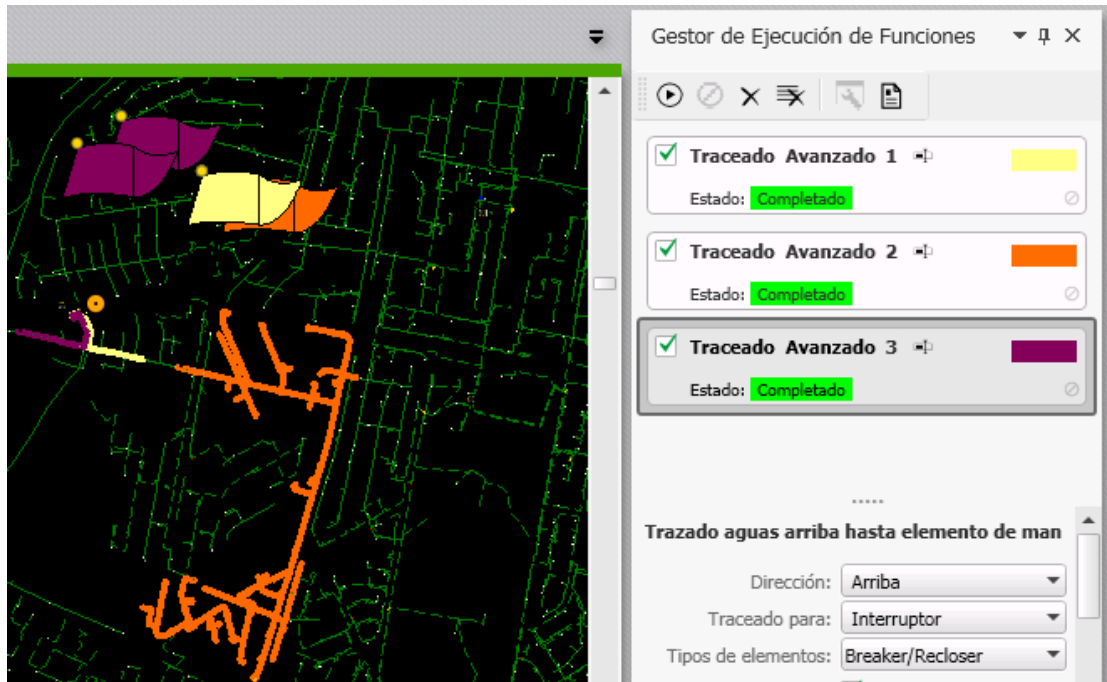


Figura 3.15: Ejemplo de trazado aguas arriba (amarillo), aguas abajo (naranja), trazado avanzado (aguas arriba - color morado) [1].

3.10.3 Estimador de estados

El Estimador de Estados, compara los valores medidos en tiempo real, de las señales analógicas (P, Q, V, I y fp), con los datos calculados por el ADMS, generando una alarma cuando un valor se encuentre fuera de los límites permitidos. Los resultados del estimador de estados, se presenta a través de un informe, el cual tiene 4 pestañas: Resumen, individual, medidas y estadísticas de calidad de medidas [1].

En la figura 3.16 se muestra el resumen de las medidas (81 en total) que han sido verificadas por el estimador de estados de la S/E Barrio Nuevo de la EEQ.

En la figura 3.17, se muestra la calidad que tienen las medidas provenientes de campo (SCADA) pudiendo ser esta: buena, mala o cuestionable y en la parte derecha, la calidad del estimador de estados que puede ser: buena, mala, cuestionable o desconocida.

Resumen de medidas						
	Suma	I	P	Q	Power Factor	V
Total	81	33	7	7	7	27
Telemedidas	81	33	7	7	7	27
No telemedidas	0	0	0	0	0	0
Verificadas	81	33	7	7	7	27

Figura 3.16: Resumen de medidas del Informe de Estimador de Estados de la S/E Barrio Nuevo de la EEQ [1].

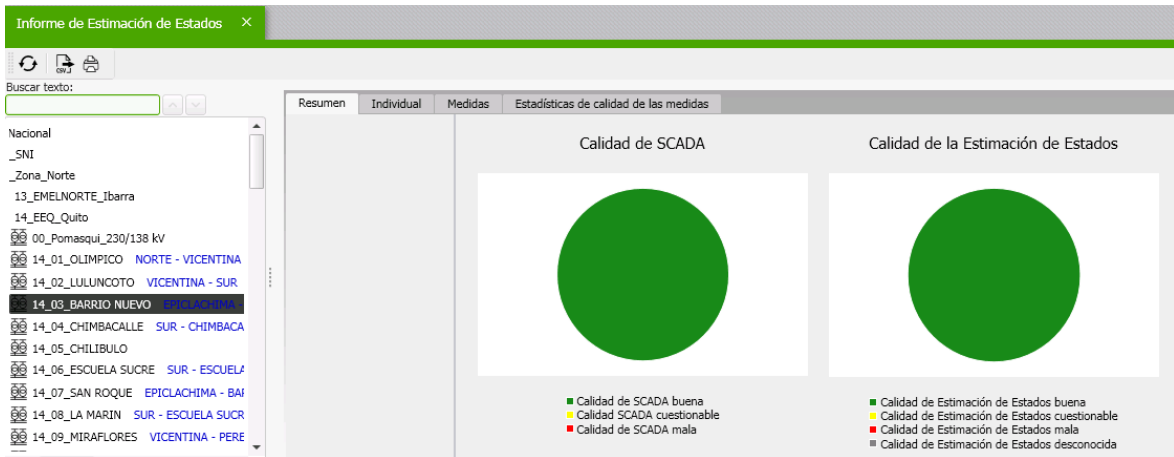


Figura 3.17: Pestaña de Resumen del Informe de Estimador de estados de la S/E Barrio Nuevo de la EEQ [1].

3.10.4 Flujo de potencia

Permite realizar el cálculo de flujo de potencia a partir de los voltajes conocidos en los puntos de alimentación de la red de distribución y los datos que demanda la carga en todos los nodos del sistema. Los resultados obtenidos por esta función, son utilizados por el ADMS, para calcular: Índice de rendimiento, estimador de estados, reconfiguración de la red y optimización Volt/Var [1].

Se puede escoger los resultados que se requiere mostrar: Corrientes, Potencias, Voltajes, factores de potencia o todos, como se muestra en el menú del DMD de la figura 3.18. En la figura 3.19 se muestra los resultados de flujo de potencia con todas las magnitudes calculadas. En la figura 3.20 se ilustra los resultados del flujo de potencia representados en forma de tabla, con los resultados más importantes en el tramo de la red seleccionado.

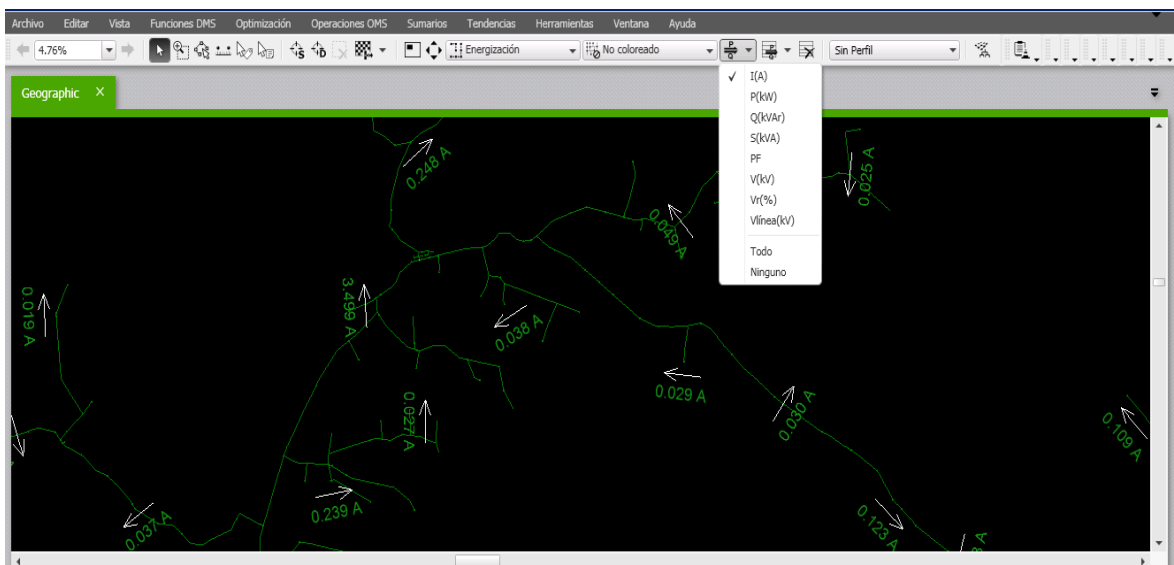


Figura 3.18: Menú de la función de flujo de potencia, en la interfaz DMD [1].

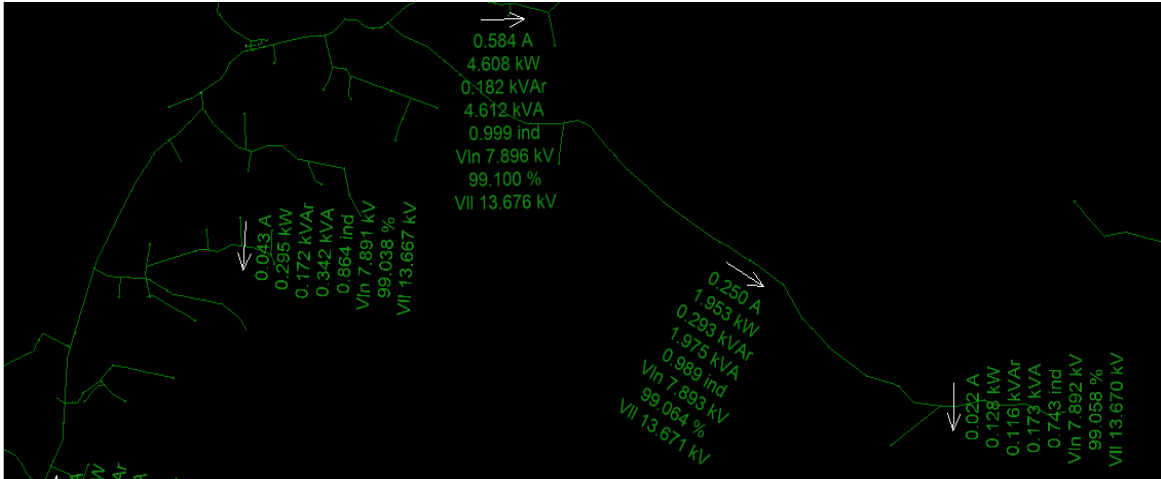


Figura 3.19: Resultados de flujos de potencia [1].

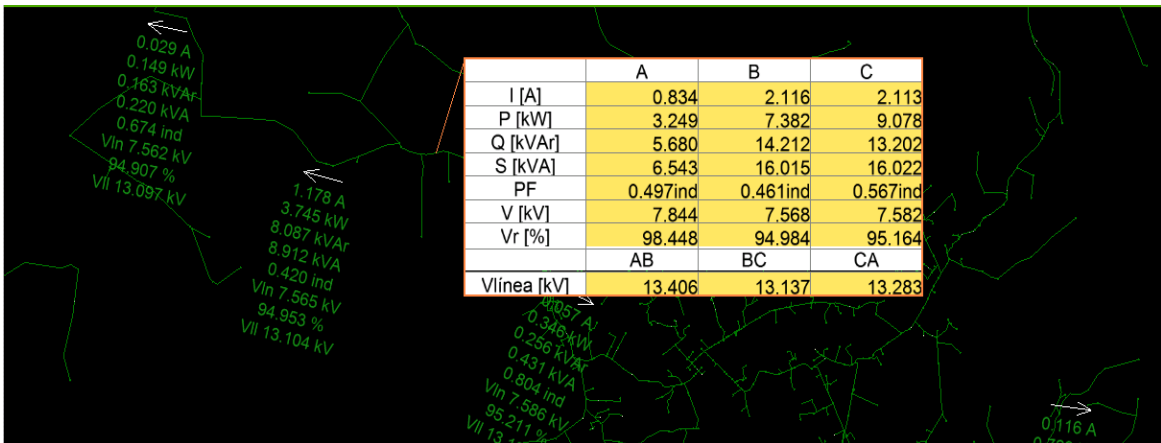


Figura 3.20: Tabla de resultados del flujo de potencia en un tramo de la red eléctrica [1].

3.10.5 Índice de rendimiento

Esta funcionalidad calcula los índices de rendimiento del estado actual de la sección de red de distribución seleccionada, utilizando los resultados del flujo de potencia, permitiendo generar alarmas cuando los cálculos se encuentren fuera de los límites normales de operación, alertando al operador para que se tomen las medidas correctivas que el caso amerite [1].

Esta función presenta los resultados a través de un informe como el mostrado en la figura 3.21, correspondiente al alimentador primario G de la S/E Escuela Sucre de la EEQ. En la pestaña Resumen se indica el valor de la potencia activa y reactiva inyectada desde su punto de alimentación, factor de potencia, equilibrio de fases y puntos críticos como: el nivel de voltaje, carga de una sección de la red y carga del transformador; permitiendo desde la pestaña de puntos críticos, acceder al informe de violaciones de límites normales de operación o funcionamiento. También se muestran las gráficas del nivel de voltaje relativo y carga relativa en función de los números de consumidores de la red seleccionada.

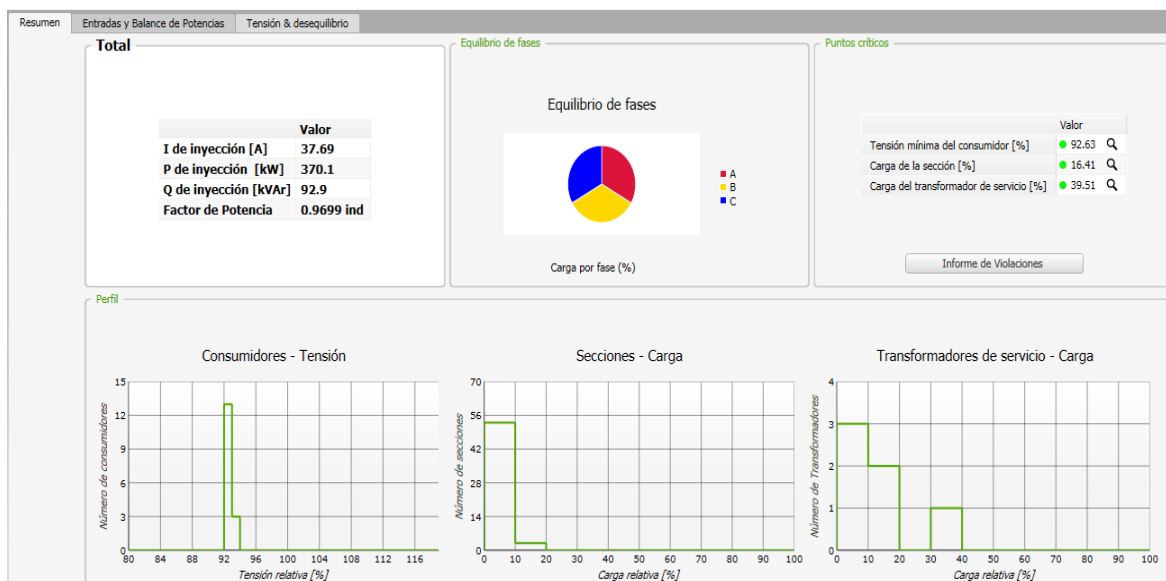


Figura 3.21: Informe de índices de rendimiento del Alimentador G de la S/E Escuela Sucre de la EEQ [1].

3.10.6 Reconfiguración de la red

Sirve para analizar posibles reconfiguraciones de la topología de la red, con el fin de obtener la configuración óptima de la misma, para lo cual la funcionalidad sugiere un plan de maniobras con el fin de alcanzar uno de los siguientes objetivos o una combinación de ellos [1]:

- Disminuir pérdidas de potencia activa
- Equilibrar las cargas tanto para alimentadores como para transformadores
- Evitar la sobrecarga de la red
- Aumentar la confiabilidad
- Considerar puntos de enlace cercanos

Los resultados de esta función, se despliegan en un informe que detalla el estado inicial y final de la red luego de la reconfiguración planteada, más el beneficio que se obtendría en caso de ejecutarse el plan de maniobras sugerido por esta aplicación [1].

En la figura 3.22 se muestra un ejemplo de esta función considerando todos los alimentadores primarios de la S/E la Floresta de la EEQ, donde se puede observar que las pérdidas de potencia activa y el desequilibrio de la carga de los alimentadores seleccionados disminuyen en pequeña cantidad, mientras que aumenta la fiabilidad, con una secuencia de maniobras que implica el cambio de estado de 6 elementos de maniobra o seccionamiento.

Resumen		Índices de rendimiento		Operaciones de maniobra	
Beneficio		Inicial	Final	Beneficio	
Pérdidas de potencia activa [258.52	254.57	3.95	
Desequilibrio de carga de alimentadores seleccionados [%]		8.994	5.126	3.869	
Desequilibrio de carga de los transformadores afectados [%]		0.000	0.000	0.000	
Fiabilidad (ENSI) [kWh]		570.67	560.16	10.51	

Secuencia de maniobras	
1	▶ 152-A Abrir
2	▶ EEQ_SB_5010124 Abrir (A B C)
3	▶ 152-A Cerrar
4	▶ 152-D Abrir
5	▶ EEQ_SB_5006486 Cerrar (A B C)
6	▶ 152-D Cerrar

Figura 3.22: Pestaña de resumen del Informe de reconfiguración de red [1].

3.10.7 Localización de falla, aislamiento y restauración

La funcionalidad FLISR (por sus siglas en inglés de: Fault Location, Isolation and Restoration), permite disminuir los tiempos de interrupción del servicio y por lo tanto mejorar los índices de confiabilidad. La función FLISR puede ejecutarse de forma automática en alimentadores que posean elementos telecontrolados y de forma manual de acuerdo al requerimiento del operador. Esta aplicación se encuentra conformada por las siguientes funciones [1]:

3.10.7.1 Localización de falla

La funcionalidad FL (Por sus siglas en inglés de: Fault Location), permite realizar el cálculo de la localización de fallas. Se ejecuta de forma automática de acuerdo con la información en tiempo real que recibe de los relés de protección, quienes reportan: tipo de falla, fases con falla, corrientes de falla [1].

También es posible ejecutar esta función de forma manual, para lo cual el operador debe indicar el tipo de falla (monofásica, bifásica, bifásica a tierra o trifásica), valor de la corriente de falla por cada fase y las fases en la que se ha detectado la falla [1].

Como resultado de esta función, se obtiene los elementos de la red con posibilidad de falla y cual tiene el mayor porcentaje de probabilidad. Esto ayuda a despachar la cuadrilla de campo al lugar indicado, reduciendo los costos de movilización y el tiempo de interrupción del servicio eléctrico.

3.10.7.2 Aislamiento de falla

Ante la presencia de una falla, esta función sugiere un plan de maniobras que permita aislar los elementos de la red involucrados. Una vez ejecutado el aislamiento, el personal de las cuadrillas de campo puede acceder al segmento de red donde ocurrió el problema para solucionarlo [1].

3.10.7.3 Restauración del suministro

Sirve para realizar las maniobras que permitan restaurar el servicio de energía eléctrica a los usuarios, después de haber localizado y aislado la falla, o luego de un mantenimiento planificado que haya afectado a la continuidad del servicio. Es capaz de tomar en cuenta todas las alternativas posibles para volver a energizar el tramo de red que temporalmente se encuentre fuera de servicio [1].

3.10.7.4 Volver al estado de pre-falla

Esta función permite retornar la red eléctrica a condiciones normales de operación sugiriendo un plan de maniobras, es decir, volver la red al estado que estuvo antes de la interrupción, ya sea causada por una falla o por un trabajo planificado. Además, permite considerar la verificación de violaciones de: voltaje, número de operación de interruptores, sobrecargas de líneas y transformadores [1].

3.10.7.5 Ejemplo de aplicación del FLISR

Aprovechando las ventajas del modo simulación del entorno OPS, se muestra a continuación un ejemplo de aplicación de la función FLISR, ejecutada de forma manual:

Primero se simuló la interrupción del servicio con la apertura del interruptor 5211B1 de la S/E El Batán del A/P España de la EEASA. A este interruptor se encuentran asociadas las señales de corrientes de falla registradas en el relé de protección durante el último disparo, cuyos valores son: IFALLA-A=2953 A, IFALLA-C=3024.6 A, en las fases A y C respectivamente, como se muestra en la figura 3.23.

Nombre	Descripción	Estado	Valor	RTU	Elemento
01BATACPRI95-13_85211B1IFALLA-A	Corriente de Falla Fase A	Normal	2953.00	01_BATAN_SIEMENS_SICAMPAS	5211B1
01BATACPRI95-13_85211B1IFALLA-C	Corriente de Falla Fase C	Normal	3024.60	01_BATAN_SIEMENS_SICAMPAS	5211B1
01ORIECPRI45-13_85212B1IFALLA-C	Corriente de Falla Fase C	Normal	2755.70	01_ORIENTE_ABB_RTU560	5212B1
01ORIECPRI45-13_85212B1IFALLA-N	Corriente de Falla Neutro	Normal	2765.70	01_ORIENTE_ABB_RTU560	5212B1
04A101CPRI11-13_852F11-IFALLA-C	Corriente de Falla Fase C	Normal	3450.00	04_ALBORADA1_SURV_SCOUT7401	52F11
04A101CPRI12-13_852F12-IFALLA-A	Corriente de Falla Fase A	Normal	5066.00	04_ALBORADA1_SURV_SCOUT7401	52F12
04A101CPRI13-13_852F13-IFALLA-A	Corriente de Falla Fase A	Normal	2568.00	04_ALBORADA1_SURV_SCOUT7401	52F13

Figura 3.23: Señales de Interruptores con corrientes de fallas registradas [1].

Utilizando estos valores de corriente de fallas registradas en el ADMS, se ingresa la información referente al tipo de falla en la función “localización de falla”, como se muestra en la figura 3.24. Como resultado se obtuvo el lugar con mayor probabilidad de falla que se indica en la figura 3.25.

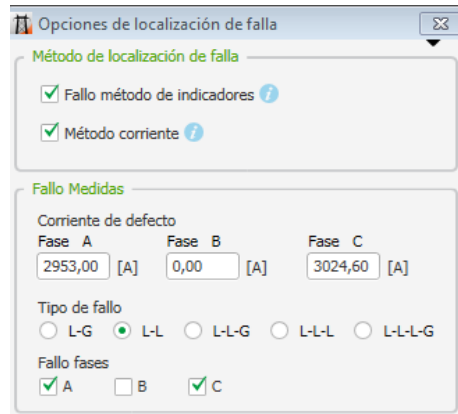


Figura 3.24: Parametrización de Localización de falla para el ejemplo de aplicación [1].

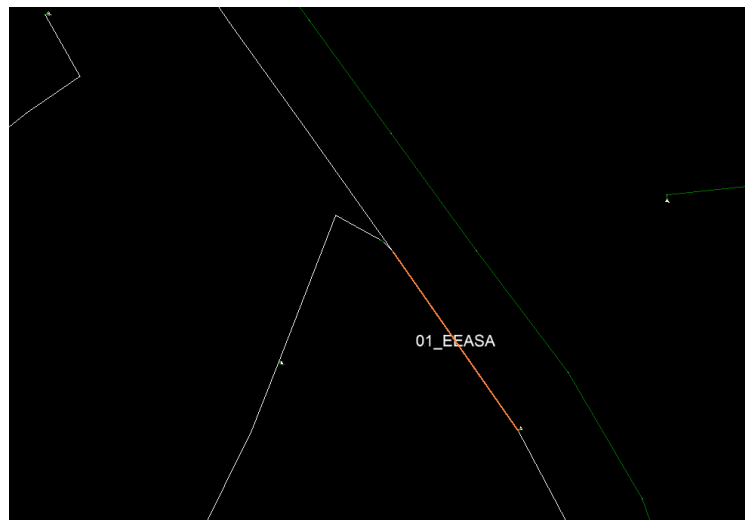


Figura 3.25: Elemento de la red con mayor probabilidad de falla [1].

Posteriormente se realizó el aislamiento de la falla a través de las maniobras sugeridas por esta función, que para el ejemplo en análisis consiste en la apertura del seccionador “EEASA_752”, como se muestra en la figura 3.26. En la figura 3.27 se muestra en la vista geográfica en color azul la parte del alimentador que continuaría sin servicio al momento de realizar el aislamiento de falla.

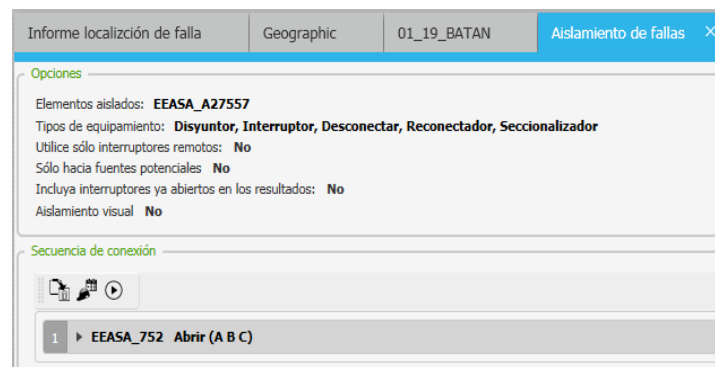


Figura 3.26: Secuencia de Maniobras para ejecutar el “Aislamiento de falla” [1].

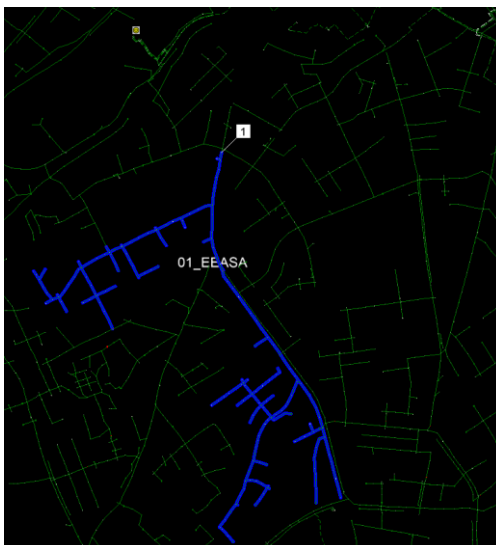


Figura 3.27: Resultado de la ejecución de la función de “Asilamiento de falla”, para el ejemplo de estudio [1].

Una vez aislada y corregida la falla, se ejecuta la funcionalidad “restauración del suministro”, dando como resultado varias opciones de secuencia de maniobras. En la figura 3.28 se muestra la pestaña de resumen del informe que brinda esta funcionalidad, presentando el número de variantes posibles para restaurar el servicio, el valor en kW de la carga restaurada y no restaurada, número de consumidores restaurados, así como la mejor opción de maniobras. En la figura 3.29 se muestra las tres opciones que se tiene para restaurar el suministro. Debido a que la primera opción es la mejor, se ejecutó dicha secuencia para realizar la restauración del suministro.



Figura 3.28: Resumen del informe de la función “Restauración del suministro” [1].

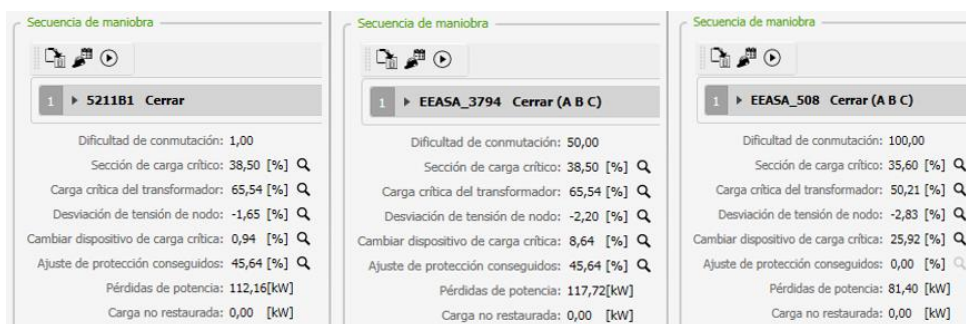


Figura 3.29: Opciones de secuencias de maniobras para restaurar el suministro [1].

Finalmente se ejecuta la función “volver al estado de pre-falla” que sugiere una secuencia de maniobras para retornar la red eléctrica a su estado anterior a la interrupción. En la figura 3.30 se muestra que el alimentador ha retornado a sus condiciones normales de operación gracias a las maniobras sugeridas por esta función (en este caso, cerrar el mismo elemento que permitió realizar el aislamiento de la falla “EEASA_752”), donde se destaca en color amarillo el segmento de la red a la que se restauró el servicio previamente y en verde claro la que fue restaurada una vez ejecutado el plan de maniobras sugerido por esta función.

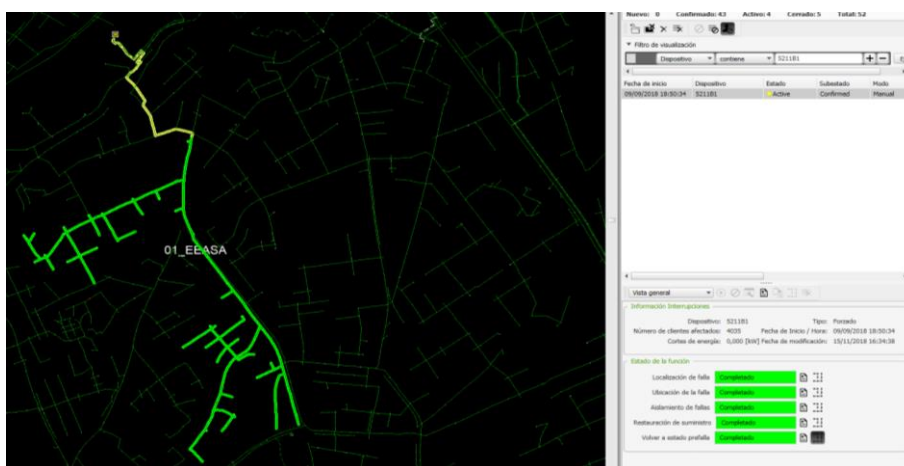


Figura 3.30: Alimentador luego de ejecutar la función “Volver al estado de pre-falla” [1].

3.10.8 Deslaste de carga

Esta funcionalidad sugiere las maniobras que se deben ejecutar para hacer el deslaste de carga en casos de emergencia (racionamiento de energía) y restauración del servicio de energía cuando las condiciones del sistema eléctrico lo permitan, con el fin de mantener la estabilidad en el Sistema Eléctrico de Potencia. Esta función permite especificar la cantidad de potencia que se requiere deslastar, considerando: prioridad de los consumidores, registro histórico de alivios de carga, la inclusión o no de interruptores con relés de frecuencia. Además brinda la posibilidad de dar una ponderación que tome en cuenta: el número de consumidores e interrupciones, prioridad del consumidor tanto de forma individual como en conjunto y energía no suministrada en interrupciones anteriores, como se muestra en la figura 3.31 [1].

En la figura 3.32 se ilustra una descripción general de la carga que se puede deslastar (carga total de la S/E, carga total controlada de forma remota y carga seleccionada), así como los parámetros de ajuste deseados (tipo de deslaste de carga, carga a deslastar, duración de la desconexión, deslaste de carga por grupo y retardo a la reconexión), considerando como ejemplo (en modo simulación) la S/E Barrio Nuevo de la EEQ. Cabe

recalcar que para este caso se puede deslastrar solamente 17.89 MW de forma remota y se detalla cuanta potencia puede ser deslastrada por cada cabecera de alimentador, así como otros detalles, de los cuales los más importantes son el número de clientes que posee, número medio de interrupciones y el tiempo medio de interrupción.

Figura 3.31: Opciones de la Función “Deslastre de Carga” [1].

Descripción general de la carga a disposición			Parámetros ajustables							
Carga total del sistema [MW]	35,780		Tipo de Deslastre de Carga	Rotación			Duración de desconexión [min]	30		
Total de carga controlada de forma remota [MW]	17,890		<input checked="" type="checkbox"/> Deslastre automático							
Carga Seleccionada [MW]	0,000		Carga para deslastrar [MW]	20,00			Deslastre de Carga por Grupo			
			Crear Grupos		Retardo de restauración [min] 0					
Cambiar Candidatos:										
Subestación	Disyuntor	Carga [MW]	Número de clientes	Prioridad más	Suma de prior	Número medio de interrupci	Tiempo medio de interrupci	Funcion de Criterio	Grupo	Seleccionado
14_03_BARRIO NUEVO	152-C	0,310	619	0	0	9	60,19997	0,85	No configurado	<input checked="" type="checkbox"/>
14_03_BARRIO NUEVO	152-D	3,370	9146	0	0	5	13,14993	1,17	No configurado	<input checked="" type="checkbox"/>
14_03_BARRIO NUEVO	152-B	3,440	8052	0	0	5,994382	41,51546	1,17	No configurado	<input checked="" type="checkbox"/>
14_03_BARRIO NUEVO	152-E	2,280	6089	0	0	8,268518	47,17556	1,22	No configurado	<input checked="" type="checkbox"/>
14_03_BARRIO NUEVO	152-A	2,700	6818	0	0	11,2538	63,61872	1,54	No configurado	<input checked="" type="checkbox"/>
14_03_BARRIO NUEVO	152-TE	5,790	12654	0	0	6,163805	36913,03	2,55	No configurado	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 3.32: Informe de Deslastre de carga para la S/E Barrio Nuevo de la EEQ [1].

3.10.9 Cálculo de falla

Se puede crear varios escenarios para ejecutar esta función, con la ventaja de que permite visualizar el efecto que tendría una determinada falla en el sistema eléctrico de distribución, de tal manera de verificar la operación de las protecciones y confirmar si las corrientes de cortocircuitos no superan la capacidad de interrupción de los equipos [1].

Antes de hacer uso de esta función es necesario realizar varias configuraciones, como las que se muestra en la figura 3.33, es decir, permite seleccionar el dominio de cálculo ya sea por dominio de fase o de secuencia; cálculo del cortocircuito: mínimo, máximo, por límite térmico o tipo de falla seleccionado que permite modificar los parámetros de cálculo como el periodo (sub-transitorio, transitorio, estable), potencia de la red (real, mínima, máxima), voltaje previo a la falla (valor de pre-falla, nominal, máximo, mínimo) [1].

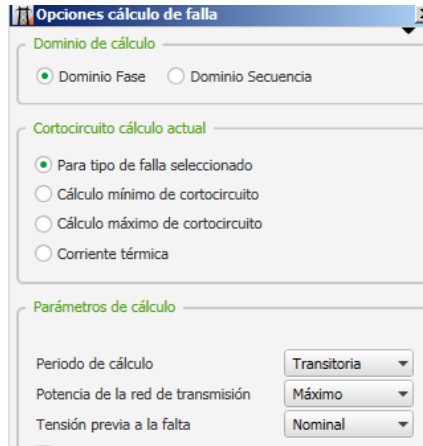


Figura 3.33: Configuración de la función “Cálculo de Falla” [1].

En la figura 3.34 se muestra un ejemplo de Cálculo de falla trifásica en un segmento del alimentador primario D de la S/E Iñaquito de la EEQ, cuyos valores de corriente de cortocircuito se muestran tabulados por cada fase. Además, se muestra en la figura 3.35 el informe que presenta esta función con los siguientes detalles: Localización de la falla (elemento, alimentador, S/E), tipo de falla seleccionado, fases con falla, impedancia de arco, voltajes y corrientes de cortocircuito.

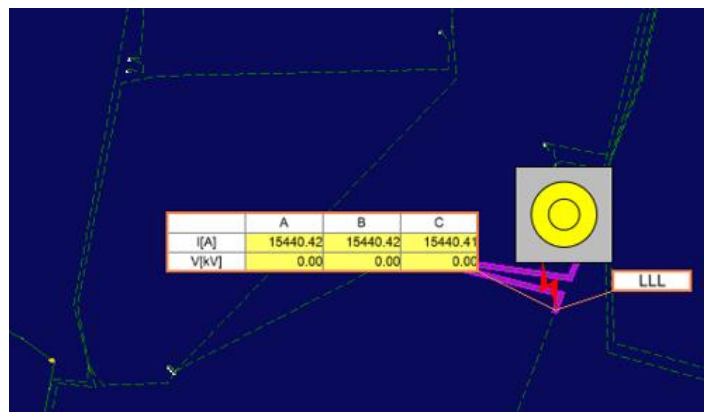


Figura 3.34: Cálculo de localización de falla trifásica en el alimentador primario D de la S/E Iñaquito de la EEQ [1].

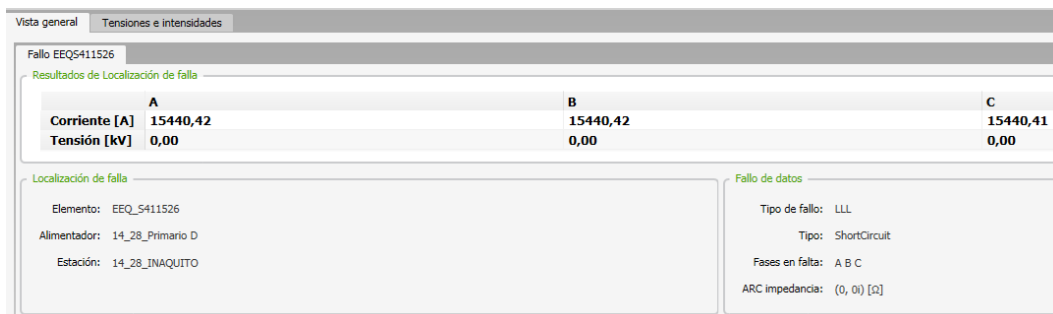


Figura 3.35: Informe de la localización de falla trifásica en el alimentador primario D de la S/E Iñaquito de la EEQ [1].

3.10.10 Protección

Permite realizar análisis de operación, sensibilidad y coordinación de relés de protección (50, 51, 67, 21, 87), así como fusibles y reconectores [1].

3.10.10.1 Análisis de Operación

Permite determinar si los dispositivos de protección operan de una manera adecuada frente a diferentes fallas en un tramo dado de la red [1]. Por ejemplo, se muestra en la figura 3.36, la simulación de una falla trifásica en el Alimentador A de la S/E Iñaquito de la EEQ y en la figura 3.37 se muestra los detalles del informe de esta función, que especifica: el nombre y tipo del dispositivo de protección, ajuste de corriente de pick up, valor de sobrecorriente medido y tiempo de operación del dispositivo de protección en segundos.

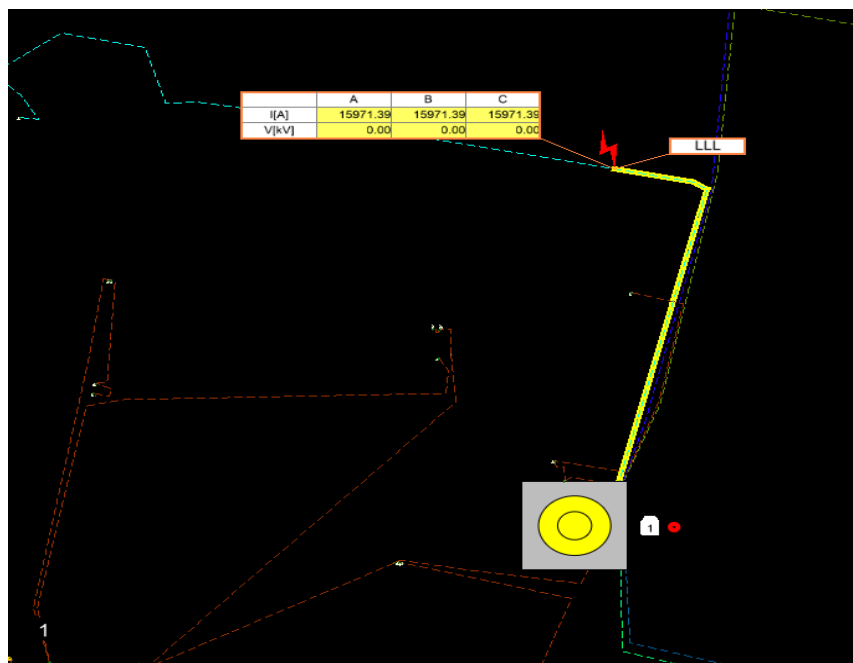


Figura 3.36: Simulación de falla 3Ø en el Alimentador A de la S/E Iñaquito de la EEQ [1].

Detalles						
Dispositivo de protección	Ubicación	Etapas del relé/reconector	Tipo	Ajuste	Medido	Operating Time [s]
R_52-1	Bahia_SELVA ALEGRE	J> relay stage	51	600.00 A	830.52 A	1.073032
R_152-1	T1_6,3kV	J> relay stage	51	2202.00 A	15982.01 A	0.3808282
R_152-A	BAHIA_14_28_Primary A	J>> relay stage	50	8880.00 A	15971.39 A	0
R_152-A	BAHIA_14_28_Primary A	J> relay stage	51	600.00 A	15971.39 A	0.1492105
R_52-2	Bahia_NORTE	J> relay stage	51	600.00 A	1536.75 A	0.3686546
R_52-1	Bahia_SELVA ALEGRE	J> relay stage	51	600.00 A	830.52 A	2.575278
R_52-7	Bahia_LA CAROLINA (24)	J> relay stage	51	580.00 A	653.11 A	10.01252
R_52-8	Bahia_VICENTINA (39)	J> relay stage	51	600.00 A	940.09 A	1.862231
R_52-3	Bahia_INAQUITO (28)	J> relay stage	51	600.00 A	1536.75 A	1.327157
R_S10	Bahia_NORTE_8	J> relay stage	51	600.00 A	933.52 A	3.15324

Figura 3.37: Informe de la función “Análisis de operación - Relé de Protección” [1].

3.10.10.2 Análisis de Sensibilidad:

Permite visualizar cual es el alcance de los dispositivos de protección dentro de la red eléctrica, corroborando que elementos se encuentran dentro de su zona de protección [1]. Por ejemplo, considerando el relé de sobrecorriente de fase temporizado del Alimentador D de la S/E Iñaquito de la EEQ, se tiene como resultado en la vista geográfica, el alcance que tiene el dispositivo de protección en color verde, como se muestra en la figura 3.38.

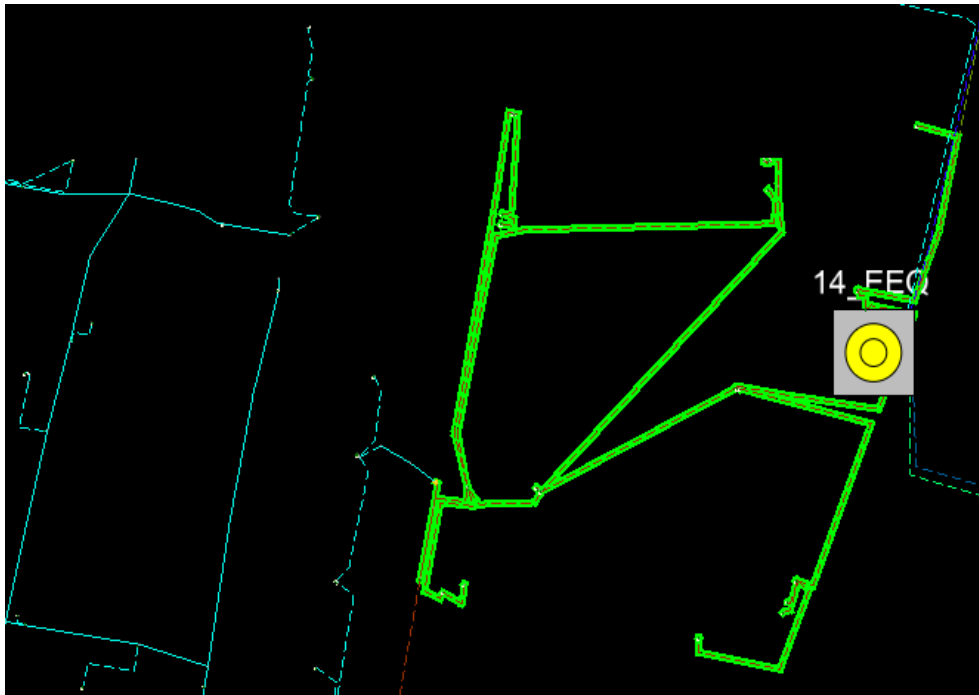


Figura 3.38: Zona de protección del Relé de sobrecorriente de fase del alimentador D de la S/E Iñaquito de la EEQ [1].

3.10.10.3 Análisis de Coordinación:

Esta función muestra las curvas de ajuste de los diferentes tipos de dispositivos de protección que están presentes aguas arriba del punto de falla [1]. Por ejemplo, en la figura 3.39 se muestra la simulación de un cortocircuito trifásico en el alimentador Villonaco de la S/E Obrapía de la EERSSA.

El informe de esta función muestra las curvas de ajuste de dichas protecciones, como se muestra en la figura 3.40, en donde se puede dar clic en “I de falla” para visualizar si efectivamente una protección en particular estaría en la capacidad de actuar o no de acuerdo a su curva de ajuste. También se muestra un número ordinal, de tal manera que permita escoger únicamente las curvas de interés acorde a la vista de S/E. Además, el informe presenta la lista de los dispositivos de protección aguas arriba del punto de falla, como se muestra en la figura 3.41.



Figura 3.39: Simulación de falla trifásica en el Alimenta Villonaco de la S/E Obrapía de la EERSSA [1].

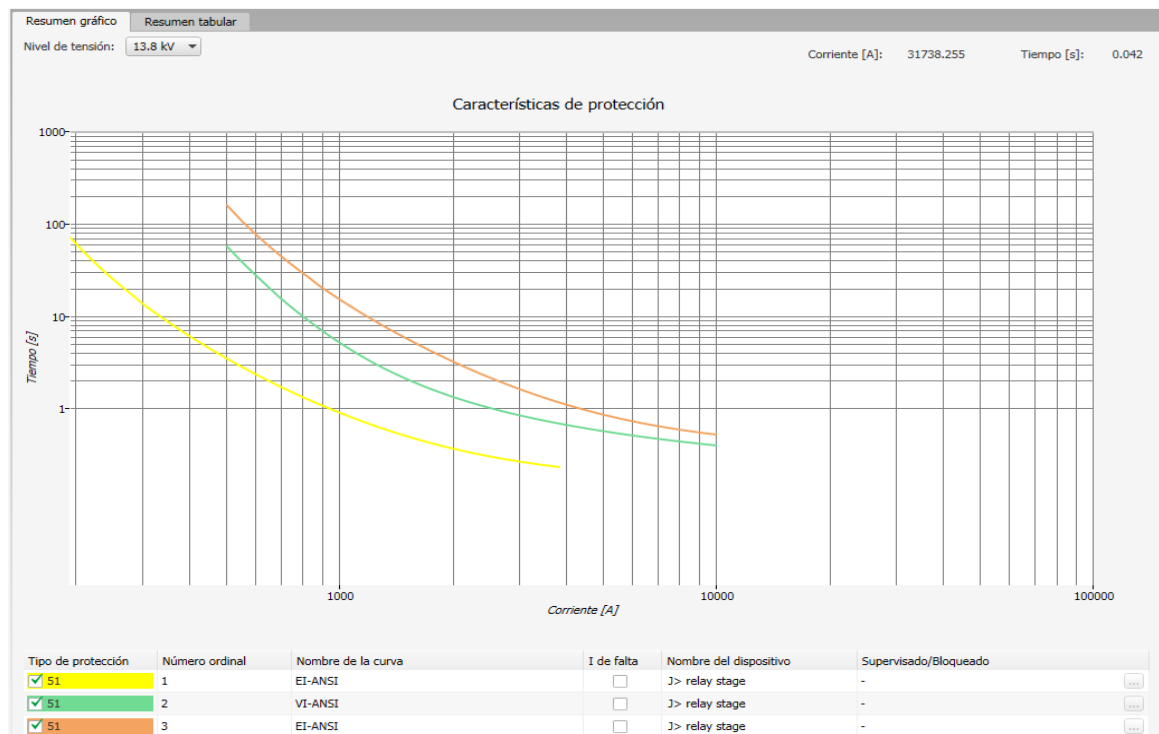


Figura 3.40: Curvas de ajuste de los dispositivos de protección del alimentador Villonaco de la S/E Obrapía de la EERSSA [1].

Dispositivo de protección	Número ordinal	Ubicación	Etapas del relé/reconector	Tipo	Característica	Nombre de la curva	Ajuste [A]	Medido [A]	Tiempo de operación [s]
R_1Q5	1	BAHIA_18_01_Villonaco	J> relay stage	51	Custom	EI-ANSI	192	2099,368	0,3607
R_3Q2	2	T1_13.8 kV	J> relay stage	51	Custom	VI-ANSI	500	992,4807	5,4088
R_2Q2	3	BAHIA_T2_13.8kV	J> relay stage	51	Custom	EI-ANSI	500	1106,887	12,0769

Figura 3.41: Lista de Dispositivos de protección aguas arriba del punto de falla simulado en el alimentador Villonaco de la S/E Obrapía de la EERSSA [1].

3.10.11 Funciones para mejorar niveles de voltaje y flujos de potencia reactiva

El sistema ADMS también cuenta con funciones encargadas de mejorar los niveles de voltaje y gestionar el flujo energía reactiva, como lo son [1]:

- Optimización Volt/VAr
- Ubicación óptima de capacitores

La primera función es capaz de generar un plan de maniobras tanto para elementos telecontrolados como para los manuales, ya sea a través de banco de capacitores, reguladores de voltaje o posición de cambiadores de toma bajo carga y sin carga. Cabe recalcar que los posibles inconvenientes de bajos niveles de voltaje y requerimiento de mayor o menor cantidad de potencia reactiva dependen de la demanda. La segunda función se la puede hacer de forma automática o de forma manual, persiguiendo el mismo objetivo antes mencionado [1].

Para realizar la colocación de un capacitor de forma manual, se debe escoger un capacitor dentro del catálogo con el que cuenta el ADMS, acorde al lugar en donde se lo dese colocar. Por ejemplo, en la figura 3.42 se escogió un capacitor adecuado para 13.8 kV, con capacidad de 150 kVAr para ubicarlo en el alimentador Macará 2 de la S/E Macará de la EERSSA, obteniéndose los resultados mostrados en la figura 3.43 que mejoran los niveles de voltaje relativo mínimo (de 92.3% a 93.6%) y máximo (de 93.8% a 94.1%), así como el factor de potencia cambiando de 0.9184 inductivo a 0.9704 inductivo.

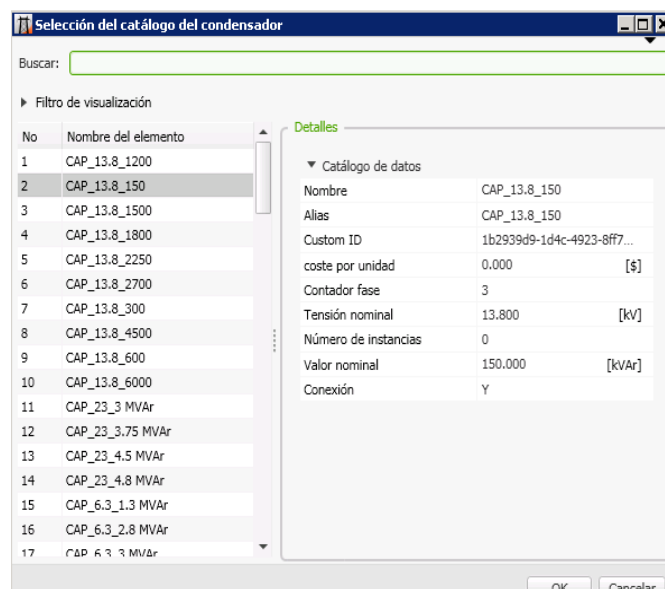


Figura 3.42: Selección de un capacitor de 13.8 kV- 150 kVAr dentro del Catálogo de capacitores del ADMS [1].

Resultados						
Detalles de colocación del condensador						
Situar en	Ubicación	V [kV]	Q [kVAr]	Catálogo	Quitar	
1	MACARA 2	BAHIA_18_11_Macará 2	13,8	150	CAP_13_8_150	Catálogo

Índices de rendimiento					
	Inicial	Final	Beneficio	Beneficio [%]	
Potencia activa inyectada [kW]	731.1	733.8	-2.7	-0.4	
Potencia reactiva inyectada [kVAr]	315.0	182.5	132.4	42.1	
Factor de potencia	0.9184 ind	0.9704 ind	0.0520 cap	-	
Pérdidas de potencia activa [kW]	99.9	100.4	-0.6	-0.6	
Generación de potencia reactiva [kVAr]	122.0	255.6	-133.6	-109.5	
Desviación de tensión [kW]	0.4	0.4	0.0	-0.3	
Tensión mínima [%]	Q 92.3	Q 93.6	-1.3	-1.5	
Tensión máxima [%]	Q 93.8	Q 94.1	-0.3	-0.3	
Balance de tensión [%]	0.0	Q 0.1	-0.1	-	
Carga máxima [%]	Q 15.9	Q 15.1	0.8	5.0	

Figura 3.43: Resultados de colocar un capacitor de forma manual en el alimentador Macará 2 de la S/E Macará de la EERSSA [1].

3.11 Sistema de Gestión de interrupciones

El Sistema de Gestión para el manejo de las interrupciones del servicio, por sus siglas en inglés OMS (Outage Management System).

3.11.1 Gestión de Incidencias

Es fundamental para los operadores del Centro de Control contar con esta aplicación, ya que informa acerca de las incidencias generadas en el sistema, debido a perturbaciones que se dan en la red eléctrica de distribución. Existen tres tipos de incidencias, causadas por [1]:

3.11.1.1 Apertura de un elemento telecontrolado

Este tipo de incidencia se genera de manera automática, dado que se origina por la apertura de un equipo telecontrolado, por la actuación del relé de protección ante la presencia de una falla en la red eléctrica [1]. Ante la presencia de estas incidencias, el operador del Centro de Control es el encargado de gestionarlas, es decir, despachar una cuadrilla que se encuentre disponible, más cercana al lugar del problema y que tenga las capacidades necesarias para resolverlo.

Una vez que la cuadrilla se encuentre en el sitio, ésta reporta los detalles de la falla al Centro de Control y el operador es el encargado de realizar el plan de maniobras, para luego dar la orden de ejecución del mismo. Cada maniobra que es realizada en campo por parte de la cuadrilla, es registrada en el Centro de Control, de tal manera de contar con la información desde el momento de la interrupción hasta la restauración del servicio.

En la figura 3.44, se muestra un ejemplo de este tipo de incidencia, debido a la apertura de un reconectador telecontrolado. En donde se puede ver el tipo de incidencia (No programada sin servicio), el número de identificación de la incidencia, la prioridad (1 la más alta en este caso, debido a que varios clientes que se han quedado sin servicio), la fecha de interrupción se registra el instante en que se dio la apertura del elemento telecontrolado,

el tiempo estimado de restablecimiento (por sus siglas en inglés de ETR: Estimated Time of Restoration), número de llamadas asociadas a la incidencia, muestra si la incidencia fue creada en campo o por orden de trabajo, permite saber si la incidencia es de carácter de fuerza mayor (desastres naturales), origen interno o externo a la Empresa Distribuidora, asimismo otros detalles como el alimentador actual y alimentador normal al cual pertenece el elemento (en este caso el reconectador), tiempo real de restablecimiento (por sus siglas en inglés de ATR: Actual Time of Restoration) cuyo campo se llena una vez solucionado el problema y restaurado el servicio, número de clientes afectados y no restaurados, así como el total de potencia desconectada.

También se puede ver más detalles de la incidencias, tales como: los dispositivos asociados a la incidencia, en este caso el reconectador denominado “05_REC_T_40122”, la cuadrilla a la cual se ha asignado la incidencia (en este caso, es una incidencia que aún no ha sido gestionada por el operador del Centro de Control). Además se puede ejecutar la función FLISR, de tal manera de obtener el plan de maniobras sugerido por el mismo sistema, sin embargo, el operador está encargado de verificar que dichas maniobras sean efectivamente las que se requiere para solucionar el problema.

INC 199051289 INC 199051341 INC 199051389

Asignado a:

▼ **Incidente**

ID Incidencia: **INC 199051341**
 Tipo: **No Programadas Sin Servicio**
 Subtipo: **Permanente**
 Prioridad: **1**
 Fecha de interrupción: **22/11/2018 15:18:49**
 ETR: **23/11/2018 15:10:20**
 Instrucción:
 Llamadas: **1**
 Creado en: **23/11/2018 15:08:50**
 Creado por: **Campo**
 Fuerza Mayor:
 Origen: **Internos**

Alimentador actual: **05_03_0321; 05_15_1521**
 Alimentador normal: **05_03_0321**
 Problemas:
 Confirmado: **Sí**
 Estado: **Nuevo**
 Estado de energía: **Parcialmente restablecido**
 ATR: **Select a date 15**
 Es anidada: **No**
 Tiene anidadas: **No**
 Clientes afectados: **5027**
 Clientes no restaurados: **5026**
 Clientes de restauración verificados: **0**
 Total de potencia del transformador de servicio: **4595 kVA**
 MTR: **25/11/2018 15:20:56**

▼ **Dispositivos**

Nombre	Fases afectadas	Fases	Estado	Tipo	Loc red	Telemidido	Calidad	Basado en	Alimentador nc	Alimentador ac
05_REC_T_40122	A B	A B C	Open	Reconectador	05_03_0321	No		Campo	05_03_0321	05_03_0321; 05_15_1521

► **FLISR**

▼ **Cuadrillas**

ID cuadrilla	Nombre	Tipo	Estado	Disponibilidad	Compañía	Campo cliente

Figura 3.44: Ejemplo de una incidencia por apertura de un reconectador [1].

En la figura 3.45 se continúa mostrando más detalles de la incidencia en análisis, es decir, las llamadas asociadas a la incidencia, que incluye varios pormenores como: motivo de la llamada, dirección, datos de la persona que reclamó, número de medidor, entre otros.

También permite registrar los problemas reportados asociados a la incidencia, muestra las maniobras realizadas, en este caso es la apertura del reconectador, ya que se ha tomado como ejemplo una incidencia aún no gestionada en su totalidad. Además, permite escribir la ubicación de la incidencia.

The screenshot displays a software interface for incident management, organized into three main sections:

- Llamadas (Calls):** A table with columns for Priority, ID, Motivo (Reason), Peligro (Danger), Comentario (Comment), Emergencia (Emergency), Nombre del cliente (Client Name), Apellido del cliente (Client Surname), and Ubicación (Location). A single entry is shown with ID CALL 316051371, Motivo Fluctuaciones de voltaje, and Ubicación CAS: SAN BARTOLOME; 0991262475.
- Problemas (Problems):** A section with a search bar and a table with columns for ID, Equipos (Equipment), Loc red (Location/Red), Falla (Failure), Tipo (Type), Prioridad (Priority), Estado (Status), Es un riesgo (Is a risk), Fecha de creación (Creation Date), and Usuario de creación (Creation User).
- Maniobras (Operations):** A section with a toolbar and a list of operations. One operation is highlighted: '05_REC_T_40122 Open'. Below this is a form titled 'Ubicación de la incidencia' (Incident Location) with four sub-sections:
 - INTERSECCIONES DE CALLES (Street Intersections):** Fields for Calle Principal, Calle Secundaria, and Empresa Id.
 - NUMERO DE POSTE (Post Number):** Fields for Nro. de Poste and Empresa Id.
 - LUGARES O SITIOS DE REFERENCIA (Reference Places or Sites):** Fields for Lugar o Sitio and Empresa Id.
 - CENTROS POBLADOS O BARRIOS (Populated Centers or Neighborhoods):** Fields for Poblados o Barrios and Empresa Id.

Figura 3.45: Ejemplo de incidencia por apertura de un reconectador (Parte 2) [1].

En la figura 3.46 se muestra la parte restante de la incidencia en análisis, es decir, se indica si existen incidencias acopladas (cuando previamente se han creado incidencias aguas abajo del elemento que causó la interrupción), el número y potencia en kW de los clientes afectados con prioridad crítica y en total.

Además, es posible ver la lista de clientes afectados por la interrupción, con la información detallada como: Número de identificación, número cuenta, nombres y apellidos, dirección, número de celular, fase a la cual pertenece el usuario, número de identificación del medidor, número de poste, Empresa Eléctrica de Distribución a la que pertenece, etc.

▼ Incidencias anidadas/acopladas

+

ID	Dispositivo	Tipo de dispositivo	Fases	Anidado/Acoplado	Tipo	Subtipo	Confirmado	Fecha de interrupción
----	-------------	---------------------	-------	------------------	------	---------	------------	-----------------------

▼ Clientes

Clientes		Potencia	
Críticos no restaurados:	11	Críticos no restaurados:	5.95 [kW]
No restaurado:	5026	No restaurado:	216.91 [kW]
Afectados críticos:	11	Afectados críticos:	5.95 [kW]
Afectados:	5027	Afectados:	221.25 [kW]
Restauración verificada:	0		
CMI:	0		

► Customers filter

ID personalizado SDP	Cuenta	Nombre	Apellido	Prioridad	Dirección
SDP_0501493139	0501493139	MANUEL ANTONIO PALLAZHCO	N/A	Baja	CAS: RUNAMACAS
SDP_0502033520	0502033520	MARIO FAUSTIN QUICHIMBO	N/A	Baja	CAS: PICHACAY; 0986216448
SDP_0503245040	0503245040	ZOILA ISABEL CHUQUI	N/A	Baja	CAS: LA DOLOROSA
SDP_0500540617	0500540617	CPLLA.MACAS QUINGEO	N/A	Baja	CAS: MACAS
SDP_0504105607	0504105607	MARIA CARMEN YUNGA	N/A	Baja	CAS: EL SALADO
SDP_0501494475	0501494475	LUIS ALBERTO QUICHIMBO	N/A	Baja	CAS: CHILLA

Figura 3.46: Ejemplo de incidencia por apertura de un reconectador (Parte 3) [1].

3.11.1.2 Apertura de un elemento, por trabajo programado

Para realizar un trabajo programado, primero se debe elaborar una orden de trabajo por medio del aplicativo Web DMD, por parte del personal de las diferentes áreas de las Empresas Distribuidoras ajenas al Centro de Control (Áreas como: Mantenimiento, Subestaciones, Construcción de redes, Fiscalización, Protecciones, etc.) [1]. Esta orden de trabajo es receptada por el Centro de Control Local de cada Empresa Distribuidora, en donde los operadores son los encargados de elaborar los planes de maniobras adecuados y continuar con la gestión de la incidencia, es decir, despachar una cuadrilla y entrar en interacción con estas, de tal manera de registrar la información de las acciones realizadas en campo en el Centro de Control. Al finalizar el plan de maniobras, el personal de campo debe llenar un documento de seguridad emitido por el Centro de Control, de tal manera que exista un documento que respalde el cumplimiento del trabajo realizado y los por menores del mismo. En la figura 3.47, se muestra un ejemplo en donde se muestra lo más relevante de la incidencia, es decir, el tipo “Programada”, con una prioridad de 4 (prioridad baja), se especifica que es creado por orden de trabajo, el seccionador fusible “EERCS_SF_465” se encuentra abierto, los clientes afectados son 29 y la cuadrilla correspondiente se encuentra despachada.

INC 199051289 INC 199051341 INC 199051389

Asignado a: QAST\00-1714997309

Cancelar En curso FLISR

▼ Incidente

ID Incidencia: INC 199051389 Alimentador actual: 05_05_0525
 Tipo: Programadas Alimentador normal: 05_05_0525
 Subtipo: Permanente Problemas:
 Prioridad: 4 Confirmado: Sí
 Fecha de interrupción: 23/11/2018 10:00 Estado: Despachado
 ETR: 23/11/2018 13:04 Estado de energía: No restablecido
 Instrucción: 05_EERCS_23_OT ATR: Select a date 15
 Llamadas: 0 Es anidada: No
 Creado en: 23/11/2018 10:03 Tiene anidadas: No
 Creado por: Orden de trabajo Clientes afectados: 29
 Fuerza Mayor: Clientes no restaurados: 29
 Origen: Internos Clientes de restauración verificados: 0

Total de potencia del transformador de servicio: 15 kVA
 MTR: 26/11/2018 10:03

▼ Dispositivos

Nombre	Fases afectadas	Fases	Estado	Tipo	Loc red	Telemido	Calidad	Basado en	Alimentador nc	Alimentador ac
EERCS_SF_465	B N	B	Open	Seccionador Fusible - Unipolar Abierto	05_05_0525	No		Orden de trabajo	05_05_0525	05_05_0525

► FLISR

▼ Cuadrillas

ID cuadrilla	Nombre	Tipo	Estado	Disponibilidad	Compañía	Campo cliente
05TURG--CONS---CUA-1001	05TURG--CONS---CUA-1001	Construcciones	Assigned	Disponible	05-CENTROSUR	No

Figura 3.47: Información relevante de una incidencia por orden de trabajo [1].

3.11.1.3 Llamadas de los usuarios de la red de distribución

Las llamadas por parte de los usuarios finales de la red de distribución son recibidas por el personal de Call Center, quienes registran los detalles del problema reportado por medio del aplicativo Web Call Center y se crea una incidencia [1]. El operador del Centro de Control, es quien, despacha una cuadrilla para que se dirija al campo y verifique cual es el problema. En caso de que el problema sea ajeno a la Empresa Distribuidora, simplemente se elimina la incidencia, caso contrario se la atiende, es decir, empieza la interacción entre el Centro de Control y el personal de campo para la elaboración y ejecución del plan de maniobras con el fin de dar solución al problema, permitiendo así agilizar el proceso de atención a las fallas e interrupciones, ayudando a disminuir el costo por energía no suministrado.

En la figura 3.48, se muestra un ejemplo de una llamada registrada por medio del aplicativo Web Call Center, en donde se especifica que el cliente está afectado por una incidencia ya

conocida, es decir, que ya existió una llamada previa en donde se registró el problema reportado y se creó la incidencia. Además, se muestra que el sistema cuenta con los detalles del cliente, tales como: Nombre, Número de cuenta, estado (conectado/desconectado), identificación o número de cédula, Empresa Eléctrica de Distribución a la que pertenece el cliente, dirección, número de celular, provincia, cantón y parroquia.

En la figura 3.49 se indica que la incidencia generada, puede ser observada por el operador del Centro de Control, con los datos más relevantes como: fecha de interrupción que se registra con el momento de la llamada, el tiempo estimado de restablecimiento, motivo de creación de la incidencia (por llamada), cantidad de número de llamadas, alimentador pertenece dicho cliente, (en este caso al alimentador primario F de la S/E 27 de la EEQ), número de clientes afectados (en este caso solo uno), número de clientes restaurados (no hay clientes que perdieron el suministro) y que el problema reportado es por arco eléctrico.

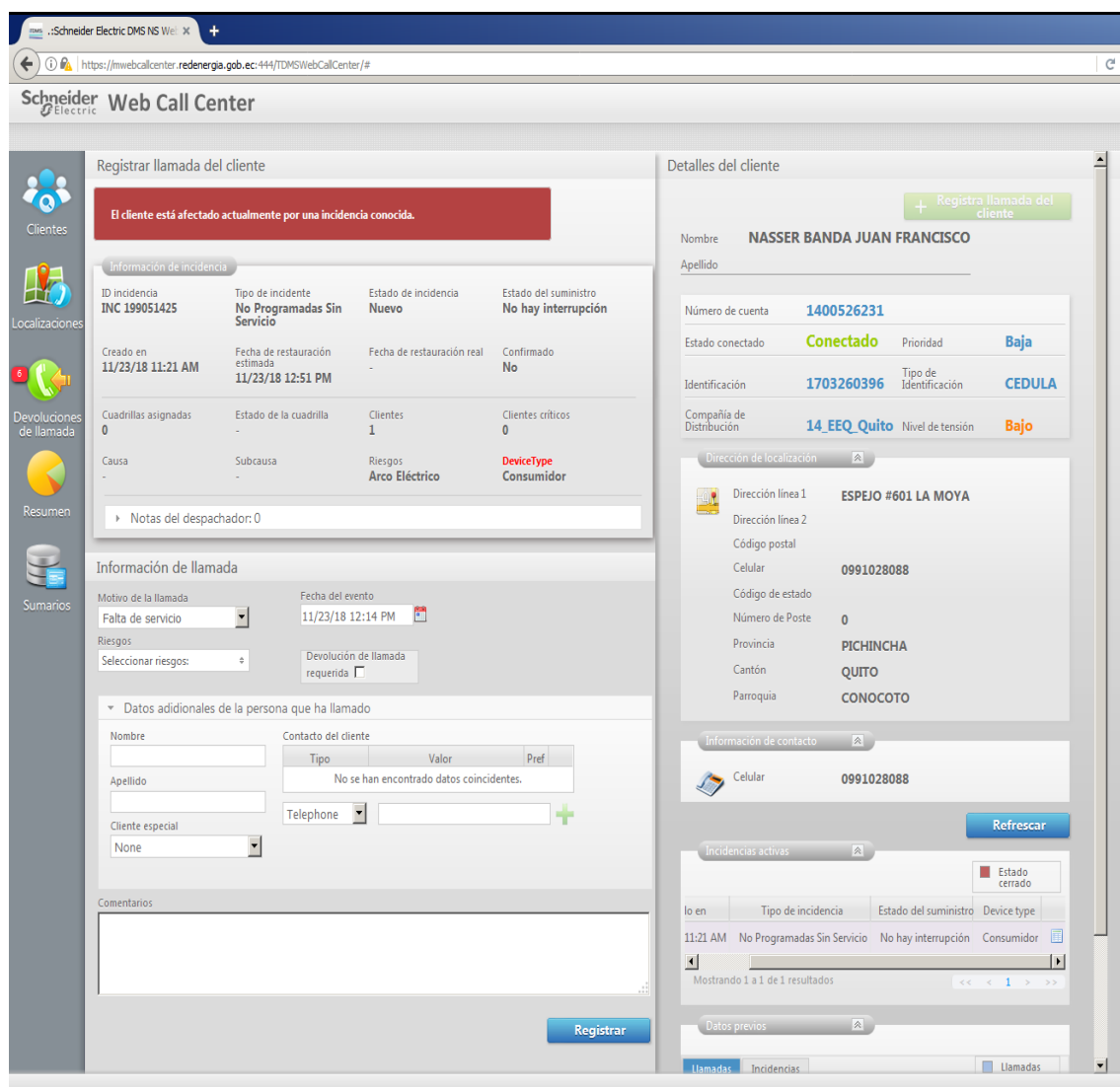


Figura 3.48: Interfaz del Web Call Center, ejemplo de incidencia por llamada [1].

Gestión de incidencias

INC 199051425

Asignado a:

Confirmar Cancelar Despachar

▼ Incidente

ID Incidencia: **INC 199051425**

Tipo: **No Programadas Sin Servicio**

Subtipo: **Permanente**

Prioridad: **1**

Fecha de interrupción: **23/11/2018 11:20**

ETR: **23/11/2018 12:51**

Instrucción:

Llamadas: **1**

Creado en: **23/11/2018 11:21**

Creado por: **Llamada**

Fuerza Mayor:

Origen: **Internos**

Alimentador actual: **14_27_Primary F**

Alimentador normal: **14_27_Primary F**

Problemas: **ARCE**

Confirmado: **No**

Estado: **Nuevo**

Estado de energía: **No hay interrupción**

ATR: **Select a date 15**

Es anidada: **No**

Tiene anidadas: **No**

Clientes afectados: **1**

Clientes no restaurados: **0**

Clientes de restauración verificados: **0**

Total de potencia del transformador de servicio: **0 kVA**

MTR: **26/11/2018 11:21**

▼ Dispositivos

Nombre	Fases afectadas	Fases	Estado	Tipo	Loc red	Telemedido	Calidad	Basado en	Alimentador no	Alimentador ac	Agua arriba
EEQ_0	C	C		Consumidor		No		Llamada		14_27_Primary F	EEQ_SF_36758

▼ Cuadrillas

ID cuadrilla	Nombre	Tipo	Estado	Disponibilidad	Compañía	Campo cliente
--------------	--------	------	--------	----------------	----------	---------------

Figura 3.49: Interfaz DMD, ejemplo de incidencia por llamada [1].

3.11.2 Navegadores del OMS

El sistema de manejo de las interrupciones del servicio (OMS), cuenta con varios navegadores, tanto históricos como de tiempo real, que sirven al operador del Centro de Control para estar al tanto de lo que ocurre en el sistema y por medio de filtros de búsqueda permite acceder de manera rápida a la información pertinente. Los navegadores con los que cuenta el OMS son de [1]:

- Incidencias
- Órdenes de Trabajo
- Planes de Maniobras
- Cuadrillas
- Miembros de Cuadrillas
- Vehículos de Cuadrillas
- Llamadas

Por ejemplo en la figura 3.50 se muestra el navegador de órdenes de trabajo.

Id	Estado	Alimentador actual	Lugar de trabajo	Plan de maniobras	Propósito	Tipo
WR 316004445	Guardado	05_22_2223	EERCS_UT_9812	SP 199049927	Aplomar Poste No. 505385 se encuentra inclinado con redes en baja tensión.	
WR 316004443	Guardado	05_05_0525	EERCS_UT_18664	SP 199049944	ENSANCHAMIENTO DE VIA	
WR 316004441	Guardado	05_03_0325	EERCS_UT_28330, EERC	SP 199049928	Reubicación de poste con redes en M.V	
WR 316004438	Guardado	05_08_0824	EERCS_UT_29071	SP 199049945	Construcción de redes eléctricas.	
WR 316004436	Guardado	05_08_0824	EERCS_UT_19440	SP 199049940	Construcción de redes eléctricas.	
WR 316004435	Guardado	05_03_0321	EERCS_UT_638	SP 199049942	MONTAJE Y CAMBIO DE TRANSFORMADORES DE DISTRICUCION	
WR 316004433	Guardado	05_23_2312	EERCS_UT_11804	SP 199049917	cierre de puentes en baja tensión para enlazar redes nuevas	
WR 316004432	Guardado	05_23_2312	EERCS_UT_11245	SP 199049901	cerrar puentes de baja tensión para enlazar redes nuevas	
WR 316004428	Guardado	05_23_2312	EERCS_UT_11515	SP 199049904	Tendido de conductor a postes nuevos	
WR 316004425	Guardado	05_08_0824	EERCS_UT_29071	SP 199049924	Construcción de redes eléctricas.	
WR 316004424	Guardado	05_08_0824	EERCS_UT_19440	SP 199049914	Construcción de redes eléctricas.	
WR 316004423	Guardado	05_05_0524	EERCS_UT_2226	SP 199049899	MONTAJE DE ESTRUCTURA CR	
WR 316004422	Guardado	05_07_0723	EERCS_SF_9342		Repotenciación del sistema eléctrico	
WR 316004417	Guardado	05_23_2311	EERCS_SF_14311		CAMBIO DE POSTE EN ENLACE DE ALIMENTADORES 2311	
WR 316004404	Guardado		T2		Construcción de la oficinas y vestidores de la línea energizada, correspondiente a l:	
WR 316004401	Guardado	05_15_1521	EERCS_SF_41941	SP 199049198	MONTAJE DE TRANSFORMADOR.	

Figura 3.50: Navegador de órdenes de trabajo [1].

3.12 Cálculo de índices de confiabilidad

El ADMS, al contar con la información en tiempo real del sistema eléctrico de distribución en cuanto a carga instalada, carga desconectada, número de usuarios sin servicio y tiempo de duración de las interrupciones, es capaz de realizar los cálculos de los índices de confiabilidad. Por medio del navegador de incidencias, se puede filtrar todas las incidencias correspondientes a un periodo de tiempo y a una Empresa Distribuidora en particular, de tal manera de calcular los índices de confiabilidad de la sección de la red que se desee [1].

A través de la función “Análisis de fiabilidad” se obtiene los cálculos de índices de fiabilidad más conocidos al nivel internacional, como [1]:

- SAIFI: Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del sistema (System Average Interruption Frequency Index).
- SAIDI: Índice de Duración Promedio de Interrupciones del sistema (System Average Interruption Duration Index).
- CAIDI: Índice Promedio de Duración de Interrupciones por Cliente (Customer Average Interruption Duration Index).
- MAIFI: Índice de Frecuencia promedio de Interrupciones Momentáneas (Momentary Average Interruption Frequency Index).
- CEMIn: Interrupciones Múltiples Experimentadas por los Clientes (Customers Experiencing Multiple Interruptions).

En la figura 3.51, se muestra los índices de fiabilidad calculados para la EEASA para el mes de octubre de 2018, donde además se indica la Energía no Suministrada (ENS).



Figura 3.51: Cálculo de índices de fiabilidad internacionales, para la EEASA en el mes de octubre del 2018 [1].

Además, por medio de “SQL Server Reporting Services” se puede realizar el cálculo de los índices de confiabilidad de acuerdo a la regulación “CONELEC 004/001” escogiendo la Empresa Eléctrica de Distribución, la fecha inicial y final del período que se desea calcular. Por ejemplo, en las figuras 3.52 y 3.53 se muestran los cálculos de indicadores FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado), TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado), FAL (Frecuencia Media de Interrupción considerando cabeceras de alimentador), TAL (Tiempo Total de Interrupción considerando cabeceras de alimentador), para el mes de septiembre de 2018, para el alimentador Pallatanga de la S/E Multitud de la EERSA.

Índices de Calidad:
 Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado(FMIK)
 Tiempo total de Interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)
 Índices de calidad a nivel de cabecera de alimentador (FAL y TAL)

Hora de 01-09-2018 00:00:00 Hora de Fin: 30-09-2018 23:59:59

Región	Subregión	Subestación	Alimentador	ID Incidente	Interrupción	Fecha Desconexión	Fecha Conexión
02_Zona_Centro	15_EERSA_Riobamba	15_14_MULTITUD	15_14_Pallatanga	INC 1100067286	1	21/09/2018 17:52:06	21/09/2018 17:56:08
				Total Alimentador			
		Total Subregión					

Figura 3.52: Cálculo de índices de fiabilidad (FMIK, TTIK, FAL y TAL) para el alimentador Pallatanga de la S/E Multitud de la EEASA para septiembre de 2018 (Parte 1) [1].

Tiempo en Horas	KVA Instalados	KVA Interrumpidos	Causa	Descripción de la Causa	INDICADORES TOTALES			
					FMIK	FAL	TTIK (horas*kva)	TAL
0.067	7222.500	7222.5000	Red Medio Voltaje	Red Medio Voltaje/Falta de equipamiento, materiales y accesorios	1.0000	0.7500	0.0672	0.0504
0.067	7222.500	7222.500			1.0000	0.7500	0.0672	0.0504
0.067	264385.000	7222.500			0.0273	0.0205	0.0018	0.0014

Figura 3.53: Cálculo de índices de fiabilidad (FMIK, TTIK, FAL y TAL) para el alimentador Pallatanga de la S/E Multitud de la EEASA para septiembre de 2018 (Parte 2) [1].

En la figura 3.54 y 3.55 se muestra el cálculo de los índices FAIc (Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores) y DAIc (Duración de interrupciones por consumidor), considerando que el tiempo desde el 01/01/2019 hasta el 02/01/2019, para las Subestaciones Luis Cordero y Centenario de CENTROSUR.

Región	Subregión	Subestación	Alimentador	Número de Cuenta	Nombre y Apellidos
03_Zona_Sur	05_CENTROSUR_Cuenca	05_01_LUIS CORDERO	05_01_0102	500127126	VIRGINIA DE JESUS CALLE
			05_01_0104	504749040	MIRIAM PATRICIA AGUILAR
			Total		
		05_02_CENTENARIO	05_02_0204	500370585	PAUL ESTEBAN PIEDRA
			Total		
			Total		

Figura 3.54: Cálculo de índices de fiabilidad (FAIc y DAIc) para las S/Es Luis Cordero y Centenario de CENTROSUR (Parte 1) [1].

N.Voltaje	Número de Interrupciones	Supera Límite FAIc	DAI (horas * factor de ponderación)	Supera Límite DAIc	Nº de interrupciones acumuladas	DAI acumulado
LV	1	No	1.2017	No	1	1.2017
	1		1.2017		1	1.2017
LV	1	No	9.8167	No	1	9.8167
	1		9.8167		1	9.8167
	2		11.01833333333333		2	11.0183
	1	No	1.2403	No	1	1.2403
MV	1		1.2403		1	1.2403
	1		1.240277777777778		1	1.2403
	1		1.240277777777778		1	1.2403

Figura 3.55: Cálculo de índices de fiabilidad (FAIc y DAIc) para las S/Es Luis Cordero y Centenario de CENTROSUR (Parte 2) [1].

En la figura 3.56 se muestra, la incidencia correspondiente a la interrupción de la S/E Centenario con un cliente afectado (Paúl Esteban Piedra), cuyos detalles se pueden observar por medio de la interfaz DMD. Por ejemplo, el tiempo de interrupción ocurrió a las 13:44:00 y el servicio fue restaurado a las 14:58:26, lo cual es equivalente a 74 minutos 26 segundos o 1.24 horas.

Navegador de incidencias Gestor de histórico de incidencias ×

Q [Iconos de herramientas]

INC 1100083649

ID Incidencia:	INC 1100083649	Alimentador actual:	0502_0204
Tipo:	No Programadas Sin Servicio	Alimentador normal:	0502_0204
Subtipo:	Permanente	Problemas:	
Prioridad:	5	Confirmado:	Sí
Tiempo de interrupción:	02/01/2019 13:44:00	Estado:	Archivado
ETR:	02/01/2019 16:46:09	ATR:	02/01/2019 14:58:26
Instrucción:		Está anidada:	No
Llamadas:	1	Cientes afectados:	1
Eventos del medidor inteligente:	0	Cientes con restauración verificada:	0
Creado en:	02/01/2019 13:46:09	Cancelar motivo:	
Creado por:	Call Events	Closed time:	02/01/2019 14:58:27
Origen:	<input type="text" value="Internos"/>		

▼ **Dispositivos**

Nombre	Tipo	Network location	Telemedido	Feeder	Fases	Dirección del dispositivo	Dispositivo aguas arriba
EERCS_2007063000	Consumidor		No		A B C		EERCS_SF_21522

► **Cuadrillas**

► **Llamadas**

► **Problema**

► **Maniobras**

► **Localización de incidencias**

▼ **Cientes**

Clientes		Potencia	
Criticos no restaurados:	0	Criticos no restaurados:	0.00 [kW]
No restaurado:	0	No restaurado:	0.00 [kW]
Afectados criticos:	0	Potencia critica afectada:	0.00 [kW]
Cientes afectados:	1	Potencia afectada:	0.39 [kW]
Restauración verificada:	0		
CMI:	74 [min]		

< < 1 / 1 > >

Cuenta	Prioridad	Apellido	Nombre	Celular	Calle	Tiempo de interrupción [min]	ENSI [kWh/intervalo]
0500370585	Media		PAUL ESTEBAN PIEDRA	0998438755	AVENIDA DOCE DE ABRIL / PAUCARBAMBA /	74	0,484918

Figura 3.56: Incidencia correspondiente a la interrupción del servicio a un cliente de la S/E Centenario de CENTROSUR [1].

CAPÍTULO 4

4. GUÍA PARA INTEGRAR SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN AL SISTEMA ADMS.

Si la Subestación que se desea integrar al ADMS es nueva, desde su diseño se debe prever las especificaciones técnicas de los equipos que tengan las funcionalidades necesarias para hacerlo, es decir, los IEDs y las RTUs deben contar con protocolos de comunicación estándares como el IEC 61850, con el fin de reducir costos de instalación al minimizar el uso de cableado. Las RTUs deben tener el número suficiente de entradas y salidas analógicas y digitales acorde al número de equipos de campo que disponga la Subestación. Por otro lado, para subestaciones de Distribución ya existentes, pero aún no integradas al ADMS, es necesario modernizarlas con equipos primordiales para automatizarla, es decir: RTUs, IEDs y sensores. Cabe recalcar que la programación y ajuste de los diferentes IEDs están fuera del alcance del presente trabajo de titulación.

4.1 Integración de Subestaciones de Distribución

Para enumerar los pasos a seguir para realizar la integración de Subestaciones de Distribución al ADMS, se utilizará como ejemplo la información disponible de la Subestación El Bosque de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), como se describe en los siguientes numerales.

4.1.1.1 Elaborar el diagrama Unifilar de la S/E

Para poder identificar con claridad los elementos que conforman la S/E, en primer lugar, se debe elaborar el diagrama unifilar, en el que conste la nomenclatura y ubicación de los elementos como: interruptores, seccionadores, TCs, TPs, transformadores de potencia, líneas, bancos de capacitores, relés de protección y medidores de energía.

En el Anexo I, se muestra el diagrama unifilar de la S/E El Bosque de la EEQ, la cual consta de una barra de 46 kV y dos barras de 6.3 kV unidas por un interruptor de acoplamiento; tres bahías a nivel de 46 kV, las mismas que la unen con las subestaciones Rio Coca, Selva Alegre, Andalucía y Cotocollao, a través de líneas de subtransmisión; un transformador trifásico de potencia Siemens de 15/20 MVA, 46/6.3 kV, conexión DYn1; cinco alimentadores primarios y un banco de capacitores de 4.5 MVar. Además, dispone de tres juegos de transformadores de potencial (TPs), uno por cada barra. Cada una de las bahías, dispone de: transformadores de corriente (TCs), relés de protección multifunción (IEDs): Siemens modelo 7SJ64 y 7SJ622, ABB modelo REL511 y RET670 como se muestra en la tabla 4.1; un medidor de energía ION6200 marca Schneider para el lado de

medio voltaje del transformador de potencia y un medidor de energía “NANSEN 6AE20” para cada cabecera de alimentador, como se muestra en la tabla 4.2 [53]. Como los medidores NANSEN no disponen de puertos de comunicación, no pueden ser integrados al ADMS.

Tabla 4.1: Relés de protección de la S/E El Bosque-EEQ [53].

BAHÍA / EQUIPO	MARCA	MODELO	PROTECCIÓN
Selva Alegre	SIEMENS	7SJ64	67/67N
	ABB	REL511	21P
Cotocollao	SIEMENS	7SJ64	67/67N
	ABB	REL511	21P
Transformador 1	ABB	RET670	87 T
Transformador 1, Lado 46 kV	SIEMENS	7SJ64	50/51
Transformador 1, Lado 6.3 kV	SIEMENS	7SJ64	51/51N
Primarios: A, B, C, D y E	SIEMENS	7SJ622	Multifunción
Banco de Capacitores	SIEMENS	7SJ622	Multifunción

Tabla 4.2: Medidores de la S/E El Bosque-EEQ [53].

BAHÍA	MARCA	TIPO
Transformador 1, Lado 6.3 kV	SCHNEIDER	ION6200
Primarios: A, B, C, D y E	NANSEN	6AE20

4.1.1.2 Analizar las señales que dispone cada IED

De acuerdo con los manuales de los IEDs que dispone la subestación El Bosque, estos equipos cuentan con su propia base de datos, es decir, que almacenan la información proveniente de los equipos de campo en varias tablas de manera ordenada, asignando a cada señal una dirección única.

- Los relés multifunción Siemens 7SJ64 y 7SJ622 tienen disponibles las siguientes señales [54]:
 - Señales digitales: Arranque y disparo de las funciones de protección: 27, 46, 49, 67, 50, 51, 59, 81, 64, 66, 74, 79, etc. Estado abierto/cerrado de equipos de maniobra y seccionamiento de la bahía. Estado local/remoto para ejecutar los

comandos sobre los equipos de campo. Estado bloqueo/desbloqueo de los circuitos de control de equipos de maniobra y seccionamiento de la bahía, etc.

- Señales analógicas: Corrientes, voltajes, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, corrientes de falla, THD de voltaje y corriente, etc.

Cada una de estas señales es asignada a una dirección única dada por el fabricante, sin embargo, estos relés también cuentan con entradas digitales y analógicas de libre configuración, es decir, que pueden ser asignadas a la dirección que se considere pertinente. Un ejemplo práctico es asignar estas direcciones libres al estado abierto/cerrado de interruptores, seccionadores de: barra, línea, puesta a tierra y bypass, etc. En la tabla 4.3, se muestran ejemplos de varias señales que tienen disponibles los relés multifunción SIEMENS 7SJ64 y 7SJ622.

Tabla 4.3: Ejemplos de señales de los relés multifunción SIEMENS 7SJ64 y 7SJ622 [54].

Nombre	Descripción	Dirección
Ejemplo de señales analógicas		
la	Corriente fase a	601
lb	Corriente fase b	602
lc	Corriente fase c	603
Va	Voltaje fase a	621
Vb	Voltaje fase b	622
Vc	Voltaje fase c	623
Va-b	Voltaje fase-fase (ab)	624
Vb-c	Voltaje fase-fase (bc)	625
Vc-a	Voltaje fase-fase (ca)	626
P	Potencia Activa	641
Q	Potencia Reactiva	642
Ejemplo de señales digitales-función de protección 67/67N		
67-TOC Pick up	67-TOC picked up; ON = 1, OFF = 0	2670
67-TOC Time Out	67-TOC Time Out; ON = 1, OFF = 0	2674
67-TOC TRIP	67-TOC TRIP; ON = 1, OFF = 0	2675
67N-1 Pick up	67N-1 picked up; ON = 1, OFF = 0	2681
67N-1 Time Out	67N-1 Time Out; ON = 1, OFF = 0	2682
67N-1 TRIP	67N-1 TRIP; ON = 1, OFF = 0	2683
Ejemplo de entradas libres		
Input channel 1	Entrada configurada por el usuario 1	-
Input channel 2	Entrada configurada por el usuario 2	-
Input channel ...	Entrada configurada por el usuario ...	-

De igual forma se puede constatar en los manuales del resto de IEDs que dispone esta S/E que estos cuentan con una base de datos similar, con direcciones libres y fijas. En la actualidad, todos los IEDs cuentan con sus bases de datos en forma de tablas acorde al estándar ANSI/IEEE C12.19 [47]. Debido a la gran cantidad de señales que se puede tener por cada IED, es necesario identificar las realmente necesarias y suficientes para guiar a los operadores ubicados en el Centro de Control en la vigilancia del comportamiento de la Subestación, sin llegar a saturar la red de comunicaciones de forma innecesaria, al tratar de llevar al SCADA todas las señales que puede entregar los IEDs.

Las señales analógicas mínimas recomendadas de cada bahía, se muestran en la tabla 4.4 y las señales digitales en la tabla 4.5.

Tabla 4.4: Señales Analógicas Mínimas Recomendadas [Elaboración Propia].

Parámetro	Bahía
Voltajes AC: fase-fase y fase-neutro, secuencia positiva, negativa y cero.	Barras, Líneas de Subtransmisión, Transformadores, Alimentadores y Servicios Auxiliares
Corrientes: fase (a, b, c), neutro, secuencia: secuencia positiva, negativa y cero.	
Potencia Activa (P)	
Potencia Reactiva (Q)	
Potencia Aparente (S)	
Factor de potencia (fp)	
Frecuencia	
Número de operaciones del interruptor	
Tiempo de operación del interruptor	
Corrientes de falla de fase y de neutro	
Tiempo de disparo del relé	
Número de recierres	
Voltaje DC del cargador de baterías	
Corriente DC del cargador de baterías	
Voltaje AC de SSAA	
Corriente AC de SSAA	
% Uso de Baterías	
Posición del TAP del LTC	Transformador
Nivel de aceite de LTC	
Humedad del aceite del transformador	
Temperatura del aceite tanque principal	
Nivel de aceite del tanque principal	
Temperatura de los devanados del transformador	
Presión del aceite del transformador	
Energía Activa	Alimentadores
Energía Reactiva	

Tabla 4.5: Señales Digitales Mínimas Recomendadas [Elaboración Propia].

Parámetro	Elemento
Arranque de cada función de protección (fases y neutro)	Interruptor/Reconectador
Alarma de Baja presión SF6	Interruptor/Reconectador
Bloqueo de Baja presión SF6	Interruptor/Reconectador
Disparo de fase (a, b, c) y neutro	Interruptor/Reconectador
Disparo de cada función de protección (fases y neutro)	Interruptor/Reconectador
Disparo por falla de Interruptor	Interruptor/Reconectador
Enclavamiento	Interruptor/Reconectador
Estado del Resorte	Interruptor/Reconectador
Reseteo de alarmas	Interruptor/Reconectador
Estado Abierto/Cerrado	Interruptor, Reconectador, Seccionadores de: Barra, Línea, Bypass, Puesta a Tierra
Requiere Mantenimiento	Interruptor/Reconectador
Falla circuito de Disparo	Interruptor/Reconectador
Alarma de Sobrepresión	Transformador
Alarma del Relé Buchholz	Transformador
Alarma por Sobretemperatura de aceite	Transformador
Alarma por Sobretemperatura de Bobinados	Transformador
Disparo Bajo nivel de aceite del Transformador	Transformador
Disparo de relé de bloqueo del Transformador (86)	Transformador
Disparo del relé Buchholz	Transformador
Disparo por Sobrepresión	Transformador
Disparo por Sobretemperatura de Bobinados	Transformador
Disparo por Sobretemperatura de Aceite	Transformador
Disparo Bajo Nivel de Aceite	Transformador
Disparo relé de presión súbita	Transformador
Falla guarda motor de ventiladores	Transformador
Encendido/Apagado de ventiladores	Transformador
Temperatura del aceite de LTC	Transformador
Alarma y Disparo Bajo nivel de Aceite LTC	Transformador
Alarma y Disparo Sobrepresión LTC	Transformador
Grupo de Protecciones Habilitado/Deshabilitado	IED
Permisos para Abrir /Cerrar	IED
Puerto Ethernet Activo/Inactivo	IED
Falla de Alimentación Corriente Alterna	Servicios Auxiliares
Falla de Alimentación Corriente Continua	Servicios Auxiliares
Falla Breaker VDC	Servicios Auxiliares
Falla de entrada AC al cargador de baterías	Servicios Auxiliares
Estado Local/Remoto	Equipos de Patio e IEDs

4.1.1.3 Definir el uso de módulos de entrada y salida de la RTU

Para aquellos sensores que no pueden ser conectados directamente a un IED, se utiliza los módulos de entradas y salidas de la RTU. Así mismo, para subestaciones que solamente cuenten con relés antiguos como los electromecánicos, es necesario conectar directamente los equipos de campo a las entradas analógicas y digitales de la RTU, para poder realizar el monitoreo y control de los mismos desde el Centro de Control.

La estructura modular de las RTUs, así como las funciones que prestan para ejercer el control de los equipos aguas abajo y permitir reportar dicha información a los Centros de Control están estandarizadas en ANSI/IEEE C37.1 [5] [46]. La magnitud de las prestaciones que brinda una RTU depende del modelo y fabricante. La Subestación El Bosque, cuenta con una RTU marca SCHNEIDER, modelo SAITEL2000DP, que cuenta con [55]:

- Una Unidad Central de Procesamiento (SM_CPU866), con tres puertos ethernet de 10/100MBps
- Dos fuentes de poder redundantes de 125 a 370 V_{DC} (SM_PS1 y SM_PS2)
- Un módulo de comunicaciones SM_SER, con 8 puertos seriales (configurables como RS-232 o RS-485)
- Cuatro módulos SM_DI, de 32 entradas digitales cada uno, es decir, la RTU dispone de 128 entradas digitales.
- Un módulo SM_DO, de 32 salidas digitales.
- Un módulo SM_AI, de 16 señales analógicas

Por medio de las entradas analógicas se traen señales provenientes de los equipos de campo, tales como: temperatura de aceite del transformador, temperatura de los bobinados, nivel de aceite del tanque principal y del LTC, posición del LTC, voltaje de corriente continua de servicios auxiliares y los demás canales quedan libres como reserva, como se muestra en la tabla 4.6.

En las tablas 4.7, 4.8, 4.9 y 4.10 se muestran las señales provenientes de los equipos de campo que han sido cableados directamente a los módulos de las entradas digitales: 1, 2, 3 y 4 de la RTU respectivamente.

Cabe recalcar que a cada módulo de entradas digitales se asigna un grupo de direcciones, con el fin de organizar la información. Para el módulo de Entradas Digitales 1 (ED1), las

señales son asignadas a las direcciones que van desde 1000 hasta la 1031, para el módulo ED2 las direcciones son desde 2000 hasta 2031, para el módulo ED3 desde 3000 a 3031 y para el módulo ED4 desde 4000 a 4031.

Tabla 4.6: Entradas Analógicas de la RTU de la S/E El Bosque [56].

Dirección	Señal	Descripción
0	14EB15RTR1-6-TEMP-ACEITE-----	Temperatura de aceite
1	14EB15RTR1-6-TEMP-BOBINA-----	Temperatura de bobinados
2	14EB15RTR1-6-NIVEL-ACEITE-CUBA-	Nivel de aceite cuba principal
3	14EB15RTR1-6-NIVEL-ACEITE-LTC--	Nivel de aceite LTC
4	14EB15RTR1-6-POSICION-LTC-----	Posición LTC
5	14EB15RTRF1__RES1-----	Reserva EA 1
6	14EB15RTRF1__RES2-----	Reserva EA 2
7	14EB15RTRF1__RES3-----	Reserva EA 3
8	14EB15RTRF1__RES4-----	Reserva EA 4
9	14EB15RTRF1__RES5-----	Reserva EA 5
10	14EB1514CH15C--VDC-----	Voltaje de Corriente Continua
11	14EB15RTRF1__RES6-----	Reserva EA 6
12	14EB15RTRF1__RES7-----	Reserva EA 7
13	14EB15RTRF1__RES8-----	Reserva EA 8
14	14EB15RTRF1__RES9-----	Reserva EA 9
15	14EB15RTRF1__RES10-----	Reserva EA 10

Tabla 4.7: Módulo 1 de Entradas Digitales de la RTU de la S/E El Bosque [56].

Dirección	Señal	Descripción
1000	14EB15RPRIA--6---152-A-FIED----	Falla IED
1001	14EB15RPRIA--6---152-A-FVCC1---	Falla Vcc (F101)
1002	14EB15RPRIA--6---152-A-FVCC2---	Falla Vcc (F102)
1003	14EB15RPRIA--6---152-A-EMERA---	Apertura emergencia
1004	14EB15RPRIA--6---152-A-EMERC---	Cierre emergencia
1005	14EB15RPRIB--6---152-B-FIED----	Falla IED
1006	14EB15RPRIB--6---152-B-FVCC1---	Falla Vcc (F101)
1007	14EB15RPRIB--6---152-B-FVCC2---	Falla Vcc (F102)
1008	14EB15RPRIB--6---152-B-EMERA---	Apertura emergencia
1009	14EB15RPRIB--6---152-B-EMERC---	Cierre emergencia
1010	14EB15RPRIC--6---152-C-FIED----	Falla IED
1011	14EB15RPRIC--6---152-C-FVCC1---	Falla Vcc (F101)
1012	14EB15RPRIC--6---152-C-FVCC2---	Falla Vcc (F102)
1013	14EB15RPRIC--6---152-C-EMERA---	Apertura emergencia
1014	14EB15RPRIC--6---152-C-EMERC---	Cierre emergencia
1015	14EB15RPRID--6---152-D-FIED----	Falla IED
1016	14EB15RPRID--6---152-D-FVCC1---	Falla Vcc (F101)

1017	14EB15RPRID--6---152-D-FVCC2---	Falla Vcc (F102)
1018	14EB15RPRID--6---152-D-EMERA---	Apertura emergencia
1019	14EB15RPRID--6---152-D-EMERC---	Cierre emergencia
1020	14EB15RPRIE--6---152-E-FIED----	Falla IED
1021	14EB15RPRIE--6---152-E-FVCC1---	Falla Vcc (F101)
1022	14EB15RPRIE--6---152-E-FVCC2---	Falla Vcc (F102)
1023	14EB15RPRIE--6---152-E-EMERA---	Apertura emergencia
1024	14EB15RPRIE--6---152-E-EMERC---	Cierre emergencia
1025	14EB15RBC----6---152-BCFIED----	Falla IED
1026	14EB15RBC----6---152-BCFVCC1---	Falla Vcc (F101)
1027	14EB15RBC----6---152-BCFVCC2---	Falla Vcc (F102)
1028	14EB15RBC----6---152-BCEMERA---	Apertura emergencia
1029	14EB15RBC----6---152-BCEMERC---	Cierre emergencia
1030	14EB15RBC__RES1-----	Reserva ED 1
1031	14EB15RALI1--6---152-1-FIED----	Falla IED

Tabla 4.8: Módulo 2 de Entradas Digitales de la RTU de la S/E El Bosque [56].

Dirección	Señal	Descripción
2000	14EB15RALI1--6---152-1-FVCC1---	Falla Vcc (F101)
2001	14EB15RALI1--6---152-1-FVCC2---	Falla Vcc (F102)
2002	14EB15RALI1--6---152-1-FVCA----	Falla Vca (F104)
2003	14EB15RALI1--6---152-1-EMERA---	Apertura emergencia
2004	14EB15RALI1--6---152-1-EMERC---	Cierre emergencia
2005	14EB15RTR1---6---TRF1--FIEDRET-	Falla IED RET670
2006	14EB15RTR1__RES1-----	Reserva ED 1
2007	14EB15RTR1---6---TRF1--FVCCA---	Falla Vcc CTR IED
2008	14EB15RTR1---6---TRF1--FVCCC---	Falla Vcc ALI IED
2009	14EB15RTR1---6---TRF1--FVCC----	Falla Vcc
2010	14EB15RTR1---6---VENT--LR-----	Local/remoto
2011	14EB15RTR1__RES2-----	Reserva ED 2
2012	14EB15RTR1---6---VENT-- MANAUTO-	Manual/automático
2013	14EB15RTR1__RES3-----	Reserva ED 3
2014	14EB15RTR1---6---VENT-----	Ventiladores
2015	14EB15RTR1---6---VENT--FGM-----	Falla guardamotor
2016	14EB15RTR1__RES4-----	Reserva ED 4
2017	14EB15RTR1__RES5-----	Reserva ED 5
2018	14EB15RTR1__RES6-----	Reserva ED 6
2019	14EB15RTR1__RES7-----	Reserva ED 7
2020	14EB15RTR1---6---TRF1--FLT-----	Falla LTC
2021	14EB15RTR1---6---TRF1--LTC--LR-	Local/Remoto LTC
2022	14EB15RTR1__RES8-----	Reserva ED 8
2023	14EB15RTR1---6---TRF1--FVCA----	Falla Vca

2024	14EB15RALI1--46--52-01-FIED52--	Falla IED 7SJ645
2025	14EB15RALI1--46--52-01-VCCIED--	Falla Vcc
2026	14EB15RALI1--46--52-01-VCCCIED-	Falla Vcc CTR
2027	14EB15RALI1--46--52-01-HEMER---	Habilitar emergencia
2028	14EB15RALI1__RES9-----	Reserva ED 9
2029	14EB15RALI1--46--52-01-EMERAC--	Apertura emergencia cabina
2030	14EB15RALI1--46--52-01-EMERCC--	Cierre emergencia cabina
2031	14EB15RALI1--46--52-01-VCATAB4-	Falla Vca tablero 4

Tabla 4.9: Módulo 3 de Entradas Digitales de la RTU de la S/E El Bosque [56].

Dirección	Señal	Descripción
3000	14EB15RALI1--46--52-01-EMERAP--	Apertura emergencia patio
3001	14EB15RALI1--46--52-01-EMERCP--	Cierre emergencia patio
3002	14EB15RALI1--46--52-01-FVCC1P--	Falla Vcc 101 principal
3003	14EB15RALI1--46--52-01-RESORTE-	Resorte
3004	14EB15RLSARC-46--52-2--FIED52--	Falla IED 7SJ645
3005	14EB15RLSARC-46--52-2--FIED51--	Falla IED REL670
3006	14EB15RLSARC-46--52-2--VCCIED--	Falla Vcc
3007	14EB15RLSARC-46--52-2--VCCCIED-	Falla Vcc CTR
3008	14EB15RLSARC-46--52-2--HEMER---	Habilitar emergencia
3009	14EB15RLSARC__RES1-----	Reserva ED 1
3010	14EB15RLSARC-46--52-2--EMERAC--	Apertura emergencia cabina
3011	14EB15RLSARC-46--52-2--EMERCC--	Cierre emergencia cabina
3012	14EB15RLSARC-46--52-2--VCATAB3-	Falla Vca tablero 3
3013	14EB15RLSARC-46--52-2--EMERAP--	Apertura emergencia patio
3014	14EB15RLSARC-46--52-2--EMERCP--	Cierre emergencia patio
3015	14EB15RLSARC-46--52-2--FVCC1P--	Falla Vcc 101 principal
3016	14EB15RLSARC-46--52-2--RESORTE-	Resorte
3017	14EB15RLCO19-46--52-3--FIED52--	Falla IED 7SJ645
3018	14EB15RLCO19-46--52-3--FIED51--	Falla IED REL670
3019	14EB15RLCO19-46--52-3--VCCIED--	Falla Vcc
3020	14EB15RLCO19-46--52-3--VCCCIED-	Falla Vcc CTR
3021	14EB15RLCO19-46--52-3--HEMER---	Habilitar emergencia
3022	14EB15RLCO19__RES2-----	Reserva ED 2
3023	14EB15RLCO19-46--52-3--EMERAC--	Apertura emergencia cabina
3024	14EB15RLCO19-46--52-3--EMERCC--	Cierre emergencia cabina
3025	14EB15RLCO19-46--52-3--EMERAP--	Apertura emergencia patio
3026	14EB15RLCO19-46--52-3--EMERCP--	Cierre emergencia patio
3027	14EB15RLCO19-46--52-3--FVCC1P--	Falla Vcc 101 principal
3028	14EB15RLCO19-46--52-3--RESORTE-	Resorte
3029	14EB15RLCO19-46--52-3--RES3----	Reserva ED 3
3030	14EB15RLCO19-46--52-3--RES4----	Reserva ED 4
3031	14EB15RLCO19-46--52-3--RES5----	Reserva ED 5

Tabla 4.10: Señales del módulo de Entradas Digitales 4 de la RTU [56].

Dirección	Señal	Descripción
4000	14EB15RTR2---6---TRF1--RES1----	Reserva ED 1
4001	14EB15RTR2---6---TRF1--RES2----	Reserva ED 2
4002	14EB15RTR2---6---TRF1--RES3----	Reserva ED 3
4003	14EB15RTR2---6---TRF1--RES4----	Reserva ED 4
4004	14EB15RTR2---6---TRF1--RES5----	Reserva ED 5
4005	14EB15RTR2---6---TRF1--RES6----	Reserva ED 6
4006	14EB15RTR2---6---TRF1--RES7----	Reserva ED 7
4007	14EB15RTR2---6---TRF1--RES8----	Reserva ED 7
4008	14EB15RTR2---6---TRF1--RES9----	Reserva ED 9
4009	14EB15RTR2---6---TRF1--RES10---	Reserva ED 10
4010	14EB15RTR2---6---TRF1--RES11---	Reserva ED 11
4011	14EB15RTR2---6---TRF1--RES12---	Reserva ED 12
4012	14EB15RTR2---6---TRF1--RES13---	Reserva ED 13
4013	14EB15RTR2---6---TRF1--RES14---	Reserva ED 14
4014	14EB15RTR2---6---TRF1--RES15---	Reserva ED 15
4015	14EB15RTR2---6---TRF1--RES16---	Reserva ED 16
4016	14EB15RTR2---6---TRF1--RES17---	Reserva ED 17
4017	14EB15RTR2---6---TRF1--RES18---	Reserva ED 18
4018	14EB15RTR2---6---TRF1--RES19---	Reserva ED 19
4019	14EB15RTR2---6---TRF1--RES20---	Reserva ED 20
4020	14EB15RTR2---6---TRF1--RES21---	Reserva ED 21
4021	14EB15RTR2---6---TRF1--RES22---	Reserva ED 22
4022	14EB15RTR2---6---TRF1--RES23---	Reserva ED 23
4023	14EB15RTR2---6---TRF1--RES24---	Reserva ED 24
4024	14EB15RTR2---6---TRF1--RES25---	Reserva ED 25
4025	14EB15RTR2---6---TRF1--RES26---	Reserva ED 26
4026	14EB15RTR2---6---TRF1--RES27---	Reserva ED 27
4027	14EB15RTR2---6---TRF1--RES28---	Reserva ED 28
4028	14EB15RTR2---6---TRF1--RES29---	Reserva ED 29
4029	14EB15RCD---6----CD----CD-PU-DE	CD puerta delantera abierta
4030	14EB15RCD----6-----CD-PU-TR----	CD puerta trasera abierta
4031	14EB15RCD---6---POS--LR-----	Posición local – remoto del CD

En la tabla 4.11 se muestran las señales correspondientes a las salidas digitales de la RTU, es decir, a través de estas se puede emitir comandos sobre los equipos de campo, en este caso específico para el ejercer control sobre los ventiladores del transformador, mientras que las demás salidas quedan como reserva. Los demás comandos emitidos desde el Centro de Control se hacen por medio de los módulos de salida de cada IED. Para el módulo de Salidas Digitales se asignan las direcciones que van desde 5000 a 5031.

Tabla 4.11: Módulo 1 de Salidas Digitales de la RTU de la S/E El Bosque [56].

Dirección	Señal	Descripción
5000	14EB15RTR1-RES1-----	RESERVA SD 1
5001	14EB15RTR1-6-VENT-----	VENTILADORES
5002	14EB15RTR1-RES2-----	RESERVA SD 2
5003	14EB15RTR1-RES3-----	RESERVA SD 3
5004	14EB15RTR1-RES4-----	RESERVA SD 4
5005	14EB15RTR1-RES5-----	RESERVA SD 5
5006	14EB15RTR1-RES6-----	RESERVA SD 6
5007	14EB15RTR1-RES7-----	RESERVA SD 7
5008	14EB15RTR1-RES8-----	RESERVA SD 8
5009	14EB15RTR1-RES9-----	RESERVA SD 9
5010	14EB15RTR1-RES10-----	RESERVA SD 10
5011	14EB15RTR1-RES11-----	RESERVA SD 11
5012	14EB15RTR1-RES12-----	RESERVA SD 12
5013	14EB15RTR1-RES13-----	RESERVA SD 13
5014	14EB15RTR1-RES14-----	RESERVA SD 14
5015	14EB15RTR1-RES15-----	RESERVA SD 15
5016	14EB15RTR1-RES16-----	RESERVA SD 16
5017	14EB15RTR1-RES17-----	RESERVA SD 17
5018	14EB15RTR1-RES18-----	RESERVA SD 18
5019	14EB15RTR1-RES19-----	RESERVA SD 19
5020	14EB15RTR1-RES20-----	RESERVA SD 20
5021	14EB15RTR1-RES21-----	RESERVA SD 21
5022	14EB15RTR1-RES22-----	RESERVA SD 22
5023	14EB15RTR1-RES23-----	RESERVA SD 23
5024	14EB15RTR1-RES24-----	RESERVA SD 24
5025	14EB15RTR1-RES25-----	RESERVA SD 25
5026	14EB15RTR1-RES26-----	RESERVA SD 26
5027	14EB15RTR1-RES27-----	RESERVA SD 27
5028	14EB15RTR1-RES28-----	RESERVA SD 28
5029	14EB15RTR1-RES29-----	RESERVA SD 29
5030	14EB15RTR1-RES30-----	RESERVA SD 30
5031	14EB15RTR1-RES31-----	RESERVA SD 31

4.1.1.4 Identificar los puertos y protocolos de comunicación disponibles entre IEDs y RTU (RS232, RS485, Ethernet)

Actualmente los IEDs y RTUs soportan protocolos y puertos de comunicación estándares, con el fin de poder intercambiar información, independiente de la marca y modelo de los mismos. En la tabla 4.12 se muestra los puertos y protocolos de comunicación de los IEDs de la S/E El Bosque de la EEQ. La RTU de esta S/E puede soportar conexiones Ethernet

(10 MBps) y Fast Ethernet (100 MBps) y protocolos de comunicación estándares como [55]: Modbus, IEC 101, IEC 103, IEC 104, IEC 61850 y DNP3.0, para poderse comunicar con los IEDs.

Tabla 4.12: Medios y Protocolos de Comunicación de los IEDs de la S/E El Bosque-EEQ [54], [57], [58], [59].

Bahía/Equipo	IED		Comunicación	
	Marca	Tipo	Puerto	Protocolo
Selva Alegre	SIEMENS	7SJ64	Ethernet RS-485	IEC-61850 IEC 60870-5-103
	ABB	REL511	Ethernet RS-485	IEC 60870-5-103
Cotocollao	SIEMENS	7SJ64	Ethernet RS-485	IEC-61850 IEC 60870-5-103
	ABB	REL511	Ethernet RS-485	IEC 60870-5-103
Transformador	ABB	RET670	Ethernet RS-485	IEC 60870-5-103 IEC-61850
Transformador 1, Lado 46 kV	SIEMENS	7SJ64	Ethernet RS-485	IEC-61850 IEC 60870-5-103
Transformador 1, Lado 6.3 kV	SCHNEIDER	ION 6200	RS-485	MODBUS
	SIEMENS	7SJ64	Ethernet RS-485	IEC-61850 IEC 60870-5-103
Primarios: A, B, C, D y E	SIEMENS	7SJ622	Ethernet RS-485	IEC-61850 IEC 60870-5-103
Banco de Capacitores	SIEMENS	7SJ622	Ethernet RS-485	IEC-61850 IEC 60870-5-103

En la figura 4.1, se muestra la vista posterior del relé “RET670”, donde se pueden observar los diferentes conectores que posee, tales como: conectores para las señales de transformadores de intensidad y tensión (TI/TT), conectores ópticos y puerto RS-485. Además, se indica los puntos de alimentación, entradas y salidas digitales, así como el conector para protocolo IRIG-B (Inter-Range Instrumentation Group), usado para sincronizar el relé desde un GPS.

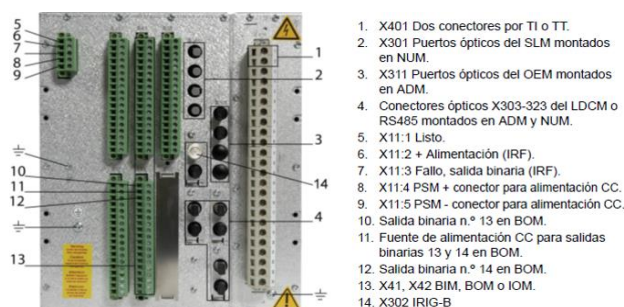


Figura 4.1: Parte posterior del relé RET 670 de ABB [58].

De similar forma, los IEDs ofertados por otros fabricantes poseen los diferentes tipos de conectores en su parte posterior, así como la posibilidad de usar diferentes protocolos de comunicación. Cabe recalcar que los relés de protección actuales vienen diseñados bajo el estándar IEC 61850.

Para esta S/E en particular, todos los IEDs a excepción del medidor ION6200, tienen la capacidad de manejar el protocolo de comunicación IEC61850 y por medio de sus puertos Ethernet se conectan a un Swicth de comunicaciones con el fin de comunicarse con la RTU. Para la integración del medidor ION2600 se requiere conectarlo directamente con la RTU, ya que este dispositivo dispone de puerto de comunicación RS-485 y dispone del protocolo Modbus.

4.1.1.5 Definir direcciones IP de los IEDs

Para poder identificar los elementos de la red de comunicaciones, se debe asignar una dirección IP a cada uno de los IEDs de la Subestación. Para los IEDs de la S/E El Bosque de la EEQ, las direcciones IP asignadas son las que se muestran en la tabla 4.13. Además, la dirección IP de la máscara de red para dichos IEDs es: 255.255.255.192 y la dirección IP del Gateway (puerto del switch de comunicaciones de entrada de la S/E), es: 172.16.37.1 [53].

Tabla 4.13: Direcciones IP de los IEDs de la S/E e BOSQUE [53].

Bahía	IED	Protocolo de Comunicación	Dirección IP
Selva Alegre	7SJ64-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.30
Cotocollao	7SJ64-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.29
Transformador 1, Lado 46 kV	7SJ64-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.28
Transformador 1, Lado 6.3 kV	7SJ64-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.27
Transformador 1	RET670-ABB	IEC 61850	172.16.37.31
Alimentador Primario A	7SJ622-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.6
Alimentador Primario B	7SJ622-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.7
Alimentador Primario C	7SJ622-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.8
Alimentador Primario D	7SJ622-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.9
Alimentador Primario E	7SJ622-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.10
Banco de Capacitores	7SJ622-SIEMENS	IEC 61850	172.16.37.11

4.1.1.6 Elaborar la base de datos de la RTU

Cada RTU posee un software propietario que permite realizar la gestión de la misma, dependiendo de la marca y modelo. A través de este software, se elabora la base de datos,

de tal manera de identificar las señales que provienen de cada IED de la subestación y de los equipos que han sido cableados directamente a las entradas analógicas y entradas/salidas digitales de la RTU. Para el caso específico de la RTU "SAITEL_2000DP" de la S/E El Bosque de la EEQ, se dispone del software denominado SCT (por sus siglas en inglés de: System Configuration Tool), el cual permite organizar la base de datos por carpetas, así como realizar la supervisión y control de los IEDs y los equipos de campo conectados [55] [56]. La RTU es la encargada de intercambiar información con cada uno de los IEDs en el protocolo de comunicación que estos manejen y luego comunicarlos al sistema SCADA por medio de otro protocolo que puede ser DNP3.0 o IEC 60870-5-104.

En el caso específico de la RTU de la S/E El Bosque de la EEQ, ésta se comunica por protocolo IEC61850 con los IEDs. La RTU almacena la información en un archivo tipo XML acorde al modelo de información común que contempla el estándar IEC61850 [4] [6] y que está conformado por señales digitales, analógicas, comandos y setpoints [56].

En la figura 4.2, se muestra una captura de pantalla del archivo XML que contiene las señales digitales (status) mapeadas desde el IED del Alimentador Primario A, a la RTU. Así mismo, en la figura 4.3, se muestra la captura de pantalla del archivo XML que contiene las señales analógicas, comandos y setpoints. En todas estas señales, se puede observar que sigue la siguiente estructura definida [56]:

- Tipo de Punto de mapeo (TypedPointMap Type): status, analog, command o setpoint.
- Camino (path): para identificar de donde proviene la señal.
- Elemento (element): Corresponde a la señal homologada solamente desde el 7^{mo} al 31^{vo} carácter. Por ejemplo: "GPRIA--6---152-A-LR-----".
- Descripción (description): Permite saber de una manera más detallada a que se refiere la señal. Por ejemplo: para el elemento "GPRIA--6---152-A-LR-----", posee la descripción "EB15 DISY 152-A LOCAL/REMOTO".
- Señal (tag): Corresponde al nombre de la señal homologada conformada por 31 caracteres. Por ejemplo: "14EB15GPRIA--6---152-A-LR-----".
- Índice (index): Es la dirección que se le asigna a la señal. En caso de que esta sea configurable, por facilidad se coloca de forma ascendente desde el 0 hasta el número de señales de un mismo tipo (digitales, analógicas, comandos o setpoints) que entregue el IED.

```

<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
- <i61850Device>
  <DeviceConfig time="0" stoponerror="true" maxpoints="100" password=""/>
  - <PointMap>
    - <TypedPointMap type="status">
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$DisyCSWI1$Pos$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-----" description="EB15 DISY 152-A"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-----" index="0"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$LRDisyGGIO1$DPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-LR-----" description="EB15 DISY 152-A
      LOCAL/REMOTO" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-LR-----" index="1"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$LLN0$Loc$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-RELLR----" description="EB15 DISY 152-A IED LOCAL/REMOTO"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-RELLR----" index="2"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$ResortGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-RESORTE-" description="EB15 DISY 152-A
      RESORTE" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-RESORTE-" index="3"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$OpenGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-PA-----" description="EB15 DISY 152-A PERMISO
      ABRIR" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-PA-----" index="4"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$CloseGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-PC-----" description="EB15 DISY 152-A PERMISO
      CERRAR" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-PC-----" index="5"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$PTOC2GGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-A51N----" description="EB15 DISY 152-A
      ARRANQUE 51N" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-A51N----" index="6"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$P51_AGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-A51A----" description="EB15 DISY 152-A
      ARRANQUE 51A" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-A51A----" index="7"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$P51_BGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-A51B----" description="EB15 DISY 152-A
      ARRANQUE 51B" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-A51B----" index="8"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$P51_CGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-A51C----" description="EB15 DISY 152-A
      ARRANQUE 51C" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-A51C----" index="9"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$PTUF1GGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-A81-----" description="EB15 DISY 152-A
      ARRANQUE 81" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-A81-----" index="10"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$PTU1GGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-A27-----" description="EB15 DISY 152-A
      ARRANQUE 27" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-A27-----" index="11"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$RBRF1GGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-A50BF----" description="EB15 DISY 152-A
      ARRANQUE 50BF" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-A50BF----" index="12"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$T50_1AGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-R50A----" description="EB15 DISY 152-A
      DISPARO 50A" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R50A----" index="13"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$T50_1BGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-R50B----" description="EB15 DISY 152-A
      DISPARO 50B" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R50B----" index="14"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$T50_1CGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-R50C----" description="EB15 DISY 152-A
      DISPARO 50C" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R50C----" index="15"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$T51_AGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-R51A----" description="EB15 DISY 152-A
      DISPARO 51A" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R51A----" index="16"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$T51_BGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-R51B----" description="EB15 DISY 152-A
      DISPARO 51B" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R51B----" index="17"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$T51_CGGIO1$SPCSO1$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-R51C----" description="EB15 DISY 152-A
      DISPARO 51C" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R51C----" index="18"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$PROT$PTOC2$Op$$general" element="GPRIA-6---152-A-R51N----" description="EB15 DISY 152-A DISPARO 51N"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R51N----" index="19"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$PROT$PTOC8$Op$$general" element="GPRIA-6---152-A-R50N----" description="EB15 DISY 152-A DISPARO 50N"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R50N----" index="20"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$PROT$PTUF1$Op$$general" element="GPRIA-6---152-A-R81-----" description="EB15 DISY 152-A DISPARO 81"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R81-----" index="21"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$PROT$PTUV1$Op$$general" element="GPRIA-6---152-A-R27-----" description="EB15 DISY 152-A DISPARO 27"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R27-----" index="22"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$PROT$RBRF1$OpIn$$general" element="GPRIA-6---152-A-R50BF----" description="EB15 DISY 152-A DISPARO
      50BF" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R50BF----" index="23"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$PROT$RREC1$Op$$general" element="GPRIA-6---152-A-R79-----" description="EB15 DISY 152-A RECIERRE"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R79-----" index="24"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$PROT$XCBR1$CircSpv$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-R74-----" description="EB15 DISY 152-A SUP CIRC
      DISPARO" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-R74-----" index="25"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$CTRL$LPHD1$PhyHealth$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-COM-----" description="EB15 DISY 152-A COMMS IED"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-COM-----" index="26"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$EXT$pdGGIO44$SPCSO29$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-79ONOFF-" description="EB15 DISY 152-A 79 ON
      OFF" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-79ONOFF-" index="27"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$PROT$PTRC15FinTr$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-79LOCK-" description="EB15 DISY 152-A 79 LOCK"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-79LOCK-" index="28"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$EXT$pdGGIO102$SPCSO39$$stVal" element="GPRIA-6---152-A-27LOCK-" description="EB15 DISY 152-A 27 LOCK"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-27LOCK-" index="29"/>
    </TypedPointMap>
    - <TypedPointMap type="analog">
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$TotVA$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-S-----" description="EB15 DISY 152-A P APARENTE"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-S-----" index="0"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$TotVAr$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-Q-----" description="EB15 DISY 152-A P REACTIVA"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-Q-----" index="1"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$TotW$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-P-----" description="EB15 DISY 152-A P ACTIVA"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-P-----" index="2"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$TotPf$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-FP-----" description="EB15 DISY 152-A FACTOR POT"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-FP-----" index="3"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$A$phsA$cVal$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-IA-----" description="EB15 DISY 152-A CORR
      FASE A" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-IA-----" index="4"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$A$phsB$cVal$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-IB-----" description="EB15 DISY 152-A CORR
      FASE B" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-IB-----" index="5"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$A$phsC$cVal$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-IC-----" description="EB15 DISY 152-A CORR
      FASE C" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-IC-----" index="6"/>
      <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$A$neut$cVal$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-IN-----" description="EB15 DISY 152-A CORR
      NEUTRO" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-IN-----" index="7"/>
    </TypedPointMap>
    - <TypedPointMap type="command">
      <PointGroup cotype="0" path="PRI_A$CTRL$CMD_79GAPC1$SPCSO$$" element="GPRIA-6---152-A-79-CMD--" description="EB15 DISY 152-A MANDO 79"
      tag="14EB15GPRIA-6---152-A-79-CMD--" index="0"/>
      <PointGroup cotype="1" path="PRI_A$CTRL$DisyCSWI1$Pos$$" element="GPRIA-6---152-A-CI-----" description="EB15 DISY 152-A" tag="14EB15GPRIA-6---152-
      A-CI-----" index="1"/>
    </TypedPointMap>
    - <TypedPointMap type="setpoint">
      <DiagnosticMap type="diagnostic">
        <DiagnosticPoint element="GPRIA-6---152-A-COMMS--" description="EB15 DISY 152-A COMMS IED" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-COMMS--" index="-1"
        pointtype="status" id="DIAG:SERV" used="true"/>
        <DiagnosticPoint element="HEAL PRIA" description="DESAJUSTES VERSION" tag="14EB15HEAL PRIA-----" index="-2" pointtype="analog"
        id="DIAG:HEALTH" used="true"/>
      </DiagnosticMap>
    </TypedPointMap>
  </PointMap>
</i61850Device>

```

Figura 4.2: Señales digitales mapeadas desde del IED del Alimentador “Primario A” a la RTU de la S/E El Bosque-EEQ [56].

```

</TypedPointMap>
- <TypedPointMap type="analog">
  <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$TotVA$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-S-----" description="EB15 DISY 152-A P APARENTE"
  tag="14EB15GPRIA-6---152-A-S-----" index="0"/>
  <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$TotVAr$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-Q-----" description="EB15 DISY 152-A P REACTIVA"
  tag="14EB15GPRIA-6---152-A-Q-----" index="1"/>
  <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$TotW$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-P-----" description="EB15 DISY 152-A P ACTIVA"
  tag="14EB15GPRIA-6---152-A-P-----" index="2"/>
  <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$TotPf$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-FP-----" description="EB15 DISY 152-A FACTOR POT"
  tag="14EB15GPRIA-6---152-A-FP-----" index="3"/>
  <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$A$phsA$cVal$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-IA-----" description="EB15 DISY 152-A CORR
  FASE A" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-IA-----" index="4"/>
  <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$A$phsB$cVal$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-IB-----" description="EB15 DISY 152-A CORR
  FASE B" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-IB-----" index="5"/>
  <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$A$phsC$cVal$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-IC-----" description="EB15 DISY 152-A CORR
  FASE C" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-IC-----" index="6"/>
  <PointGroup vmask="" cotype="0" path="PRI_A$MEAS$MMXU1$A$neut$cVal$$mag$f" element="GPRIA-6---152-A-IN-----" description="EB15 DISY 152-A CORR
  NEUTRO" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-IN-----" index="7"/>
</TypedPointMap>
- <TypedPointMap type="command">
  <PointGroup cotype="0" path="PRI_A$CTRL$CMD_79GAPC1$SPCSO$$" element="GPRIA-6---152-A-79-CMD--" description="EB15 DISY 152-A MANDO 79"
  tag="14EB15GPRIA-6---152-A-79-CMD--" index="0"/>
  <PointGroup cotype="1" path="PRI_A$CTRL$DisyCSWI1$Pos$$" element="GPRIA-6---152-A-CI-----" description="EB15 DISY 152-A" tag="14EB15GPRIA-6---152-
  A-CI-----" index="1"/>
</TypedPointMap>
- <TypedPointMap type="setpoint">
  <DiagnosticMap type="diagnostic">
    <DiagnosticPoint element="GPRIA-6---152-A-COMMS--" description="EB15 DISY 152-A COMMS IED" tag="14EB15GPRIA-6---152-A-COMMS--" index="-1"
    pointtype="status" id="DIAG:SERV" used="true"/>
    <DiagnosticPoint element="HEAL PRIA" description="DESAJUSTES VERSION" tag="14EB15HEAL PRIA-----" index="-2" pointtype="analog"
    id="DIAG:HEALTH" used="true"/>
  </DiagnosticMap>
</TypedPointMap>
</i61850Device>

```

Figura 4.3: Señales analógicas mapeadas desde del IED del Alimentador “Primario A” a la RTU de la S/E El Bosque-EEQ [56].

4.1.1.7 Implementar la red LAN de la Subestación

Los principales elementos que sirven para armar la red LAN de una subestación, se denominan switches de comunicaciones, los mismos permiten que exista intercambio de información entre los diferentes elementos electrónicos. Los switches deben tener el número suficiente de puertos, para conectar todos los equipos electrónicos, más los suficientes puertos de reserva que permitan crecer en el futuro. Además, éstos deben ser administrables y sobre todo deben permitir un monitoreo remoto, así como tener dos fuentes de alimentación redundantes. Normalmente, para conseguir redundancia en el sistema de comunicaciones dentro de la subestación, se utilizan varios switches, conectados en anillo de tal manera que, si uno de ellos falla, no se interrumpa la comunicación, sin necesidad de la intervención del ser humano. Cuando un switch falla, enviará una alarma al sistema de monitoreo, a fin de que sea solventado el problema y el sistema vuelva a la normalidad. En definitiva, es el último elemento de la red de comunicaciones que puede fallar. Es importante destacar que los switches deben ser diseñados para operar en ambientes industriales, de forma continua y ser alimentados desde los servicios auxiliares de la Subestación. Todo esto, está acorde al estándar IEC 61850 y es fundamental para evitar tener problemas de comunicaciones [4] [6] [44].

En la figura 4.4, se muestra un esquema de la red LAN de una subestación con topología en anillo, la cual permite comunicar los diferentes IED con otros equipos como impresoras y consolas de un SAS (Sistema Automático de Subestación), así como enlazarse hasta la red WAN por medio de un Router, con el fin de comunicarse con el Centro de Control Local ubicado generalmente en las sedes de las Empresas Eléctricas de Distribución, desde el cual se ejerce el control a varias subestaciones eléctricas.

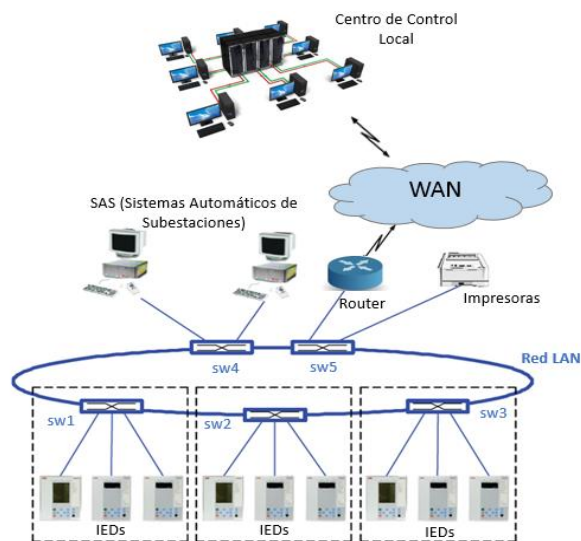


Figura 4.4: Esquema de conexión entre varios equipos por medio de una red LAN [23].

En la figura 4.5, se muestra la arquitectura de la red LAN implementada en la S/E EL Bosque de la EEQ, donde un switch LAN es el punto de conexión entre los IEDs y la RTU, basados en el estándar IEC 61850 [4] [6] [44]. Para establecer la comunicación entre la RTU y los IEDs, es necesario ingresar en la RTU la dirección IP de los IEDs utilizando el software propietario de la misma. La información almacenada en la RTU, se transmite al SCADA Local de la EEQ, a través de la red WAN de fibra óptica y el switch de borde de la Subestación.

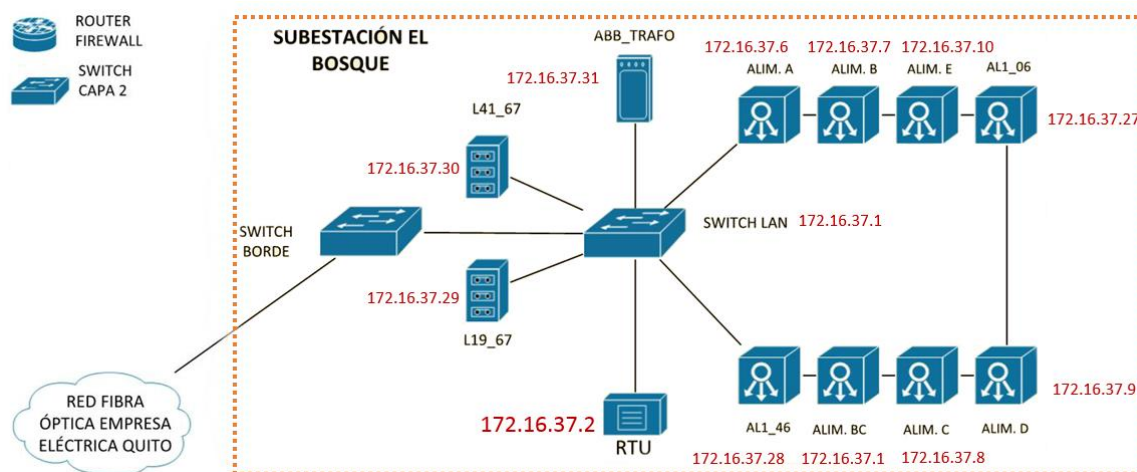


Figura 4.5: Esquema de la red LAN de la S/E El Bosque de la EEQ. [Elaboración Propia]

4.1.1.8 Realizar pruebas de comunicación

Antes de declarar operativo un sistema de comunicaciones, es necesario verificar que exista comunicación entre los diferentes equipos a la velocidad esperada, de acuerdo a las especificaciones de diseño, capacidad de los equipos y acorde a las pruebas señaladas en el estándar IEC 61850-10 [4] [44]. Adicionalmente, es necesario certificar que la implementación de la red LAN cumpla con el estándar IEEE Std 802.3 [60].

Además, se deben hacer pruebas de redundancia, es decir, probar que al bloquear un camino de comunicación, no se interrumpa la comunicación al utilizar el elemento de respaldo, ni al normalizar la red. Asimismo, se debe confirmar que los equipos queden funcionando al perder la energía alterna, en el caso de un corte de energía en la Subestación.

4.1.1.9 Realizar pruebas punto a punto hasta el nivel de RTU

Las pruebas punto a punto consisten en verificar que el valor de las señales en la RTU, sea una fiel representación de lo que se tiene en campo, es decir, acorde a las pruebas señaladas en el estándar IEC 61850-10 [4] [44]. Por ejemplo: Si un interruptor está cerrado, en la RTU se tiene que ver en esta posición, si se envía un comando de abrir desde la

RTU, el interruptor tiene que abrirse y mostrar este estado en la RTU. De similar forma, se debe realizar para todos y cada uno de los equipos telecontrolados y telemedidos que conforman la subestación.

4.1.1.10 Definir dirección IP y seleccionar el protocolo de comunicaciones para que la RTU reporte al SCADA Local

El protocolo de comunicación que maneja cada RTU para comunicarse con el SCADA, depende del fabricante y la dirección IP la designa el administrador de la red de comunicaciones, tomando en cuenta que no existan direcciones repetidas y sobre todo que permita garantizar la seguridad informática de todos los equipos que se encuentran al interior de la Subestación. En Ecuador, se usan los protocolos: DNP3.0 o IEC 60870-5-104 [1]. En el caso de la RTU de la S/E El Bosque de la EEQ, se utiliza el protocolo IEC 60870-5-104, comúnmente denominado “IEC 104”. La dirección IP de la RTU asignada a esta S/E es: 172.16.37.2 [53].

4.1.1.11 Elaborar la base de datos en el SCADA Local

Una vez comprobado que se puede realizar el control, supervisión y monitoreo desde la RTU, es necesario elaborar la base de datos, utilizando el editor denominado ADE (Advanced Database Editor), siguiendo los siguientes pasos [1]:

4.1.11.1.1 Configurar la Tabla Subestaciones

Cuando se va a integrar una nueva subestación en el SCADA Local, es necesario identificarla de una manera unívoca, para lo cual, se debe llenar los campos de la tabla Subestaciones. En la figura 4.6, se muestra esta tabla y los campos que deben definirse son:

- **Nombre:** Los dos primeros caracteres acorde a la Codificación homologada de las Empresas Eléctricas (mostrada en la tabla 3.1), seguido del número y nombre de la subestación, donde cada conjunto de caracteres, es separado por un guion bajo. Para el caso de la Subestación El Bosque de la EEQ: 14_15_EL_BOSQUE.
- **Descripción:** Es un campo alfa numérico que sirve para identificar la Subestación, corresponde a los 6 primeros caracteres del nombre homologado para identificar las señales: analógicas, digitales y contadores. En el caso de la S/E El Bosque es: 14EB15.
- **Grupo:** Permite identificar el área de responsabilidad al que está asignada la Subestación. Esto con el fin de que sólo personal del área de responsabilidad de la

EEQ, pueda monitorear y ejecutar comandos sobre la misma. Para el caso de la Subestación El Bosque, se asigna al grupo “EEQQuito”.

- **Dataset:** Para separar las señales que corresponden a cada Empresa Eléctrica de Distribución del país, se han creado diferentes conjuntos de datos (en inglés: dataset). Para el caso de la Subestación El Bosque, se ha asignado el dataset “lc_qui_ds”.

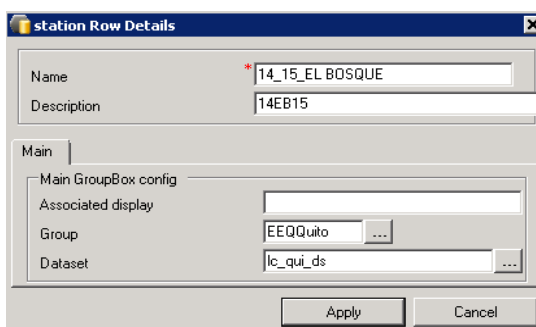


Figura 4.6: Creación de la tabla de una nueva S/E, en el ADE [1].

4.1.11.1.2 Configurar los parámetros de comunicación de la RTU con el SCADA Local

Para poder conectar la base de datos de la RTU con el SCADA Local, es necesario configurar las tablas: Remote, Remote Connection y Connection, como se indica a continuación:

➤ **Tabla Remote**

En la tabla remote se almacena la información correspondiente a la RTU. En la figura 4.7, se muestra esta tabla. Los campos que deben ser llenados, correspondientes a la pestaña principal son:

- **Nombre:** Se debe colocar el nombre, conformado por: los dos primeros caracteres acorde a la Codificación homologada de las Empresas Eléctricas (mostrada en la tabla 3.1), 4 caracteres: 2 correspondientes al nombre de la S/E y 2 al número de la S/E, acompañado de la marca y modelo de la RTU. Donde cada conjunto de caracteres, es separado por un guion bajo. Para el caso de la RTU de la Subestación El Bosque, el nombre de la RTU es: 14_EB15_SAITEL_CPU866.
- **Descripción:** Debe hacer referencia a la subestación que pertenece la RTU. Para este caso: “PUERTO EL_BOSQUE #15 TELVENT”.
- **Grupo:** Área de responsabilidad a la que pertenece la S/E, para este caso la “EEQQuito”.

- **Dataset:** El conjunto de datos asignado a cada Empresa Eléctrica, para este caso el dataset asignado es: “lc_qui_ds”.
- **Protocolo de Comunicación:** Depende de la marca y modelo de la RTU, para este caso, se utiliza el protocolo IEC-104.
- **Dirección:** Sirve para designar un valor único en toda la Empresa, en este caso, la dirección de la RTU de la S/E El Bosque es: 1015.

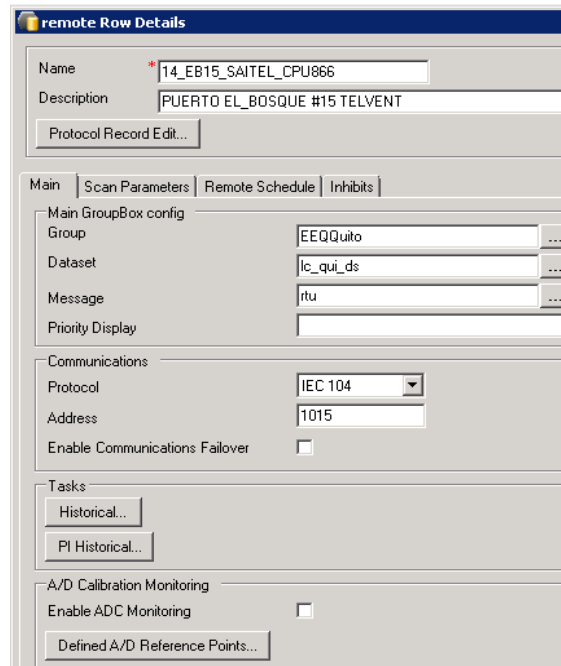


Figura 4.7: Tabla Remote, pestaña Principal (Main) [1].

Además, al acceder a la pestaña “Protocolo Record Edit”, se puede configurar los diferentes parámetros del protocolo usado por la RTU para comunicarse con el SCADA, cuyos campos deben ser modificados acorde al estándar de dicho protocolo.

En la figura 4.8, se muestra los campos correspondientes a la pestaña de escaneo de parámetros, recomendados por el fabricante. A continuación, se citan los más importantes:

- **Duración de escaneo rápido (Fast Scan Duration):** Tiempo destinado para hacer un sondeo rápido de la RTU. Generalmente está en el orden de los segundos e inferior a un minuto. Para el caso de la RTU de la S/E El Bosque, se ha definido en 30 segundos.
- **Tiempo de espera sin generar alarma (Timeout for No reply Alarm):** Tiempo que espera la RTU antes de generar una alarma por falta de comunicaciones. Si el problema persiste, luego de pasar este tiempo se emite un mensaje de alarma “No reply” .Para el caso de la RTU de la S/E El Bosque, se ha definido en 60 segundos.

- **Retraso al sondeo de la RTU (RTU Poll delay):** Permiten especificar un retraso de tiempo al escaneo o búsqueda de los datos. Esto se usa especialmente cuando se tiene un gran número de RTUs para no sobrecargar la red de comunicaciones. Permite reducir el desperdicio de ancho de banda de las RTU no críticas o que transfieren datos que cambian muy pocas veces. Para el caso del ejemplo, se ha definido 25 segundos.
- **Retraso al sondeo de la RTU (No Response delay):** Permiten especificar el intervalo de tiempo que se requiere que transcurra entre intentos de sondeo, después de no haber recibido una respuesta de la RTU. Para el caso del ejemplo, se ha definido 30 segundos.

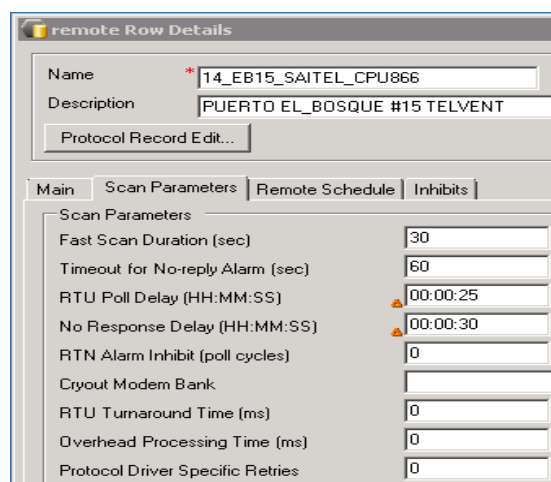


Figura 4.8: Tabla Remote, pestaña Escaneo de Parámetros [1].

En la figura 4.9, se muestra los campos correspondientes a la pestaña de “Programación de Interrogación a la remota”, la cual sirve para especificar cada cuanto tiempo se requiere hacer el sondeo completo de la base de datos de la RTU y definir el tiempo de sincronización con el ADMS, para garantizar que la RTU tenga la misma referencia de tiempo que el resto de equipos del sistema ADMS. Esto facilita el análisis post operativo de eventos.

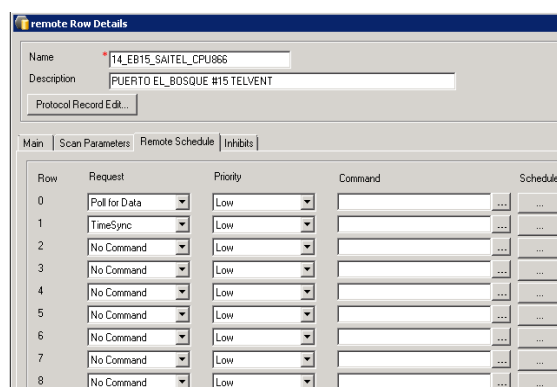


Figura 4.9: Tabla Remote, pestaña Programación de Interrogación a la remota [1].

En la figura 4.10, se muestra los campos correspondientes a la pestaña que permite Inhibir alarmas y registro de eventos. Esto es muy útil cuando se tiene una pérdida continua de comunicaciones, para que el operador no se aturda con la continua generación de alarmas, las puede inhibir hasta que se supere el problema de comunicaciones. Lo mismo se puede hacer con la generación de eventos por esta causa.

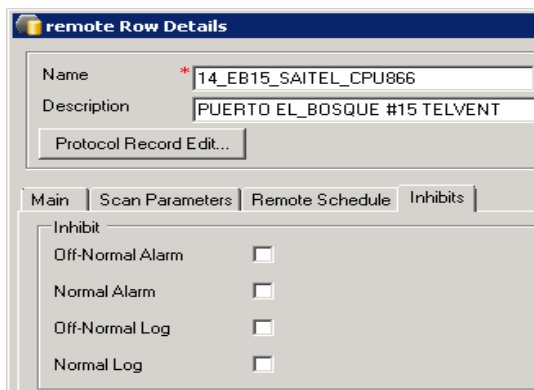


Figura 4.10: Tabla Remote, pestaña Inhibir Alarmas y Registro de Eventos [1].

➤ **Tabla Connection**

En la tabla Connection se almacena la información que permite conectar a la RTU con el SCADA. En la figura 4.11, se muestra los campos que deben ser llenados, correspondientes a la pestaña principal:

- **Nombre:** Se debe colocar el nombre correspondiente, con los dos primeros caracteres acorde a la Codificación homologada de las Empresas Eléctricas (mostrada en la tabla 3.1), seguido de la palabra “conn” de connection, acompañado de 4 caracteres: 2 correspondientes al nombre de la S/E y 2 al número de la S/E. Donde cada conjunto de caracteres, es separado por un guion bajo. Por ejemplo: 14_conn_EB15.
- **Descripción:** Debe hacer referencia a la conexión correspondiente a la subestación que pertenece la RTU. Para este caso: “Conexión: PUERTO EL_BOSQUE #15”.
- **Grupo:** Área de responsabilidad a la que pertenece la S/E, para este caso el grupo “EEQQuito”.
- **Dataset:** El conjunto de datos correspondiente al SCADA Local, para este caso de la EEQ, dicho dataset es “lc_qui_ds”.
- **Mensaje base:** Se debe escoger el mensaje base “conmsg”, para alertar al operador del Centro de Control, cuando exista una pérdida de comunicación entre la RTU y el SCADA Local.

- **Proceso Onmicom:** Permite almacenar varios parámetros dependiendo del tipo de protocolo de comunicación que utiliza la RTU para comunicarse con el SCADA. Para el caso de que la RTU maneje el protocolo IEC-104 y pertenezca a la EEQ, se maneja el Onmicom “EEQomni104_SE”
- **Protocolo de Comunicación:** Depende de la marca y modelo de la RTU, para este caso el protocolo es IEC-104.

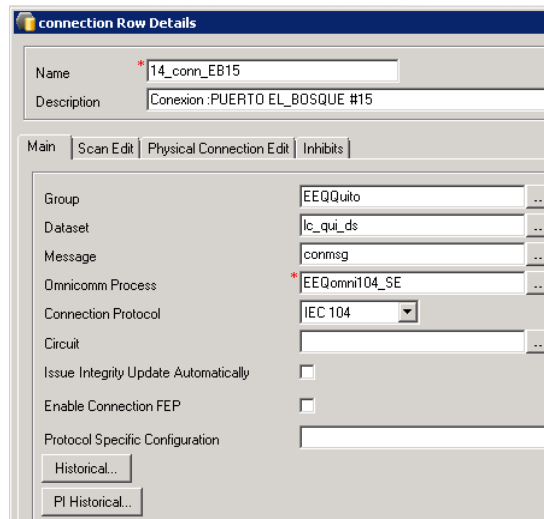
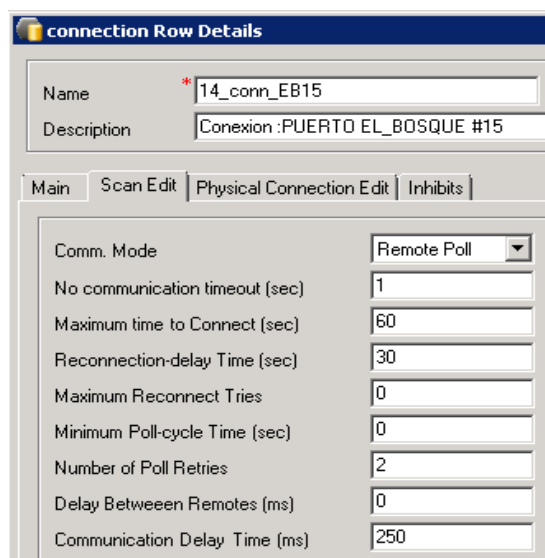


Figura 4.11: Tabla Connection, pestaña Principal (Main) [1].

En la figura 4.12, se muestra los campos correspondientes a la pestaña de escaneo de parámetros, los cuales deben ser ajustados de acuerdo a los valores recomendados por los fabricantes de la RTU. A continuación, se citan los más importantes:

- **Modo de Comunicación:** Este parámetro permite definir quién es el maestro, el SCADA o la RTU. Para el caso del protocolo IEC-104, el cual maneja la RTU de la S/E El Bosque, es necesario escoger la opción “Remote Poll”, debido a que, en este caso el maestro es la RTU. Por otro lado, para el protocolo DNP3.0 se escoge la opción “Host Poll” porque en este caso el maestro es el SCADA Local.
- **Tiempo muerto sin comunicación:** El tiempo máximo permitido sin comunicación con la RTU, antes de que se presente una alarma que indique una pérdida de comunicación. Generalmente es un segundo, como en el caso del ejemplo de la S/E El Bosque.
- **Tiempo máximo para conectarse:** Tiempo máximo que el SCADA espera para que se conecte la RTU, antes de generar una alarma para avisar de esta condición. Para la conexión de la S/E El Bosque, se ha definido en 60 segundos.

- **Tiempo de retardo de reconexión:** En caso de que se requiera realizar una reconexión con la RTU, se tiene la posibilidad de establecer un tiempo de espera antes de volver a intentar comunicarse nuevamente. Para la conexión de la S/E El Bosque, se ha definido en 30 segundos.
- **Intentos máximos de reconexión:** Se puede definir el número de intentos que el SCADA puede realizar para conectarse con la RTU, antes de generar una alarma que alerte al operador de esta condición. Para la conexión de la S/E El Bosque, se ha definido cero intentos.
- **Tiempo mínimo de sondeo:** Tiempo mínimo de retardo entre el inicio de un ciclo de sondeo de los datos provenientes de la RTU y el siguiente ciclo de sondeo. Para la conexión de la S/E El Bosque se ha definido 0 segundos.
- **Número de reintentos de sondeo:** Permite realizar nuevos intentos de búsqueda de datos de la RTU. Para la conexión de la S/E El Bosque, se ha definido 2 reintentos.
- **Retraso entre remotas:** En caso de que existan más de una RTU en un mismo canal de comunicación, este tiempo permite programar la interrogación de manera controlada a cada RTU. Para la conexión de la S/E El Bosque se ha definido 0 milisegundos.
- **Tiempo de retardo de comunicación:** Tiempo que debe esperar la RTU, para que se trate de establecer comunicación. Por ejemplo, cuando se usan equipos de radio frecuencia, es necesario incrementar este tiempo a fin de garantizar que se habilite el canal de comunicación. Para la conexión de la S/E El Bosque se ha definido 250 milisegundos.



connection Row Details	
Name	* 14_conn_EB15
Description	Conexion : PUERTO EL_BOSQUE #15
Main Scan Edit Physical Connection Edit Inhibits	
Comm. Mode	Remote Poll
No communication timeout (sec)	1
Maximum time to Connect (sec)	60
Reconnection-delay Time (sec)	30
Maximum Reconnect Tries	0
Minimum Poll-cycle Time (sec)	0
Number of Poll Retries	2
Delay Between Remotes (ms)	0
Communication Delay Time (ms)	250

Figura 4.12: Tabla Connection, pestaña Escaneo de Parámetros [1].

En la figura 4.13, se muestra los campos correspondientes a la pestaña de edición de parámetros de la conexión física, como se detalla a continuación:

- **Tipo de conexión:** Permite escoger que tipo de conexión física se tiene, sea RS232, RS-485 o Ethernet. En el caso de la S/E El Bosque, es una red Ethernet, por lo que se escoge la opción “Network”.
- **Nombre del servidor:** Hace referencia a la dirección IP que se le asigna a la RTU, en el caso del ejemplo, es la 172.16.37.2.
- **Número de puerto:** Depende del protocolo de comunicación que utiliza la RTU para comunicarse con el SCADA, si este es IEC-104, como es el caso de la RTU de la S/E El Bosque, el número de puerto usual es el 2404 y si el protocolo es DNP3.0 el número típico es 20000.

The image shows a software interface window titled "connection Row Details". It has several tabs: "Main", "Scan Edit", "Physical Connection Edit", and "Inhibits". The "Physical Connection Edit" tab is active. The window contains the following fields and values:

Field	Value
Name	14_conn_EB15
Description	Conexion :PUERTO EL_BOSQUE #15
Connection Type	Network
Term. Server/Host Name	172.16.37.2
Port Number	2404
Default Signal Configuration	
Temporary Connection	<input type="checkbox"/>
Delay between Temp Connections	0
Min. # of Poll Cycles Before Release	1
Preferred Modem Bank	
Dial Telephone #	
# of Dial-connection Retries	0
Max. # of Dial-connection Failure	0
Auto-answer Timeout (sec)	0

Figura 4.13: Tabla Connection, pestaña Edición de parámetros de la conexión física [1].

En la figura 4.14, se muestran los campos correspondientes a la pestaña para Inhibir alarmas y registro de eventos, la misma que es utilizada cuando se detecte un equipo dañado o cuando se añade un nuevo equipo, ya que es necesario realizar el ajuste de diferentes parámetros correspondientes a las comunicaciones, mientras se va implementando dicho equipo en el ADE, para así evitar que el operador se distraiga tratando de atender alarmas que no son reales.

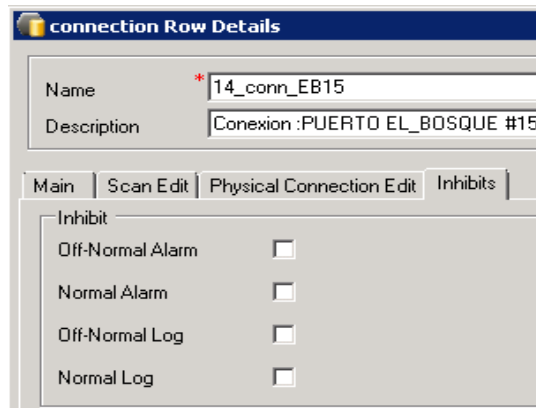


Figura 4.14: Tabla Connection, pestaña para Inhibir [1].

➤ Tabla Remote Connection

Sirve para enlazar la tabla Remote con la tabla Connection, en donde es necesario especificar los nombres de las tablas mencionadas, para el caso del ejemplo, estos son: “14_EB15_SAITEL_CPU_866” y “14_conn_EB15”.

También se define el tiempo de falla, así como los límites de frecuencia entre los cuales se puede declarar una falla de comunicaciones y el tiempo de espera entre cada prueba de comunicaciones, como se muestra en la figura 4.15.

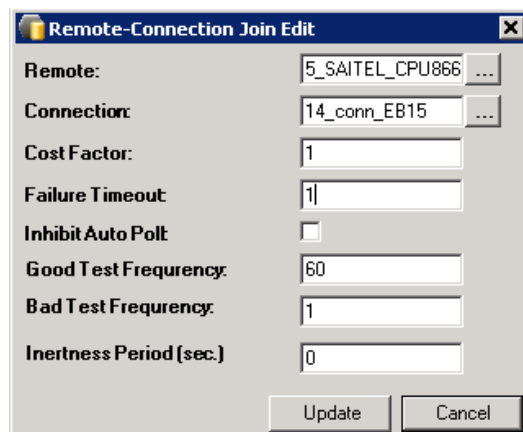


Figura 4.15: Tabla Remote Connection [1].

4.1.11.1.3 Configurar señales analógicas

En esta tabla se definen las características de las señales analógicas, que recoge la RTU ya sea de sus propios módulos o desde los IEDs de la Subestación. Para identificar las señales analógicas se debe respetar la homologación de las mismas (31 caracteres).

Por ejemplo: Para el caso de la corriente de la fase A del Alimentador Primario A de la S/E El Bosque de la EEQ, se utiliza el nombre de la señal “14EB15GPRIA--6---152-A-IA-----”

y su descripción es la correspondiente al atributo de la señal, que para este caso es “Corriente de la fase A”.

En la figura 4.16, se muestra la pestaña principal de la tabla Analog, en la que se puede identificar esta señal, cuyos campos más importantes a ser llenados son:

- **Tipo de punto:** Sirve para identificar el tipo de señal, puede ser: calculada, teledada o entrada manual. Para el caso del ejemplo, el tipo de señal es teledada.
- **Grupo:** Área de responsabilidad a la que pertenece la S/E, para este caso “EEQQuito”.
- **Subestación:** Subestación a la que pertenece la señal, en este caso la S/E El Bosque.
- **Remota:** Permite identificar de qué RTU proviene la señal, en este caso la RTU “14_EB15_SAITEL_CPU866”.
- **Dataset:** El conjunto de datos correspondiente al SCADA Local, para este caso el dataset de la EEQ, es decir: “lc_qui_ds”.
- **Mensaje Base:** Corresponde al mensaje base utilizado para las señales analógicas denominado “analog”. Este mensaje permite saber si una señal ha sobrepasado los límites configurados (hasta 4 grupos de límites).
- **Unidades de Ingeniería:** Permite identificar la unidad de medida de la señal analógica. Para el caso del ejemplo: A: Amperios.

The screenshot shows a software interface titled "analog Row Details" with a "Main" tab selected. The interface contains several input fields and a dropdown menu. The "Name" field is marked with an asterisk and contains the text "14EB15GPRIA-6---152-A-IA-----". The "Description" field contains "Corriente de la Fase A". Below these fields are tabs for "Main", "Input", "Output", "Override Permissions", "Alarming", and "Inhibits". The "Main" tab is active and shows a list of configuration parameters: "Point Type" (telemetered), "Group" (EEQQuito), "Station" (14_15_EL BOSQUE), "Remote" (14_EB15_SAITEL_CPU866), "Dataset" (lc_qui_ds), "Base Message" (analog), "Device Type" (empty), "Engineering units" (A), "ADC Reference Point" (checkbox), "Calculate Averages" (checkbox), "Replication Deadband" (0), and "Priority Display" (empty). At the bottom of the "Main" tab are two buttons: "Historical..." and "PI Historical...".

Figura 4.16: Tabla Analog, pestaña Principal (Main) [1].

En la figura 4.17, se muestra la pestaña que permite definir las características de entrada (INPUT) de la tabla Analog, en la cual se deben llenar los campos más importantes, divididos por secciones:

- **Control:**
 - **Posee entrada:** Si se trata de una señal analógica que es teledorada, se debe marcar esta opción, con lo cual se habilita el resto de campos, como lo es para el caso de la corriente de la fase A del ejemplo. Caso, contrario, si se trata de una señal analógica con entrada manual, no se debe marcar esta opción y la señal tendrá el valor que ingrese manualmente el operador.
 - **Tipo de entrada:** Permite tener diferentes tipos de entrada, dependiendo del protocolo de comunicación. Para este caso de la RTU de la S/E El Bosque (IEC-104), se debe escoger la opción “IEC float” que permite trabajar con números decimales y expresar cantidades en notación científica.
 - **Coordenadas:** Hace referencia a dirección asignada a la señal en de la base de datos de la RTU. Para este caso esta corresponde a 13096.
- **Conversión:** Tiene la opción de convertir a unidades de ingeniería y permite escoger los valores mínimos y máximos de los datos que provienen de la señal en bruto (como viene del IED). Para este caso, los valores escogidos son -1000 y 1000, respectivamente.
- **Límites:** Permite establecer los límites máximo y mínimo en unidades de ingeniería, para hacer la conversión lineal, similar a los valores que da un transductor. Para este caso, los valores escogidos son -1000 y 1000, respectivamente.
- **Banda Muerta:** Permite leer solamente los datos cuyo cambio haya superado un determinado valor, para así administrar la actualización del valor de la señal solamente cuando su cambio sea de interés. Para este caso, se ha definido un valor de 0.

The screenshot shows a configuration window titled "analog Row Details". It has several tabs: "Main", "Input", "Output", "Override Permissions", "Alarming", and "Inhibits". The "Input" tab is selected. The fields are as follows:

Name	*14EB15GPRIA--6---152-A-IA-----
Description	Corriente de la Fase A
Control	
Has Input	<input checked="" type="checkbox"/>
Input Type	IEC float
Input Coordinates	13096
Conversion	
Convert raw to EGU	<input checked="" type="checkbox"/>
Minimum (raw)	-1000
Maximum (raw)	1000
Limits	
Minimum (EGU)	-1000
Maximum (EGU)	1000
Exception Deadband	0

Figura 4.17: Tabla Analog, pestaña de Entradas [1].

En la figura 4.18, se muestra la pestaña de salidas de la tabla Analog, utilizada para alimentar a un convertor digital/analógico, por ejemplo, que permita mostrar el valor que toma la señal a través de un voltímetro analógico.

En el caso particular del Ecuador, las salidas analógicas de la RTU no son utilizadas.

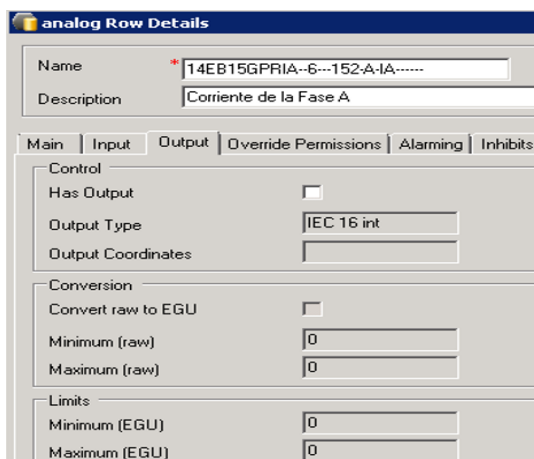


Figura 4.18: Tabla Analog, pestaña de Salidas [1].

En la figura 4.19, se muestra la pestaña que permite al operador anular el sonido de las alarmas, para evitar ofuscarlo, especialmente cuando se estén realizando pruebas de integración o cuando se dañe un equipo.

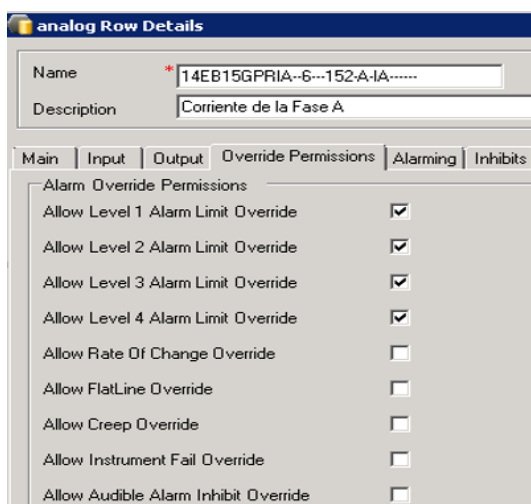


Figura 4.19: Tabla Analog, pestaña de Anulación del sonido de alarmas [1].

En la figura 4.20, se muestra la pestaña de Alarmas, en la cual se pueden establecer los límites dentro de los cuales puede variar la señal antes de generar una alarma. A través de esta tabla se puede habilitar hasta cuatro grupos de límites de alarma (superiores e inferiores). Para esta señal en particular, se tiene habilitado solamente un límite superior

de 540 A y un inferior de 1 A. También permite inhibir el sonido de alarma o suprimir las alarmas definidas.

Cabe recalcar que para establecer los valores de los límites es necesario hacer un estudio del comportamiento de la señal, para evitar generar alarmas innecesarias que perturbarían el trabajo del operador del Centro de Control.

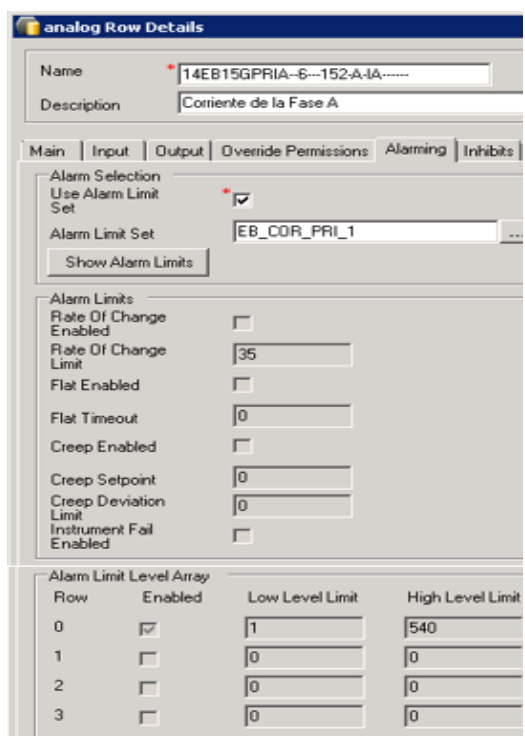


Figura 4.20: Tabla Analog, pestaña de Alarmas [1].

En la figura 4.21, se muestran los campos correspondientes a la pestaña para Inhibir alarmas y registros de eventos de señales analógicas. En el caso de añadir un nuevo equipo, es necesario realizar varios ajustes antes de dar de alta una señal analógica, por lo cual es necesario inhibir la generación de alarmas y registro de eventos mientras se desarrollan las pruebas de dicho equipo. Esta herramienta también sirve cuando se haya detectado el daño de un equipo.

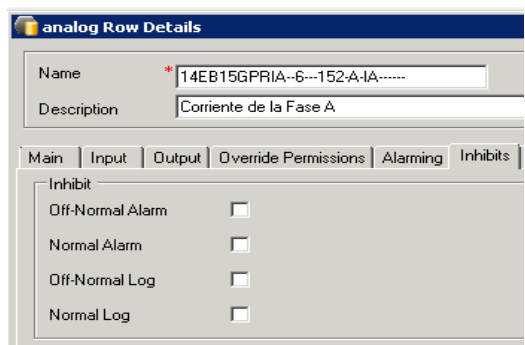


Figura 4.21: Tabla Analog, pestaña Inhibir [1].

4.1.11.1.4 Configurar señales digitales

Cada señal digital almacenada en la RTU, debe ser configurada en el ADE tomando en cuenta varios parámetros. Tomando como ejemplo la señal de estado del interruptor del Alimentador Primario A de la S/E El Bosque de la EEQ, la cual debe llevar el nombre acorde a la homologación de señales (14EB15GPRIA--6---152-A-INT-----) y su descripción se corresponde al atributo de la señal, para este caso es “Interruptor”.

En la figura 4.22, se muestra la pestaña principal de la tabla status, en la cual se deben llenar los siguientes campos:

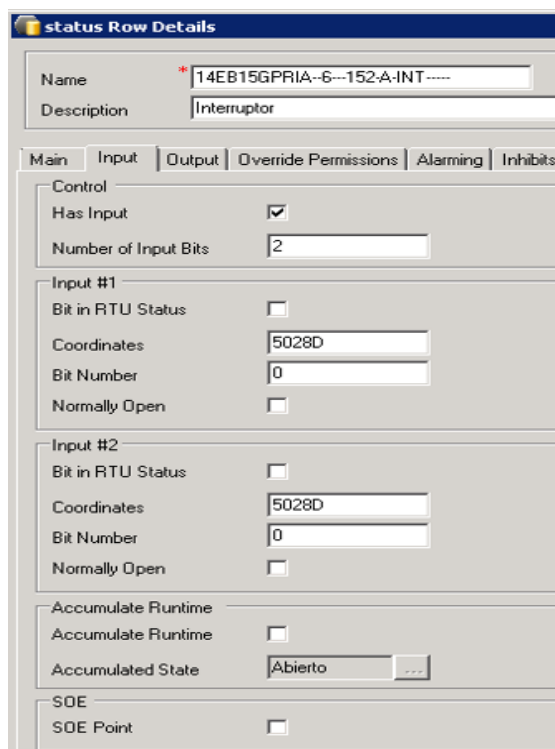
- **Tipo de punto:** Sirve para escoger si el tipo de señal es calculada, teledadida o entrada manual. Para el caso del ejemplo, la señal es de tipo teledadida.
- **Grupo:** Área de responsabilidad a la que pertenece la S/E, para este caso “EEQquito”.
- **Subestación:** Subestación a la que pertenece la señal, para el caso del ejemplo es la Subestación El Bosque.
- **Remota:** RTU que recibe la señal. Para el caso del ejemplo la es RTU 14_EB15_SAITEL_CPU866.
- **Dataset:** El conjunto de datos correspondiente al SCADA Local, para este caso al pertenecer a la EEQ, el dataset es “Ic_qui_ds”.
- **Mensaje Base:** Se debe llenar dependiendo de qué estado represente la señal. Por ejemplo, para la señal de estado de los interruptores, reconectores y seccionadores, se debe escoger el mensaje base CCND_MB_01, para indicar si está en uno de los siguientes estados: Desconocido, abierto, cerrado o ilegal.
- **Prioridad en Pantalla:** Se debe colocar el nombre del diagrama unifilar de la S/E a la que pertenece, en este caso “El Bosque”.

Field	Value
Name	14EB15GPRIA--6---152-A-INT-----
Description	Interruptor
Input Type	telemetered
Group	EEQquito
Station	14_15_EL BOSQUE
Remote	14_EB15_SAITEL_CPU866
Dataset	Ic_qui_ds
Base Message	CCND_MB_01
Device Type	
Priority Display	UNIFILAR_ELBOSQUE

Figura 4.22: Tabla Status, pestaña Principal [1].

En la figura 4.23, se muestra la pestaña de entradas de la tabla status, en la cual se deben llenar los siguientes campos:

- **Tiene entrada:** Para las señales que son telemedidas, se debe seleccionar esta opción. Para el caso de que la señal sea entrada manualmente, no se debe marcar esta opción. Para el caso del ejemplo, la señal es de tipo telemedida.
- **Número de entradas:** Permite distinguir si se trata de una señal simple (una sola entrada) o una señal doble (dos entradas), para determinar el estado de la señal. Normalmente los interruptores, reconectores, seccionadores, etc. disponen de dos entradas. Para el caso del ejemplo del interruptor de la S/E El Bosque, se tiene dos entradas.
- **Coordenadas:** Permite colocar la dirección asignada a la señal en de la base de datos de la RTU. Para el caso del ejemplo, esta corresponde a 5028D.
- **Valor Acumulado:** El SCADA Local, coloca el último estado leído de la señal en este campo. Si un interruptor estuvo abierto al momento de establecer comunicación entre el SCADA Local y la RTU, en este campo aparecerá el estado Abierto del interruptor, como lo es para el caso del ejemplo.
- **Secuencia de Eventos (SOE: Sequence of events):** Se debe marcar esta opción, si se desea almacenar la información de la señal en la secuencia de eventos. Para este caso particular esta opción no se encuentra marcada.



The screenshot shows a configuration window titled "status Row Details". It features a tabbed interface with the following tabs: "Main", "Input", "Output", "Override Permissions", "Alarming", and "Inhibits". The "Main" tab is currently selected. The configuration fields are as follows:

- Name:** 14EB15GPRIA--6---152-A-INT-----
- Description:** Interruptor
- Control:**
 - Has Input:
 - Number of Input Bits: 2
- Input #1:**
 - Bit in RTU Status:
 - Coordinates: 5028D
 - Bit Number: 0
 - Normally Open:
- Input #2:**
 - Bit in RTU Status:
 - Coordinates: 5028D
 - Bit Number: 0
 - Normally Open:
- Accumulate Runtime:**
 - Accumulate Runtime:
 - Accumulated State: Abierto
- SOE:**
 - SOE Point:

Figura 4.23: Tabla Status, pestaña de Entradas [1].

Una señal de estado, permite realizar el control de los equipos de campo. En la figura 4.24, se muestra la pestaña de salidas de la tabla status, en la cual se deben llenar los siguientes campos:

- **Posee salidas:** Para las señales que tienen la posibilidad de realizar un comando, es necesario marcar esta opción. Por ejemplo: Para enviar el comando de abrir o cerrar un interruptor. Por tal motivo, para el caso del interruptor de la S/E El Bosque se ha seleccionado esta opción.
- **Comandos:**
 - **Tipo de comando:** El tipo de comando se elige al escoger el mensaje base adecuado. Por ejemplo, si se escoge el mensaje base CCND_MB_01, se puede enviar los comandos de Abrir y Cerrar a un interruptor como lo es para el caso en análisis.
 - **Tipo de salida:** Permite escoger el tipo de comando que se puede enviar a la señal, donde se tiene las opciones:
 - **Select Before Operation (SBO):** Requiere la confirmación del operador antes de ejecutar el comando.
 - **Latched:** Para ejecutar comandos cuyo efecto sea permanente, hasta que se vuelva a ejecutar el comando contrario.
 - **Momentary:** Para enviar un comando para cambiar el estado de una señal por un determinado tiempo, luego del cual, vuelve a la condición inicial.
 - **Direct Operating:** Para ejecutar un comando de forma directa, es decir, sin esperar la confirmación por parte del operador.

Para el caso del control de los interruptores, normalmente se elige la opción SBO, para que el operador tenga la posibilidad de confirmar el envío del comando. Por este motivo, para el caso de ejemplo se escogió la opción SBO.

- **Coordenadas:** Hace referencia a la dirección asignada a la señal, en de la base de datos de la RTU, para este caso esta corresponde a 20008D.
- **Comando:** Se puede escoger las opciones: Energizar/Desenergizar, Trip/Close, etc., dependiendo del mensaje base utilizado para comandar la señal. Para este caso en particular, el comando #1 corresponde al comando energizar y para el comando #2 desenergizar.
- **Tiempo de operación:** Se coloca el tiempo de espera que el comando que se enviará al equipo de campo. Normalmente está en el orden de los 5 milisegundos, como lo es para el caso del ejemplo en análisis.

- **Tiempo de Falla del Comando:** Si luego de transcurrido este tiempo, el equipo de campo no ha cambiado de estado, se genera una alarma para alertar al operador de tal condición. Para este caso se ha seleccionado 15 segundos.
- **Tiempo de Falla del Comando de COS (Change Of State):** Si el equipo de campo no ha cambiado de estado durante este tiempo configurado, se generará una alarma. Para el caso del ejemplo, se ha seleccionado 10 segundos.
- **Registrar Comando exitoso:** Al seleccionar esta opción, se graba los comandos exitosos en el registro de eventos, como lo es para el caso del ejemplo. Cabe recalcar que los comandos fallidos generan alarmas y siempre quedan registrados independientemente si se marca esta opción.

Figura 4.24: Tabla Status, pestaña de Salidas [1].

En la figura 4.25, se muestra la pestaña de permisos para la anulación de: sonido de alarmas, límite de contadores de cambio de estado (abierto a cerrado y cerrado a abierto). Esto es útil en caso de que el sonido de una alarma sea perturbador, sin embargo la alarma seguirá latente hasta ser atendida.

Los límites de contadores de cambio de estados de un equipo de maniobra/seccionamiento son necesarias cuando ya se está enterado del problema y se realizó la gestión para resolverlo.

status Row Details

Name * 14EB15GPRIA-6---152-A-INT ----

Description Interruptor

Main | Input | Output | **Override Permissions** | Alarming | Inhibits

Alarm Override Permissions

Allow Audible Alarm Inhibit Override

Allow Open to Close Counter Limit Override

Allow Close to Open Counter Limit Override

Figura 4.25: Tabla Status, pestaña de Anular sonido de alarmas [1].

En la figura 4.26, se muestra la pestaña de Alarmas, en la cual se pueden establecer cuando se debe generar alarmas al producirse el cambio de estado de la señal a un estado ANORMAL. Por ejemplo, si un interruptor normalmente cerrado cambia al estado abierto. Además, se puede inhibir alarmas, suprimirlas y definir cuál es el estado anormal de la señal.

status Row Details

Name * 14EB15GPRIA-6---152-A-INT ----

Description Interruptor

Main | Input | Output | Override Permissions | **Alarming** | Inhibits

Control

Sustain COS Alarms

Almsuppression Configuration

Alarm Suppression

Abnormal States Configuration

Abnormal States

Audible Alarm

Inhibit

Alarm Limits

Open to Close Counter Enabled

Open to Close Counter Limit 0

Close to Open Counter Enabled

Close to Open Counter Limit 0

Figura 4.26: Tabla Status, pestaña de Alarmas [1].

En la figura 4.27, se muestran los campos correspondientes a la pestaña para Inhibir alarmas y registro de eventos. En el caso de añadir un nuevo equipo, es necesario realizar varios ajustes de diferentes parámetros correspondientes a las señales digitales por lo cual es necesario inhibir las alarmas y registro de eventos mientras se realiza la integración de un nuevo equipo. Esta herramienta también sirve cuando se haya detectado el daño de un equipo.

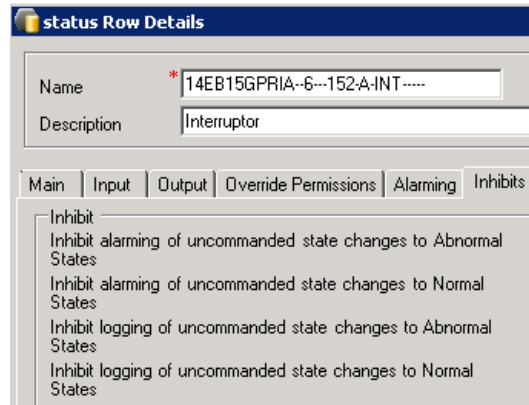


Figura 4.27: Tabla Status, pestaña para inhibir [1].

4.1.11.1.5 Configurar la grabación de datos históricos

La tabla Collect, sirve para configurar el tiempo de grabación de los datos recolectados por la RTU, esto permite utilizar estos datos para graficar la tendencia de las señales, para su posterior análisis [1]. En la figura 4.28, se muestra como ejemplo la señal analógica correspondiente a la corriente de la fase A del Alimentador Primario A, de la S/E El Bosque de la EEQ, en donde, se deben llenar los siguientes parámetros:

- **Tipo de collect:** Permite definir el tipo de muestreo de la señal a guardar en el histórico. En el ejemplo, se selecciona la opción por muestra (sample), es decir, permite traer la información cada que cambie de valor. También se puede escoger la opción “expection” la cual es necesaria en caso de definir una banda muerta, para la recolección de dichos datos.
- **Periodo de collect:** Se define la unidad de tiempo, para guardar el promedio de la muestra. Para el caso del ejemplo este periodo está en minutos.
- **Número de periodos:** Se define cada cuanto tiempo se desea guardar los datos en la base de datos históricos (SQL). Para el caso del ejemplo, está definido en 15 minutos.
- **Banda muerta:** Al definir este campo, permite leer solamente los datos que hayan superado el valor de la banda muerta. Por ejemplo, si se define una banda muerta de 100 V para una señal de voltaje de una barra de la S/E, sólo enviará un nuevo valor cuando se supere este valor. Así, si inicialmente el voltaje es de 46000 V, sólo se registrará un nuevo valor, cuando el valor cambie a 46100 o 45900 V, caso contrario se mantendrá el mismo valor. Para este caso en particular, no se tiene una banda muerta, ya que dicho valor está definido en 0.
- **Habilitar Sumarios:** Permite realizar el trazado de la señal en la ventana de tendencias con los valores de la señal han sido recolectados en la tabla Collect. Para el caso del ejemplo, esta opción se encuentra habilitada.

- **Habilitar Sumario Cuarto horario:** Para visualizar una tendencia, con valores registrados cada 15 minutos. Para el caso del ejemplo, esta opción no se encuentra habilitada.
- **Solo tendencia rápida:** Para permitir la funcionalidad de añadir tendencia de las últimas 24 horas, a partir de los valores históricos previamente recogidos por la tabla Collect. Para el caso del ejemplo, esta opción no se encuentra habilitada.

Figura 4.28: Tabla Collect [1].

4.1.1.12 Realizar pruebas punto a punto en el SCADA LOCAL

Una vez configuradas correctamente las señales analógicas, digitales y contadores en el ADE, éstas pueden ser visualizadas por el operador utilizando la interfaz ezXOS del SCADA Local, a través de los sumarios de señales: analógicas, digitales, contadores y calculadas de ser el caso. A través, de esta interfaz, es posible realizar el control de los equipos de campo de la subestación de manera remota, seleccionando cada una de las señales con el fin de verificar que el valor de las señales sea una fiel representación de lo que se tiene en campo. Por ejemplo: Si un interruptor está cerrado, dicha posición tiene que verse en el SCADA, si se envía un comando de apertura desde el SCADA, el interruptor tiene que abrirse y mostrar este estado en el SCADA.

En las pruebas punto a punto, se debe probar todas las señales una por una, a fin de garantizar que el SCADA tiene los mismos valores que se tienen en campo, para todos los equipos telecontrolados y teledados que conforman la subestación.

4.1.1.13 Elaborar el diagrama Unifilar en el OASyS

Para que el operador del Centro de Control pueda visualizar de manera rápida que es lo que está sucediendo en tiempo real y realizar el control de los principales parámetros operativos de cada elemento de la Subestación, es necesario, realizar un diagrama unifilar dinámico.

El diagrama unifilar de la S/E se lo elabora utilizando la herramienta denominada eXtended Editor, la cual permite mostrar tanto la parte gráfica de los elementos que componen la S/E como los valores que tienen las señales. Generalmente, al operador le interesa visualizar valores de corriente, voltaje, potencia activa, reactiva, factor de potencia, estado de la RTU y su conexión, como se muestra en la figura 4.29 la S/E El Bosque de la EEQ.

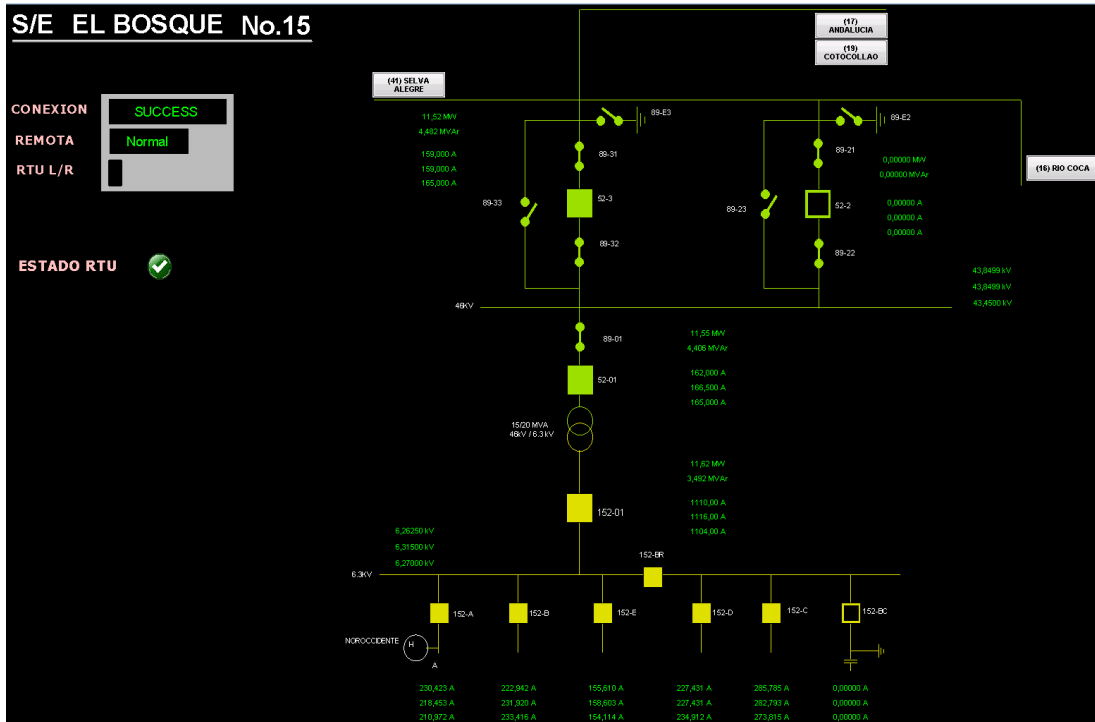


Figura 4.29: Diagrama unifilar de la S/E EL Bosque de la EEQ, realizado en eXEditor [1].

4.1.1.14 Ingresar los datos de catálogos de los elementos de la subestación

Para cada uno de los elementos que conforman la subestación, tales como: Interruptores, seccionadores, transformadores, TCs, TPs, banco de capacitores y conductores, se requiere contar con los datos de catálogo, parámetros que son requeridos para que el ADMS pueda modelar la red y se pueda ejecutar los cálculos de flujos, cortocircuitos, estimador de estados, etc. La información de dichos parámetros, son dados por el fabricante de cada equipo y es almacenada de manera ordenada en tablas independientes de acuerdo al catálogo de cada equipo.

Considerando los equipos de campo con los que cuenta una S/E acorde al diagrama unifilar, se escoge el catálogo que corresponde a cada equipo o de ser necesario se crea un nuevo catálogo, por medio del aplicativo BUILDER. En la figura 4.30, se muestra la creación de un nuevo catálogo para un interruptor (breaker), donde es posible ingresar

parámetros como: Corriente de ruptura, Tiempo de interrupción, tiempo de operación, Corriente pico, Corriente térmica, si opera en grupo (gang operated), aislamiento, corriente nominal, número de fases, voltaje nominal y alias. Por otro lado, se tiene la opción de escoger un catálogo ya existente dentro de la lista desplegada que se ilustra en esta figura.

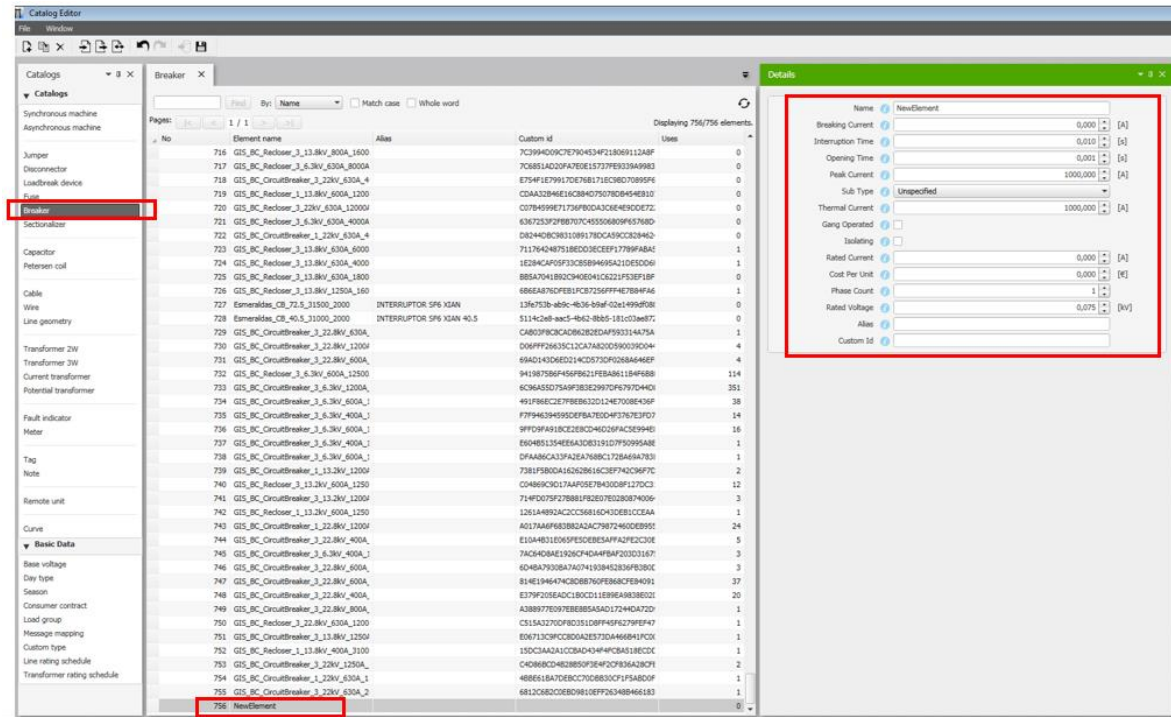


Figura 4.30: Editor de Catálogo en el aplicativo BUILDER [1].

En la figura 4.31, se muestra los datos de catálogo para el disyuntor 152-E correspondiente al Alimentador primario E de la S/E El Bosque denominado “CB_6.3_31500_1250_8200”, cuyo alias es “SIEMENS-AEG_6.3kV-EEQ”, lo que indica que los datos de catálogo han sido proporcionados por este fabricante y que es disyuntor para 6.3 kV.

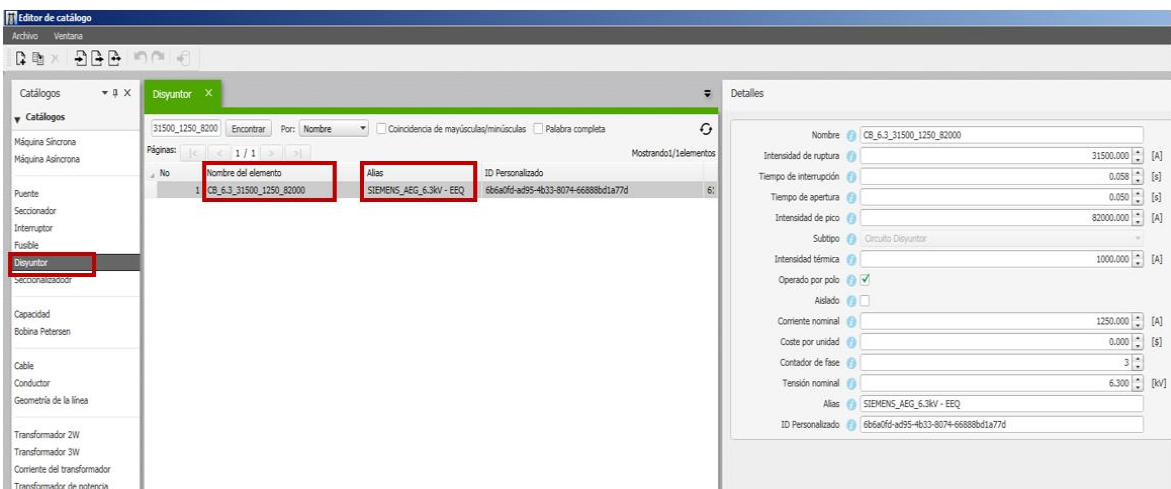


Figura 4.31: Datos de Catálogo Disyuntor para 6.3 kV [1].

4.1.1.15 Elaborar el diagrama unifilar de la subestación en BUILDER

Por medio de BUILDER, se realiza el diagrama unifilar de la Subestación para posteriormente reflejarlo en la interfaz DMD, en el que consten todos los elementos relevantes (Interruptores, seccionadores, barras, etc). Es necesario anotar que, junto a cada alimentador de distribución, se debe incluir un nodo de conexión (Stiching Node), el cual servirá para enlazar la subestación con la red de distribución proveniente del GIS.

En la figura 4.32, se muestra la conformación de la interfaz para desarrollar el diagrama unifilar de una Subestación tanto su parte gráfica como eléctrica en la aplicación BUILDER. En la zona superior se muestra la barra de herramientas, en la parte central la ventana principal (donde se grafica la S/E) y en la parte derecha se muestra la herramienta que permite realizar la edición gráfica y eléctrica. La parte gráfica corresponde a la simbología de equipos como: nodos, interruptores, generadores, transformadores, etc., mientras que la parte eléctrica hace referencia al catálogo asociado de cada equipo.

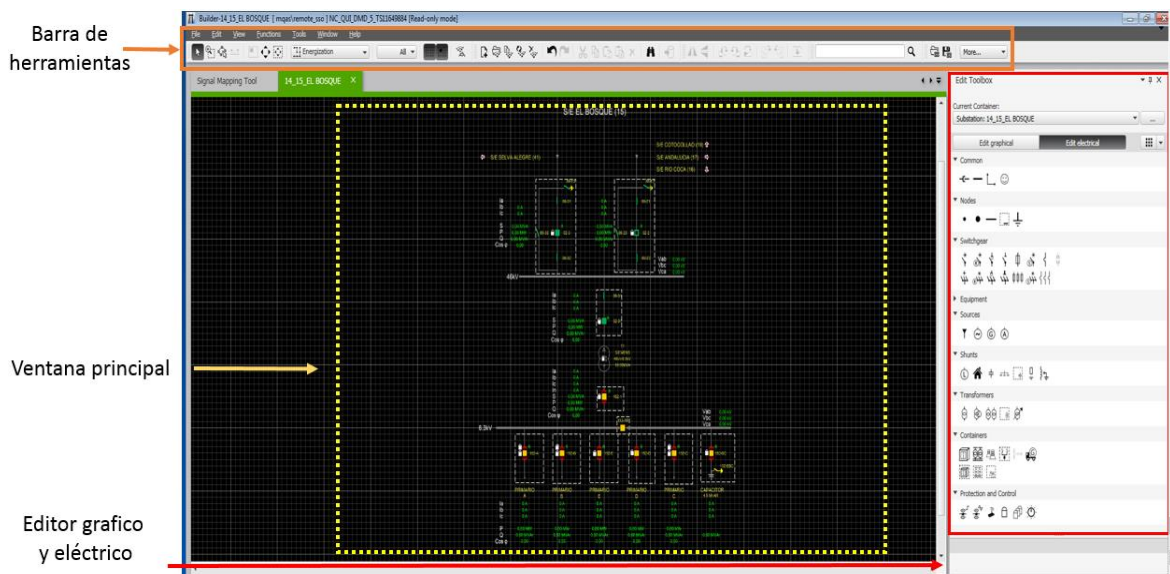


Figura 4.32: Interfaz para desarrollar el diagrama unifilar en BUILDER [1].

Para elaborar el diagrama unifilar, primero se grafica los elementos de la subestación incluido los nombres de cada elemento. Luego, se debe asignar a cada equipo de campo su respectivo catálogo. En la figura 4.33, se muestra en la ventana principal la parte gráfica del interruptor 152-1 y en la parte derecha la información eléctrica del mismo, considerando que el nombre y alias hagan referencia a este elemento. Además, en este diagrama unifilar, es posible mostrar los valores que tienen las señales analógicas, tales como: corriente,

voltaje, factor de potencia, potencia activa, reactiva y aparente; señales digitales como: el estado abierto/cerrado de un interruptor, seccionador, etc.

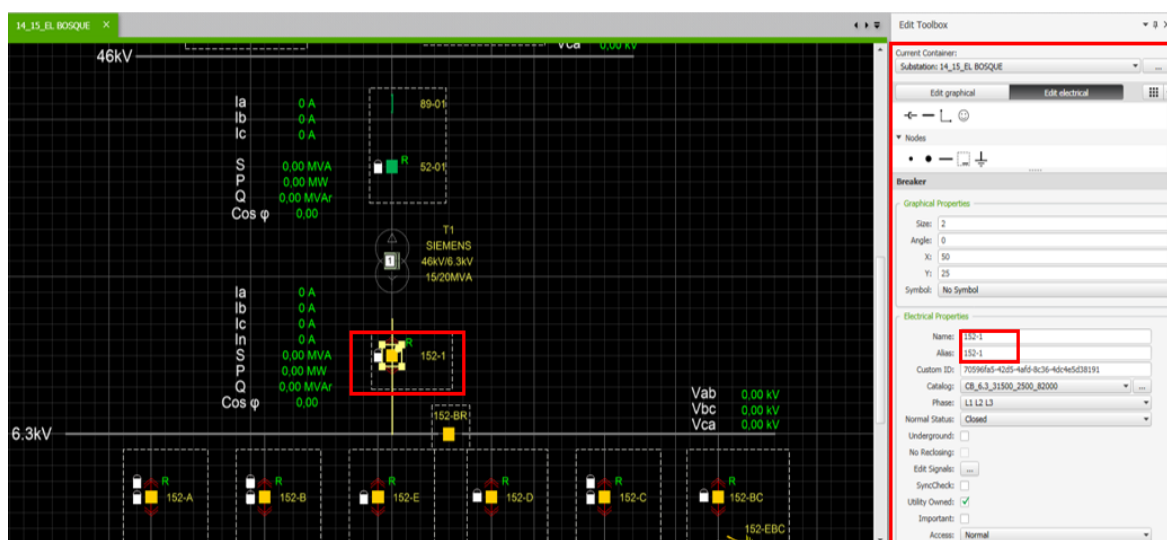


Figura 4.33: Implementación del interruptor 152-1 en BUILDER [1].

Toda la edición del diagrama unifilar tanto con sus características gráficas como eléctricas es almacenada en un archivo denominado conjunto de cambios (changeset). Una vez terminado el diagrama unifilar, se debe cambiar el estado del changeset de “Edit” a “Ready”. Luego, el ingeniero que realizó la edición debe verificar que todo se encuentre armado correctamente, para que dicho archivo pase al estado “QA in test”, de tal manera que el propio sistema detecte posibles errores. Posteriormente, la persona encargada de BUILDER en cada Empresa Eléctrica de Distribución debe revisar el diagrama unifilar y está en la facultad de aprobar o rechazar el conjunto de cambios. Si es rechazado, el changeset vuelve al estado de “Edit”, por el contrario si es aprobado pasa al estado “In Prod” que significa en producción, es decir, el conjunto de cambios pasa del entorno QADS al entorno OPS. Finalmente, para visualizar el mismo diagrama en todos los entornos del ADMS es necesario realizar una sincronización del sistema, la cual se realiza en horarios específicos, con el fin no perturbar el funcionamiento normal del mismo.

4.1.1.16 Realizar el mapeo de señales del SCADA al ADMS

Las señales que están ingresadas en el SCADA Local, deben ser llevadas al ADMS, utilizando la herramienta denominada Signal Mapping Tools (SMT). Esto permite vincular las señales a los elementos eléctricos de la Subestación, las cuales se pueden asociar a los interruptores de cada bahía o directamente a la S/E.

La mayoría de señales se deben asociar a los interruptores de la bahía correspondiente tales como:

- Señales analógicas: Voltajes, corrientes, potencias (activa, reactiva y aparente), factor de potencia, etc.
- Señales digitales: Arranque y disparo de las funciones de protección, señales de estado del interruptor, etc.

Las señales asignadas directamente a la subestación son las que corresponden a los estados de las RTUs y vigilancia de las comunicaciones. En la figura 4.34, se muestra la herramienta Signal Mapping Tool, aplicada a la S/E El Bosque de la EEQ, encargada de mapear las señales de la base de datos de la RTU almacenada y parametrizada en el ADE al DMS. La herramienta SMT, es capaz de identificar a que interruptor se debe asociar una señal, ya que cada señal homologada de 31 caracteres se puede relacionar fácilmente con el nombre y alias que tiene cada interruptor.

The screenshot shows the Signal Mapping Tool interface for substation 14_15_EL BOSQUE. The 'Extract Info' panel displays the following details:

- Name: EXT_14_15_EL BOSQUE_20190109_0942
- Status: Pending
- Date: 09/01/2019 10:10:59

The 'Remote Point Table' contains the following data:

Remote Point Name	Type	Direction	Messageset	Entity Flag
14EB15GALI1--46--52-01-RLOC-REM	Telemetered	Read	CCND_MB_04	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--152-1-ESTADIED	Telemetered	Read	CCND_MB_11	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-50BF1P--	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-50BF2P--	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-A-BP-SF6	Telemetered	Read	CCND_MB_36	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-A51A----	Telemetered	Read	CCND_MB_32	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-A51B----	Telemetered	Read	CCND_MB_32	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-A51C----	Telemetered	Read	CCND_MB_32	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-A51N----	Telemetered	Read	CCND_MB_32	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-B-BP-SF6	Telemetered	Read	CCND_MB_36	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-D50A----	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-D50B----	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-D50C----	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-D50N----	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-D51A----	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-D51B----	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-D51C----	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-D51N----	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED
14EB15GALI1--46--52-01-FAILVCC-	Telemetered	Read	CCND_MB_31	RPP_ADDED

Figura 4.34: Signal Mapping Tool aplicado a la S/E El Bosque de la EEQ [1].

Una vez realizado el proceso de mapeo de señales, el diagrama unifilar estará completo en el ADMS, es decir, permitirá ver el valor que toman las señales en tiempo real y las características eléctricas de cada elemento, así como ser parte del modelo de la red de distribución que maneja el sistema, como se muestra en la figura 4.35, la cual hace referencia al diagrama unifilar de la S/E El Bosque de la EEQ.

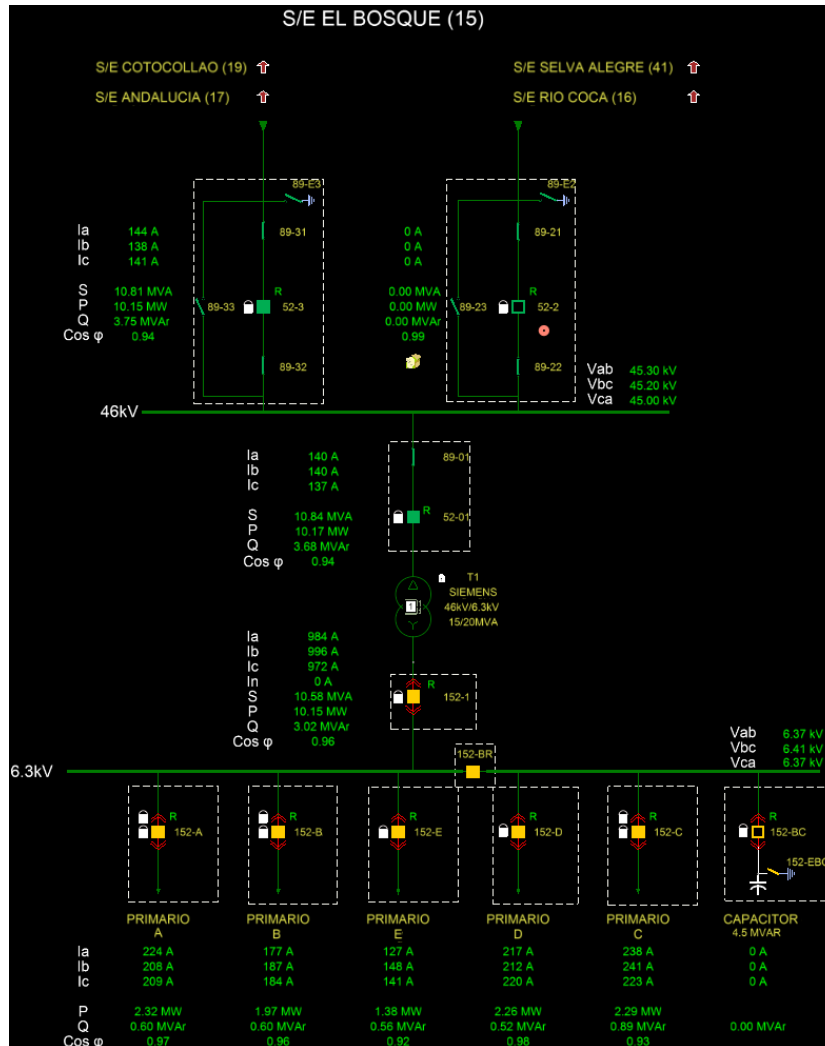


Figura 4.35: Diagrama unifilar de la S/E El Bosque de la EEQ en el ADMS [1].

4.1.1.17 Realizar pruebas punto a punto desde el DMD

Es necesario realizar nuevamente las pruebas punto a punto utilizando el DMD, para verificar que cada acción ejecutada desde esta interfaz se vea reflejada efectivamente en campo y viceversa. De esta manera se garantiza al operador del Centro de Control que pueda interactuar con los equipos de campo en tiempo real.

4.1.1.18 Importar datos desde el GIS

Para completar el modelo de la red eléctrica de medio voltaje, con la red de distribución aguas abajo de las cabeceras de alimentadores, es necesario importar los datos de catálogo y la ubicación geográfica de los elementos que conforman la red desde el GIS, siguiendo el proceso: GIS-NE-NI-ADMS, detallado en el capítulo 3, sección 3.8. Completado este proceso, los circuitos que pertenecen a cada alimentador de la subestación, podrán ser visualizados por medio de la interfaz DMD, en su vista geográfica.

En la figura 4.36, se muestran los alimentadores de la S/E El Bosque de la EEQ. Además, es importante anotar que los datos comerciales de los clientes como: Criticidad, curva de carga en por unidad, Pmedia y Qmedia, provienen del GIS.

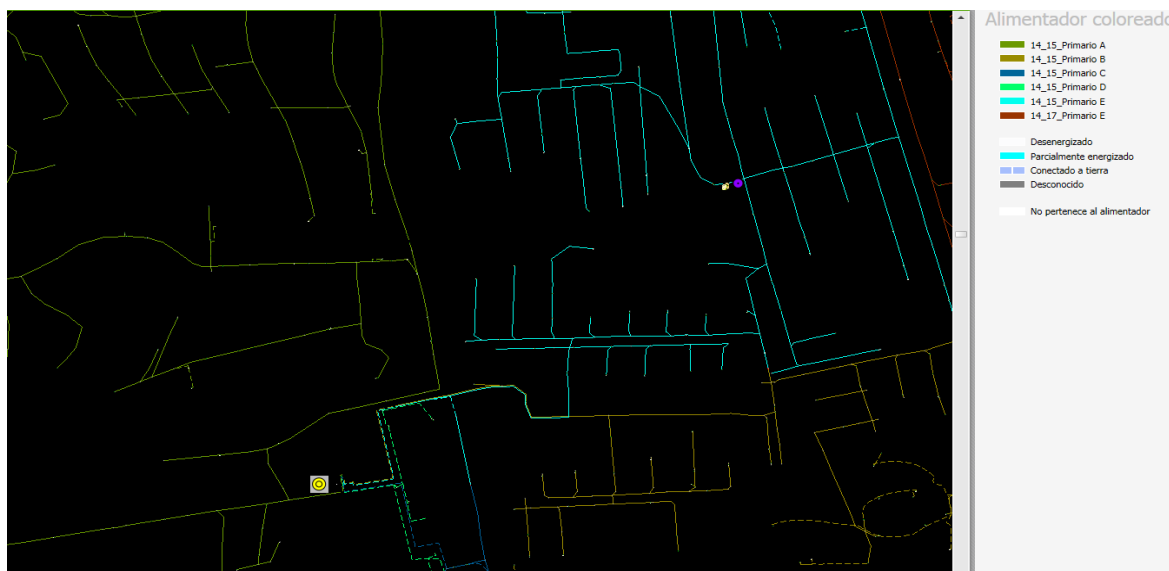


Figura 4.36: Alimentadores primarios de la S/E El Bosque, vista geográfica [1].

4.1.1.19 Incorporar los reconectores instalados en la red de Distribución

Para despejar fallas en alimentadores especialmente rurales, se usa reconectores. Así mismo para poder hacer transferencia de carga entre alimentadores de una misma S/E o alimentadores de diferentes subestaciones, se utilizan reconectores o interruptores de enlace en los límites de los alimentadores contiguos.

Gracias al avance tecnológico y de las telecomunicaciones cada uno de esos equipos están dotados de IEDs, razón por la cual, fácilmente pueden ser integrados al SCADA para su telemedición y telecontrol, disminuyendo las interrupciones del servicio a los clientes. En el caso específico de los alimentadores B y E de la S/E El Bosque de la EEQ, disponen cada uno de un Reconector (R0553 en el alimentador B y R0550 en el alimentador E) que están enlazados al Gateway 14_REGW1_ADVANTAGE ubicado en la S/E Iñaquito, a través de un sistema de radio enlace.

Los pasos para integrar estos equipos al ADMS, son los mismos que se han descrito para integrar cualquier IED de la propia Subestación. Esto es, desde el numeral 4.1.1.1 hasta el 4.1.1.12, es decir, hasta las pruebas punto a punto en el SCADA LOCAL. Luego es necesario, realizar la importación de datos desde el GIS y realizar el proceso de mapeo de señales al ADMS por medio de la herramienta SMT. En la tabla 4.14, se muestra las

señales digitales asociadas al reconectador R0553 y en la tabla 4.15 las señales analógicas. Cabe resaltar que las señales asociadas al reconectador R0550 son las mismas.

Tabla 4.14: Señales digitales asociadas al interruptor R0553 de la S/E El Bosque-EEQ [1].

Señal	Descripción
14EB15GPRIB--6---R0553-ESTADIED	Estado Canal de Comunicación IED
14EB15GPRIB--6---R0553-A51N----	Arranque Sobrecorriente Temporizado Neutro
14EB15GPRIB--6---R0553-HLT-----	Bloqueo Recierre para Trabajos en Línea Viva
14EB15GPRIB--6---R0553-LR-----	Local/Remoto Equipo de Patio
14EB15GPRIB--6---R0553-ENCL----	Enclavamiento
14EB15GPRIB--6---R0553-A51A----	Arranque Sobrecorriente Temporizado Fase A
14EB15GPRIB--6---R0553-A51B----	Arranque Sobrecorriente Temporizado Fase B
14EB15GPRIB--6---R0553-A51C----	Arranque Sobrecorriente Temporizado Fase C
14EB15GPRIB--6---R0553-D51-----	Disparo Sobrecorriente Temporizada
14EB15GPRIB--6---R0553-D50-----	Disparo Sobrecorriente Instantánea Fase
14EB15GPRIB--6---R0553-D51N----	Disparo de Sobrecorriente Temporizada Neutro
14EB15GPRIB--6---R0553-D50N----	Disparo Sobrecorriente Instantánea Neutro
14EB15GPRIB--6---R0553-DFA-----	Disparo de la Fase A
14EB15GPRIB--6---R0553-DFB-----	Disparo de la Fase B
14EB15GPRIB--6---R0553-DFC-----	Disparo de la Fase C
14EB15GPRIB--6---R0553-GP1-HAB-	Grupo de Protecciones 1 Habilitado
14EB15GPRIB--6---R0553-GP2-HAB-	Grupo de Protecciones 2 Habilitado
14EB15GPRIB--6---R0553-EST_BATE	Estado Batería
14EB15GPRIB--6---R0553-CBFAC---	Falla de Entrada AC al Cargador de Baterías
14EB15GPRIB--6---R0553-REC-----	Reconectador Yacuambi
14EB15GPRIB--6---R0553-EST_PROT	Estado de la Protección

Tabla 4.15: Señales analógicas asociadas al Reconectador R0553 de la S/E El Bosque [1].

Señal	Descripción
14EB15GPRIB--6---R0553-IA-----	Corriente de la Fase A
14EB15GPRIB--6---R0553-IB-----	Corriente de la Fase B
14EB15GPRIB--6---R0553-IC-----	Corriente de la Fase C
14EB15GPRIB--6---R0553-IN-----	Corriente del Neutro
14EB15GPRIB--6---R0553-VAB-----	Voltaje entre Fases AB
14EB15GPRIB--6---R0553-VBC-----	Voltaje entre Fases BC
14EB15GPRIB--6---R0553-VCA-----	Voltaje entre Fases CA
14EB15GPRIB--6---R0553-IFALLA-A	Corriente de Falla Fase A
14EB15GPRIB--6---R0553-IFALLA-B	Corriente de Falla Fase B
14EB15GPRIB--6---R0553-IFALLA-C	Corriente de Falla Fase C
14EB15GPRIB--6---R0553-IFALLA-N	Corriente de Falla Neutro
14EB15GPRIB--6---R0553-VRS-----	Voltaje Lado Carga VRS
14EB15GPRIB--6---R0553-VST-----	Voltaje Lado Carga VST
14EB15GPRIB--6---R0553-VTR-----	Voltaje Lado Carga VTR
14EB15GPRIB--6---R0553-BATUSAGE	% Uso Batería Reconectador

4.1.1.20 Incluir la subestación en el diagrama ortogonal de la Empresa

En el ADMS de Ecuador, también se cuenta con una vista del Sistema Eléctrico de Potencia de cada Empresa Eléctrica Distribuidora, que se la denomina diagrama ortogonal. Por lo tanto, es necesario incluir la nueva subestación en este diagrama, indicando las líneas de subtransmisión desde dónde es alimentada y las subestaciones que se alimentan de ésta, de ser el caso. En la figura 4.37, se muestra la S/E El Bosque embebida en el diagrama ortogonal de la EEQ en la interfaz DMD.

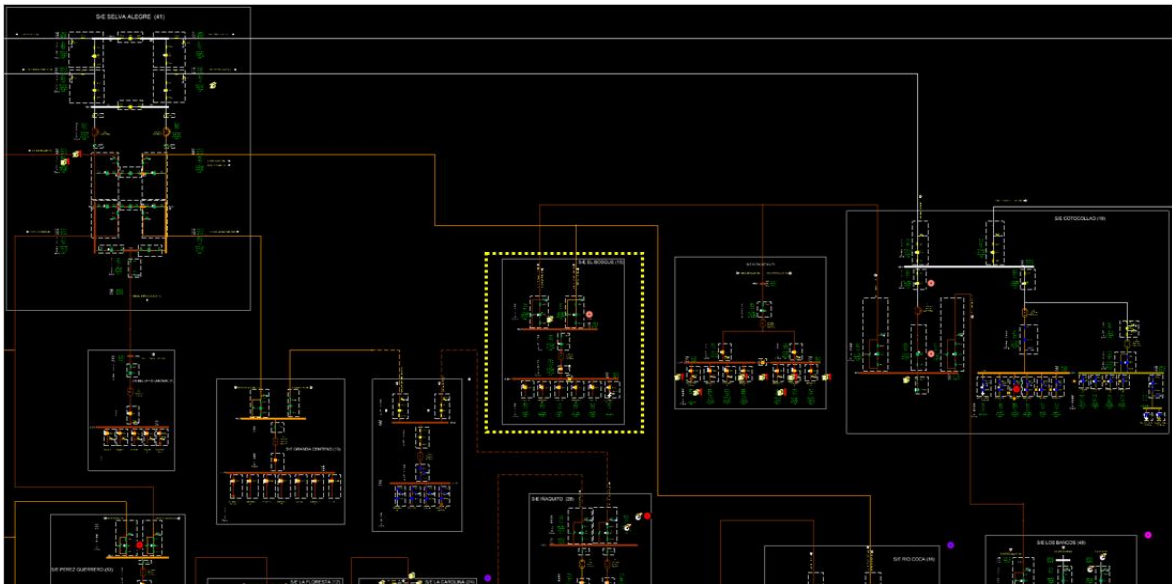


Figura 4.37: S/E EL Bosque en el diagrama ortogonal de la EEQ [1].

4.1.1.21 Probar las funcionalidades del ADMS

Una vez incluida la Subestación en todas sus vistas en el DMS, es necesario probar que las funcionalidades avanzadas del ADMS como: Analizador de Topología, Flujos, Estimador de Estados, Cortocircuitos, etc., funcionen correctamente.

Además, se debe analizar el informe de límites de violaciones, a fin de poder identificar los siguientes aspectos:

- Secciones de la red de medio voltaje sobrecargados.
- Transformadores sobrecargados
- Transformadores de corriente (TCs) saturados

- Violación de límites de voltaje
- Sobrecarga de equipos de protección y seccionamiento
- Presencia de corrientes parásitas
- Presencia de desequilibrios de voltaje

Para corregir estos problemas, se deberá verificar en campo el comportamiento del sistema para garantizar que el servicio eléctrico sea brindado con calidad a los usuarios finales.

4.1.1.22 Probar todas las funcionalidades del OMS

Se debe comprobar que el OMS funcione correctamente, para lo cual, se debe simular la existencia de incidentes en la red de la S/E y verificar que los indicadores de confiabilidad como: FMIK, TTIK, etc., sean calculados de forma correcta. Por ejemplo, en la figura 4.38 se muestra una incidencia de la S/E El Bosque de la EEQ provocada por la apertura de un seccionador fusible “EEQ_SF_OID31328” ubicado a lo largo del Alimentador Primario C, cuyo tiempo de interrupción es a las 7:46:00 del 19/09/2018 y su tiempo de restauración es a las 10:45:00 del mismo día. Este tiempo, así como la información correspondiente: a la potencia instalada, potencia interrumpida, número de clientes, etc.; registrada en el ADMS, debe corresponder a los datos de entrada para el cálculo de indicadores de confiabilidad. Para este caso, el cálculo de los indicadores FMIK y TTIK que se muestran en la figura 4.39, corresponden al mismo tiempo de conexión y desconexión, resultando el tiempo de interrupción en horas 2.983 y el cálculo de dichos indicadores de conformidad con la regulación CONELEC 004/001.

INC 1100066408

Histórico de incidencias

ID Incidencia: **INC 1100066408** Alimentador actual: **1415_Primario C**
 Tipo: **No Programadas Sin Servicio** Alimentador normal: **1415_Primario C**
 Subtipo: **Permanente** Problemas:
 Prioridad: **1** Confirmado: **Sí**
 Tiempo de interrupción: **19/09/2018 7:46:00** Estado: **Archivado**
 ETR: **19/09/2018 13:46:30** ATR: **19/09/2018 10:45:00**
 Instrucción: Está anidada: **No**
 Llamadas: **1** Clientes afectados: **128**
 Eventos del medidor inteligente: **0** Clientes con restauración verificada: **0**
 Creado en: **19/09/2018 9:15:45** Cancelar motivo:
 Creado por: **Call Events** Closed time: **19/09/2018 16:51:07**
 Origen: **Internos**

Dispositivos

Nombre	Tipo	Network location	Telemido	Feeder	Fases	Dirección del dispositivo	Dispositivo aguas arriba
EEQ_SF_OID31328	Seccionador Fusible - Unipolar Cerrado [Banco]	14_15_Primario C	No	14_15_Primario C	A B C		EEQ_SF_5006326

Figura 4.38: Incidencia correspondiente al Alimentador Primario C de la S/E El Bosque [1].

Alimentador	ID Incidente	Fecha Desconexión	Fecha Conexión	Tiempo en Horas	KVA Instalados	KVA Interrumpidos	INDICADORES TOTALES	
							FMIK	TTIK (horas*KVA)
14_15_Primary C	INC 1100066408	19/09/2018 07:46:00	19/09/2018 10:45:00	2,983	18582,500	150,0000	0,0081	0.0241
	Total Alimentador			2,983	18582,500	150,000	0,0081	0,0241

Figura 4.39: Cálculo de FMIK y TTIK del Alimentador Primario C de la S/E El Bosque [1].

4.2 Ventajas de subestaciones integradas al ADMS

Al tener integrada una subestación al sistema ADMS, se tiene las siguientes ventajas:

- Controlar los equipos de campo de las Subestaciones remotamente desde un Centro de Control.
- Disponer de información detallada prácticamente en tiempo real en una base de datos de los parámetros como: P, Q, S, V, I, factor de potencia, temperatura, presión, etc., que permiten al operador vigilar que los parámetros de funcionamiento se encuentren dentro de los límites normales y ser advertido de posibles desviaciones de manera oportuna para salvaguardar la integridad de los equipos.
- Realizar estudios post operativos y de planificación.
- Programar mantenimientos, localizar y aislar fallas.
- Registro de la información en tiempo real para el cálculo de indicadores de calidad.
- La inversión se recupera fácilmente por los siguientes conceptos:

- **Disminución de pérdidas económicas por energía no suministrada**

En la figura 4.40 se muestra las incidencias de la S/E El Bosque de la EEQ durante el año 2018, con lo cual se obtiene los índices de confiabilidad internacionales que calcula el ADMS incluyendo la energía no suministrada (ENS), la misma que se muestra en la figura 4.41

ID	Tipo	Confirmado	Estado	Prioridad	Llamadas	Cuadrillas
INC 192028223	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	1	0	
INC 192029962	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	1	0	
INC 194031148	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	1	0	
INC 194031153	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	1	0	
INC 194031182	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	1	0	
INC 1100036230	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	1	0	
INC 1100036231	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	1	0	
INC 199040987	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	1	0	
INC 199043572	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	1	1	14TRNO-MM--
INC 199048299	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	3	0	
INC 100048415	No Programadas Sin Servicio	Sí	Archivado	2	0	

Figura 4.40: Incidencias de la S/E El Bosque de la EEQ [1].

Resumen	Sumario de resultados
Periodo de cálculo RA: 01/01/2018 - 31/12/2018	
Interrupciones planificadas: 0 Interrupciones imprevistas: 16 Interrupciones momentáneas: 9 Total de interrupciones: 25	
Clientes alimentados: 4773601 Clientes afectados: 19618 Clientes críticos alimentados: 0 Clientes críticos afectados: 10	
Resultados totales para el área seleccionada	
SAIFI: 0,012 SAIDI: 0,274 [min] CAIFI: 2,802 CAIDI: 23,822 [min] MAIFI: 0,009 CEMIn: 0,003 ENS: 10687,480 [kWh]	

Figura 4.41: Cálculo de índices de confiabilidad y ENS de la S/E El Bosque de la EEQ [1]. En la tabla 4.16, se muestra los resultados del cálculo de los índices FMIK y TTIK de esta S/E, los cuales no superan los límites establecidos en la regulación CONELEC 004/001.

Tabla 4.16: Resultados de FMIK, TTIK del año 2018 de la S/E El Bosque de la EEQ [1].

Alimentador	ID Incidente	Tiempo en Horas	FMIK	TTIK (horas* kVA)	Supera Limite FMIK	Supera Limite TTIK
14_15_Primario A	INC 1100071378	0,258	1,0000	0.2583	No	No
	INC 192029962	0,051	0,9739	0.0498	No	No
	Total	0,309	1,9739	0,3081		
14_15_Primario B	INC 1100071374	0,269	0,0000	0.0000	No	No
		0,357	0,0000	0.0000	No	No
		0,177	0,0000	0.0000	No	No
	INC 1100078566	0,217	1,0000	0.2167	No	No
	INC 199054879	9,867	0,0051	0.0505	No	No
	Total	10,886	1,0051	0,2671		
14_15_Primario C	INC 1100066408	2,983	0,0081	0.0241	No	No
	INC 1100071375	0,266	1,0000	0.2658	No	No
		0,360	1,0000	0.3597	No	No
	INC 1100078566	0,217	0,9583	0.2076	No	No
	Total	3,826	2,9664	0,8573		
14_15_Primario D	INC 1100071376	0,264	1,0000	0.2642	No	No
		0,358	1,0000	0.3581	No	No
	Total	0,622	2,0000	0,6222		
14_15_Primario E	INC 1100071421	0,261	1,0000	0.2614	No	No
	INC 199053586	0,067	0,0060	0.0004	No	No
	Total	0,328	1,0060	0,2618		
Total Subregión		15,972	0,0418	0,0110		

De esta manera, se puede notar que esta S/E al estar automatizada e integrada al ADMS, los índices que confiabilidad están dentro de rangos permitidos y la energía no suministrada no es significativa. Si se considera el costo de la ENS como 1533 USD/MWh según la resolución 025/11 CONELEC [61] y la ENS calculada por el ADMS de 10.69 MWh (mostrada en la figura 4.41), entonces se tiene un costo estimado de ENS de 16.383,91 USD, como se muestra en la tabla 4.17.

Tabla 4.17: Cálculo estimado de la ENS del 2018 de la S/E El Bosque de la EEQ [Elaboración Propia].

Parámetro	Cantidad
CENS CONELEC [USD/MWh]	1.533,00
ENS [Mwh] (1 S/E integrada)	10,69
Costo Estimado ENS [USD] (1 S/E integrada)	16.383,91

Por otro lado, si se considera que esta S/E no estuviese automatizada ni integrada al ADMS y en estas condiciones su ENS sea de 96.40 MWh, cuyo valor corresponde a la ENS de la S/E El Bosque para el año 2005 [62], es decir, 9 veces más de los 10.69 MWh (en todas las S/Es del área urbana de la EEQ en el 2005 en promedio tuvieron una ENS de 133.18 MWh, es decir, 12.5 veces más de los 10.69 MWh en análisis [62]), entonces el ahorro por del costo de energía no suministrada sería 131.397,29 USD en un año; tomando en cuenta que este caso como base, al multiplicar por las 55 subestaciones que posee la EEQ [1], el costo ENS estimado sería de 7.226.851,12 USD.

El impacto del costo de la energía no suministrada es más relevante, si al mismo valor de ahorro por ENS, se lo multiplica por las 395 subestaciones de distribución del país [1], el costo estimado de ENS sería de 51.901.930,80 USD. Además, considerando el costo de la inversión del ADMS de Ecuador 41.287.327,70 [63] [64] [65], el tiempo en el cual se recuperaría la inversión solamente por este concepto es de 0.8 años, tal como se muestra en la tabla 4.18.

Tabla 4.18: Estimación del costo de la energía no suministrada [Elaboración Propia].

Parámetro	Cantidad
ENS (S/E sin automatizar) [MWh]	96.4
Ahorro por costo estimado ENS (S/E sin automatizar) [USD]	131.397,29
No. de S/E de la EEQ	55,00
Costo Estimado ENS EEQ [USD]	7.226.851,12
No. de S/E de Distribución de Ecuador	395,00
Costo Estimado ENS S/E de Distribución de Ecuador [USD]	51.901.930,80
Costo de inversión ADMS [USD]	41.287.327,70
Tiempo de recuperación inversión [Años]	0,80

- **Reducción de costos de personal para atender la operación de las subestaciones:**

Considerando 248 subestaciones de distribución ya integradas al ADMS de las 395 que tiene Ecuador [1], el sueldo de un operador de una subestación de CNEL EP de 1.107,41 USD [66] y cuatro operadores por S/E, el costo anual por este concepto sería de 13.182.608,64 USD. Además, al tomar en cuenta el costo de la inversión del ADMS de 41.287.327,70 USD [63] [64] [65], el tiempo en el cual se recuperaría la inversión solamente por este concepto es de 3.13 años, tal como se muestra en la tabla 4.19.

Tabla 4.19: Estimación del costo de operadores para atender las S/E [Elaboración Propia].

Parámetro	Cantidad
No. Subestaciones	248,00
Sueldo de un Operador [USD]	1.107,41
No. de Operadores por S/E	4,00
Costo mensual [USD/mes]	1.098.550,72
Costo anual [USD/Año]	13.182.608,64
Costo ADMS [USD]	41.287.327,70
Tiempo recuperación [Años]	3,13

- **Reducción de costos de movilización del personal de campo y reparación de fallas:**

Con el uso de la funcionalidad OMS, se disminuye sustancialmente el tiempo de atención de reclamos por falta del servicio, mejorando la imagen de la Empresa Eléctrica ante sus clientes. Además, al utilizar la funcionalidad MWM, desde el Centro de Control se sabe la ubicación del personal de campo, así como las tareas asignadas.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

El desarrollo del presente tema de titulación, ha permitido llegar a las siguientes conclusiones:

- El ADMS permite gestionar la operación del Sistema Eléctrico de Distribución del país en tiempo real, a través de los 20 Centros de Control Locales implementados, través de un solo sistema de categoría mundial, que utiliza tecnología de punta.
- El ADMS pone a disposición de los operadores de los Centros de Control los resultados de las funcionalidades avanzadas en tiempo real, como: Flujos, Cálculo de Cortocircuitos, Estimador de Estados, FLISR que facilitan la toma de decisiones y la planificación de la operación del Sistema Eléctrico de Distribución del país, sin poner en peligro las instalaciones, al poder hacer simulaciones antes de realizar las operaciones en campo.
- El ADMS permite la ubicación y manejo de cuadrillas de campo para atender lo más pronto posible los diferentes problemas que pueden presentarse en la red de distribución, así como la ejecución de las órdenes de trabajo, utilizando para ello los equipos móviles como tablets.
- El ADMS permite realizar la gestión de las interrupciones del servicio eléctrico por medio de la recepción de reclamos de los usuarios finales de la red de distribución a través del Call Center y la interacción que existe entre los operadores de los Centros de Control y el personal de campo con el fin de acelerar el proceso de atención al cliente, minimizando los tiempos de interrupción y disminuyendo el costo por energía no suministrado.
- El ADMS vigila todo el tiempo los límites operativos de todos los elementos de la red de distribución, generando alarmas cuando sus valores operativos sobrepasan estos límites, para alertar al operador de esta condición anormal y se tomen las medidas correctivas del caso, minimizando los costos operativos evitando el daño de los equipos.
- Desde el sumario de alarmas, el operador al hacer clic sobre una alarma el sistema lo dirige rápidamente al equipo fallado de modo que permite el restablecimiento del suministro de energía eléctrica, lo ante posible, sin afectar la integridad de los equipos ni del personal.

- La homologación de las señales da a los operadores de cualquier Centro de Control del país la capacidad de identificar fácilmente de qué se trata cada una de las estas, especialmente en casos de emergencia.
- Tanto el personal de la alta gerencia de las Empresas como las autoridades del sector eléctrico, como: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, ARCONEL y CENACE tienen acceso al sistema ADMS (una sola fuente de información), a través de una consola para supervisión y seguimiento en tiempo real del Sistema Eléctrico de Distribución del país. Asimismo, tienen acceso a todos los reportes que genera el sistema, como: FMIK, TTIK, etc.
- Con la información histórica que dispone el ADMS, se pueden trazar tendencias del comportamiento de las variables eléctricas con el fin de realizar análisis post operativos, que permitan mejorar la gestión de la operación de la red de distribución.
- El ADMS es un sistema confiable, ya que se encuentra diseñado con servidores y equipos de comunicación redundantes con el fin de permitir tener el sistema en línea 24 horas, los 365 días del año.
- El ADMS intercambia información con otros sistemas informáticos tales como: Administración de Localización Vehicular, Sistema Comercial, Call Center y GIS, permitiendo gestionar la información de todo lo que involucra el Sistema Eléctrico de Distribución.
- El ADMS intercambia información en tiempo real con el CENACE mediante el protocolo ICCP. Esto permite a los operadores tener información en tiempo real de las Subestaciones del Sistema Nacional Interconectado que alimentan el Sistema Eléctrico de Distribución de cada Empresa, así como al CENACE conocer el estado de la red de distribución en tiempo real.

5.2 Recomendaciones

- El presente trabajo de titulación, deja abierto el campo para futuros temas de investigación referentes al ADMS y sus componentes. Por lo tanto, se recomienda usar como base el presente documento para relacionarse con el sistema.
- Las Empresas Eléctricas de Distribución pueden utilizar la guía desarrollada para la integración de nuevas subestaciones, así como para subestaciones que requieran ser modernizadas, o en su defecto para las que se encuentren parcialmente integradas.
- Elaborar la bases de datos de la RTU respetando la homologación de las señales y considerar únicamente las señales de los IEDs que sean de utilidad, con el fin de facilitar la elaboración y parametrización de las señales en el ADE.

- Para nuevos operadores de los Centros de Control de todas las Empresas Eléctricas de Distribución, se debe utilizar el entorno OTS, considerando los escenarios más críticos. Además, antes de ejecutar un plan de maniobras en tiempo real en el entorno OPS, se tiene la posibilidad de realizar primero dichas maniobras en el entorno de simulación con el fin de evitar posibles sobrecargas de equipos o aperturas no deseadas de elementos de maniobra / seccionamiento.
- Antes de realizar la integración de una subestación al ADMS, es necesario conocer todos los componentes de la misma, es decir, relacionarse con las prestaciones que tiene cada equipo en base a los manuales, con el fin de sacar el máximo potencial estos tienen.
- En caso de que se requiera integrar una subestación nueva, es aconsejable hacerlo bajo el estándar IEC61850, con el fin de reducir costos de instalación al minimizar el uso de cableado. Además, desde su fase de diseño se debe prever las especificaciones técnicas de los equipos que tengan las funcionalidades necesarias para hacerlo, es decir, los IEDs y las RTUs deben contar con puertos y protocolos de comunicación estándares, así como con el número suficiente de entradas y salidas tanto analógicas como digitales.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «ADMS (ADVANCED DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM)-Ecuador», Quito, 2018.
- [2] Carlos Felipe Ramírez, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Segunda Edición. Colombia: Mejía Villegas S.A., 2003.
- [3] CONMUVAL. Instalaciones eléctricas, «Elementos de una subestación eléctrica de alto voltaje en exteriores», 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.comuval.com/blog/elementos-de-una-subestacion-electrica-de-alto-voltaje.html>. [Accedido: 20-dic-2018].
- [4] «M. Benítez. Implementación práctica del Protocolo IEC 61850 en Subestaciones Eléctricas. Problemas y soluciones. Cap. 3 y 4». .
- [5] J. I. E. Fombuena y J. L. Rodríguez, «Telecontrol de redes eléctricas», p. 106.
- [6] «M. Toscano. Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos». .
- [7] Empresa Eléctrica Quito S.A., «Suministro e Implantación del Sistema SCADA/OMS – MWM/DMS, para las Empresas Eléctricas de Distribución del País. Arquitectura y Configuración del Sistema.», Quito, TE-002222-DDF-001, jul. 2013.
- [8] BORALTEC, «Soluciones Videowalls para Centros de Control», Mobiliario Técnico y Centros de Control, 09-ene-2017. .
- [9] J. R. Niño, R. M. Castro, P. H. I. González, y G. M. Tena, «Sensores en sistemas eléctricos de potencia y su papel en las Redes Inteligentes», p. 4.
- [10] «RTD Sensors & Probes - Resistance Temperature Detection | Omega». [En línea]. Disponible en: <https://www.omega.com/prodinfo/rtd.html>. [Accedido: 12-oct-2018].
- [11] E. O. G. Canales y I. G. Bedoya, «Sistemas de prevención de explosión y fuego de Transformadores de potencia, por el método de Drenaje de Sobre Presiones e Inyección de Nitrógeno», p. 215.
- [12] L. G. Bruno, «Ingeniería Eléctrica Explicada: Protección Buchholz», Ingeniería Eléctrica Explicada, 11-nov-2009.
- [13] F. Torres, «Automatización y Sensores. Universidad de Alicante. Departamento de Física, Ingeniería de Sistemas y teoría de la señal. Grupo de Automática, Robótica y Visión Artificial.», 2011. [En línea]. Disponible en: https://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/18434/1/Tema%203_Sensores%20II.pdf.
- [14] F. Mecafenix, «Funcionamiento de Encoder y sus tipos», Ingeniería mecafenix, 28-abr-2017. .
- [15] PCE Instruments, «Sensor humedad.», 2018. [En línea]. Disponible en: https://www.pce-instruments.com/espanol/sistemas-regulacion-control/sensorica/sensor-humedad-kat_158678_1.htm. [Accedido: 12-oct-2018].
- [16] VAISALA, «Sensor de temperatura y humedad relativa.», Sondas con sensores de temperatura y humedad relativa. [En línea]. Disponible en: https://www.mapa.gob.es/es/desarrollo-rural/temas/gestion-sostenible-regadios/Sondas%20de%20T-H12_tcm30-82944.pdf. [Accedido: 13-oct-2018].
- [17] «ABB Power Technologies AB. Guía de compra IED REC 670 de control de posición. 2007». .
- [18] General Electric, «F650 Controlador Digital de Posición», p. 221, 2005.
- [19] Schneider Electric, «PowerLogic ION8600 Installation Guide.» 2010.
- [20] «TEC Equipo Inteligente de Monitorización. ABB Components. 2008». .
- [21] «SEL-451 Sistema de protección, automatización y control de bahía», selinc.com. [En línea]. Disponible en: <https://selinc.com/es/products/451/>. [Accedido: 13-oct-2018].
- [22] «Banco Automático de Capacitores ABB.», Distribuidor ABB, SIEMENS, BTICINO, PHOENIX CONTACT. Equipos de Control, Automatización y Distribución de Energía. [En línea]. Disponible en: <http://www.electrotecnicareal.com/productos/abb-1/banco-automatico-de-capacitores-abb/>. [Accedido: 13-oct-2018].
- [23] «Guía de Introducción IED670. ABB Power Technologies AB».

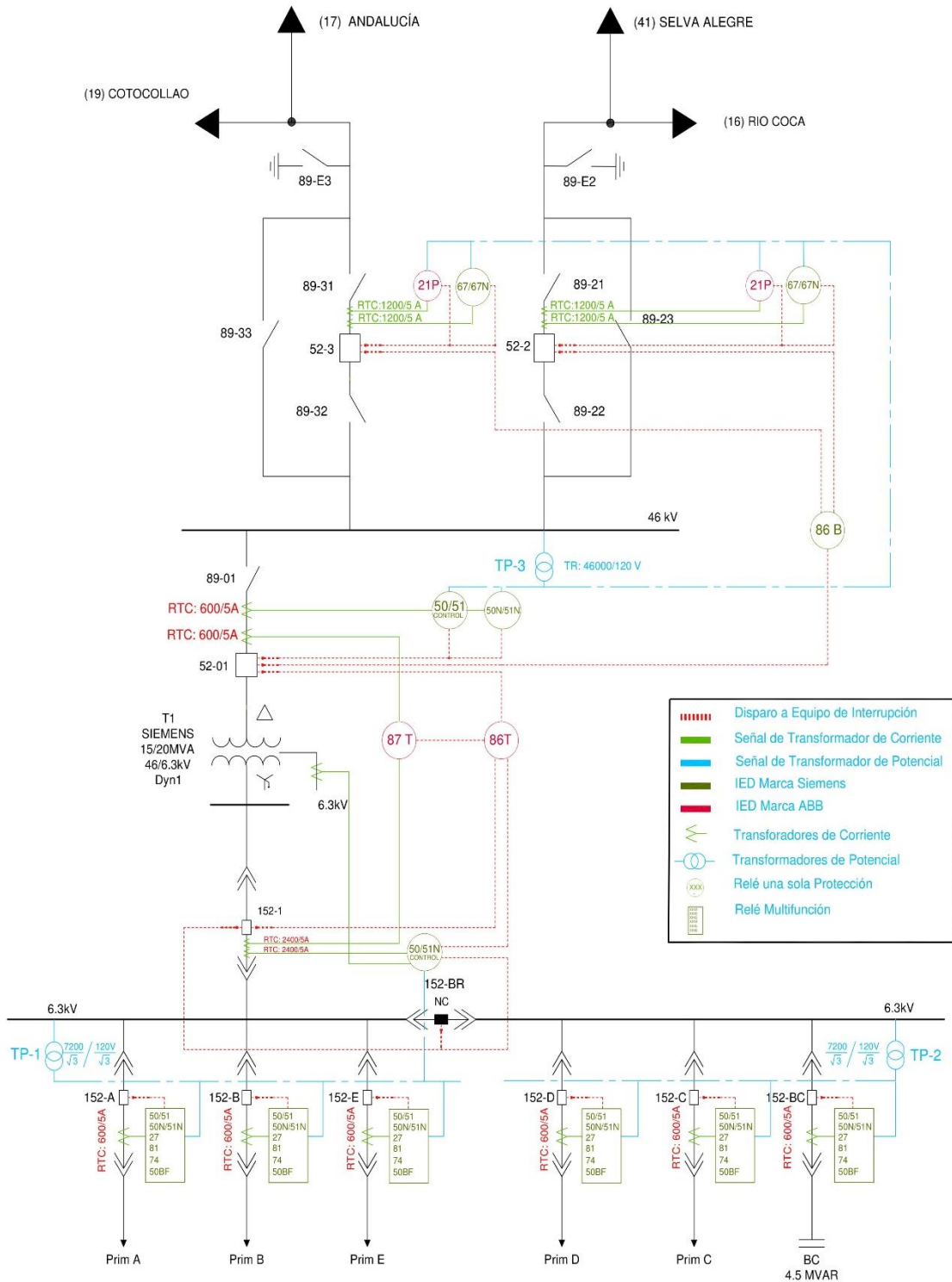
- [24] «L. Corrales. Interfaces de Comunicación Industrial. Departamento de Automatización y Control Industrial. EPN. 2008».
- [25] L. J. Rodríguez-Aragón, «Internet y Teleinformática. Informática Básica. Departamento de Informática, Estadística y Telemática. Universidad Rey Juan Carlos.», p. 8.
- [26] Logicbus S.A., «Que es el protocolo Modbus RTU», 2015. [En línea]. Disponible en: <http://www.logicbus.com.mx/Modbus.php>. [Accedido: 19-oct-2018].
- [27] National Instruments, «Información Detallada sobre el Protocolo Modbus». [En línea]. Disponible en: <http://www.ni.com/white-paper/52134/es/>. [Accedido: 19-oct-2018].
- [28] OPIRON Electronics, «¿Qué es Modbus? Una introducción al protocolo más conocido», jun-2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.opiron.com/2017/06/29/que-es-modbus/>. [Accedido: 19-oct-2018].
- [29] Automatización Industrial Bolivia, «Protocolo industrial de comunicación Modbus», PLC.com.bo, 18-nov-2014.
- [30] J. A. V. Márquez, «Estudio y Pruebas del protocolo de comunicación dnp3.0 sobre TCP/IP para la comunicación entre la Central de Generación Cumbayá de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y el CENACE», p. 187.
- [31] «Triangle MicroWorks.DNP3_Overview. Raleigh, North Carolina». .
- [32] Editora Microbyte Ltda, «Revista Electroindustria - Protocolo DNP3». [En línea]. Disponible en: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1132&edi=60&xit=protocolo-dnp3>. [Accedido: 19-oct-2018].
- [33] H. Santana, D. López & E. Trujillo, «Redes de Comunicación y Automatización de Sistemas de Potencia - Un paso hacia la tecnología de las Redes Inteligentes (Smart Grids)». [En línea]. Disponible en: <https://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/REDES/article/view/6384/7907>. [Accedido: 19-oct-2018].
- [34] ABB, «IEC 60870-5-103 Communication protocol manual.» feb-2011.
- [35] «L. Aragón. Fundamentos de Smart Grids. Sistemas de Automatización de Subestaciones».
- [36] «IEC 60870-5-104 Master Protocol», p. 92.
- [37] Kryon Ingeniería, «IEC61850 - Protocolo de Comunicación en Subestaciones Eléctricas», 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.kryoningeneria.com/scada/iec61850/4/>. [Accedido: 21-oct-2018].
- [38] Kryon Ingeniería, «Puerto RS232 - Descripción de esta Interface de Comunicación», 2014. [En línea]. Disponible en: <http://www.kryoningeneria.com/puerto-rs232/>. [Accedido: 27-oct-2018].
- [39] Brainboxes - Industrial Ethernet IO and Serial, «8 Port RS232 PCI Express Serial Card 25 Pin Connectors - PX-275», 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.brainboxes.com/product/px-275/8-port-rs232-pci-express-serial-card-25-pin-connectors>. [Accedido: 26-dic-2018].
- [40] «Norma física RS-485». [En línea]. Disponible en: <http://www.tmcautomatizacion.com/es/inicio/118-comunicaciones/130-norma-fisica-rs-485.html>. [Accedido: 28-oct-2018].
- [41] «N. Forero. Normas de Comunicación en Serie: RS-232, RS-422 y RS-485. 2012». .
- [42] PHOENIX CONTACT, «Módulo de comunicación - RAD-RS485-IFS - 2702184». [En línea]. Disponible en: <https://www.phoenixcontact.com/online/portal/es?uri=pxc-oc-itemdetail:pid=2702184&library=eses&tab=1>. [Accedido: 26-dic-2018].
- [43] CAVSI, «Puerto Ethernet». [En línea]. Disponible en: <http://www.cavsi.com/preguntasrespuestas/que-es-puerto-ethernet/>. [Accedido: 26-dic-2018].
- [44] G. Stranne, «Objetivos del estándar IEC 61850. Detalles del estándar Pruebas de conformidad y migración», p. 53, 2005.

- [45] International Electrotechnical Commission, «IEC - Smart grid. IEC Standards». [En línea]. Disponible en: <https://www.iec.ch/smartgrid/standards/>. [Accedido: 03-mar-2019].
- [46] «IEEE C37.1-2007 - Estándar IEEE para sistemas de automatización y SCADA». [En línea]. Disponible en: https://standards.ieee.org/standard/C37_1-2007.html. [Accedido: 03-mar-2019].
- [47] «ANSI/IEEE C12.19-2008-Contents and Scope». .
- [48] D. Gonzales, «Nuevas tendencias en la automatización de Subestaciones de Potencia.», Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú, 2008.
- [49] «C. Álvarez & F. Serna. Normativa sobre Redes Inteligentes. CIDET. Colombia. 2012».
- [50] «CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group Smart Grid Reference Architecture. 2012». .
- [51] «TRANSELECTRIC-CELEC EP. Guía de conceptos, características y funciones de automatización de subestaciones y sus componentes». .
- [52] C. N. de O. Schneider Electric, «Agenda Kick Off Meeting. Suministro e Implantación del Sistema SCADA/OMS – MWM/DMS, para las Empresas Eléctricas de Distribución del País.», Quito, KOM_MEER_F2_V05, 2015.
- [53] Empresa Eléctrica Quito S.A, «Información de la Subestación El Bosque.», Quito, nov. 2018.
- [54] SIEMENS, SIPROTEC, «Multi-Functional Protectiv Relays 7SJ61, 7SJ62, 7SJ64», C53000-G1140-C356-2, sep. 2012.
- [55] Schneider Electric, «SAITEL Remote Terminal Unit. User Manual.», dic. 2013.
- [56] Empresa Eléctrica Quito S.A., «SCT de la Subestación El Bosque de la EEQ», Quito, 2018.
- [57] ABB Automation Products AB, «Application manual REL 511», 1MRK 506 109-UEN, jul. 2001.
- [58] ABB, «Manual de usuario de Protección de transformador RET670», 1MRK 504 088-UES, oct. 2010.
- [59] Schneider Electric, «Manual de usuario de PowerLogic ION6200», 70004-0196-10, 2010.
- [60] «IEEE Std 802.3 Standard for Ethernet», IEEE Std 8023-2015 Revis. IEEE Std 8023-2012, pp. 1-4017, mar. 2016.
- [61] V. Cárdenas y J. Cepeda, «Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Master en Energías Renovables», p. 132.
- [62] J. C. P. Aguilar, «Automatización de subestaciones e integración al sistema SCADA», p. 297, 2007.
- [63] MEER, «Contratación del ADMS para Ecuador-Primera Etapa», Quito, SG-269-2012, 2012.
- [64] MEER, «Contratación del ADMS para Ecuador-Segunda Etapa», Quito, SG-373-2014, 2014.
- [65] MEER, «Contratación del ADMS para Ecuador-Tercera Etapa», Quito, SG-408-2016, 2016.
- [66] «CNEL EP. Remuneración mensual por puesto de trabajo».

7. ANEXOS

ANEXO I. Diagrama Unifilar de la Subestación El bosque de la EEQ [53].

ANEXO I



ORDEN DE EMPASTADO



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
Campus Politécnico "J. Rubén Orellana R."

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
DECANATO

ORDEN DE EMPASTADO

De conformidad al Artículo 101 del **REGLAMENTO DE RÉGIMEN ACADÉMICO DE LA ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL** aprobado por Consejo Politécnico en Octubre de 2017 y al **INSTRUCTIVO PARA EL PROCEDIMIENTO DE TRABAJOS DE TITULACIÓN DE LAS CARRERAS DE PRE-GRADO Y PROGRAMAS DE POSGRADO DE LA FIEE**, aprobado por Consejo de Facultad el 24 de enero de 2019 que establece que *"El Decano de la FIEE, remitirá los informes de calificación al Director del Trabajo de Titulación y le solicitará un informe de conformidad en relación a las observaciones planteadas, este informe será presentado al Decano en un plazo no mayor a diez días, quien a su vez emitirá la autorización de impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación o Tesis de Grado."*, una vez verificado el cumplimiento del formato de presentación establecido, autorizo la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por el señor:

JAIME CORNELIO CASTRO VÁZQUEZ

Fecha de autorización: 22 de abril de 2019



M.Sc. Carlos Herrera
Decano

Paola P.