



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MÉRIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

www.bdigital.ula.ve

Manual de configuración para la comunicación de los equipos y dispositivos que permitan la automatización de una sub-estación de distribución en Corpoelec Mérida.

Br. Oswar J. Medina C.

Mérida, Septiembre, 2019

Reconocimiento-No comercial- Compartir igual



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Manual de configuración para la comunicación de los equipos y dispositivos que permitan la automatización de una sub-estación de distribución en Corpoelec Mérida.

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista

Br. Oswar J. Medina C.
Tutor académico: Ing. Oscar Blanco
Asesor: Ing. Néstor Labrador

Mérida, Septiembre, 2019

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Manual de configuración para la comunicación de los equipos y dispositivos que permitan la automatización de una sub-estación de distribución en Corpoelec Mérida.

Br. Oswar J. Medina C.

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

www.bdigital.ula.ve

Prof. Daniela Urriola

Prof. David Quintero.

Prof. Junior Marquina.

AGRADECIMIENTOS

Principalmente quiero agradecer a mis padres Oscar Medina y Luz de Medina que siempre han sido mi apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida. A mi hermano Oscar Medina por aconsejarme en los momentos cruciales y ayudarme cuando lo necesitaba. A Yolimar Ramirez por apoyarme en cada decisión tomada y darme ese empujón que necesitaba para seguir adelante. A mis amigos Luis Velasco, Daniel Contreras, Julio Bustamante, Anthony Montero, Nohelia Castro y David Ramirez por hacer que cada día fuera distintito dentro y fuera del aula de clases.

Por ultimo quiero agradecerles a todas las personas que formaron parte del desarrollo de este trabajo de grado. A mi tutor el profesor Oscar Blanco quien me ayudo desde un principio en mi formación académica y posteriormente enseñándome como aplicar los conocimientos adquiridos a lo largo de mi carrera universitaria. Al Ing. Nestor Labrador, Ing. Andres Guevara, Ing. Carlos Barrios, Ing. Diego Izarra y al resto del personal de CORPOELEC Mérida por estar siempre a la disposición de brindarme sus conocimientos en las áreas de especialidad de cada uno.

Muchas gracias a todas las personas que están aquí nombradas.

Oswar J. Medina C. Manual de configuración para la comunicación de los equipos y dispositivos que permitan la automatización de una sub-estación de distribución en Corpoelec Mérida.. Universidad de Los Andes. Tutor(es): Ing. Oscar Blanco. 22 de Octubre del año 2019

Resumen

El presente trabajo de grado estudia la puesta en funcionamiento el sistema SCADA Mirage con el equipo RTU-194, cumpliendo con los requerimientos de conexión y compatibilidad, en un ambiente controlado, así, como estudiar el standard IEC-61850 para la automatización de sub-estaciones y se usa como referencia los IEDs instalados en la sub-estación 5 Águilas, para establecer los protocolos de comunicación a configurar. Como primera etapa se comienza la elaboración en un manual de procedimientos para lograr la configuración de comunicación.

Descriptores: manual de procedimientos, sub-estación, protocolo de comunicación, automatización, sistema SCADA MIRAGE, RTU - 194.

ÍNDICE GENERAL

APROBACIÓN.....	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
INTRODUCCIÓN.....	2
CAPÍTULO 1.....	3
1.1 EL PROBLEMA	3
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	4
1.3 OBJETIVOS.....	5
1.3.1 Objetivo General	5
1.3.2 Objetivos Específicos.....	5
1.4 METODOLOGÍA.....	5
1.5 ANTECEDENTES.....	6
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	8
2.1 SUB-ESTACIONES ELECTRICAS.....	8
2.1.1 Concepto	8
2.1.2 Clasificación de las sub-estaciones eléctricas	8
2.1.3 Componentes Principales de las Sub-estaciones Eléctricas	10
2.2 AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUB-ESTACIÓN.....	15
2.2.1 Dispositivo Electrónico Inteligente o IED	15
2.2.2 Protocolo de comunicación	15
2.2.3 Sistema SCADA	16
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA SCADA MIRAGE.....	23
2.3.1 SCADA MIRAGE	25
2.3.2 RTU-194	29
2.3.3 Equipos de campo.....	32
2.3.4 Medios de comunicación	32
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DEL ESTÁNDAR IEC 61850	34
3.1 DEFINICIÓN.....	34

3.2	OBJETIVOS Y BENEFICIOS	34
3.3	ESTRUCTURA Y CONTENIDO DEL ESTÁNDAR IEC 61850	35
3.4	NODO LÓGICO	38
3.4.1	Funciones comunes de los nodos lógicos.....	40
3.5	LENGUAJE DE DESCRIPCIÓN DE CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIONES.....	41
3.6	Mensaje GOOSE.....	43
3.7	PROTOCOLO DNP 3.0	44
3.8	PROTOCOLO IEC 60870-5-101/104.....	45
3.9	COMPARACIÓN DEL PROTOCOLO IEC-61850 CON DNP 3.0, IEC 60870-5-101/104	45
CAPÍTULO 4: PROCEDIMIENTO DE CONFIGURACIÓN PARA LA COMUNICACIÓN DE LOS EQUIPOS Y DISPOSITIVOS QUE PERMITAN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUB-ESTACIÓN		
4.1	INTRODUCCIÓN	47
4.2	MANUAL PARA LA CONFIGURACIÓN DE COMUNICACIÓN ENTRE LOS EQUIPOS Y DISPOSITIVOS EXISTENTES EN UNA SUB-ESTACIÓN....	49
4.2.1	Visita a la Sub-estación	49
4.2.2	Configuración de la Comunicación del RTU-194.....	50
4.2.3	Configuración de la Comunicación del sistema SCADA MIRAGE.....	73
CAPÍTULO 5: ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES ELÉCTRICOS Y ESTUDIO DE LA SUB-ESTACIÓN 5 AGUILAS BLANCAS.....		
5.1	ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES.....	85
5.1.1	Leyenda Teórica o Tabla de Convenciones.....	86
5.1.2	Diagrama Unifilar Eléctrico Subestación El Bosque	86
5.1.3	Diagrama Unifilar Eléctrico Subestación Los Frailes.....	88
5.1.4	Diagrama Unifilar Eléctrico Subestación 5 Águilas.....	89
CONCLUSIONES		93
RECOMENDACIONES		96
REFERENCIAS		97
ANEXO 1.....		100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Interconexión del sistema eléctrico nacional y ubicación de las sub-estaciones. [5]	9
Figura 2. Vista de perfil de un seccionador trifásico. [6].	13
Figura 3. Reconectador con sus elementos de control. [7].	14
Figura 4. Representación de las capas del modelo ISO/OSI. [13].	19
Figura 5. Comparación a nivel de capa entre el modelo ISO/OSI y el protocolo TCP/IP. [16].	23
Figura 6. Niveles de automatización de una Sub-estación Eléctrica.[17].	24
Figura 7. Diagrama de conexión para la automatización de una sub-estación usando el SCADA MIRAGE y la RTU-194. (Fuente: Elaboración propia).	25
Figura 8. Esquema de funcionamiento normal del sistema SCADA MIRAGE. [18].	26
Figura 9. Esquema de funcionamiento normal del sistema SCADA MIRAGE. [18].	27
Figura 10. Esquema de funcionamientos por módulos del sistema RTUQM. [20].	31
Figura 11. Representación gráfica del concepto de LN y sus enlaces. [21].	39
Figura 12. Ejemplo de las funciones de los NL en los PD. [21]	40
Figura 13. Estructura del protocolo DNP 3.0. [22].	44
Figura 14. IEDs de los reconectadores, ubicados en la sub-estación 5 Águilas Blancas.	48
Figura 15. Configuración de conexión entre el Administrador RTUQM y RTU. [20]	51
Figura 16. Barra descriptiva de la comunicación entre el Administrador y RTU. [20].	52
Figura 17. Ventana de documentos de configuración. [20].	52
Figura 18. Interfaz gráfica del Explorador RTU. [20].	53
Figura 19. Interfaz gráfica Consola RTU con una configuración ya preestablecida. [20].	54
Figura 20. Administrador del Servidor 104, donde se explican el uso de lámparas para conocer los estados de dichos Servidores. [25].	74
Figura 21. Parámetros de la configuración general. [25].	75
Figura 22. Panel de configuración general de la carpeta RTU. [25].	76
Figura 23. Interfaz gráfica en la configuración de enlace del protocolo con la RTU. [25].	77
Figura 24. Interfaz gráfica en la configuración de aplicación del protocolo con la RTU. [25].	80

Figura 25. Interfaz gráfica en la configuración de puntos del protocolo con la RTU. [25].	
.....	80
Figura 26. Ventana emergente para agregar y configurar los puntos del protocolo con la RTU. [25].	
.....	81
Figura 27. Interfaz gráfica, de la carpeta de Datos Externos con los parámetros a configurar (Fuente: Elaboración propia).	
.....	83
Figura 28. Leyenda con los símbolos utilizados para elaborar los diagramas. (Fuente: Elaboración propia).	
.....	86
Figura 29. Diagrama de la sub-estación El Bosque (Fuente: Elaboración propia).	
.....	87
Figura 30. Diagrama de la sub-estación Los Frailes (Fuente: Elaboración propia).	
.....	88
Figura 31. Diagrama de la sub-estación 5 Águilas (Fuente: Elaboración propia).	
.....	89
Figura 32. Arquitectura de comunicación de la sub-estación 5 Águilas (Fuente: Elaboración propia).	
.....	90

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estructura y contenido del estándar IEC 61850. (Fuente: Elaboración propia)	36
Tabla 2. Estructura y contenido del estándar IEC 61850 (cont.). (Fuente: Elaboración propia)	37
Tabla 3. Estructura y contenido del estándar IEC 61850 (cont.). (Fuente: Elaboración propia)	38
Tabla 4. Comparación entre los protocolos IEC-64850, DNP 3.0, IEC 60870-5-101/104. (Fuente: Elaboración propia)	46
Tabla 5. Sección [Global]. [23].	56
Tabla 6. Sección [General]. [23].	57
Tabla 7. Sección [General] (cont.). [23].	57
Tabla 8. Sección [CanalSerial]. [23].	58
Tabla 9. Sección [CanalUDP]. [23].	58
Tabla 10. Sección [DevXX]. [23].	59
Tabla 11. Sección [DevXX] (cont.). [23].	60
Tabla 12. Sección [CanalSerialDevXX]. [23].	61
Tabla 13. Sección [CanalUDPDevXX]. [23].	62
Tabla 14. Sección [CanalTCPDevXX]. [23].	62
Tabla 15. Sección [Puntos]. [23].	62
Tabla 16. Sección [Puntos] (cont.). [23].	63
Tabla 17. Sección [Global]. [24].	65
Tabla 18. Sección [Global]. [24].	65
Tabla 19. Sección [Global] (cont.). [24].	66
Tabla 20. Sección [Comunicación]. [24].	66
Tabla 21. Sección [Comunicación] (cont.). [24].	67
Tabla 22. Sección [CanalPrimSerial]. [24].	67
Tabla 23. Sección [CanalPrimSerial] (cont.). [24].	68
Tabla 24. Sección [CanalPrimUDP]. [24].	68
Tabla 25. Sección [Enlace]. [24].	68
Tabla 26. Sección [Enlace] (cont.). [24].	69
Tabla 27. Sección [Aplicación]. [24].	70
Tabla 28. Sección [Aplicación] (cont.). [24].	71

Tabla 29. Sección [Puntos]. [24].	71
Tabla 30. Sección [Puntos] (cont.). [24].	72
Tabla 31. Parámetros adicionales. [24].	72
Tabla 32. Configuración general. [25].	75
Tabla 33. Configuración general de la carpeta RTU. [25].	76
Tabla 34. Configuración de enlace del protocolo con la RTU. [25].	77
Tabla 35. Configuración de enlace del protocolo con la RTU (cont.). [25].	78
Tabla 36. Parámetros de configuración de la capa aplicación del protocolo con la RTU. [25].	78
Tabla 37. Parámetros de configuración de la capa aplicación del protocolo con la RTU (cont.). [25].	79
Tabla 38. Leyenda de la arquitectura de comunicación de la sub-estación 5 Águilas. (Fuente: Elaboración propia).	91

www.bdigital.ula.ve

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico nacional está conformado por etapas que empiezan desde la generación hasta el consumo de energía eléctrica en industrias, establecimientos comerciales y hogares, es importante resaltar de este sistema las sub-estaciones eléctricas, estas son las encargadas de transformar, regenerar, controlar y distribuir la energía eléctrica.

CORPOELEC (Corporación Eléctrica Nacional) en el estado Mérida, es el ente responsable del sistema de potencia del estado.

En el estado Mérida existen sub-estaciones de transmisión que a su vez son de distribución, por los niveles de tensiones que manejan, estas cuentan con operadores en el sitio las veinticuatro horas del día en todo el año, encargados de las maniobras en caso de falla o mantenimiento en los equipos, estas también son llamadas sub-estaciones atendidas, por otra parte, existen sub-estaciones únicamente de distribución donde no tienen personal instalación física a toda hora, en caso de una falla o mantenimiento el personal se dirige al sitio donde se encuentra la sub-estación y hacer las maniobras deseadas, a estas se les da el nombre de sub-estaciones no asistidas.

Las sub-estaciones no asistidas de CORPOELEC en el estado Mérida cuentan con equipos de control y mando automatizados que se operan de forma local teniendo que trasladar el personal al sitio para la realización de cualquier operación.

En la actualidad la automatización de las sub-estaciones es una realidad, es por ende que CORPOELEC ha decidido comenzar la automatización de las sub-estaciones no asistidas, puesto que permite el control y supervisión de manera remota de dichas instalaciones, para esto el personal del área de Automatización de la empresa ha propuesto conocer los protocolos de comunicación, conexión y compatibilidad entre los equipos.

Para lograr la automatización deseada en una sub-estación, se tiene que monitorear y controlar los IEDs y RTUs, por medio de un sistema que lo permita, como lo es un sistema SCADA, para ello se debe conocer los protocolos de comunicación propietarios (SIEMENS, ABB, SCHNEIDER, etc.) o abiertos que son usados por diferentes fabricantes (Modbus, DNP 3.0, IEC60870-5-101, IEC60870-5-104, IEC61850, etc.), así lograr la conexión entre los equipos y el SCADA.

El presente trabajo de grado estudia la puesta en funcionamiento el sistema SCADA Mirage con el equipo RTU-194, cumpliendo con los requerimientos de conexión y compatibilidad, en un ambiente controlado, así, como estudiar el standard IEC-61850 para la automatización de sub-estaciones.

Este trabajo de grado cuenta con la siguiente estructura, el capítulo 1, se define, cual es el problema a tratar, justificación, objetivo general, objetivos específicos, metodología y antecedentes. El capítulo 2 es el marco teórico, en donde se definen aquellos conceptos generales para el entendimiento del trabajo de grado. En el capítulo 3 se desarrolla la primera etapa del trabajo, en el cual se presenta la investigación realizada a la norma IEC-61850, se analizan sus características más resaltantes, se elabora un resumen de los protocolos IEC-60870-5-101/104, DNP 3.0 y por último se realiza una comparación entre éstos. En el capítulo 4 se establecen los pasos a seguir para la configuración de comunicación entre el equipo de campo o IED, RTU-194 y el sistema SCADA MIRAGE. En el capítulo 5 se dibuja en el programa computacional las sub-estaciones seleccionadas que pueden ser consideradas para la prueba piloto de automatización.

CAPÍTULO 1

PROBLEMA

1.1 EL PROBLEMA

Al avanzar las nuevas tecnologías en el ámbito eléctrico, las sub-estaciones eléctricas empezaron a verse afectadas por nuevos cambios, modificando principalmente los equipos que están dentro de la instalación como reconectores, transformadores, interruptores, entre otros, y así poder, facilitar el control de alarmas, protocolos de mantenimiento y seguridad en las sub-estaciones.

Cuando los equipos existentes en las sub-estaciones empiezan a modificarse, surge el término de Dispositivos Electrónicos Inteligentes, también conocidos como IED (*Intelligent Electronic Device*), dichos dispositivos son configurados con algún protocolo de comunicación, para ahora ser manejados por un operador en una sala de mando a través de un sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos o sistema SCADA (*Supervisory, Control and Data Acquisition*) y una Interfaz Humano - Máquina, conocido por sus siglas en inglés HMI (*Human - Machine Interface*), de esta manera dando paso a la automatización en las sub-estaciones.

Para lograr el control sobre los equipos en las sub-estaciones se debe realizar la conexión entre estos y el sistema SCADA, en muchos casos se debe usar una Unidad Terminal Remota o RTU (*Remote Terminal Unit*), para la transmisión de información.

En la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) del estado Mérida, desde hace años se proyecta la idea de automatizar las sub-estaciones no atendidas, al surgir la necesidad de conocer el estatus de la instalación en tiempo real, para tomar acciones de manera inmediata.

En la actualidad, CORPOELEC – Mérida cuenta con los equipos necesarios para la supervisión, el control y la adquisición de datos de algunas de las sub-estaciones, encontrándose instalados parte de los equipos y otros por instalar, pero, la información que la institución posee no está de manera organizada y adecuada para lograr la configuración del equipo de adquisición y transmisión de datos RTU-194 y el sistema que permite la visualización, control y también adquisición de datos por el SCADA MIRAGE, para obtener la comunicación entre ambos, por ende se debe conocer las características entre los equipos de campo, el equipo remoto y el sistema.

CORPOELEC es propietario del equipo RTU-194 (junto con el sistema RTUQM el cual es el sistema de aplicaciones de software para la gestión de la RTU), junto con el sistema SCADA MIRAGE ambos fabricados por la compañía CONTROLES S.A.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En los últimos años se han realizado avances de nuevas tecnologías para abarcar las distintas necesidades que ha tenido la humanidad; el área eléctrica no es la excepción, con el crecimiento de la población en las diferentes ciudades, ha aumentado el requerimiento de más sub-estaciones eléctricas en áreas estratégicas y que así la energía eléctrica llegue a más usuarios, compensar dicho crecimiento poblacional y su requerimiento eléctrico conlleva a que estas instalaciones vayan creciendo, por lo tanto surge la necesidad de la automatización en esta área, para así aprovechar mejor los equipos a la hora de manejarlos, observar una posible falla, poder realizar protocolos de mantenimiento, conocer el estatus en tiempo real de los equipos, entre otras aplicaciones.

Una subestación es una instalación determinada a establecer los niveles de tensión deseados para la distribución o transmisión de energía eléctrica, en dicha instalación existen transformadores, interruptores, condensadores, entre otros equipos. Estos trabajando interconectados entre sí y siendo manipulados a través de un centro de control de mando hacen posible el funcionamiento de la sub-estación.

Cuando la sub-estación se encuentra en un área distinta a su centro de mando es necesario el uso de RTU que se define como un dispositivo que obtiene datos, los descifra en un formato y

transmite los datos de nuevo a una Unidad Terminal Maestra (MTU) también conocida como módulo de adquisición de datos, para luego ser mostrado al usuario por la interfaz humano-maquina.

La automatización de una sub-estación, permite la actualización de tecnologías dentro de dicha instalación, mejorando el control sobre los equipos, elevando el tiempo de respuesta a una posible falla, aumentando el monitoreo a sub-estaciones no atendidas en donde no hay personal a toda hora.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Elaborar un manual de procedimientos que permita la configuración de los equipos necesarios para la automatización una sub-estación de distribución de Corpoelec Mérida a través del sistema SCADA MIRAGE.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar la norma IEC 61850 para la automatización de sub-estaciones.
- Describir los equipo instalados en una sub-estación de distribución de CORPOELEC Mérida que permitan su automatización desde una ubicación remota.
- Explicar la RTU-194 y el sistema SCADA MIRAGE existentes en Corpoelec Mérida, para la automatización remota de las sub-estaciones.
- Plantear la adecuada configuración de los equipos que permitan la automatización de una sub-estación utilizando el sistema SCADA MIRAGE.
- Elaborar los mímicos para el HMI de las sub-estaciones faltantes en Corpoelec Mérida, del sistema SCADA MIRAGE instalado en la sala de control principal.

1.4 METODOLOGÍA

El presente trabajo se enmarca en una investigación descriptiva y bibliográfica, en la que se va a elaborar un manual de procedimientos que permita la configuración del dispositivo RTU – 194 junto con el sistema SCADA MIRAGE, para así lograr la comunicación entre ambos, permitiendo así la automatización de los equipos en campo. Como primer paso se debe hacer

una recolección de información sobre los equipos que se encuentren en una sub-estación no atendida del estado Mérida. Posterior a esto, se debe leer los manuales de los equipos existentes en la sub-estación, del RTU 194 y el sistema SCADA MIRAGE. Luego con los conocimientos adquiridos se realizará el manual para la configuración y obtener la comunicación entre los equipos de automatización. Luego, se procede hacer los mímicos faltantes de las sub-estaciones cargadas en el HMI del SCADA MIRAGE.

Por último se realizará la redacción y presentación de toda la experiencia realizada.

1.5 ANTECEDENTES

En [1] se realiza el diseño de un simulador basado en un sistema de automatización para sub-estaciones eléctricas, este trabajo se centra en las nuevas tendencias en el área de la automatización creando y utilizando una maqueta de panel mímico, un controlador lógico programable, un computador de ingeniería, una unidad de adquisición de datos, etc. Se representa una configuración de barra principal con barra de transferencia donde se manejarían niveles de tensión 230 kV, usando como protocolo de comunicación entre los equipos el descrito en el standard IEC-61850. Al tomarse las consideraciones de la sub-estación prototipo, simulando y monitoreando algunas señales que se pueden presentar en el campo de trabajo, ya se puede realizar una ampliación de dicha simulación, añadiendo más señales y así poder usarlo para la capacitación de nuevo personal en el área, por otra parte al desarrollar dicha simulación se puede pensar en la escalabilidad del sistema de la sub-estación modelada.

Por otra parte en [2] se trabaja en la automatización de una sub-estación eléctrica utilizando el protocolo IEC-61850 y el ICCP para el envío de datos. Se describe paso a paso como es la configuración de los equipos de patio para su comunicación con el protocolo IEC-61850, luego realiza una conversión de protocolos para la comunicación entre los equipos de patio y el sistema SCADA, por ultimo este realiza el envío de datos hacia un ente regulador de la sub-estación por medio del protocolo ICCP. Entre las conclusiones se destaca, que los protocolos IEC-61850 y ICCP pueden trabajar en un mismo servidor, teniendo en cuenta las configuraciones de servicios de Windows, por otra parte ambos tienen un tiempo de respuesta óptimo para la comunicación con el sistema SCADA y el ente regulador, respectivamente, la interoperabilidad entre los

dispositivos con el protocolo IEC-61850 y la integración con el sistema SCADA, no son afectados por la operación de cada una de estas integraciones.

En [3], se realiza la simulación de automatización de una sub-estación de distribución, la propuesta consiste en el cambio de una sub-estación controlada por personal realizando maniobras en patio, por el mismo personal realizando maniobras en una sala de operación. Se toman en cuenta parámetros para la automatización de una sub-estación como tamaño de la sub-estación, equipos ya instalados en la misma, que sistema SCADA será factible utilizar, etc. Finalmente se realizan las pruebas al sistema SCADA, detallando los equipos automatizados, cuáles eran sus especificaciones y alarmas en el momento de alguna falla. Se detalla el funcionamiento de la simulación para que el mismo pueda ser utilizado por cualquier operador del sistema, simulando maniobras para las fallas eléctricas comunes que ocurren dentro de una sub-estación.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 SUB-ESTACIONES ELECTRICAS

2.1.1 Concepto

Según [4], una sub-estación eléctrica, es parte del sistema de generación, transmisión y distribución eléctrica, donde la tensión es transformada de baja a alta tensión y viceversa. La potencia eléctrica habrá de fluir a través de varias sub-estaciones desde las centrales generadoras hasta los consumidores finales, sufriendo varios cambios en su nivel de tensión.

En la actualidad las sub-estaciones no solo tienen como función el aumentar o reducir los niveles de tensión, también se pueden considerar como nodos, donde distribuyen la energía eléctrica a diferentes zonas por circuitos, en estas instalaciones se permite la medición constante de diversos parámetros eléctricos, como lo son, voltajes, corrientes, potencia, etc.

2.1.2 Clasificación de las sub-estaciones eléctricas

Para [4], las sub-estaciones se clasifican de la siguiente manera:

- Sub-estación de Transmisión: Conecta dos o más líneas de transmisión. Las sub-estaciones poseen interruptores de potencia que conectan o desconectan las redes en condiciones de falla o mantenimiento. Una sub-estación de transmisión puede estar equipada con transformadores que convierten la tensión a dos niveles diferentes de transmisión o distribución. En la figura 1, se muestra cómo está conformada la interconexión de sistema eléctrico nacional y la posición de las sub-estaciones de transmisión dentro de Venezuela, estas manejan niveles de tensión de 765 kV, 400 kV,

- 230 kV, 115 kV y 34,5 kV. Estas sub-estaciones están siempre atendidas por operadores de turno, encargados del manejo de los equipos instalados, por lo tanto también son llamadas sub-estaciones atendidas.
- Sub-estación de Distribución Primaria: Transfiere potencia eléctrica del sistema de transmisión al sistema de distribución de un área específica. Por factores económicos y de seguridad, las sub-estaciones de distribución en gran parte de Venezuela reducen la tensión de transmisión al nivel de 13,8 kV, otras de las funciones de este tipo de sub-estaciones, es aislar fallas que ocurran dentro del sistema de distribución o el sistema de transmisión. Estas no siempre cuentan con un operador en la instalación, cuando esto ocurre se les da el nombre de sub-estaciones no atendidas.
- Sub-estación de Conmutación: Se caracteriza por no tener transformadores, por lo tanto, opera a una sola tensión de transmisión. Esta tiene como función la conexión y maniobra entre dos o más circuitos, por ende, las sub-estación de conmutación se utilizan como nodos para la distribución de energía eléctrica del sistema

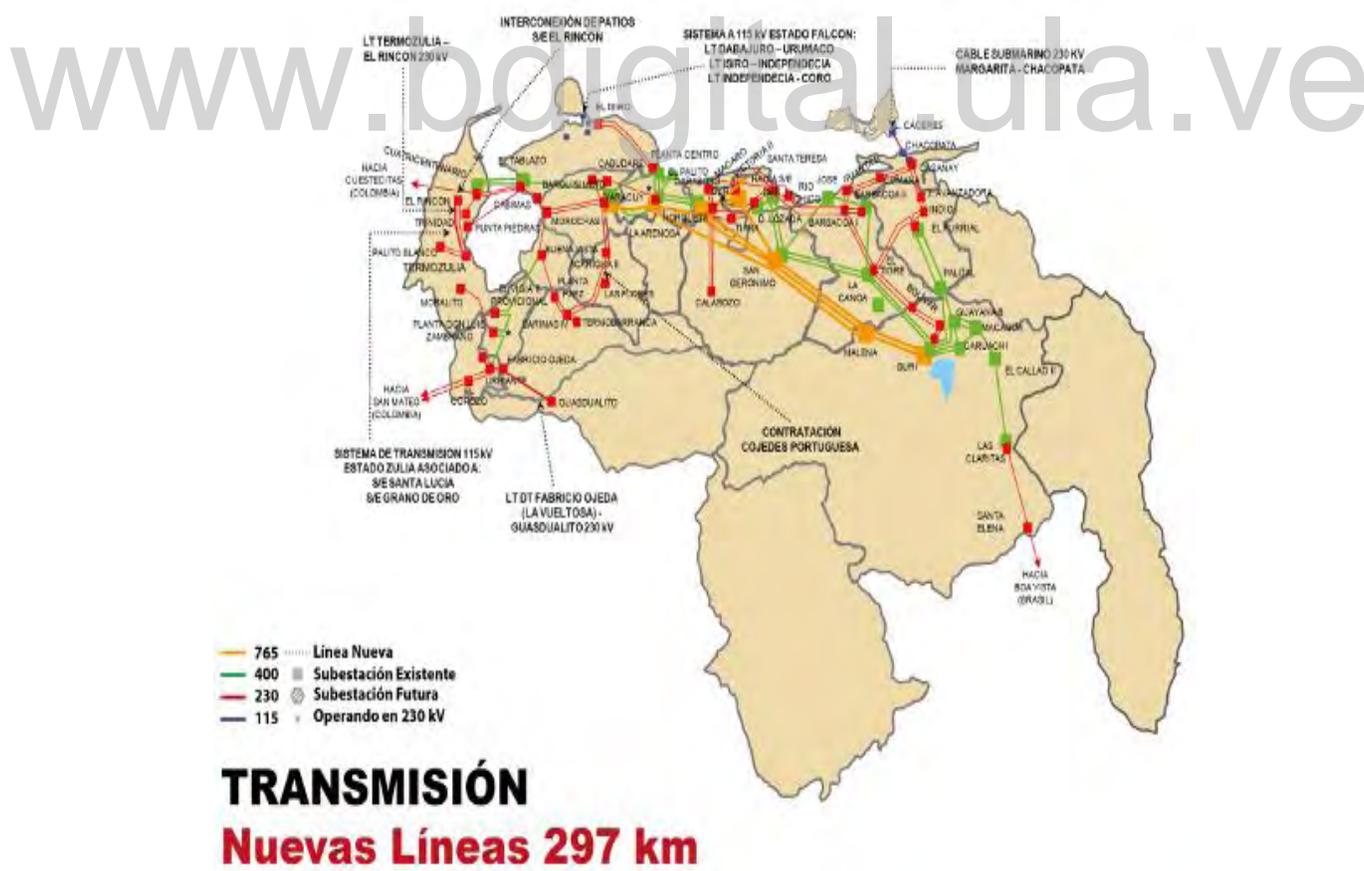


Figura 1. Interconexión del sistema eléctrico nacional y ubicación de las sub-estaciones. [5]

2.1.3 Componentes Principales de las Sub-estaciones Eléctricas

Se ha establecido que las sub-estaciones eléctricas son estaciones de transformación y distribución de la energía eléctrica. Para que las sub-estaciones puedan cumplir las funciones antes mencionadas, en [4] se describen una serie de equipos, dispositivos y sistemas, los cuales son:

- Transformadores de potencia.
- Autotransformadores de potencia.
- Sistema de Juegos de barras.
- Interruptores de potencia o disyuntores.
- Seccionadores eléctricos.
- Reconectores.
- Aisladores eléctricos.

Entre los equipos antes mencionados se definirán los siguientes:

Transformadores de potencia:

Existen dos tipos principales:

- Transformadores principales de las unidades generadoras: están encargados de elevar la tensión desde el nivel de generación hasta el nivel de transmisión requerido.
- Transformadores de distribución primaria: su función principal es disminuir el nivel de tensión de transmisión al nivel requerido en distribución primaria.

Autotransformadores de potencia:

Es un transformador especial construido con un único devanado enrollado en torno a un núcleo magnético, el autotransformador debe tener tres puntos de derivación, de allí crear los terminales de alta y baja tensión.

De este tipo de transformador podemos tener las siguientes ventajas: menor tamaño, costo y corriente magnetizante, obteniendo un mejor rendimiento. Entre las desventajas se tiene la

interconexión entre los circuitos de alta y baja tensión dado que al producirse una falla de cortocircuito en el devanado de alta, el devanado de baja estaría sometido a una tensión peligrosa que podría causar daños severos, otra desventaja sería la corriente de cortocircuito, puesto que el devanado es de menor calibre al momento de esta falla la corriente no es capaz de encontrar una alta impedancia en los devanados del autotransformador.

Sistema de juegos de barras:

En las sub-estaciones se utilizan diferentes tipos de arreglos de barras para conectar y hacer una buena distribución de los circuitos principales. Entre las conexiones más utilizadas tenemos:

- Juego de barras sencillo: Se utiliza en sistemas de media y baja potencia, en donde se permite dejar sin energía cierto circuito por un tiempo determinado.
- Juego de barras doble: Consta de dos barras donde cada uno de los circuitos puede conectarse a cada una de las barras de manera independiente.
- Juego de barras principal y de transferencia: Consiste en una barra principal energizada y una barra de transferencia, la cual permanece en espera, en caso que se requiera transferir carga a esta. Este sistema es utilizado porque facilita el mantenimiento en la barra principal y los disyuntores conectados a la misma.
- Juego de barras triples: Es utilizado en sub-estaciones de muy alta potencia, consta de dos juegos de barras principales y un juego de barra de transferencia. Permite gran flexibilidad en labores de mantenimiento.
- Juego de barras en anillo: El diseño es considerado un juego de barras intermedio entre simple y el doble, tomando en consideración los costos y la continuidad del servicio. Algunas de las ventajas son, la falla de un disyuntor del anillo no interrumpe la continuidad del servicio, se puede aislar una porción de la barra para fines de inspección y mantenimiento, entre sus desventajas tenemos, si se desconectan dos disyuntores consecutivos podría dejar fuera de servicio más de una línea, el sistema de medición y protección es más complejo, etc.
- Juego de barras doble anillo con arreglo de disyuntor y medio: Consta de dos juegos de barras principales, estas en condiciones normales de operación están energizadas, por

cada dos circuitos convergentes existen 3 disyuntores, por ende serian un disyuntor y medio por cada alimentador.

Interruptores de potencia o disyuntores:

Son equipos diseñados y construidos para que sean capaces de interrumpir o conectar circuitos eléctricos, en condición de carga. Puede ejecutar su acción bajo condiciones de falla en cortocircuito.

En estos equipos al momento de iniciarse la interrupción o el cierre, se forma entre los contactos del mismo un arco cuya magnitud depende de la tensión de operación del interruptor, de la potencia transmitida y de la distancia entre dichos contactos, por lo tanto para interruptores de alta potencia es necesario alguna técnica para disminuir el arco y así poder evitar el deterioro de los contactos.

Los interruptores de potencia según su tecnología se pueden clasificar en:

- Interruptores al vacío: Estos son hechos para proteger los circuitos de media y alta tensión en fallas como cortocircuitos y aterrizajes. Dos contactos eléctricos están encerrados en una cápsula en vacío. Uno de los contactos es fijo mientras el otro es móvil.
- Interruptores en aceite: Tiene sus contactos sumergidos en un depósito de aceite dieléctrico similar a los utilizados en un transformador eléctrico. Estos dispositivos cuentan con disparo automático, mayormente utilizado en exterior. Los interruptores en aceite pueden ser operados por medio de un mecanismo neumático o por un mecanismo de resorte y motor accionado por una bobina solenoide de corriente continua.
- Interruptores de Hexafluoruro de Azufre (SF₆): Se denominan de esta manera por el uso del gas hexafluoruro de azufre para extinguir el arco eléctrico en el interruptor. El uso de este garantiza una larga vida eléctrica del interruptor automático, puesto que el gas

actúa rápidamente disipando el calor, de esta manera reduce el aumento de la temperatura en el equipo.

Seccionador:

Es un equipo utilizado para conectar y desconectar diferentes partes de una instalación eléctrica, sea para realizar maniobras de operación o darles mantenimiento. Estos dispositivos pueden abrir circuitos en condición de tensión nominal pero no en condición de carga, característica que los diferencia de los interruptores, por ende al momento de abrir un seccionador se debe primero abrir el interruptor. En la figura 2 se muestra como es un seccionador en una sub-estación.

Estos dispositivos se pueden clasificar en:

- Seccionador de barra.
- Seccionador de línea.



Figura 2. Vista de perfil de un seccionador trifásico. [6].

Reconectador:

Son dispositivos diseñados para abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo condiciones normales de operación o de falla, este equipo realiza la reconexión automática del circuito, si la falla se

mantiene por un largo periodo, el reconectador permanecerá abierto de manera definitiva, puesto que ya pasó el número de ciclos programados de apertura y cierre. En la figura 3 se muestra como es la conexión y el montaje de un reconectador trifásico con su controlador en un poste de alta tensión.

Existen dos tipos de reconectadores:

- Reconectador de control hidráulico (KF y KFE): Estos son interruptores trifásicos, que controlan la corriente de línea y temporiza su operación de apertura por cada fase de manera independiente, estos dispositivos cumplen con funciones como controlar el disparo, el tiempo de reenganche y el número de operaciones.
- Reconectador de control electrónico: Son la nueva generación de equipos, proporcionan la confiabilidad de nuevos materiales y la tecnología para redes aéreas. Estos comprenden un interruptor al vacío y un mecanismo actuador que se encuentra dentro de un tanque de aluminio sellado, donde el tanque se llena con gas SF₆, con la finalidad de proporcionar un buen aislamiento y un entorno controlado para los componentes eléctricos y mecánicos.

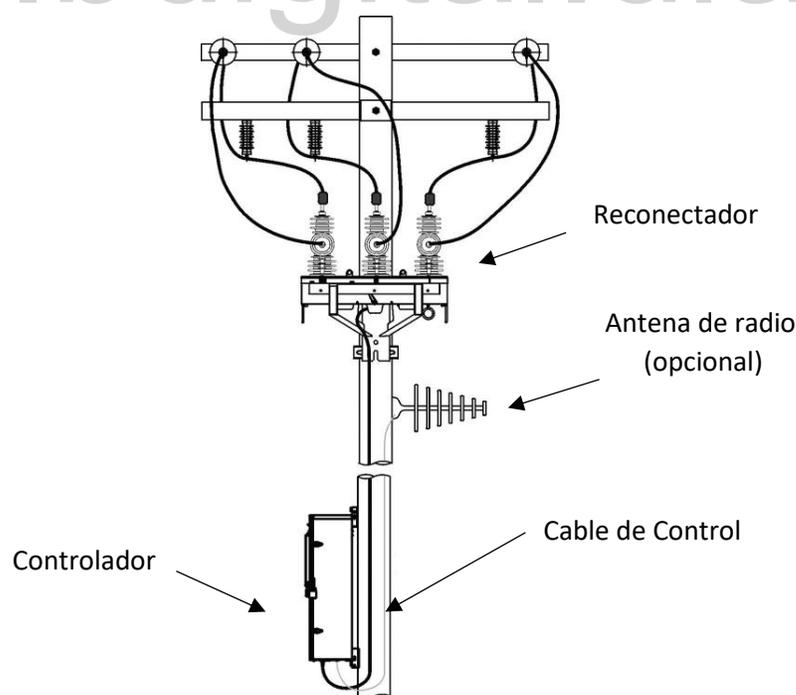


Figura 3. Reconectador con sus elementos de control. [7].

Aisladores Eléctricos

Las líneas áreas, por lo general son conductores desnudos, es decir, sin recubrimiento. Por ende, es necesario emplear un elemento que sirva de soporte a estas líneas y posea buenas propiedades dieléctricas, aislando la energía eléctrica de los postes, torres u otros elementos que se encuentren cerca de las mismas.

Los aisladores eléctricos tienen como función principal evitar el paso de corriente eléctrica a la estructura de soporte y así evitando alguna falla en el sistema de distribución o transmisión.

Los equipos que se definieron anteriormente son necesarios para el funcionamiento de una sub-estación, pero no todos son automatizables, es decir, el poder realizar una acción de control remota sobre los dispositivos en campo, las unidades que son controlables con prioridad son los interruptores, seccionadores y reconectores, que son dispositivos de apertura y cierre, con estas acciones podemos, sacar de servicio una línea, una sub-estación, entrar una barra de transferencia cuando se necesite algún mantenimiento, aislar alguna falla, entre otras acciones.

2.2 AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUB-ESTACIÓN

2.2.1 Dispositivo Electrónico Inteligente o IED

Llamado IED por sus siglas en inglés *Intelligent Electronic Device*, o por su traducción en español Dispositivo Electrónico Inteligente (DEI). Según [8], es cualquier dispositivo que tenga incorporado uno o más procesadores con la capacidad de recibir o enviar información de control desde o para una fuente externa, por ejemplo, controladores, medidores multifuncionales electrónicos, etc.

2.2.2 Protocolo de comunicación

En [9], se define como el conjunto de reglas que determina el comportamiento de la unidad funcional para lograr la comunicación, esta se establece entre dos o más dispositivos conectados en una misma red.

Es una parte fundamental en la automatización puesto que logra la integración del sistema SCADA, es decir, luego de haber configurado los equipos, configurado el software del SCADA y seleccionado el medio de comunicación, se procede a escoger el protocolo que sea compatible entre los equipos y cumpla con las exigencias requeridas.

En [10] se definen dos tipos de protocolos de comunicación según el estándar de diseño usado, los siguientes son:

- Protocolos propietarios: Son aquellos diseñados para trabajar exclusivamente con determinadas marcas de equipos, por ejemplo, SIEMENS, ABB, SCHNEIDER, etc. Como principal desventaja es que obliga al usuario a solo usar una marca en los distintos equipos eléctricos.
- Protocolos abiertos: Son los protocolos diseñados para operar indistintamente cual fuera la marca de los equipos a integrar, algunos ejemplos de estos protocolos son, Modbus, IEC61850, OPC, DNP 3.0, la familia IEC 60870-5, etc.

2.2.3 Sistema SCADA

SCADA es el acrónimo para *Supervisory Control And Data Acquisition*, en español se conoce como Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Para [11] es una aplicación de software diseñada con la finalidad de controlar y supervisar datos a distancia., estas se basan en adquirir los datos de procesos remotos.

Estos sistemas hacen uso de computadoras y tecnologías de comunicación para automatizar el monitorio y control de los procesos. Son importantes porque pueden obtener información de varias fuentes de manera rápida y precisa, para ser presentados a los operadores de una manera amigable.

La información debe atravesar por los siguientes sucesos hasta llegar al operador:

- El fenómeno físico, es la variable que se desea medir, en caso de una sub-estación puede ser, potencia, voltaje, frecuencia, etc.
- Los sensores o transductores, convierten las variaciones del fenómeno físico en señales eléctricas proporcionales.

- La función de los acondicionadores de señales, es referenciar esas señales eléctricas a una misma escala.
- La señal ya acondicionada se convierte en un valor digital equivalente, por lo general esto se hace usando un circuito de conversión analógica/digital.
- El computador almacena la información, esta es utilizada para su análisis y toma de decisiones, simultáneamente esta información es mostrada al usuario del sistema en tiempo real
- El usuario por medio del ordenador realiza una acción sobre el proceso, esta se convierte en una señal que es procesada por la salida de control, la cual se comunicará con el dispositivo deseado y ejecutar dicha acción.

Según [11] un sistema SCADA posee las siguientes funciones:

- Procesamiento de datos.
- Visualización gráfica dinámica.
- Generación de reportes.
- Representación de señales de alarma.
- Almacenamiento de información histórica.
- Programación de eventos.

Un sistema SCADA debe contener lo siguiente:

Interfaz Humano – Máquina (HMI)

También conocido como *Human – Machine Interface*, es el entorno visual que permite al sistema interactuar con el usuario, este sistema está adaptado al proceso que se desea visualizar y controlar. Esta interfaz posee los mímicos que se asemejan a los equipos utilizados directamente en el proceso, estos previamente instalados, programas y vinculados.

El HMI no solo permite controlar el proceso, muchas veces permite realizar el análisis de gráficos, cronogramas, alarmas, es decir, el manejo de información en tiempo real de lo que sucede y de los equipos instalados.

Unidad Terminal Maestra (MTU)

MTU son las siglas en inglés de *Master Terminal Unit*, su traducción en español es Unidad Terminal Maestra, es un sistema electrónico de computación que adquiere, procesa y envía toda la información procedente de las RTUs para ejercer un control remoto. Entre las funciones principales de la MTU se tiene, la adquisición de datos guardar la información obtenida en una base de datos, para ser mostrados en forma de gráficos al operador, procesamiento de alarmas, control, visualización, informes, seguridad, administración de la red, mantenimiento del sistema espejo, también se conoce como sistema de respaldo, administración de la base de datos, aplicaciones especiales.

Unidad Terminal Remota (RTU)

RTU por sus siglas en inglés *Remote Terminal Unit*, conocida también como Unidad Terminal Remota, son dispositivos basados en microprocesadores, ubicado en una localidad remota en donde obtiene los datos de los equipos para procesarlos y ser enviados a la MTU.

La RTU se conecta al equipo físicamente, permitiendo leer los datos de estado como abierto/cerrado, puede leer medidas de voltajes, corrientes, potencia, etc. A su vez puede enviar señales de control como apertura o cierre de algún dispositivo entre otras.

Este equipo es capaz de ejecutar programas simples y autónomos, sin la necesidad o participación de la MTU del sistema SCADA, con la finalidad de poseer cierta redundancia al sistema.

Las RTUs incorporan el tipo de protocolo de comunicación disponible, números de puertos, el tamaño de la memoria, interfaz de comunicación (RS232, RS485, Ethernet, Modbus, etc.), un software de configuración del equipo.

Las RTU difiere de un Controlador Lógico Programable (PLC), en que éstas manejan múltiples señales con tiempo de repuesta es en milisegundos, lo que lo hace más adecuada para los sistemas SCADA del sector eléctrico, donde la telemetría opera en salas de control que se encuentran en áreas distantes, en cambio, los PLC's son más adecuados en un control local, por ejemplo, en líneas de producción concentradas den una misma ubicación geográfica.

Sistemas de Comunicación

Para [11], es el sistema encargado de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones, hasta el lugar donde se supervisa y controla el proceso. A estos sistemas lo conforman los transmisores, receptores y medios de transmisión.

En [12], se establece que la comunicación es un requisito previo para los sistemas distribuidos, estos sistemas pueden definirse como un grupo de sistemas informáticos individuales que aparecen al usuario como un único sistema coherente. La naturaleza espacial, de un espacio industrial, una planta de procesamiento y de una red eléctrica se usa a menudo como una guía para el diseño y distribución de los sistemas de automatización. Aunque en estos procesos se utilicen los conceptos básicos para la comunicación entre los equipos, los sistemas de comunicación se deben enfocar en el área relacionada, haciendo el software y hardware de manera altamente especializada.



Figura 4. Representación de las capas del modelo ISO/OSI. [13].

Los sistemas de comunicación son posibles por una estructura de capas, llamada modelo ISO/OSI, modelo que fue desarrollado a finales de 1970 por la *International Organization for Standardization* como el estándar ISO 7498, se diseñó de tal manera que no se dificultara la definición de los protocolos de comunicación desarrollados garantizando que operaran correctamente. Se debe destacar que el nombre OSI proviene de *Open System Interconnection* (Interconexión de Sistemas Abiertos).

El modelo ISO/OSI está representado por 7 capas, posicionadas de manera jerárquica como se muestra en la figura 4, cada una de estas capas posee una subfunción específica y remite información a la capa superior si es necesario, el conjunto de todas las subfunciones representan una función específica a la red.

Para que exista comunicación entre dos o más puntos, se debe establecer un medio de transmisión de información, por este medio los datos deben llegar sin errores al receptor o receptores.

Según [12], para la transmisión de datos digitales, existen tres medios dominantes:

- Enlaces por cables: Esta basado en la propagación de ondas electromagnéticas, esta es usada para trasladar datos desde un punto a otro, la información es codificada en pequeños pulsos o el cambio rápido en la modulación de la onda (amplitud, frecuencia y fase).
- Enlaces ópticos: La fibra óptica posee dos elementos claves, el núcleo y el revestimiento. El núcleo es la parte inerte de la fibra, a través de cual se guía la luz. El revestimiento lo rodea completamente. El índice de refracción del núcleo es más alto que el del revestimiento, por lo tanto, la luz en el núcleo golpea el límite con el revestimiento en un ángulo de visión, limitado en el núcleo. Resaltando que la comunicación por el medio óptico es la más rápida hasta los momentos.
- Enlaces inalámbricos: Aunque el enlace inalámbrico posee muchas ventajas con respecto a la movilidad, la lista de obstáculos técnicos que se tienen que tomar a consideración son imprescindibles, como la distancia, interferencias, condiciones de clima, etc. Para lograr un enlace de buena calidad, se necesitan márgenes de seguridad

y formato de modulación adecuados. Se debe resaltar que un enlace de este tipo no se garantiza una transmisión 100 % perfecta.

La comunicación de un conjunto de equipos interconectados por los medios antes mencionados, cumpliendo o tomando como referencia el modelo ISO/OSI para prestar servicios de transmisión de información entre puntos ubicados en localidades distintas, a todo este conjunto anteriormente descrito se le llama red de comunicación.

En [14], se definen dos tipos de redes según su tecnología de transmisión

- Difusión (*Broadcast*): Solo posee un canal de comunicación compartida por todas las maquina en la red, los paquetes que son enviados por una máquina son recibidos por todas las demás, dentro del paquete existe un campo con la dirección a donde se indica a quien va destinado.
- Punto a punto: Los equipos están conectados por pares unos a otros, para ir del de la fuente al receptor un paquete debe pasar por una o varias máquinas intermedias.

Se debe destacar como una regla general, que en redes pequeñas geográficamente se tienden a usar redes broadcast mientras que en redes más grandes se suele usar redes punto a punto.

Para [14] también se define los tipos de redes según su escala:

- Redes de Área Local o LAN (*Local Area Network*): Estas son redes de propiedad privada con pocos niveles de extensión, sea un edificio, campus, dentro de una sub-estación eléctrica, etc. Estas son utilizadas para conectar equipos con el objetivo de compartir recursos e intercambiar información. Las redes LAN son restringidas en tamaño, simplificando su diseño y administración, su tecnología consiste en un cable simple donde todas las máquinas están conectadas, teniendo una velocidad de transmisión que puede variar entre 10 Mbps a 10 Gbps. Existen varias topologías de redes LAN, tipo BUS, tipo estrella, tipo anillo y tipo árbol.
- Redes de Área Metropolitana o MAN (*Metropolitan Area Network*): Son una versión más grande de una red LAN normalmente se utiliza la misma tecnología. Estas abarcan grupos de oficinas corporativas o una ciudad, pueden ser privadas o públicas, son capaces de soportar datos y voz.

- Redes de Áreas Mundiales o WAN (*World Area Network*): Estas redes cubren un área geográficamente grande como un país o un continente, están encargadas de interconectar redes más pequeñas como LAN's o MAN's a través de enrutadores o pasarelas, Las redes WAN utilizan diversas tecnologías como, ATM, FRAME RELAY, PON, GPON, etc.

Para las redes LAN, es bastante utilizada la tecnología Ethernet, que se define según [11], como una tecnología de redes de área local que transmite información entre equipos a una velocidad de 10 Mbps (Ethernet), 100 Mbps (Fast Ethernet), 1 Gbps (Gigabit Ethernet) o 10 Gigabit Ethernet. Los medios cableados que soportan las diferentes velocidades son:

- 10 Mbps: Coaxial grueso, coaxial delgado, par trenzado y fibra óptica.
- 100 Mbps: Par trenzado y fibra óptica.
- 1000 Mbps: Par trenzado y fibra óptica.
- 10 GigaBit Ethernet: Fibra óptica.

Dentro de lo que son los sistemas de comunicación cabe destacar lo que es el protocolo TCP/IP (TCP es *Transmission Control Protocol* e IP es *Internet Protocol*), para [15], son un grupo de protocolos abiertos desarrollados que permiten a los computadores compartir recursos a través de la red. Se diseña tomando en consideración la existencia de muchas redes interconectadas por medio de *gateways*.

Entre sus características se tiene que son protocolos estándares abiertos, son independientes y pueden recorrer cualquier del tipo de red, posee esquema de direccionamiento único, permitiendo a cualquier equipo que sea compatible con los protocolos TCP/IP posean una dirección única en la red.

En la figura 5, se muestra como el protocolo TCP/IP no encaja completamente en el sistema ISO/OSI, pero posee una estructura similar de capas, donde la información pasa de la capa inferior a la superior cuando esta es recibida de la red y cuando esta es enviada la comunicación es de la capa superior a la inferior. Al igual que en el sistema ISO/OSI en los protocolos TCP/IP, cada capa cumple una subfunción específica haciendo que el conjunto de estas realiza la función del protocolo.

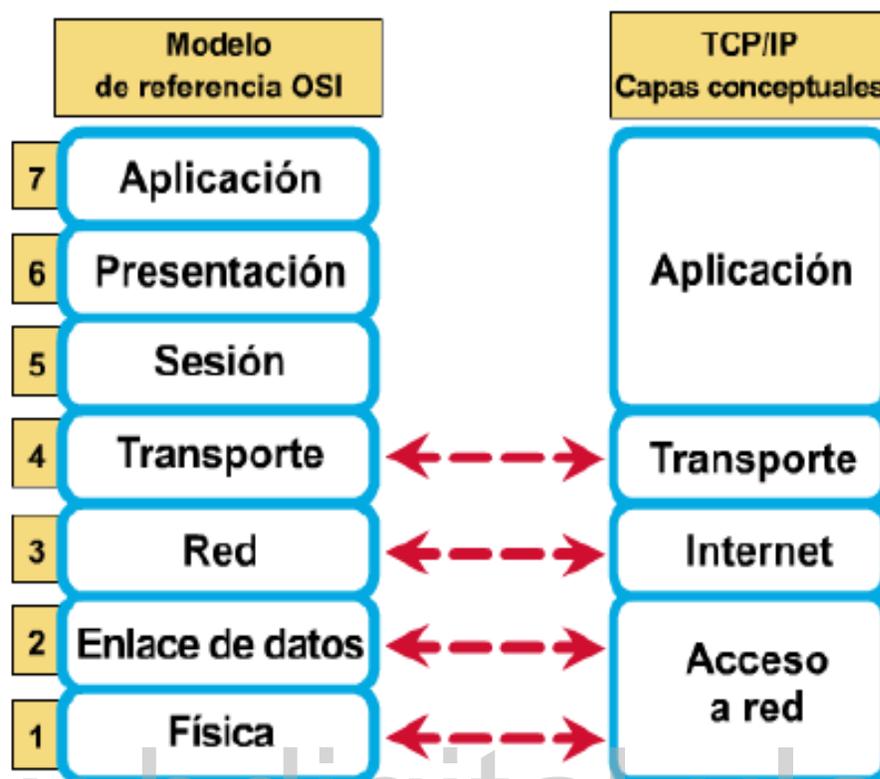


Figura 5. Comparación a nivel de capa entre el modelo ISO/OSI y el protocolo TCP/IP. [16].

2.3 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA SCADA MIRAGE

Para la automatización de las sub-estaciones existen 4 niveles, como se muestra en forma de pirámide en la figura 6.

En el primer nivel se encuentran los equipos de patio, reconectores, interruptores, seccionadores, etc. Son los equipos electromecánicos que están en contacto directo con el proceso que se desean controlar.

En el segundo nivel están los IEDs, dispositivos controladores de los equipos de patio, desde estos se pueden realizar maniobras de emergencia en caso que los niveles superiores fallen, la mayoría realiza conversión de señales para poder ser interpretada y enviada mediante protocolos de comunicación.



Figura 6. Niveles de automatización de una Sub-estación Eléctrica.[17].

En el tercer nivel están los PLC, GATEWAY y RTU, dispositivos que se encargan de enviar los datos obtenidos al nivel superior; cabe destacar que alguno de estos dispositivos también pueden realizar cierto control en los IED.

En el cuarto nivel, se tiene el sistema SCADA con su interfaz gráfica (HMI), a diferencia de los niveles inferiores este se puede encontrar en un lugar remoto a la sub-estación, llamado centro de control. Este nivel encargado de adquirir, supervisar y controlar los parámetros deseados, de una o varias sub-estaciones.

El sistema SCADA MIRAGE se puede describir de la siguiente manera:

En la figura 7 se muestra el diagrama de conexión entre los equipos de campo y el sistema SCADA MIRAGE, utilizando la RTU-194.

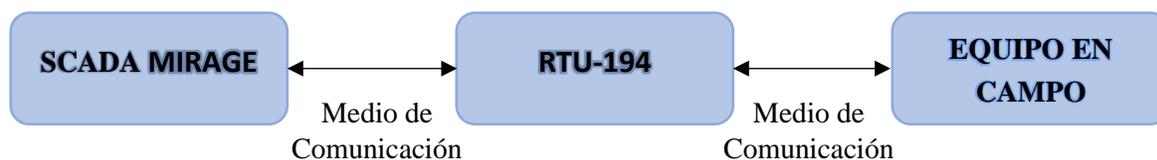


Figura 7. Diagrama de conexión para la automatización de una sub-estación usando el SCADA MIRAGE y la RTU-194. (Fuente: Elaboración propia).

2.3.1 SCADA MIRAGE

Según [18] es un sistema MMI/SCADA (*Man-Machine Interface / Supervisory Control And Data Acquisition*) que permite crear y ejecutar interfaces interactivas para realizar tareas de control, supervisión y adquisición de datos de unidades remotas (RTU).

El sistema SCADA MIRAGE contiene una serie de servidores de comunicación, cada servidor tiene la capacidad de recibir información de unidades remotas y enviar dicha información utilizando el protocolo de comunicación TCP/IP al servidor SCADA. Por otra parte cada servidor del sistema MIRAGE se comunica con el SCADA usando un protocolo propio del mismo sistema MIRAGE

En el presente trabajo de grado se escoge utilizar el sistema SCADA MIRAGE, ya que la empresa CORPOELEC cuenta con este para el control, supervisión y adquisición de datos de las sub-estaciones del estado Mérida.

El sistema SCADA MIRAGE, es un sistema modular, puede ser diseñado para ser extensible e independiente del hardware a automatizar. Para [18], el sistema puede tener dos formas de funcionamientos o arquitecturas:

Funcionamiento Normal.

Este modo de funcionamiento corresponde a la arquitectura de componentes básicos del SCADA. En la figura 8 se muestra el esquema de la arquitectura normal del sistema MIRAGE.

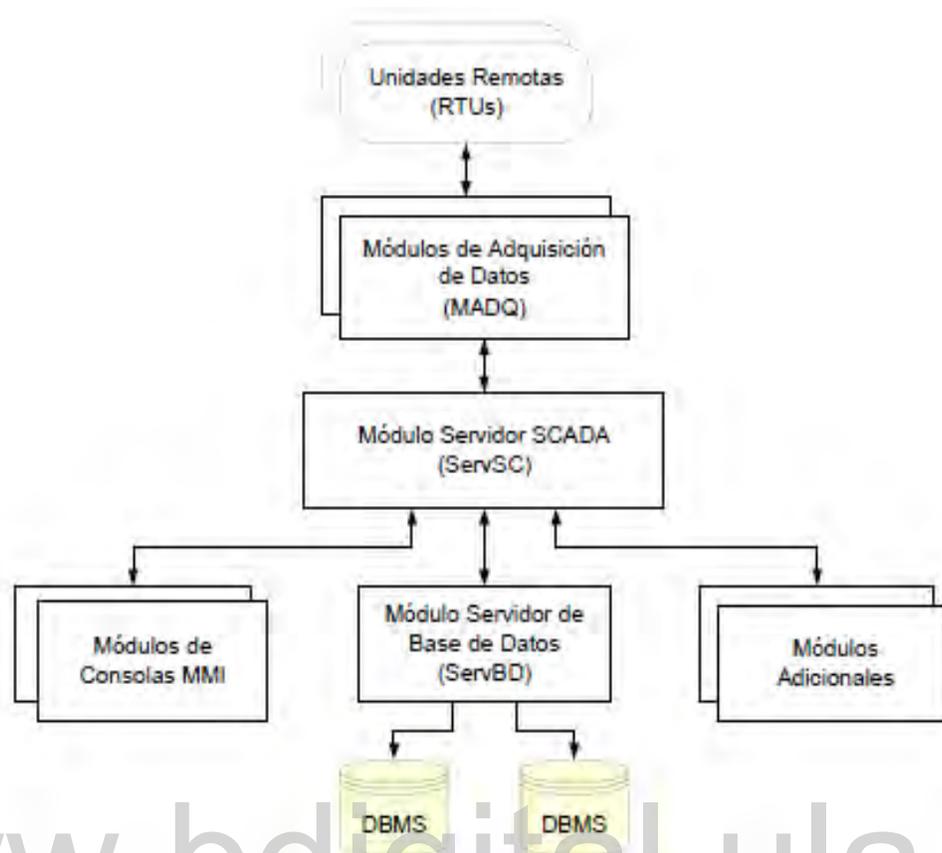


Figura 8. Esquema de funcionamiento normal del sistema SCADA MIRAGE. [18].

El núcleo del sistema es el módulo Servidor SCADA (ServSC), este se encarga de recibir la información proveniente de la sub-estación por medio de los distintos Módulos de Adquisición de Datos (MADQ) para procesarla y hacerla disponible al cliente. Los clientes principales son los módulos Consolas MMI, estos proporcionan una interfaz gráfica con el operador, permitiendo a este realizar maniobras sobre los componentes de la sub-estación y conocer el estado de los mismos. Otro cliente sería el módulo Servidor de Base de Datos (ServBD), este permite almacenar en base de datos el estado del sistema y las acciones de los operadores. La comunicación entre los distintos módulos se realiza a través de enlaces TCP/IP, por ende, el sistema es independiente de la distribución física de los distintos componentes.

Funcionamiento con Duplicación

Este funcionamiento consiste, en duplicar los módulos centrales de forma que ante una posible falla o interrupción, otro módulo asuma el trabajo del que se encuentra fuera de servicio. El

cambio a módulo de respaldo debe entrar de manera automática, es decir, que no sea necesario la intervención del operador y no se pierda la información.

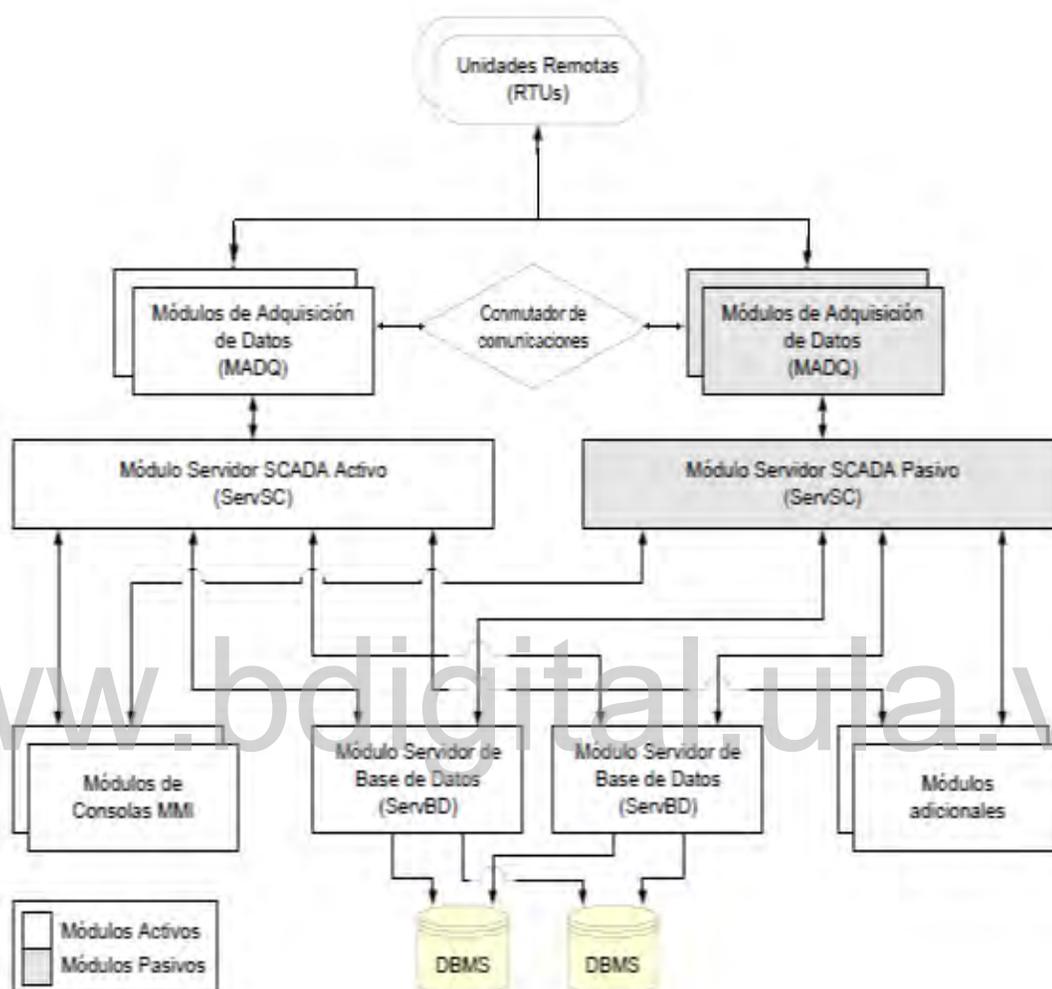


Figura 9. Esquema de funcionamiento normal del sistema SCADA MIRAGE. [18].

Este mecanismo de duplicado se basa en mantener ambos Servidores SCADA sincronizados, funcionando en equipos distintos, pero teniendo ambos la misma configuración y una copia idéntica del estado actual del sistema. En la figura 9 se muestra la arquitectura de este tipo de funcionamiento.

En este funcionamiento existen servidores activos y pasivos, estos solo pueden estar en uno de los dos estados posibles, pasivo o activo. El servidor activo es está conectado con el hardware de comunicaciones, a través de sus servidores de adquisición de datos y el que determina el

estado del sistema. El servidor pasivo está realizando copia de los estados y recibiendo todos los cambios del activo. Se determina cual es el servidor activo por el conmutador de comunicaciones, este recibe las señales del Servidor HS que a su vez toma la información del Servidor SCADA, determinando en qué estado se encuentra cada uno y según la lógica decide cual estará activo. En caso de que este sistema fallara existe un conmutador manual la cual el operador puede escoger que servidor será el activo.

Como se muestra en las figuras 8 y 9, el SCADA MIRAGE está compuesto por diferentes módulos, cada uno encargado de diferentes tareas. El Servidor SCADA es el módulo central del sistema MIRAGE, es el responsable de recibir la información proveniente de la sub-estación a través de los distintos módulos de adquisición de datos (servidores de comunicaciones), procesarla y hacerla disponible a sus clientes, permitiéndoles a la vez operar sobre la planta y el sistema.

Los servidores de comunicaciones del sistema MIRAGE, constituyen una interfaz entre las unidades remotas (RTU) y el servidor SCADA. Cada servidor de comunicaciones tiene la capacidad de recibir información de las RTUs y enviarla por medio de TCP/IP al servidor SCADA.

El módulo Servidor de Base de Datos (ServBD) permite almacenar en bases de datos los eventos y estados en las variables de los servidores SCADA, para esto el servidor se conecta a los servidores SCADA como un cliente más para, recibir los eventos generados y los estados de todas las variables especificadas en un archivo de configuración.

Al utilizar este módulo se logra independizar al Servidor SCADA de los Sistemas de Bases de Datos (DBMS), por lo tanto se libera de la sobrecarga de procesamiento asociada a la iteración de dichos sistemas.

El Módulo de Consolas MMI (*Man-Machine Interface*) del Sistema SCADA MIRAGE, es el encargado de mostrar al operador de manera gráfica e interactiva, los eventos y alarmas que están pasando en la sub-estación en el instante que ocurre dicho fenómeno, por medio de este

módulo el usuario es capaz de controlar parámetros deseados de la instalación, así realizar maniobras de rutina o de emergencia.

El Sistema de Respaldo *Host-Standby* del sistema SCADA MIRAGE permite que dos sistemas SCADA con sus *drivers* de comunicaciones asociados funcionen como un par coordinado de manera que uno de ellos funcione en modo activo comunicándose con los dispositivos remotos y manteniendo actualizados a sus clientes, el otro funciona en modo pasivo tomando el rol activo si el mismo falla.

2.3.2 RTU-194

En [19], se describe la RTU-194 como un dispositivo electrónico diseñado para cumplir la función como controlador de bahía en una estación de transformación como parte de un sistema de control local o remoto.

Tiene como funciones:

- Relevar, mantener actualizados y fechar estados digitales junto con valores de medida analógicos sobre entradas cableadas.
- Emitir comandos digitales hacia el centro de control.
- Mostrar el estado relevado y permitir ejecutar comandos desde una consola local de operación.
- Comunicar el estado y permitir comandos desde niveles superiores a través de diferentes protocolos de comunicaciones.
- Reemplazar información desde equipos esclavos mediante protocolos de comunicación.
- Sincronizar tiempos con niveles superiores, GPS o IRIG-B.
- Almacenar información durante periodos de fallo de comunicaciones.
- Verificar su funcionamiento interno reportando fallas a niveles superiores.
- Gestionar las comunicaciones con los niveles superiores.

El dispositivo cuenta:

- 40-80 entradas digitales, 10-20 salidas digitales y 4-8 entradas analógicas.

- 2 puertos ethernet RJ45 tipo 100BASE-TX, 4-8 serial RS232.
- 1 puerto de entrada para señal IRIG-B 002 o IRIG-B 003 (señal TTL demodulada).
- Interfaz de operación, con un display, teclado con 6 pulsadores, selección de mando local/distancia con 2 leds de señalización y 8 leds de estado configurables por el usuario.
- Como alimentación posee una fuente universal 85 a 250 Vcc y 90 a 250 Vca.

RTUQM

En [20] se define el sistema RTUQM, como un sistema de aplicaciones de software para la configuración y administración de las unidades remotas RTU-194. El mismo contiene las siguientes características y funciones:

- Sistema operativo de tiempo real para tareas críticas, QNX.
- Posee una estructura modular y flexible como se observa en la figura (AGREGAR)
- Amplia capacidad de comunicaciones.
- Posibilidad de agregar funciones por el usuario
- Administración sencilla.
- Resolución de 1 ms en la marca de tiempo de las entradas digitales.
- RTU virtual.
- Multiprotocolo esclavo, puede comunicarse con cada centro de control por un protocolo distinto.
- Multiprotocolo master, puede comunicarse con cada IED con un protocolo distinto.
- Gateway o nodo de comunicación.
- Calidad de PLC, el usuario puede desarrollar e incorporar funciones no previstas o específicas.
- Administración y configuración remota vía ethernet y TCP/IP.

De la figura 10 se definen las funciones de los siguientes módulos:

- Módulo Consola y Supervisor, MCONRQ: Encargado de accionar al resto de los módulos con los parámetros de configuración seleccionados, supervisar el funcionamiento del resto de los módulos y generar acciones de restablecimiento del

sistema en caso que alguno de los sistemas falle, fijar la hora de la RTU, aceptar conexiones del módulo administrador (PRCMQR) que corre en un computador externo, supervisa su propio funcionamiento interno y lleva un registro de errores.

- Módulo de Base de Datos, MBDRQ: Encargada de gestionar la base de datos de tiempo real con el estado de puntos de entrada y salida del sistema.
- Módulo de Sincronización de Tiempo: Soporta diversos métodos de sincronización como un GPS serial con pulso de sincronismo, señal IRIG-B, usando un protocolo, por red ethernet desde un servidor NTP o por IEEE 1588 v2.

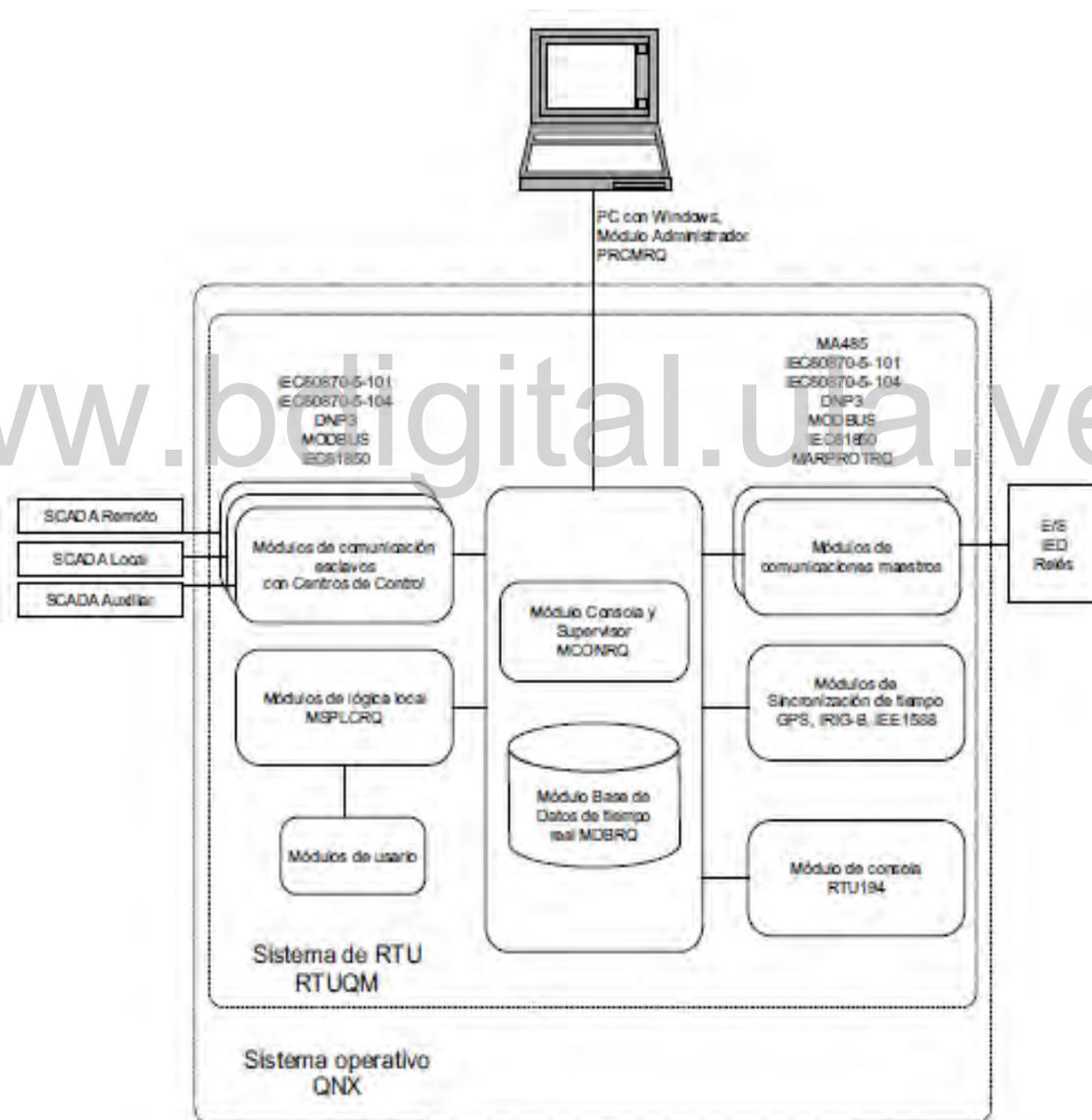


Figura 10. Esquema de funcionamiento por módulos del sistema RTUQM. [20].

- **Módulo de Administración, PRCMRQ:** Permite la administración local o remota de todos los módulos del sistema RTUQM incluyendo su supervisión y configuración. Este corre en un computador externo con un sistema operativo Windows, se comunica con la consola RTU mediante un enlace serial o mediante TCP/IP.
- **Módulos de Comunicaciones Esclavos (Servidores):** Son los módulos encargados de la comunicación con el centro de control usando protocolos abiertos.
- **Módulo de Comunicaciones Maestros (Clientes):** Son los módulos encargados de la comunicación con los equipos existentes en la sub-estación.

2.3.3 Equipos de campo

Los dispositivos que se encuentran en una sub-estación, deben ser compatibles con ciertas características para ser automatizados, por ejemplo, con algún protocolo de comunicación sea abierto o propietario, poseer una interfaz gráfica, un software de configuración, etc. Entre los equipos se pueden encontrar reconectores, seccionadores e interruptores. Aunque en la instalación se pueden tener varios medidores que de igual manera pueden aportar información al sistema SCADA, de voltajes, corrientes, potencia y frecuencia. Todo esto para conocer en detalle el estado de la sub-estación.

2.3.4 Medios de comunicación

Debe existir un medio de comunicación entre los distintos dispositivos con la finalidad de transmitir información a diferentes puntos, este envío de datos es necesario para la automatización de los equipos y así podrían ser controlados de manera remota o local. En el caso de las sub-estaciones, la comunicación ocurre de manera bilateral, logrando controlar un dispositivo desde el centro de mando.

Los medios de comunicación pueden ser distintos, dependiendo de los dispositivos que se desean interconectar, por ejemplo, en algunos casos para conectar un IED con la RTU o una MTU, si el dispositivo electrónico inteligente está ubicado en un ambiente con alta interferencia electromagnética como una sub-estación de transmisión, es recomendable usar cableado de fibra óptica, en caso de ser una sub-estación con menor interferencia, se puede usar cableado STP o FTP.

Otro factor que se debe tener en cuenta a la hora de escoger el medio de comunicación es la velocidad que se desea transmitir la información, en caso que la sub-estación se encuentre en una ubicación diferente a su centro de control, los datos pueden ser enviados por microondas o fibra óptica.

Dependiendo de los tipos de puerto que posea el dispositivo, la comunicación puede ser de tipo serial (RS232 o RS485) o ethernet (par trenzado o fibra óptica).

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DEL ESTÁNDAR IEC 61850

3.1 DEFINICIÓN

Es un estándar internacional para la comunicación, los requerimientos físicos, mantenimiento y operación entre los equipos de protección, control y medida en el área de automatización de una sub-estación eléctrica. En el anexo 1 el profesor Stephen realiza un resumen donde como la normativa desarrollada por CADAFE es la usada por CORPOELEC en este caso se trata de la clasificación de sub-estaciones, se debe destacar que esas normas no han sido actualizadas para la fecha desde el siglo pasado.

El estándar IEC-61850 Redes y Sistemas de Comunicación en Sub-estaciones (*Communication Networks and Systems in Substation*), nace de la necesidad de unificar los distintos protocolos existentes tanto abiertos (IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, DNP, etc.) como protocolos propietarios para la automatización de sub-estaciones eléctricas de esta manera consiguiendo que los equipos puedan estar interconectados o ser sustituidos sin importar cuál sea el fabricante, dejando atrás la dependencia de una sola marca. Para el año 1994 el IEC – TC57 (*International Electrotechnical Commission - Technical Committee 57*), propone la estandarización en la comunicación en sistemas de automatización de sub-estaciones. En el año 2003 EPRI, la IEEE, la IEC, colaboradores de diferentes fabricantes y especialistas presentan en conjunto la primera edición de la norma IEC-61850.

3.2 OBJETIVOS Y BENEFICIOS

En el estándar IEC 61850 se establece que debe existir interoperabilidad entre los diferentes fabricantes, esto ha sido una necesidad que ha surgido en las sub-estaciones y se solventa con

la aplicación del estándar, en este caso, la interoperabilidad es la habilidad de los IED's de operar en la misma red o ruta de comunicación compartiendo información y comandos.

La intercambiabilidad debe estar presente, garantizando la habilidad de remplazar un IED por otro de diferente fabricante, sin la necesidad de hacer cambios en ningún elemento del sistema.

El objetivo del IEC-61850 es crear un estándar de comunicación que cumpla con los requisitos funcionales y de rendimiento, al mismo tiempo debe respaldar desarrollos tecnológicos futuros.

Un aspecto importante de la norma es el uso de redes LAN lo que permite enviar la información de manera rápida y eficaz, limitando o reduciendo la utilización de cableado de cobre, por lo tanto, disminuye la construcción de zanjas y uso de ductos.

La norma debe garantizar lo siguiente:

- El perfil de comunicación debe estar basado en los modelos de estándares de comunicación existentes IEC/IEEE/ISO/OSI.
- Los protocolos utilizados son abiertos y soportan dispositivos autodescriptivos. Debe ser posible añadir nuevas funcionalidades.
- Se basa en los datos relacionados con las necesidades de la industria de energía eléctrica.
- La sintaxis y la semántica de la comunicación se basan en el uso de datos comunes relacionados con el sistema de energía eléctrica.
- Las implicaciones de que la sub-estación es un nodo en la red eléctrica, es decir, que el Sistema de Automatización de Sub-estaciones (*Substation Automation System, SAS*) sea parte del sistema de control de potencia general.

3.3 ESTRUCTURA Y CONTENIDO DEL ESTÁNDAR IEC 61850

En la tabla 1 se establece la estructura por tomos que posee el estándar IEC 61850 y cual es el contenido asociado a cada tomo.

Las partes 1, 2, 3 y 4 establecen un resumen de la norma, las definiciones de los términos usados en el estándar, los requerimientos generales y como se debe elaborar un proyecto para una sub-

estación utilizando la norma. A partir de tomo 5 se explica como debe ser la construcción del protocolo IEC 61850.

Tabla 1. Estructura y contenido del estándar IEC 61850. (Fuente: Elaboración propia)

Parte	Título	Contenido
1	Introducción y visión general.	<ul style="list-style-type: none"> • Introducción y visión general del estándar IEC61850.
2	Glosario.	<ul style="list-style-type: none"> • Colección de términos.
3	Requerimientos generales.	<ul style="list-style-type: none"> • Requisitos de calidad • Condiciones del ambiente. • Servicios auxiliares. • Otras normas y especificaciones
4	Manejo de sistema y proyecto.	<ul style="list-style-type: none"> • Requerimientos de ingeniería. • Ciclo de vida del sistema. • Seguro de Calidad.
5	Requerimiento de comunicación para las funciones y modelos de dispositivos.	<ul style="list-style-type: none"> • Requerimientos básicos. • Enfoque de nodos lógicos. • Enlaces de comunicación. • Concepto PICOM. • Nodos lógicos y PICOM's relacionados. • Actuación. • Funciones. • "Escenarios dinámicos" .
6	Lenguaje de descripción de configuración para la comunicación en sub-estaciones eléctricas relacionada con IED's.	<ul style="list-style-type: none"> • Información general sobre el proceso de ingeniería del sistema previsto. • Definición del sistema y formato de archivo de intercambio de parámetros de configuración basado en XML. • Asignación del nodo lógico IED al sistema primario.

Tabla 2. Estructura y contenido del estándar IEC 61850 (cont.). (Fuente: Elaboración propia)

Parte	Titulo	Contenido
7-1	Estructura de comunicación básica para los equipos de alimentación y sub-estación – Principios y Modelos.	<ul style="list-style-type: none"> • Introducción al IEC-61850-7-x. • Principios y modelos de comunicación.
7-2	Estructura de comunicación básica para los equipos de alimentación y sub-estación – Interfaz de servicio abstracto de comunicación (ACSI).	<ul style="list-style-type: none"> • Descripción del ACSI. • Especificaciones de los servicios de comunicaciones abstractas. • Modelo de la estructura de la base de datos del dispositivo.
7-3	Estructura de comunicación básica para los equipos de alimentación y sub-estación – Clases de datos comunes.	a) Clases de datos comunes y atributos relacionados
7-4	Estructura de comunicación básica para los equipos de alimentación y sub-estación – Clases de nodos lógicos compatibles y clases de datos.	b) Definición de clases de nodos lógicos y clases de datos; las clases de nodos lógicos están compuestos por clases de datos.
8-1	Mapeo del Servicio de Comunicación Específica (SCSM) – Mapeo a MMS (ISO 9506-1 y ISO 9506-2) y para ISO/IEC 8802-3.	c) Mapeos de servicios de comunicación comúnmente usados dentro de la sub-estación.
9-1	Mapeo del Servicio de Comunicación Específica (SCSM) – Valores muestreados sobre enlaces punto a punto tipo seriales unidireccionales.	d) Mapeos de servicios utilizados para la transmisión de valores analógicos muestreados.

Tabla 3. Estructura y contenido del estándar IEC 61850 (cont.). (Fuente: Elaboración propia)

Parte	Título	Contenido
9-2	Mapeo del Servicio de Comunicación Específica (SCSM) – Valores muestreados sobre ISO/IEC 8802-3.	Mapeos de servicios utilizados para la transmisión de valores analógicos muestreados sobre ISO/IEC 8802-3.
10	Pruebas de conformidad.	<ul style="list-style-type: none"> e) Procedimientos de ensayo de conformidad. f) Garantía de calidad y pruebas. g) Documentos requeridos. h) Pruebas de conformidad relacionadas con el dispositivo <p>Certificación de las instalaciones de prueba, requerimientos y validación de los equipos de prueba.</p>

3.4 NODO LÓGICO

Nodo Lógico o *Logical Node* en inglés (LN), es una de las características resaltantes de la norma IEC-61850. Según [1], el Nodo Lógico es la parte más pequeña de una función que intercambia datos, por ende, todas las funciones se descomponen en LN que pueden estar presentes en uno o más dispositivos físicos.

Para crear una sub-estación con el uso de nodos lógicos, se deben identificar las funciones de automatización que se necesiten para diseñar el sistema de control, en este caso, el estándar define una serie de nodos lógicos que son asociados a las siguientes funciones, protección, alarmas, gestión de red, medida, sincronización, etc. Se pueden realizar nodos lógicos con otras

funciones no escritas en la norma, pero la misma no recomienda la realización de estos nodos lógicos, por labores de mantenimiento y semántica del estándar.

Existen datos que deben transmitirse que no se refiere a ningún tipo de funciones, sino al dispositivo físico, como la información de la placa de información, para ello se define el Nodo Lógico 0 (LN0), como única función auto-supervisar automáticamente el dispositivo al cual está asociado.

En la figura 11 se muestra gráficamente como están asignados los nodos lógicos (LN) a las funciones (F), a su vez, a los dispositivos físicos (PD). Para realizar las funciones F1 y F2 son necesarios tres dispositivos físicos PD1, PD2 y PD3, cada uno de estos dispositivos tiene su LN0 y LN, estos LN pueden comunicarse entre sí por conexiones lógicas (LC) y los PD por conexiones físicas (PC), por lo tanto, cualquier nodo lógico es parte de un dispositivo físico y cualquier conexión lógica es parte de una conexión física.

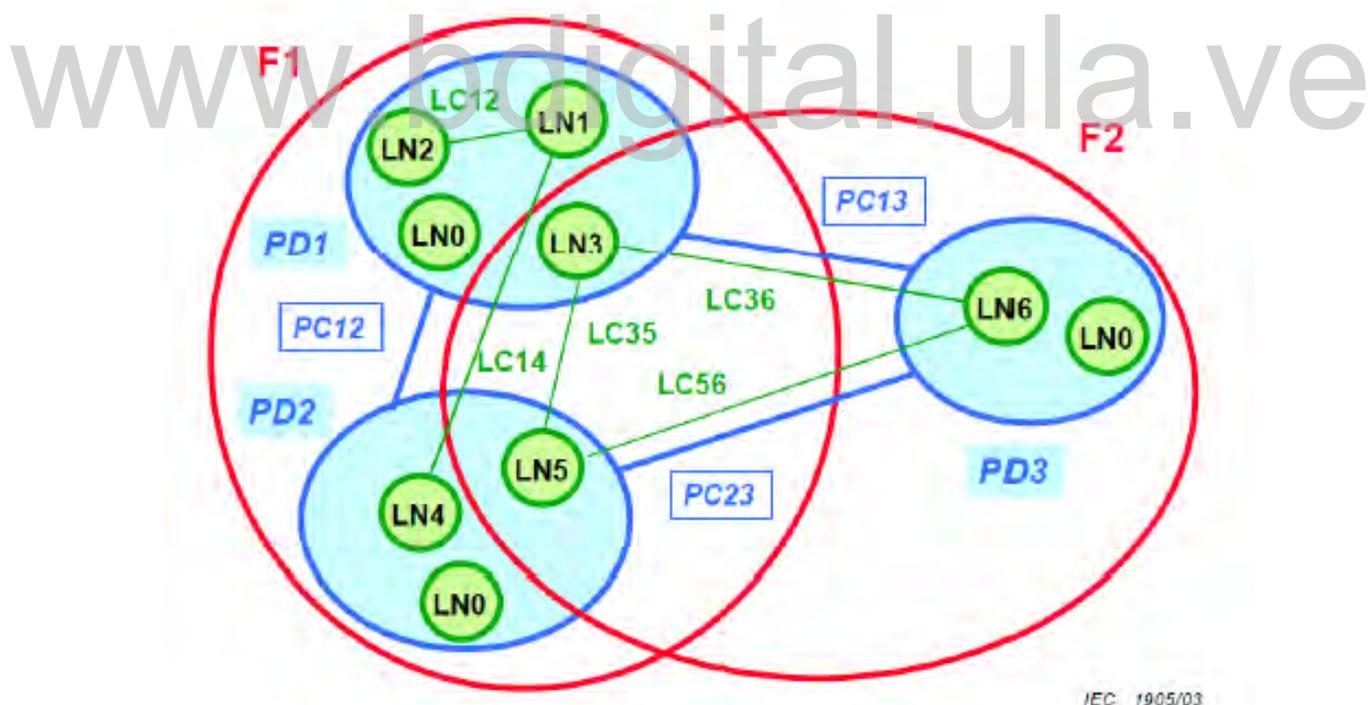


Figura 11. Representación gráfica del concepto de LN y sus enlaces. [21].

3.4.1 Funciones comunes de los nodos lógicos.

En la figura 7 se muestra un ejemplo de las funciones comunes de los nodos lógicos:

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

Figura 12. Ejemplo de las funciones de los NL en los PD. [21]

- 1) Sincronización en la conmutación en el circuito del interruptor (*Synchronized circuit breaker switching*).
- 2) Protección a distancia (*Distance protection*).
- 3) Protección sobre - corriente (*Overcurrent protection*).

Las funciones son descompuestas en nodos lógicos, estos se encuentran dentro de los dispositivos físicos descritos de la siguiente manera:

- a) Estación del computador.
- b) Sincronización del equipo conmutador.
- c) Protección a distancia con unidad integrada con función de sobre corriente.
- d) Unidad de control de bahía.
- e) Transformador de corriente.
- f) Transformador de voltaje.
- g) Transformador *busbar* de voltaje.

Se entiende el LN0 está ubicado en cada dispositivo físico.

Existen casos en los equipos físicos pueden poseer más de un nodo lógico, como está en la figura 12, la función de protección a distancia (*Distance protection*) con unidad integrada de sobre corriente (*Overcurrent protection*), son las funciones del dispositivo físico 3 y se encuentra asociado a los nodos lógicos Dis.Prot (Nodo lógico asociado a la protección a distancia) y O/C Prot. (Nodo lógico asociado a la protección sobre corriente), de la misma manera, las funciones son distribuidas a los distintos dispositivos físicos y LN.

3.5 LENGUAJE DE DESCRIPCIÓN DE CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIONES.

Lenguaje de Descripción de Configuración de Subestaciones o su traducción en inglés *Substation Configuration Description Language* (SCL), este idioma de configuración es basado en XML (*Extensible Markup Language*). Para [1], XML es un lenguaje que se utiliza para almacenar datos y permitir la comunicación entre varias aplicaciones de manera sencilla, segura y fiable, para lograr la compatibilidad entre los distintos sistemas integrados en dicha comunicación.

El SCL debe ser capaz de describir:

- 1) La especificación del sistema en términos de diagrama unifilar y la asignación de LN a las partes y equipos del diagrama, para así indicar la funcionalidad.

- 2) Los IED's preconfigurados con un número fijo de LN, pero que no tienen vinculación a un proceso específico, pueden estar relacionados solo con una parte muy general de la función del proceso.
- 3) Los IED's preconfigurados con un lenguaje para una parte del proceso de una determinada estructura
- 4) La configuración completa del proceso con todos los IED's vinculados a las funciones de proceso individuales y equipo primario, tomando en cuenta las conexiones de punto de acceso y posibles rutas de acceso en subredes para todos los clientes.
- 5) Al igual que el punto anterior, adicionalmente con todas las asociaciones predefinidas y conexiones servidor/cliente entre LN en el nivel de datos. Esto es solo necesario si un IED no es capaz de crear asociaciones dinámicas o reportar conexiones.

El enfoque del SCL es:

- 1) Especificación funcional del sistema de automatización de sub-estaciones.
- 2) Descripción de la capacidad de los IED.
- 3) Descripción del sistema de automatización.

Modelo basado en SCL:

- 1) Modelo de sub-estación: Tiene una estructura jerárquica funcional de una sub-estación. Tiene como propósito relacionar los LN de la instalación y derivar una función de este. El orden jerárquico a seguir es el siguiente:
 - Sub-estación.
 - Nivel de Voltaje.
 - Bahía.
 - Equipo.
 - Sub - equipo.
 - Nodo de conectividad.
 - Terminal.
- 2) Modelo de producto (IED): El alcance de este modelo solo cubre los dispositivos de hardware (IED) que forman el sistema de automatización de sub-estaciones. Tiene un orden jerárquico de la siguiente manera:
 - Servidor.

- LD (Dispositivo Lógico).
- LN (Nodo Lógico).
- DO (Objeto de Datos).
- DA (Atributo de Datos).

3) Modelo de sistema de comunicación: A diferencia de los otros modelos no es un modelo jerárquico, modela las conexiones lógicas posibles entre los IEDs a través de subredes por medio de puntos de acceso. Para este nivel una subred se ve como un nodo de conexión y no como una estructura física. Un dispositivo lógico cliente de un IED, se puede conectar a una subred por medio de un punto de acceso, este puede ser un puerto físico o una dirección lógica del IED. Los LN del cliente utilizan la dirección del punto de acceso para crear asociaciones a servidores en otros IEDs a los LN contenidos en los dispositivos lógicos de estos IEDs. El modelo se divide en, subred, punto de acceso, router y reloj

3.6 Mensaje GOOSE.

Para [1], el mensaje GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) desea sustituir el cableado punto a punto del sistema de control por comunicación sobre red ethernet utilizando cable de fibra óptica y usar dicha red para enviar información de estado, publicándose como mensaje de multidifusión, donde no está dirigido a algún receptor en específico, la información está en la red y cualquier IED puede utilizarla. Los mensajes GOOSE deben cumplir requisitos para reemplazar el cableado punto a punto, uno de estos es, la transferencia de información entre IED's tiene que ser menor a los 4 ms.

El mensaje GOOSE es una de las principales características del estándar IEC-61850, porque es ideal para la transmisión y retransmisión cada cierto tiempo de información de manera rápida y eficaz, también permite evaluar constantemente los valores de la señal transmitida.

Estos mensajes tienen limitaciones con el número de paquetes de información compartidos por cada IED, estos paquetes se agrupan en un objeto que es llamado "*Dataset*". La comunicación del mensaje GOOSE es de tipo horizontal, es decir, que solo puede existir transmisión de información con dispositivos que estén en el mismo nivel de control.

3.7 PROTOCOLO DNP 3.0

DNP 3.0 por sus siglas en inglés *Distributed Network Protocol*, es un protocolo para las comunicaciones entre los IEDs y componentes del sistema SCADA, son utilizados principalmente en la automatización de servicios públicos como lo son las compañías de electricidad, agua, gas y petróleo.

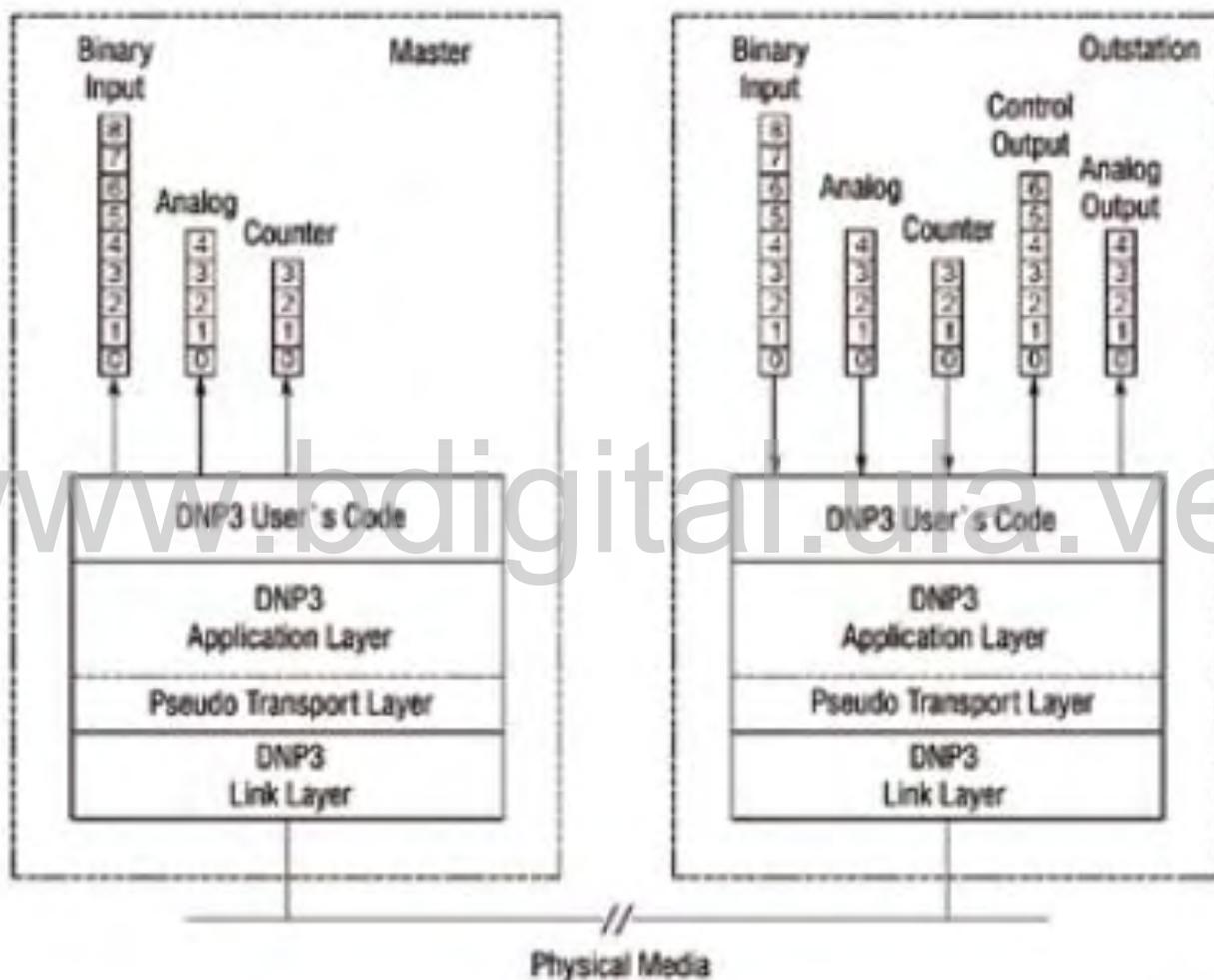


Figura 13. Estructura del protocolo DNP 3.0. [22].

El DNP 3.0 es la versión actual de este protocolo, se basa en el estándar de la IEC comité 57, grupo de trabajo 03, el mismo trabaja sobre tres capas del modelo OSI (Enlace, Transporte y Aplicación) se muestra en la figura 13, aunque la capa Transporte no cumple totalmente las especificaciones de este modelo, por ende, es llamada pseudo - nivel de Transporte.

El protocolo ofrece funcionalidades como transferencia segura de archivos, direccionamiento sobre más de 500 dispositivos, sincronización de tiempos y eventos de estampa de tiempos, confirmación de enlace de datos, programas independientes de verificación del protocolo, entre otros. El protocolo DNP 3.0 al ser basado en los requerimientos de la IEC 60870-5, se puede utilizar en la comunicación de entre el RTU y el IED, maestro a remoto (esclavo), peer to peer y en aplicaciones de red.

3.8 PROTOCOLO IEC 60870-5-101/104

El protocolo IEC 60870-5-101 conocido como IEC 101 es definido en la norma IEC 60870-5-101 preparada por TC57 para monitorear los sistemas de energía, sistemas de control y las comunicaciones asociadas. El protocolo IEC 104 (IEC 60870-5-104) es una extensión del protocolo IEC 101, donde se realizaron cambios en la capa transporte, en la capa de red, en la capa de enlace y en la capa física, para así, tener acceso a la red. La capa aplicación se mantiene igual en ambos protocolos.

IEC 104 utiliza el protocolo TCP/IP para disponer la conectividad a la red LAN, dependiendo de los diferentes routers instalados se puede acceder a una red WAN, transmitiendo los datos de forma segura.

El protocolo maneja elementos llamados “Puntos” o “Elementos de información”, encargados de transportar la información de cada entrada o salida de una unidad remota. Cada punto está constituido por una dirección, un tipo de datos y la información del punto en particular, por otra parte, el protocolo define una dirección común a todos los puntos de una unidad remota (dirección común de ASDU). De esta manera, con la combinación de la dirección común de la remota y la dirección del punto, se puede identificar de forma única un punto en conjunto de unidades remotas.

3.9 COMPARACIÓN DEL PROTOCOLO IEC-61850 CON DNP 3.0, IEC 60870-5-101/104

Tabla 4. Comparación entre los protocolos IEC-64850, DNP 3.0, IEC 60870-5-101/104. (Fuente: Elaboración propia)

CARACTERÍSTICAS	IEC-61850	DNP 3.0	IEC 60870-5-101	IEC 60870-5-104
Existe el uso de direcciones fijas para la identificación de información	NO CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Tiene la posibilidad de describir sus dispositivos y componentes en un lenguaje descriptivo, este puede ser reutilizable.	CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE
Posibilidad de llevar registros históricos y la secuencia de eventos.	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Selección de información para reportes.	CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE
Realizar configuraciones en línea.	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Comunicación vía ethernet 802.3, realizando enrutamiento IP	CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE
Usa protocolo de transporte TCP	CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE

El mercado de los diferentes protocolos ha sido sectorizado, donde existían tendencias europeas (IEC 60870-5-101/104) y americanas (DNP 3.0), hasta la llegada del estándar IEC-61850, el cual está presente en ambos mercados.

CAPÍTULO 4

PROCEDIMIENTO DE CONFIGURACIÓN PARA LA COMUNICACIÓN DE LOS EQUIPOS Y DISPOSITIVOS QUE PERMITAN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUB-ESTACIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

La siguiente sección explica el procedimiento para la configuración del dispositivo RTU-194 y el sistema SCADA MIRAGE, además, de dar a conocer los requerimientos de los equipos existentes en la sub-estación con el fin de lograr la comunicación entre los equipos de campo automatizables y el sistema controlador.

Para conocer los equipos a automatizar, en fecha 18/02/2019 se realizó una visita junto con personal autorizado de CORPOELEC Mérida, a la sub-estación no atendida 5 Águilas Blancas ubicada en el Complejo Deportivo 5 Águilas Blancas, detrás del estadio Metropolitano, Sector Zumba.

En la figura 14 se muestran dos IEDs automatizables, específicamente dos reconectores de media tensión, el primero Schneider modelo ADVC-Ultra-FTIM-FLEX y el segundo de marca Rockwell Automation, cada uno supervisa un circuito distinto.

Según los manuales de los fabricantes, ambos reconectores son compatibles con protocolos abiertos de comunicación como IEC-61850, DNP 3.0, etc. Se puede destacar, que poseen un

puerto de comunicación Ethernet (RJ45) y un puerto RS485, como diferencia el reconectador de marca Schneider posee cuatro puertos RS232 y uno V23.

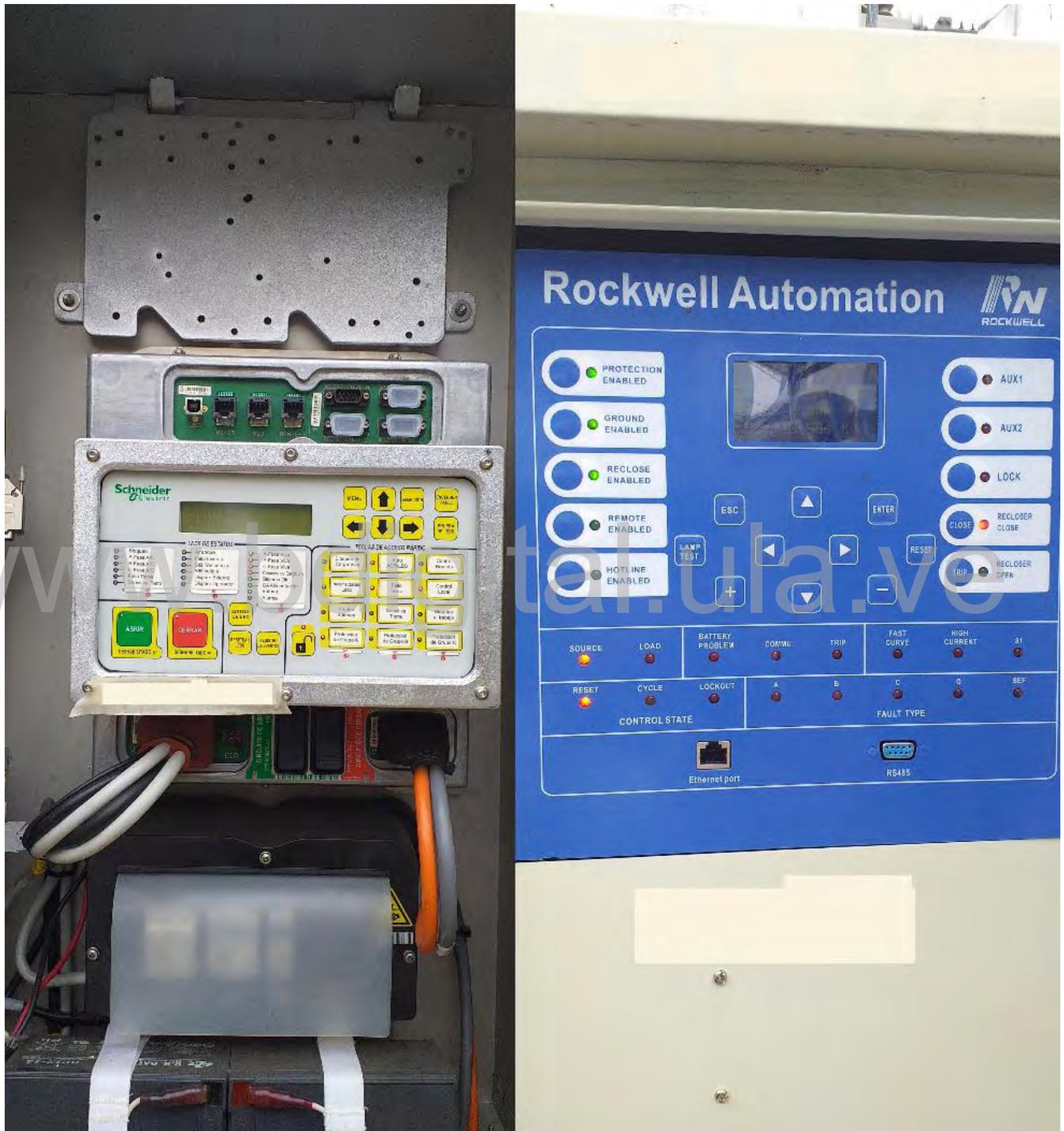


Figura 14. IEDs de los reconectores, ubicados en la sub-estación 5 Águilas Blancas.

4.2 MANUAL PARA LA CONFIGURACIÓN DE COMUNICACIÓN ENTRE LOS EQUIPOS Y DISPOSITIVOS EXISTENTES EN UNA SUB-ESTACIÓN

Para lograr automatizar los equipos dentro de un sub-estación usando el SCADA MIRAGE y la RTU-194 es necesario seguir los procedimientos que se explicarán a continuación.

4.2.1 Visita a la Sub-estación

Como primer paso debemos conocer sobre la sub-estación y los equipos que se van a automatizar, realizando un levantamiento de información, teniendo en cuenta los siguientes puntos:

- Nombre de la sub-estación.
- Circuitos que maneja la sub-estación.
- Dirección de la sub-estación.
- Niveles de tensión que maneja la sub-estación.
- Si existe centro de control dentro de la sub-estación o está en una instalación remota.
- IEDs existentes, tomar apuntes de marca, modelo de cada dispositivo, a que equipo electromecánico y circuito corresponde; número y tipos de entradas, salidas y puertos de comunicación. Es muy importante conocer cual o cuales son los protocolos de comunicación que cumple.
- Cuál es el medio de comunicación para la automatización de la sub-estación (en caso de existir), tipo de red (interna y externa, es decir, comunicación con centro de control), tipo de cableado (interno y externa, es decir, comunicación con centro de control) y el/los protocolos de comunicación que están presentes.

Posteriormente se debe conocer la descripción de la sub-estación con los puntos anteriores, es importante, puesto que permite realizar una configuración al sistema SCADA y el equipo RTU-194 de forma adecuada con las características que presentan los equipos.

Cabe destacar en caso que la sub-estación sea no asistida debe contar con un cuarto donde se pueda instalar el equipo RTU, el sistema de comunicación con el centro de control y los sistemas auxiliares de respaldo de energía.

En caso que la sub-estación no tiene comunicación con el centro de control, se debe considerar la misma con cableado de fibra óptica, puesto que la información puede recorrer largas distancias en menos tiempo, por lo tanto lo hace factible para la automatización de sub-estaciones remotas no asistidas, haciendo que desde el centro de control se tenga una respuesta casi inmediata en la sub-estación.

La comunicación interna de la sub-estación puede ser con cableado de cobre o por fibra óptica, dependiendo de la interferencia en la sub-estación, puesto que este fenómeno puede causar ruido en las comunicaciones. En caso de usar fibra óptica algunos dispositivos pueden que no tengan dicha tecnología, por lo tanto se deben utilizar *switches* mixtos.

En la norma IEC-61850, se establece que, la sub-estación continuará funcionando, si falla algún componente de comunicaciones del sistema de automatización de la sub-estación. No debe haber un único punto de falla que haga que dicha instalación no funcione.

Si los elementos de comunicación del sistema de automatización de la sub-estación son redundantes, no habrá un solo modo de falla que deshabilite ambos elementos redundantes. Dichos elementos de comunicación redundantes del sistema de automatización deben ser alimentados por fuentes de energía independientes separadas (por ejemplo, batería separada o circuito de servicio de la estación). La redundancia no es obligatoria y depende de la importancia de la subestación.

Se debe realizar un diseño a prueba de fallas. No debe haber un solo modo de falla que haga que el sistema de automatización inicie una acción de control no deseada, como disparar o cerrar un interruptor de circuito. Además, las fallas de dicho sistema no deben deshabilitar ninguna medición local disponible y funciones de control local en la subestación.

4.2.2 Configuración de la Comunicación del RTU-194

Se debe realizar la configuración por módulos, utilizando el administrador RTUQM, que permite administrar las RTU de manera remota.

Administrador de RTUQM

La RTU es configurada por medio de archivos de texto plano estructurado por secciones del tipo INI. El administrador brinda una interfaz para poder configurar cada uno de los archivos, brindando también la posibilidad de editarlos como texto. Dichos archivos se almacenan en la RTU y son levantados por cada módulo según la configuración de la consola. Para configurar la unidad remota, es necesario recibir el o los archivos de configuración, por otra parte, se permite crear unos nuevos archivos de configuración en el disco local, la cual puede ser enviada hacia la RTU cuando sea pertinente.

El administrador se conecta a la consola de la RTU, tanto por puerto serial, como por un enlace TCP/IP, como es mostrado en la figura 15. Para establecer la conexión es necesario configurar los parámetros de comunicación en el administrador utilizando la barra de herramientas o desde “Archivos → Configuración del Administrador”.

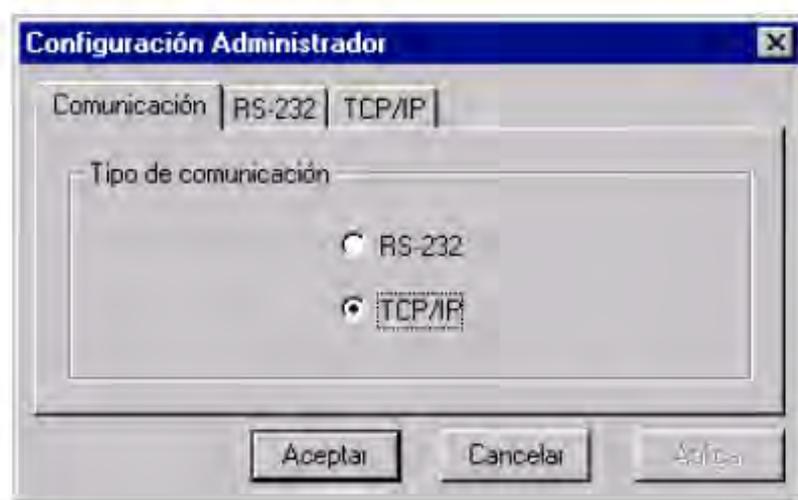


Figura 15. Configuración de conexión entre el Administrador RTUQM y RTU. [20]

Para que la comunicación pueda ser establecida, la configuración del administrador y la configuración en la consola RTU deben ser la misma. Si se utiliza un enlace TCP/IP, el soporte

de este protocolo debe estar instalado en la RTU. En la figura 16 se muestra una barra la cual indica el protocolo utilizado para el enlace. En el caso de TCP/IP indica el número IP al que se conecta y el puerto. En caso de una comunicación por puerto RS232, se indica la velocidad de conexión y el puerto serial utilizado, el siguiente campo indica el estado de la conexión, en el caso que esté conectado se indica el tiempo. En el último campo se encuentra un led, que estará verde si el administrador se encuentra conectado a la RTU y en rojo en caso contrario.



Figura 16. Barra descriptiva de la comunicación entre el Administrador y RTU. [20].

Una vez configurados apropiadamente los parámetros de conexión será posible conectarse a una RTU por medio del botón de conexión o desde el menú “RTU → Conectar”. Una vez realizada la conexión se habilitan los botones de Explorador de RTU y de Consola de RTU.

Para configurar un sistema nuevo se deben crear los archivos de configuración localmente y luego enviar estos hacia la RTU. Se debe oprimir el botón nuevo de la barra de herramientas se nos muestra un diálogo preguntándonos que configuración se quiere generar y se despliega la ventana que se muestra en la figura 17.

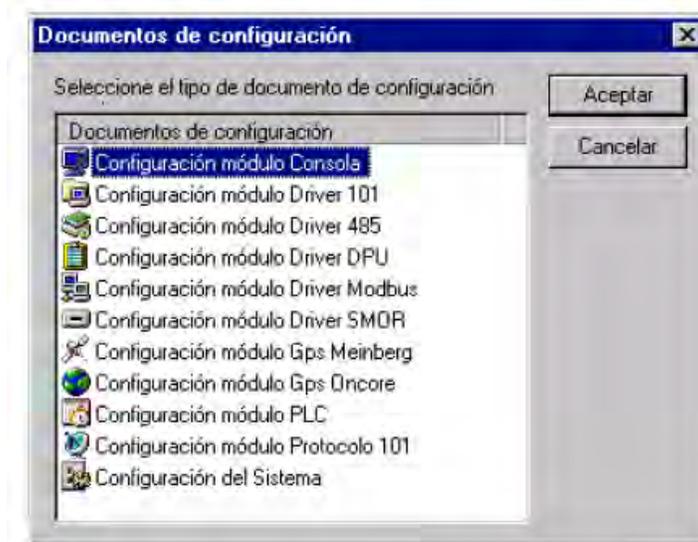


Figura 17. Ventana de documentos de configuración. [20].

La configuración mínima para un sistema, consiste en la configuración del sistema y la configuración de la consola, una vez que se agregan módulos a la configuración de la consola se deben añadir los archivos de configuración asociados a estos. Estos módulos se van a ejecutar en la RTU, por lo tanto las rutas indicadas dentro de los archivos de configuración deben ser relativas a la estructura de directorio de la RTU y no del disco local.

Además de la configuración de cada módulo, se encuentra la configuración referente a los tamaños de las colas de mensajes para cada posible driver o protocolo a utilizar en la RTU. Esta es la configuración general del sistema, por ende no se puede ingresar desde la consola; para acceder a dicha configuración nos dirigimos al menú “RTU → Recibir configuración del sistema”.

Luego de haber realizado la conexión y una nueva configuración para el sistema, encontramos el explorador de la RTU, el cual permite navegar entre los archivos que se encuentran, presentando una interfaz como se muestra en la figura 18, desde dicho explorador, se pueden transmitir archivos desde el PC local hacia la unidad remota y viceversa.

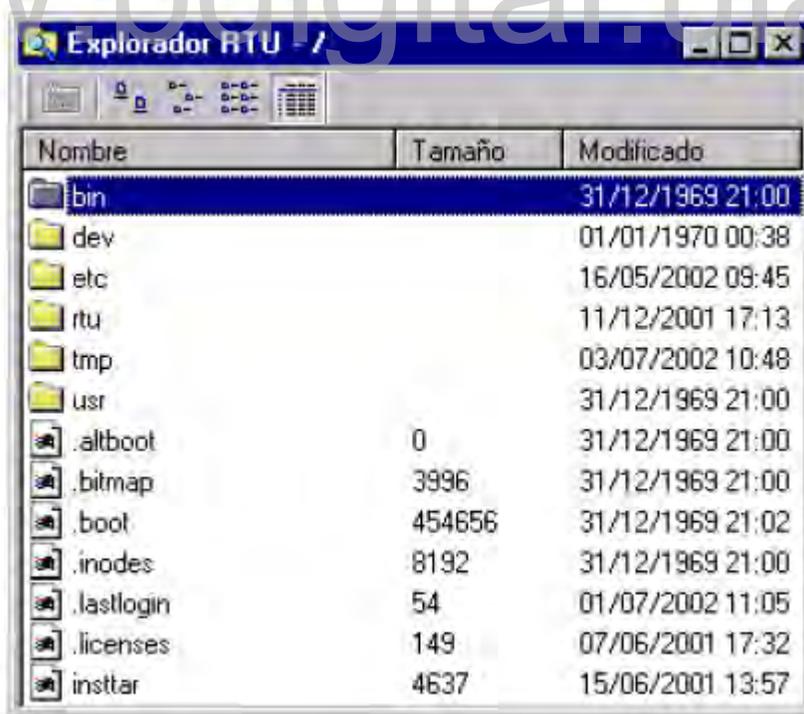


Figura 18. Interfaz gráfica del Explorador RTU. [20].

La consola de RTU, permite ver el estado y modificar la configuración de cada uno de los módulos cargados en la RTU. Como se muestra en la figura 19, tiene una estructura de árbol en el panel izquierdo, en la cual la consola se encuentra en la raíz y los diferentes módulos en ramas referentes a la categoría que pertenecen.

En el panel derecho se presenta la información general referente al módulo seleccionado, cada carpeta representa una categoría y dentro de estas se encuentran los drivers o protocolos asociados.

La configuración de cada módulo puede ser modificada seleccionándolo, oprimiendo CTRL+R o seleccionando la figura con forma de buzón ubicada en la barra de herramientas. Luego de haber modificado la configuración de algún módulo, esta debe ser enviada hacia la RTU, para realizar el envío, se puede usar el botón en forma de sobre en la barra de herramientas, la combinación CTRL+E o en el menú “RTU → Enviar configuración”, luego de esto mostrará un cuadro de dialogo donde se podrá indicar el archivo de destino, siendo el nombre con el que se había recibido.

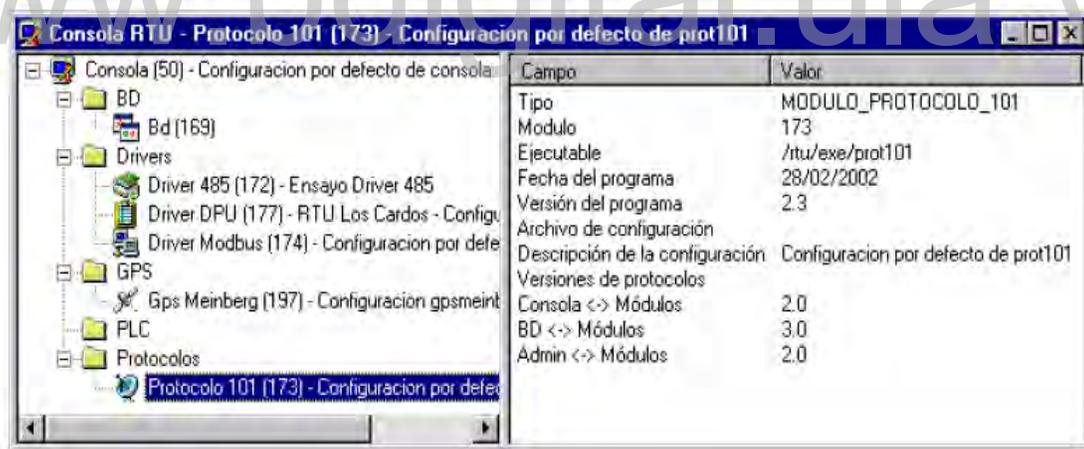


Figura 19. Interfaz gráfica Consola RTU con una configuración ya preestablecida. [20].

Luego de configurar el administrador del sistema RTUQM para lograr la conexión con la RTU, se debe definir que protocolo de comunicación será usado, por esto es importante conocer los equipos a automatizar dentro de la sub-estación, puesto que, se configurará la RTU con el protocolo compatible con el o los IEDs, para esto el RTUQM tiene los módulos Driver y a través de estos se logra la comunicación con distintos IEDs y RTUs.

Para lograr configurar el protocolo se debe comenzar con el módulo Driver, en el siguiente caso se explicará cómo realizar dicho proceso usando el módulo Driver DNP3, puesto que este implementa el protocolo de comunicación DNP 3.0, el cual es bastante común y el procedimiento es similar para los demás protocolos compatibles con los equipos.

Módulo Driver DNP3

Según [23], el módulo implementa la comunicación con un conjunto de dispositivos tanto IEDs como RTUs esclavos utilizando el protocolo DNP 3.0. Permite enlaces seriales, UDP o TCP tanto en modo punto a punto, como en modo punto multipunto.

El formato del sistema de comunicaciones depende del modo de funcionamiento, la conexión puede ser:

- Conexión de dispositivos en modo punto multipunto: En este modo todos los dispositivos configurados en el módulo comparten el mismo canal de comunicaciones, el cual puede ser serial o UDP. Los dispositivos son interrogados cíclicamente, por otra parte, en los casos que de puerto serial las señales utilizadas son TX, RX y RTS, en este último se permite configurar la velocidad de comunicaciones y el tiempo de retardo.
- Conexión de dispositivos en modo punto a punto: En este modo cada dispositivo asociado al módulo dispone de su propio canal de comunicación, este puede ser serial, UDP o TCP, para este último el módulo actúa como iniciador de comunicación.

El módulo se configura mediante el administrador de RTUQM. A continuación se describen las distintas opciones:

- Carpeta general: Se describen los puntos generales como, descripción, dirección local, tipo de red y dirección de supervisión.
- Carpeta de comunicación: Solo aparece para tipo de red multipunto. Permite configurar el puerto de comunicación con el conjunto de los dispositivos.
- Carpeta dispositivos: Se presenta una lista de los dispositivos esclavos configurados. En dicha lista se permite agregar o borrar dispositivos, estos son identificados por un nombre asignado por el usuario en el momento de ser agregados.

- Configuración de un dispositivo: Para cada dispositivo configurado se muestra un subárbol bajo la carpeta dispositivos, en este se permite configurar tres aspectos del mismo, opciones generales del protocolo, tabla de puntos y canal de comunicaciones en caso que sea modo punto a punto.
- Configuración general del dispositivo: Se configura el nombre cual se identificará el dispositivo, descripción general, dirección remota y otros requerimientos generales propios del equipo.
- Lista de puntos del dispositivo: A cada dispositivo asociado al módulo se configura la tabla de mapeo entre puntos del protocolo y puntos de la base de datos.
- Carpeta de comunicación del dispositivo: Solo se requiere para comunicación punto a punto.
- Carpeta archivo INI: La configuración se guarda como archivo de texto ASCII, esta opción permite editar el archivo directamente con un editor. Los parámetros configurables son los mismo que los mostrados en la interfaz gráfica pero para cambios repetitivos puede resultar mejor.

En las siguientes tablas se muestra como debe ser la información que se ingresa en el archivo de configuración.

Tabla 5. Sección [Global]. [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
Tipo	TipoModulo	Identificación del archivo de configuración. El valor de este campo debe ser MODULO_DRIVER_DNP.
Descripción	String	Descripción de la configuración
Versión	String	Versión de la configuración

Tabla 6. Sección [General]. [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
LocalAddress	Entero	Dirección Link local.
TipoRed	Enumerado	0 – punto a punto. 1 – punto multipunto.
TipoCanal	Enumerado	Serial o UDP. Determina el tipo de canal del sistema parcial.

Tabla 7. Sección [General] (cont.). [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
PeriodoSinc	Entero	Tiempo en minutos entre sincronización de reloj a las RTUs
DirSupervisión	Entero	Dirección de base de datos de comienzo de la tabla de puntos de supervisión del sistema
Dispositivos	Entero	Cantidad de dispositivos asociados al sistema. Si este valor es $N > 0$ debe existir N secciones DevXX, donde XX es un número en el rango $[0, N-1]$.

Tabla 8. Sección [CanalSerial]. [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
Port	Entero	Puerto serial a utilizar. Se intentará abrir <i>/dev/serNN</i> . Su valor por defecto es 0
BaudRate	Entero	Velocidad del puerto, los valores posibles son, 19200, 14400, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300. El valor por defecto es 9600.
RTSONDelay	Entero	Tiempo en milisegundos entre que se levanta RTS y se comienza a transmitir, los valores van desde 0 a 200.
RTSOFFDelay	Entero	Tiempo en milisegundos entre que se termina de transmitir y se baja RTS, los valores van desde 0 a 200.
Paridad	Entero	0 – Ninguna, 1 – Impar, 2 – Par.

Tabla 9. Sección [CanalUDP]. [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
RemoteIP	String	Dirección IP del dispositivo remoto.
RemotePort	Entero	Puerto IP del dispositivo remoto.

LocalPort	Entero	Puerto IP de escucha local.
-----------	--------	-----------------------------

En la tabla 8 se muestra cómo se configuran los parámetros del puerto serial para el caso multipunto.

En la tabla 9 se configura los parámetros del puerto UDP para el caso punto multipunto.

En la siguiente tabla, se muestran los parámetros generales a configurar del dispositivo xx.

Para la tabla 12, se configura los parámetros del puerto serial de comunicaciones con el dispositivo XX para el caso de punto a punto.

Tabla 10. Sección [DevXX]. [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
Nombre	String	Nombre identificador del dispositivo.
Descripción	String	Descripción del dispositivo.
TipoCanal	Enumerado	Serial, TCP o UDP.
RemoteAddress	Booleano	1 si se debe enviar comando <i>select before operate</i>
RequiereSBO	Booleano	1 si se habilita los <i>unsolicited</i> responses para el módulo.
CommandTimeout	Entero	Tiempo, en décimas de segundo.

Tabla 11. Sección [DevXX] (cont.). [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
TransactionTimeput	Entero	Tiempo en décimas de segundo.
PeriodSinc	Entero	Tiempo en segundo entre envíos de sincronización de reloj.
PeriodEventsOffline	Entero	Tiempo en segundos de solicitud de eventos cuando el dispositivo está en erro de comunicaciones.
PierodEventsOnline	Entero	Tiempo en segundos de solicitud de eventos cuando el dispositivo está en comunicaciones establecidas correctamente.
PeriodIntegrity	Entero	Tiempo en segundos entre la solicitudes de <i>integrity check</i> .
LinkRetryMode	Enumerado	0 – Nunca, 1 – A veces, 2 – Siempre.
LinkRetries	Entero	Cantidad de reintentos de enlaces.
LinkTimeout	Entero	<i>Timeout</i> de capa enlace.

Tabla 12. Sección [CanalSerialDevXX]. [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
Port	Entero	Puerto serial a utilizar. Se intentará abrir <i>/dec/serNN</i> . Su valor por defecto es 0
BaduRate	Entero	Velocidad del puerto, los valores posibles son, 19200, 14400, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300. El valor por defecto es 9600.
RTSONDelay	Entero	Tiempo en milisegundos entre que se levanta RTS y se comienza a transmitir, los valores van desde 0 a 200.
RTSOFFDelay	Entero	Tiempo en milisegundos entre que se termina de transmitir y se baja RTS, los valores van desde 0 a 200.
Paridad	Enumerado	0 – Ninguna, 1 – Impar, 2 – Par.

En la tabla 13, se configura los parámetros del puerto UDP de comunicaciones con el dispositivo XX para el caso punto a punto.

En la tabla 14, se configura los parámetros del puerto TCP de comunicaciones con el dispositivo XX para el caso punto a punto.

Tabla 13. Sección [CanalUDPDevXX]. [23]

Campo	Tipo de dato	Descripción
RemoteIP	String	Dirección IP del dispositivo remoto.
RemotePort	Entero	Puerto IP del dispositivo remoto.
LocalPort	Entero	Puerto IP de escucha local.

Tabla 14. Sección [CanalTCPDevXX]. [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
RemoteIP	String	Dirección IP del dispositivo remoto.
RemotePort	Entero	Puerto IP del dispositivo remoto.

Tabla 15. Sección [Puntos]. [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
NNNN	String	String de configuración del registro.
1	Entero	Tipo de conjunto de puntos: 0 – Binary Input, 1 – Binary Output, 2 – Analog Input, 3 – Analog Output, 4 – Counter, 5 – Double Bit Binary Input.

Tabla 16. Sección [Puntos] (cont.). [23].

Campo	Tipo de dato	Descripción
2	Entero	Dirección de base de datos para el primer punto de rango.
3	Entero	Cantidad de registro del rango.
4	Enumerado	Tipo de comando para el caso de Binary Outputs, indeterminado para los otros tipos de puntos.

Para la tabla 16 de configuración, se especifica los parámetros de un conjunto de puntos consecutivos del protocolo. Los mismos se enumeran en el *string* de configuración de registro.

Se define *string* como un conjunto de valores separados por espacios.

NNNN = 3 8 23001

Donde NNNN = Es la dirección de protocolo del primer punto de registro.

Entre las cualidades de la RTU – 194, tiene, sin importar que protocolo de comunicación se tenga con los IEDs o RTUs, la unidad remota puede comunicarse con el sistema SCADA por medio de un protocolo distinto, por ende se procederá a explicar la configuración de comunicación, entre dicho dispositivo RTU y el SCADA con el protocolo IEC 60870-5-101 o con el protocolo IEC 60870-5-104, ya que estos tienen un buen trayecto en la automatización de sub-estaciones.

Módulo Protocolo IEC870-5-101B

El protocolo IEC 870_5_101_B es un módulo de comunicaciones que implementa el protocolo IEC60870-5 en modo esclavo, para la comunicación con el centro de control, dicho módulo permite enlaces seriales o UDP en modo balanceado o no balanceado en caso que sea IEC60870-5-101 y enlaces TCP para IEC 60870-5-104.

La conexión con el dispositivo puede ser RS232 o UDP en caso que sea protocolo IEC60870-5-101; si la conexión es RS232 se utiliza RX para la recepción de datos y TX para transmisión, el módulo puede manejar la señal RTS para activar un módem que así lo requiera. Cuando la comunicación sea de modo no balanceado es posible configurar un segundo canal de comunicaciones como respaldo del principal.

Para el protocolo IEC60870-5-104 se establece un canal TCP con el centro de control.

El módulo se configura mediante el administrador de RTU, siguiendo los pasos a continuación.

- Carpeta general: Se establece la descripción del módulo, se debe escoger cual de ambos protocolos se usará (IEC 60870-5-101 o IEC 60870-5-104), prioridad de sincronización, parámetros de inhibición y cantidad de eventos en memoria.
- Carpeta de enlace: En esta carpeta se configuran los parámetros de la capa de enlace del protocolo, dichos parámetros dependen del protocolo que se usara.
- Carpeta de aplicación: En esta carpeta se configuran los parámetros de la capa aplicación del protocolo.
- Carpeta puntos: En esta carpeta se configura la tabla de mapeo de puntos de base de datos y puntos de protocolo. Se presenta un lista de los rangos configurados permitiéndose agregar, modificar o eliminar rangos. Se debe tener en cuenta que, los puntos se generan consecutivamente a partir de la primera dirección de protocolo hasta llegar a la dirección correspondiente a Dirección de protocolo +Rango, cabe destacar, dependiendo del tipo de punto puede ser que se configuren mas puntos que rango.
- Carpeta archivo INI: La configuración se guarda como archivo de texto ASCII, esta opción permite editar el archivo directamente con un editor. Los parámetros

configurables son los mismo que los mostrados en la interfaz gráfica pero para cambios repetitivos puede resultar mejor.

En las siguientes tablas se muestra como debe ser la información que se ingresa en el archivo de configuración.

En la tabla 17, se definen los datos globales que tienen todos los archivos de configuración.

Tabla 17. Sección [Global]. [24]

Campo	Tipo de dato	Descripción
Tipo	TipoModulo	Identificación del archivo de configuración. El valor de este campo debe ser MODULO_PROTOCOLO_101_B
Descripción	String	Descripción de la configuración
Versión	String	Versión de la configuración

En la tabla 18 y 20 se muestra cómo se configuran los parámetros generales del módulo y los parámetros generales de comunicación respectivamente.

Tabla 18. Sección [Global]. [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
Protocolo	Enumerado	101 ó 104
PrioridadSinc	Número entero ≥ 0	Prioridad para la sincronización de la hora del equipo, 0 corresponde a la máxima prioridad, a medida que aumente la prioridad disminuye. El valor por defecto es 1.

Tabla 19. Sección [Global] (cont.). [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
UsarInhibiciónExterna	Entero	Si es 1 usa la entrada de inhibición de comando externa.
Events	Entero	Cantidad de eventos en memoria.
EntradaInhibición	Entero	Número de punto de base de datos, si está en 0 inhibe el comando sobre esta instancia del protocolo.
InvertirEntradaInhibición	Entero	Si está en 1, se invierte la función de la entrada de inhibición, por ende el comando se inhibe con la entrada 1.
ComandoHabilitado	Entero	Si es 0 inhibe la posibilidad de comando.

Tabla 20. Sección [Comunicación]. [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
TipoCanalPrim	Enumerado	Serial o UDP
TipoCanalSecu	Enumerado	Serial o UDP
PeriodoSupervision	Entero	No usado, debe ser 90
UmbralInferior	Entero	No usado, debe ser 5
UmbralSuperior	Entero	No usado, debe ser 90

Tabla 21. Sección [Comunicación] (cont.). [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
GestionRedundacia	Enumerado	<p>A: sin redundancia.</p> <p>B: el módulo escucha por ambos canales, es pasado a la capa enlace sin tener en cuenta por cual lo recibió y transmite el mismo paquete de manera simultánea por ambos canales.</p> <p>C: el módulo escucha por ambos canales, es pasado a la capa enlace sin tener en cuenta por cual lo recibió y transmite el paquete por el canal que recibió el último paquete válido.</p>

La configuración de los parámetros correspondientes al puerto de comunicaciones seriales se describe en la tabla 22, dicha tabla, sirve para el canal primario como el secundario puesto que ambos son análogos.

Tabla 22. Sección [CanalPrimSerial]. [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
Puerto	Entero	Puerto serial a utilizar. Si es 0 no se utiliza, de 1 en adelante intentara abrir <i>/dev/sern</i>
BaudRate	Entero	Velocidad del puerto, los valores posibles son, 19200, 14400, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300.

Tabla 23. Sección [CanalPrimSerial] (cont.). [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
RTSONDelay	Entero	Tiempo en milisegundos entre que se levanta RTS y se comienza a transmitir, los valores van desde 0 a 200.
RTSOFFDelay	Entero	Tiempo en milisegundos entre que se termina de transmitir y se baja RTS, los valores van desde 0 a 200.

Tabla 24. Sección [CanalPrimUDP]. [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
RemoteIP	String	Dirección IP del dispositivo remoto.
RemotePort	Entero	Puerto UDP del dispositivo remoto.
LocalPort	Entero	Puerto UDP de escucha local.

En la tabla 24 se realiza la configuración de los parámetros al puerto de comunicaciones UDP, al igual que el caso anterior, el canal primario UDP y el canal secundario UDP tienen los mismos parámetros a configurar.

Tabla 25. Sección [Enlace]. [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
Tipo	Enumerado	0 balanceado, 1 no balanceado

Tabla 26. Sección [Enlace] (cont.). [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
LinkAddressSize	Enumerado	0, 1 o 2
LinkAdress	Entero	Dirección de enlace de la RTU
K	Entero	Parámetro del canal TCP, para el protocolo 104.
W	Entero	Parámetro del canal TCP, para el protocolo 104.
T1	Entero	Parámetro del canal TCP, para el protocolo 104.
T2	Entero	Parámetro del canal TCP, para el protocolo 104.
T3	Entero	Parámetro del canal TCP, para el protocolo 104.
TCPPort	Entero	Puerto IP del dispositivo remoto, solo en caso de usar protocolo 104.
TCPIP	String	Dirección IP de enlace del módulo, en blanco se enlaza con cualquiera.
EnsayoLink	Entero	Tiempo en segundos entre tramas de test link.

Para la configuración de los parámetros de la capa enlace, se debe hacer lo descrito en la tabla 25. Por otra parte en la tabla 27, se muestra cómo se configuran los parámetros de la capa aplicación del protocolo.

Tabla 27. Sección [Aplicación]. [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
CommonAddressSiza	Enumerado	1 o 0. Tamaño del common address.
CommonAddress	Entero	Dirección común ASDU.
CauseTransmitionSize	Enumerado	1 o 0. Tamaño del cause of transmition.
InfoObjectAddressSize	Enumerado	1 o 0. Tamaño del information object address.
MaxASDUSize	Entero	Tamaño máximo ASDU de 20 a 255 bytes.
SelectRequeried	Enumerado	1 o 0. Si es 1 requiere select before opérate.
SendAckTerm	Enumerado	1 o 0. Si es 1 envía un activation termination de comandos.
TimeTagCP56	Entero	Si es 0 se usa timetags de 3 bytes, si es 1 se usan timetags de 7 bytes.
PeriodoAnalogico	Entero	Tiempo en minutos, entre reportes cíclicos de los puntos del tipo analógicos. Varía desde 0 (no hay reporte cíclico) hasta 300 minutos.

Tabla 28. Sección [Aplicación] (cont.). [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
PeriodoContadores	Entero	Tiempo en minutos, entre reportes cíclicos de los puntos T_COUNTER. Varía desde 0 (no hay reporte cíclico) hasta 300 minutos.
TiempoSelección	Entero	Tiempo en segundos, que permanece seleccionada una salida digital. Puede variar entre 0 y 20 segundos.
TiempoComando	Entero	Tiempo en segundos, que permanece actuada una salida digital monoestable. Puede variar entre 0 y 300 segundos.
TiempoArranque	Entero	Tiempo en segundos de espera antes de conectar al centro de control. Puede variar entre 0 y 300 segundos.

Tabla 29. Sección [Puntos]. [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
Registros	Entero	Cantidad de registros de la tabla de puntos.
RNNN	String	Registro NNN de la tabla de configuración (NNN debe ser consecutivo)
1	Entero	1 – T_SPI, 2 – T_DPI, 3 – T_MVNV, 4 – T_MVSV, 5 – T_MVFPV, 6 – T_CONT, 7 – T_SCO, 8 – T_DCO, 9 – T_SPCNV, 10 – T_SPCSV, 11 – T_SPCFPV.

Tabla 30. Sección [Puntos] (cont.). [24].

Campo	Tipo de dato	Descripción
2	Entero	Dirección de protocolo para el primer punto de rango.
3	Entero	Cantidad de registros del rango.
4	Entero	Dirección de base de datos para el primer punto de rango, si los puntos son de tipo T_DPI, T_SCO y T_DCO con salida doble, cada punto del protocolo toma dos puntos de base de datos.

Tabla 31. Parámetros adicionales. [24]

Campo	Tipo de dato	Descripción
5	Entero	Si se usa 3 o 4 (Measured value, normalized value o Measured valued, scaled value), se debe definir el umbral de reporte
5	Entero	Si se usa 5 (Measured value, floating value)s debe definir el umbral de reporte.
5	Entero	Al usar 7 o 8 (Single command o Double command), si es 1 toma salida boble.

En la tabla 29, se configura la lista de puntos que se desea mapear. Cada registro de la tabla de configuración especifica los parámetros especifica los parámetros de un conjunto de puntos del protocolo.

Para esto, se enumeran en el *string* de configuración de registro, este consiste en un conjunto de valores separados por espacios, por ejemplo:

R001=1 12001 16 30016

Donde

R001 = Es el nombre del campo.

1 120001 16 30016 = es el *string* de configuración deben existir todos e ir en un orden específico.

Dependiendo del tipo de registro, es posible que se necesiten parámetros adicionales, como los mencionados en la tabla 27.

Ya teniendo como configurar los parámetros de la RTU para la comunicación con el sistema de control SCADA, entre los protocolos IEC 60870-5-104 e IEC 60870-5-101, se recomienda utilizar el primero, puesto que este se utiliza sobre redes TCP/IP.

4.2.3 Configuración de la Comunicación del sistema SCADA MIRAGE

Los servidores de comunicaciones del sistema MIRAGE , permiten la comunicación entre la RTU y el Servidor SCADA.

Para el correcto funcionamiento del servidor, este se debe configurar con información consistente como la que se encuentra en las RTUs, se explicará el procedimiento con el protocolo IEC 60870-5-104, que fue el escogido para la configuración de la RTU 194. Para esto se dispone del software Administrador (cada servidor de comunicación tiene su propio administrador), el cual se puede utilizar desde cualquier computador con Windows que disponga una conexión TCP/IP con el servidor.

El administrador de cada servidor de comunicación brinda funcionalidades de manejar remotamente estos servidores. Este administrador tiene la capacidad de gestionar un único servidor de comunicación de un protocolo asociado (funcionamiento normal) o dos servidores de comunicaciones de un protocolo asociado (funcionamiento *host-standby*). El software

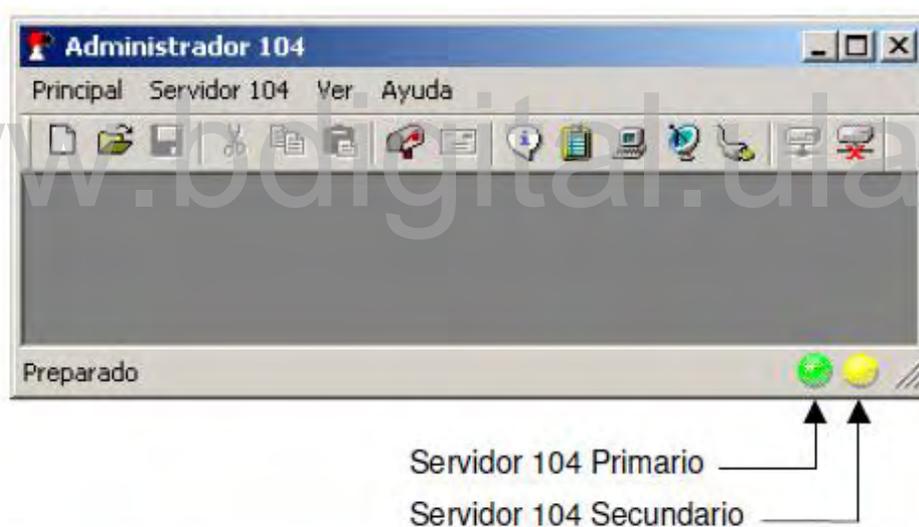
permite obtener la configuración de los servidores, modificarla o crear nuevas, todo esto mediante una interfaz gráfica mostrada al usuario.

Al igual que el Administrador SCADA, el administrador de los servidores de comunicación, tiene un sistema de lámparas como el que es mostrado en la figura 20, si el servidor está activo, pasivo, conectado, desconectado y no configurado.

Configuración del Servidor 104

La configuración del Servidor, consiste en un archivo INI, que puede ser editado por la interfaz gráfica o cualquier procesador de texto.

Los parámetros generales a configurar se pueden observar en la figura 21 y en la tabla 31 se describe cada parámetro.



El código de colores utilizado es el siguiente:

-  Verde: Conectado y Activo
-  Amarillo: Conectado y Pasivo
-  Rojo: Desconectado
-  Gris: No configurado

Figura 20. Administrador del Servidor 104, donde se explican el uso de lámparas para conocer los estados de dichos Servidores. [25].

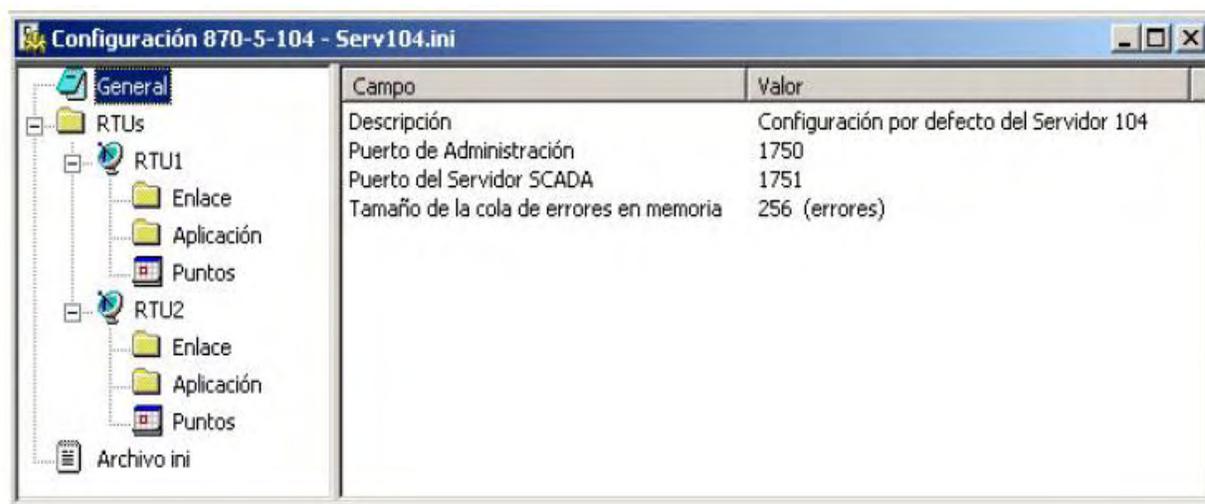


Figura 21. Parámetros de la configuración general. [25].

Tabla 32. Configuración general. [25].

Campo	Descripción
Descripción	Descripción de la configuración, el valor por defecto es “Configuración por defecto del Servidor 104”.
Puerto de Administración	Puerto TCP/IP para la atención de conexiones de los Administradores 104. Si es 0 significa no se atienden conexiones de Administradores. El valor por defecto es 1750.
Puerto del Servidor SCADA	Puerto TCP/IP para la atención de conexiones de los Servidores SCADAs. Si es 0 significa no se atienden conexiones de Administradores. El valor por defecto es 1751.
Tamaño de la cola de errores en memoria.	Máxima cantidad de errores que se mantienen en memoria. Debe ser un número en un rango de [0, 1024]. Si es 0 no se mantienen errores en memoria. El valor por defecto es 256.



Figura 22. Panel de configuración general de la carpeta RTU. [25]

En la carpeta de RTUs están las remotas ya agregadas que trabajan con dicho protocolo, existe la capacidad de agregar más RTUs, borrar las existentes o modificar sus parámetros.

En la figura 22 se muestra la configuración de los parámetros generales de la RTU y en la tabla 33 se describen los campos de Nombre, Descripción y Prefijo Ítems.

Tabla 33. Configuración general de la carpeta RTU. [25].

Campo	Descripción
Nombre	Nombre identificador de la RTU. Debe ser único.
Descripción	Descripción de la RTU. El valor por defecto es el nombre de la RTU.
Prefijo Ítems	Es una cadena de texto que será anexada al comienzo de ítems de la RTU exportados hacia el Servidor SCADA. Debe ser un valor único, el valor por defecto es el nombre de la RTU.

Luego se debe realizar la configuración de la capa de enlace del protocolo, estos deben ser iguales que los configurados en la RTU. En la figura 23 se muestra la interfaz gráfica de la carpeta enlace y en la tabla 34 se describe la configuración de los parámetros.



Figura 23. Interfaz gráfica en la configuración de enlace del protocolo con la RTU. [25].

Tabla 34. Configuración de enlace del protocolo con la RTU. [25].

Campo	Descripción
K	Debe ser un número entero en el rango [1, 32767]. El valor por defecto es 12.
W	Debe ser un número entero en el rango [1, 32767]. El valor por defecto es 8.
T0	Timeout de reconexión, es el tiempo que se espera antes de volver a intentar establecer la conexión con la RTU. Debe ser un número entero entre el rango [1, 255] segundos. El valor por defecto es 30.

Tabla 35. Configuración de enlace del protocolo con la RTU (cont.). [25].

Campo	Descripción
T1	Timeout de recepción ACKs. Debe ser un número entero entre el rango [1, 255] segundos. El valor por defecto es 15.
T2	Timeout de envío de confirmación de APDUs. Debe ser un número entero entre el rango [1, T1 – 1] segundos. El valor por defecto es 10.
T3	Timeout para el envío de APDUs de prueba. Debe ser un número entero entre el rango [1, 255] segundos. El valor por defecto es 20.
Dirección IP	Dirección IP de la RTU. El valor por defecto es una cadena vacía.
Puerto TCP	Puerto TCP/IP de atención de conexiones de la RTU. El valor por defecto es 2404.

En la tabla 36 se muestra como modificar los configurar parámetros de la capa aplicación del protocolo.

Tabla 36. Parámetros de configuración de la capa aplicación del protocolo con la RTU. [25].

Campo	Descripción
Tamaño del Common Addres	Posibles valores {1 byte, 2 byte}, El valor por defecto es 2 bytes.
Tamaño del Cause of Transmission	Posibles valores {1 byte, 2 byte}, El valor por defecto es 1 byte.

Tabla 37. Parámetros de configuración de la capa aplicación del protocolo con la RTU (cont.). [25].

Campo	Descripción
Tamaño del Information Object	Posibles valores {1 byte, 2 byte, 3 bytes}, El valor por defecto es 2 bytes.
Tamaño máximo del ASDU	Debe ser un número entero en el rango [10, 249]. El valor por defecto es 249.
Common Address	Dirección de ASDU de la RTU. Dependiendo del Tamaño del Common Address debe ser un número entre los rangos [0, 254] o [0, 65534] respectivamente, este valor debe ser único entre todas las RTUs configuradas.
Requiere Select Before Operate en comandos	Solo si se quiere utilizar la confirmación de ejecución para los comandos de la RTU, los posibles valores son {Si, No}, el valor por efecto es Si.
Tiempo de Selección	Tiempo máximo para la ejecución de un comando. Comprende todo el proceso del comando incluyendo la selección (si corresponde), la ejecución del comando y la respuesta de terminación de comando (si corresponde). Debe ser un número entero entre el rango [20, 1200] decimas de segundo. El valor por defecto es 100.
Requiere Activation Termination de comandos	Indica si se requiere que la RTU envíe un paquete de activation termination al ejecutar un comando. Posibles valores son {Si, No}. El valor por defecto es No.
Periodo de sincronización del reloj.	El Servidor 104 envía en forma periódica en intervalos de tiempo por segundos un comando de sincronización de reloj hacia la RTU.

En la figura 24 se muestra la interfaz gráfica en donde se pueden modificar los parámetros mencionados en la tabla anterior, presionando doble clic al botón derecho del cursor, usando los botones espacio o *enter*.

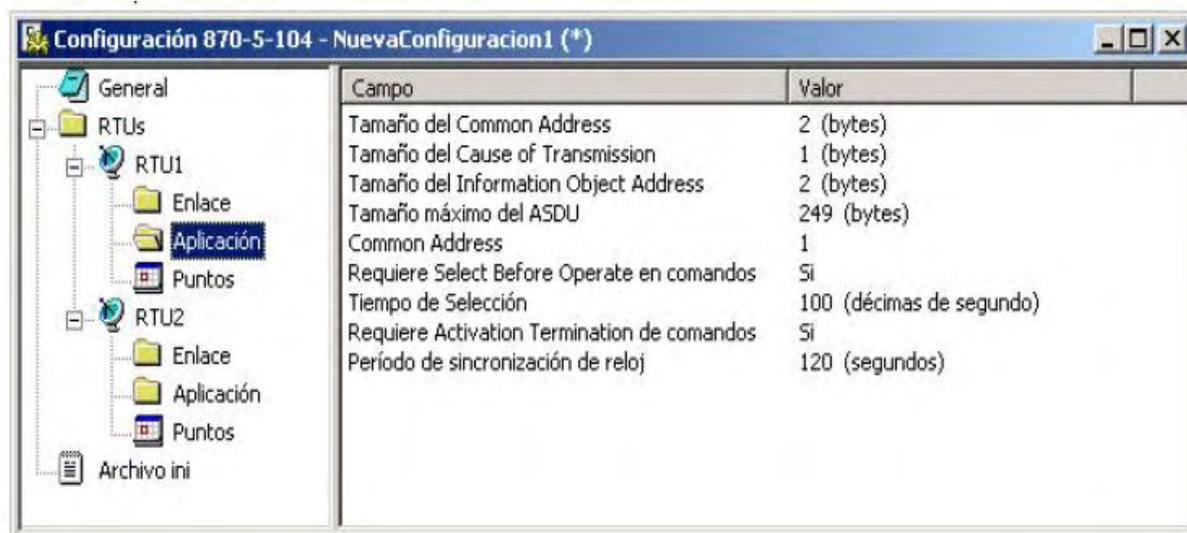


Figura 24. Interfaz gráfica en la configuración de aplicación del protocolo con la RTU. [25].

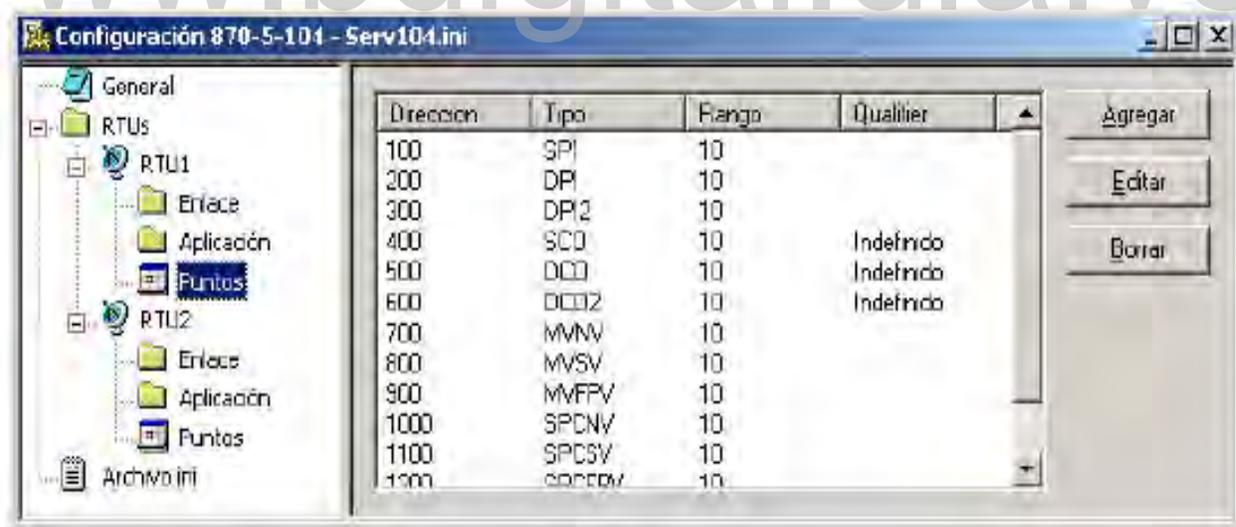


Figura 25. Interfaz gráfica en la configuración de puntos del protocolo con la RTU. [25].

Por último se hace la configuración de los puntos a mapear, la interfaz gráfica se muestra en la figura 25, estos puntos son exportados hacia el Servidor SCADA como una cadena de texto con el siguiente formato:

<rtu>TTTXXXXX

Donde:

- <rtu>: Es una cadena de texto que corresponde al valor del campo Prefijo Ítems de los parámetros generales previamente configurados.
- TTT: Es una cadena de texto de tres caracteres de largo que representa el tipo de ítem exportado, pueden ser:
 - EDG: Entrada Digital.
 - EAN: Entrada Analógica.
 - SDG: Salida Digital.
 - SAN: Salida Analógica.
 - XXXXX: Es un número de cinco cifras, que puede ser rellenado con ceros a la izquierda en caso de ser necesario, con la dirección del protocolo del punto.

Si el prefijo del ítem es **RTU1_**, el tipo es **SPI** y la dirección del punto es **100**, entonces el nombre del ítem exportado será: **RTU1_EDG00100**.

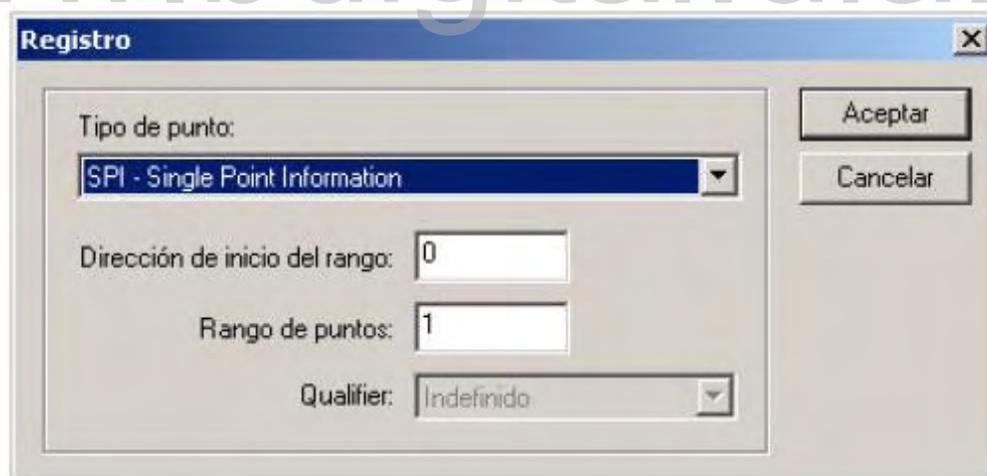


Figura 26. Ventana emergente para agregar y configurar los puntos del protocolo con la RTU. [25].

Cuando se selecciona el botón agregar debe emerger una ventana como se muestra en la figura 26, donde se establece que tipo de punto es, la dirección de inicio del rango y cuál es el rango

de los puntos, sí el tipo de punto es SCO, DCO o DCO2 se debe seleccionar también el parámetro *Qualifer*.

De igual manera se pueden borrar o editar dichos puntos desde la ventana principal de la interfaz de puntos

De ultimo se encuentra el archivo texto tipo INI, este puede ser editado por la interfaz gráfica ya mencionada o directamente en el texto.

Luego de haber realizado la configuración, esta debe ser enviada al Servidor 104 dando clic al comando Enviar Configuración que tiene forma de sobre () ubicado en la barra de herramientas en la parte superior del administrador 104. Si el servidor tiene redundancia, pero el servidor primario no se encuentra conectado al administrador, saldrá una ventana emergente, donde pedirá la confirmación si se desea enviar la configuración al servidor secundario.

El administrador puede recibir datos del Servidor 104 que este activo utilizando el comando Recibir Configuración que tiene forma de buzón de correo () ubicado en la barra de herramientas en la parte superior del administrador 104, en caso de que ningún servidor esté conectado saldrá una ventana emergente el cual pedirá la confirmación de continuar para luego escoger de cual servidor recibir la información (Primario o Secundario).

Configuración del Servidor SCADA de Datos Externos

Luego de configurar el Servidor 104 del SCADA MIRAGE, se debe establecer la comunicación con el Servidor SCADA en la carpeta Datos Externos, en esta se configura los parámetros que se pueden mostrar en la figura 27, para la comunicación con los dispositivos servidores de adquisición de datos o servidores de comunicaciones.

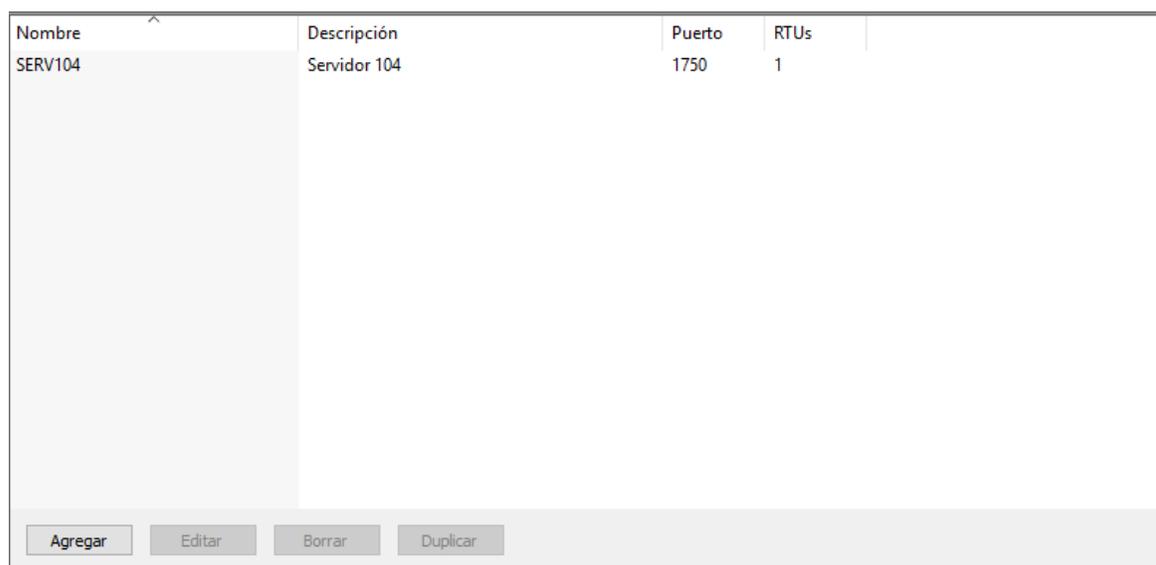
Cada acceso externo representa un servidor de comunicaciones distinto y cada estación representa un subconjunto de los elementos de planta exportados por los accesos externos, por lo tanto, un acceso externo puede tener muchas estaciones, pero una estación solo puede estar vinculado a un único acceso externo.

Para agregar un nuevo acceso se debe presionar el botón Agregar, esta acción despliega un cuadro de dialogo que permite configurar los parámetros del nuevo acceso, estos son:

- Nombre: Nombre identificatorio del acceso.
- Descripción: Descripción opcional del acceso.
- Puerto: Puerto TCP/IP de comunicación con el servidor de adquisición de datos asociado al acceso.

Luego, se configura las RTUs que se van asociar al acceso del Servidor SCADA, colocando los datos de la RTU como:

- Identificación.
- Nombre: Nombre de la RTU.
- Descripción: Descripción opcional de la RTU.
- Datos Externos.
- Prefijo ítems.
- Acceso: Es el acceso externo relacionado configurado previamente en el punto anterior.



Nombre	Descripción	Puerto	RTUs
SERV104	Servidor 104	1750	1

Figura 27. Interfaz gráfica, de la carpeta de Datos Externos con los parámetros a configurar (Fuente: Elaboración propia).

Ya luego de cumplir todos los pasos anteriormente mencionados, se puede tener configurado el sistema de comunicaciones para lograr la comunicación para la automatización de la sub-estación deseada.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 5

ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES ELÉCTRICOS Y ESTUDIO DE LA SUB-ESTACIÓN 5 AGUILAS BLANCAS

5.1 ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES

Los diagramas unifilares y planos de la arquitectura de comunicación y control de las sub-estaciones eléctricas en mención fueron elaborados en el software de diseño AutoCAD 2017 versión estudiantil, puesto que los archivos de computación necesarios para la realización de los mismos en el sistema SCADA MIRAGE no fueron encontrados por parte de la compañía de suministro eléctrico, ya que el proyecto tiene tiempo en ejecución y los responsables ya no están dentro de la compañía.

Se debe aclarar que el personal de CORPOELEC Mérida tiene la necesidad de conocer el modo, estatus y controlar la apertura y el cierre de los diferentes dispositivos como lo son reconectores e interruptores existentes en las sub-estaciones.

El alcance del presente trabajo, se realizó el estudio sobre tres sub-estaciones eléctricas no atendidas: El Bosque, Los Frailes y 5 Águilas.

De las sub-estaciones mencionadas en el párrafo anterior se estudió el tipo de la sub-estación, equipos instalados y forma de comunicación con el COD, además se debe establecer las variables que se quieren conocer para los diferentes equipos, las cuales son:

- De monitoreo:

- Modo: En funcionamiento o fuera de funcionamiento.
- Estatus: Abierto o Cerrado .
- De control:
 - Apertura.
 - Cierre.

Se deberá escoger si las sub-estaciones pueden ser recomendadas para las pruebas pilotos en la automatización usando la RTU-194 y SCADA MIRAGE.

5.1.1 Leyenda Teórica o Tabla de Convenciones

La Figura 28 muestra la leyenda de los elementos y dispositivos eléctricos que conforman las diferentes subestaciones eléctricas en estudio:

	Conexión Delta - Estrella
	Reconectador
	Interruptor
	Fusible
	Seccionador
	Transformador
	Transformador para medición
	Explosor con diélectrico de aire

Figura 28. Leyenda con los símbolos utilizados para elaborar los diagramas. (Fuente: Elaboración propia).

5.1.2 Diagrama Unifilar Eléctrico Subestación El Bosque

La figura 29 muestra el diagrama de la sub-estación El Bosque, es una sub-estación de distribución primaria, no atendida, con una capacidad de 10 MVA, con líneas en media tensión de 34,5 kV y cuatro circuitos a una tensión reducida de 13,8 kV.

La sub-estación cuenta con 4 reconectadores, 1 interruptor, 6 fusibles, 1 transformador de potencia, 10 seccionadores, 5 explosores con dieléctrico de aire y 3 transformadores para medición. De los equipos que tiene la sub-estación los reconectadores son un punto clave para la automatización de la misma, ya que son dispositivos de protección con la capacidad de ser monitoreados y controlados, siempre y cuando cumplan con las características mencionadas en los capítulos anteriores.

Los reconectadores son GVR con controlador PANACEA en la salida de distribución para cada circuito, tiene un sistema de control que cumple con la función de controlar el tiempo de disparo, establecer el tiempo de reenganche y contar el número de operaciones, se debe comprobar la compatibilidad con los protocolos IEC 61850, IEC 6870-101, IEC 6870-104, DNP 3.0 o Modbus disponibles en la RTU-194 y el SCADA MIRAGE.

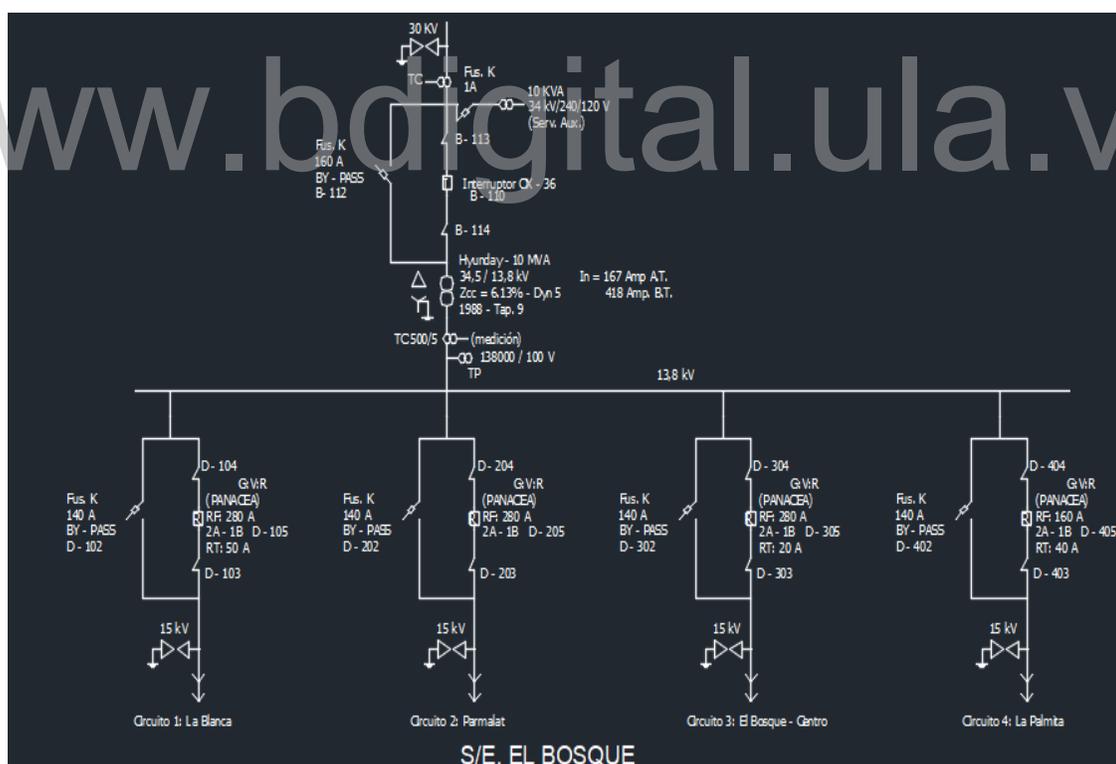


Figura 29. Diagrama de la sub-estación El Bosque (Fuente: Elaboración propia).

5.1.3 Diagrama Unifilar Eléctrico Subestación Los Frailes

El diagrama de la sub-estación de distribución primaria Los Frailes se muestra en la figura 30, cuenta con líneas de media tensión de 34,5 kV y es distribuida a 13.8 kV por dos circuitos, con la diferencia que utiliza un solo circuito de protección para ambas salidas, con una capacidad de 0,5 MVA.

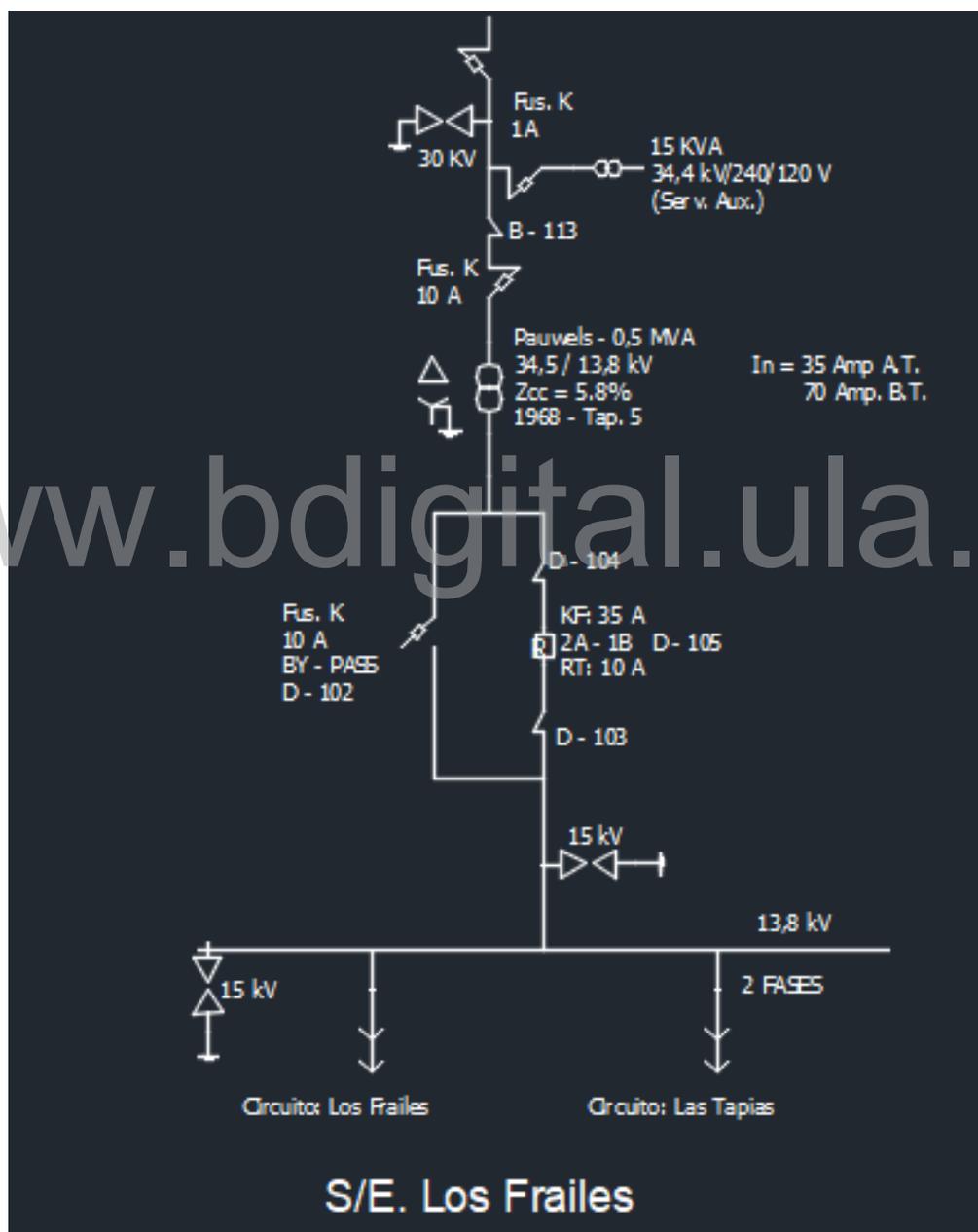


Figura 30. Diagrama de la sub-estación Los Frailes (Fuente: Elaboración propia).

La sub-estación cuenta con 1 reconectador, 3 fusibles, 1 transformador de potencia, 2 seccionadores, 3 explosores con dieléctrico de aire y 3 transformadores para medición.

La sub-estación Los Frailes se puede escoger para ser una de las sub-estaciones no atendidas pilotos en el proyecto de automatización, puesto que solo tiene un reconectador a controlar y monitorear, el desarrollo del mimico en el SCADA MIRAGE es simple porque las variables a configurar son pocas. Para elaborar dicho proyecto se debe realizar un estudio detallado donde se analice la posibilidad de comunicación con el COD Mérida, el equipo instalados debe ser compatible con uno de los protocolos de comunicaciones que tiene el Sistema SCADA MIRAGE y la RTU-194.

5.1.4 Diagrama Unifilar Eléctrico Subestación 5 Águilas

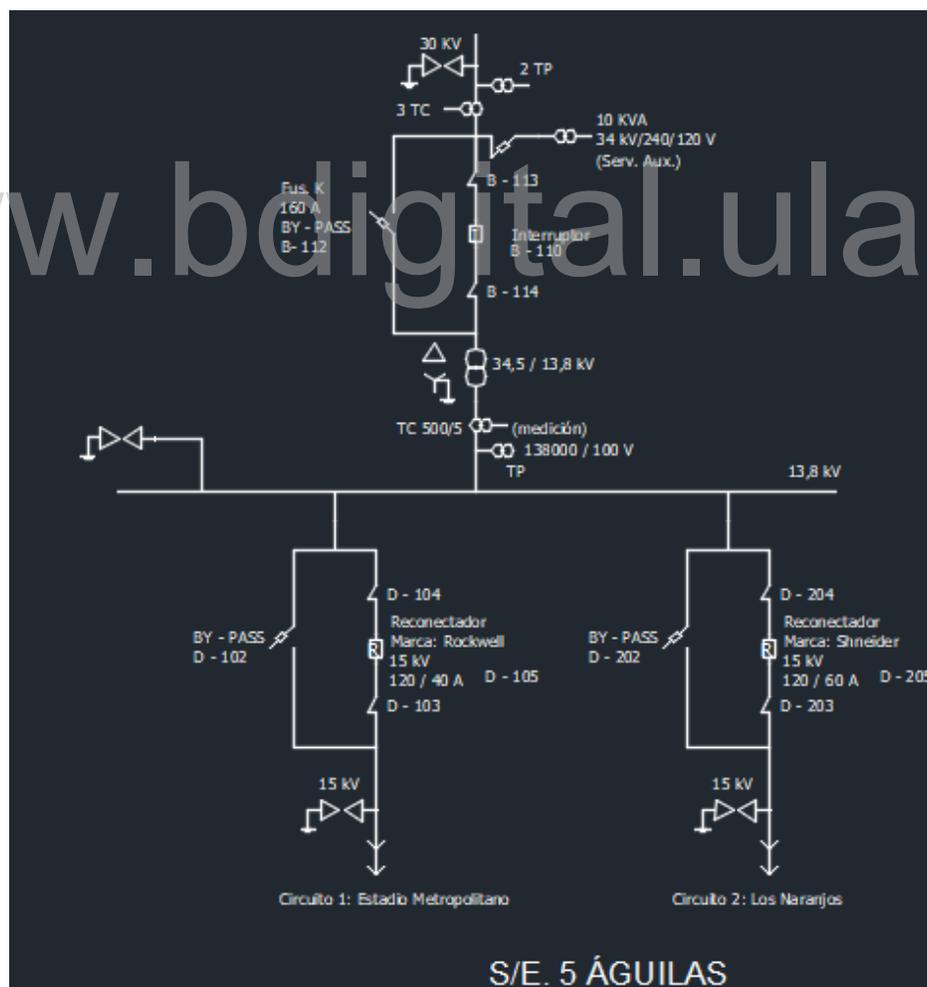


Figura 31. Diagrama de la sub-estación 5 Águilas (Fuente: Elaboración propia).

El diagrama de la sub-estación 5 Águilas que se muestra en la figura 31 esta actualizado y es una sub-estación de distribución primaria donde posee tres líneas trifásicas, en la entrada maneja una tensión de 34,5 kV y es transformada a una tensión de 13,8 kV. La sub-estación cuenta con 2 reconectores, 4 fusibles, 1 transformador de potencia, 6 seccionadores, 4 explosores con dieléctrico de aire y 4 transformadores para medición.

La sub-estación 5 Águilas tiene dos circuitos en su salida, el circuito 1 alimenta el Estadio Metropolitano, esta línea maneja una carga mínima la mayoría del tiempo puesto que presenta condiciones de carga máxima cuando existe un evento en dicha instalación, por otra parte el circuito 2 es la línea que energiza al sector Los Naranjos funcionando siempre a una carga constante.



Figura 32. Arquitectura de comunicación de la sub-estación 5 Águilas (Fuente: Elaboración propia).

Tabla 38. Leyenda de la arquitectura de comunicación de la sub-estación 5 Águilas. (Fuente: Elaboración propia).

Tipo de cableado	Conector	Color
FTP Categoría 6A	RJ45 / T-568 ^a	
Fibra Óptica Monomodo	SFP Lc-lc	

Como se describe en el punto 4.1, en la sub-estación 5 Águilas se encuentran dos reconectores automatizables y ambos cumplen con los protocolos de comunicación que están configurados en el sistema SCADA MIRAGE y la RTU-194, recordando que los IEDs son de marca Schneider modelo ADVC-Ultra-FTIM-FLEX y Rockwell Automation, en la figura 31 se muestra a que circuito corresponde cada uno.

La sub-estación 5 Águilas es una de las sub-estaciones piloto para la prueba de comunicación y automatización con el Sistema SCADA MIRAGE puesto que tiene la cercanía con la ciudad y los equipos compatibles.

Diagrama de Comunicación y Control Sub-estación 5 Águilas.

En la figura 32 y la tabla 38 se muestra la arquitectura de comunicación y su respectiva leyenda, dicha arquitectura es la propuesta para establecer la comunicación dentro de la sub-estación 5 Águilas y el COD Mérida, se detallan los protocolos a utilizar el DNP 3.0 y IEC 60870-5-104, ambos protocolos compatibles con el Sistema SCADA MIRAGE y la RTU-194.

Se establece que esos serán los protocolos a seguir puesto que fueron los protocolos de comunicación usados como ejemplos en los capítulos anteriores para la realización del manual de comunicación.

En la figura 32 se muestra que la comunicación entre los IEDs y la RTU-194 será con cableado FTP categoría 6A puesto que viene con apantallado global para evitar interferencias externas y puede admitir protocolo ethernet de hasta 10 Gigabits y conectores RJ45 / T-568A, el protocolo de comunicación entre los IEDs y la RTU será el DNP3.0 por protocolo TCP/IP.

Para la comunicación de la RTU-194 con el COD donde se encuentra el SCADA MIRAGE se debe utilizar un cableado de fibra óptica monomodo, puesto que la velocidad de comunicación

debe ser muy alta para poder tener una respuesta casi inmediata de los equipos en la sub-estación, los conectores deben ser SFP Lc-lc, el protocolo de comunicación a usar en este caso será el IEC 60870-5-104 por protocolo TCP/IP.

Luego que el cableado este conectado se procede con la asignación de IPs a los IEDs, Stiwch, RTU-194 y el Sistema SCADA MIRAGE, para pasar a la etapa de configuración de la comunicación con el manual desarrollado en los capítulos anteriores y por último la asignación de variables a los mímicos desarrollados e instalados en el SCADA. Cuando exista comunicación entre el COD y la sub-estación 5 Águilas se estableceran las pruebas necesarias para establecer el control y monitoreo en la sub-estación mencionada.

En la figura 32 se muestra un elemento que no se encuentra en la sub-estación pero que es de importancia incorporarlo como lo es el Switch EDGECORE ECS462028T capa 3 que tiene 24 puertos RJ45, 2 puertos SFP, capacidad de switching de 128 Gbps, memoria flash de 128 MB, DRAM 256 MB, espacio en rack de 19"; este dispositivo debe ser posicionado dentro de una de las casetas en la sub-estación junto con la RTU-194, ambos equipos deben contar con baterías de respaldo para que en caso de ocurrir una falla eléctrica dentro de la sub-estación no se corte la comunicación con los equipos monitoreados y controlados.

CONCLUSIONES

Se finalizó el trabajo de grado cumpliendo los objetivos específicos planteados para el desarrollo del objetivo general. Con el cumplimiento de dichos objetivos se puede concluir lo siguiente:

Se estudio la norma IEC 61850 para conocer las nuevas tecnologías en el área de automatización de sub-estaciones, dicha norma es actualmente utilizada por las distintas compañías de suministro eléctrico en diferentes países, para actualizar sus sistemas eléctricos con equipos diseñados bajo la misma norma y protocolo de comunicación ya que tiene beneficios como el uso del Nodo Lógicos, que se define como la parte más pequeña de una función, el Lenguaje de Descripción de Configuración de Sub-estaciones, el cual es un lenguaje basado en XML, también se utiliza para almacenar datos y permitir la comunicación entre varias aplicaciones, por último se definió el Mensaje GOOSE, es el mensaje tipo broadcast para la transferencia de información entre IEDs.

Se analizo el protocolo DNP 3.0, que entre sus características resaltantes esta la transferencia segura de archivos, por otra parte, de los protocolo IEC 60870-5-101 y IEC 60870-5-104, se destaca que el primero es una extensión del segundo respectivamente y estos se diferencian a nivel de capa transporte, red, enlace y física.

Al culminar de analizar los cuatro protocolos antes mencionados se compararon en una tabla donde se establece que el protocolo más completo es el IEC 61850, ya que unifica y mejora los otros tres protocolos antes mencionados.

Como primer paso para la elaboración del procedimiento de configuración para la comunicación de los equipos y dispositivos que permitan la automatización de una sub-estación se escogen los reconectores instalados en la sub-estación 5 Águilas, porque fue la sub-estación no atendida de distribución primaria donde se obtuvo el permiso para ingresar a las instalaciones.

Al realizar la visita al sitio se procedió a tomar nota de los dos IEDs instalados, pertenecientes a cada reconectador, a su vez verificando sus características con el manual de usuario de cada IED. Con la información recolectada se conoce que el IED del reconectador Schneider no es compatible con el protocolo IEC 61850, pero si con los protocolos IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, DNP 3.0, entre otros, por otra parte el reconectador Rockwell Automation si es compatible con todos los protocolos antes mencionados incluyendo el IEC 61850.

Leyendo los manuales de cada IED se determina que los equipos que se pueden automatizar y conociendo los protocolos de comunicación que cumplen son tomados como ejemplos para realizar el manual de procedimientos establecido en el trabajo de grado, dichos IEDs son el Schneider modelo ADVC-Ultra-FTIM-FLEX y el Rockwell Automation instalados en la subestación 5 Águilas.

El manual realizado establece que el protocolo de comunicación entre los IEDs y la RTU-194 debe ser el protocolo DNP 3.0, por lo tanto se explicó a detalle la configuración del módulo Driver DNP 3.0 en la plataforma RTUQM, cabe destacar que los módulos Driver son los responsables en la comunicación de los dispositivos en la subestación y la RTU-194.

Para la configuración de la RTU-194 se utiliza el administrador RTUQM instalado en el servidor del SCADA MIRAGE. Se comienza con la configuración del administrador RTUQM escogiendo el tipo de enlace que se desea establecer con la finalidad de tener acceso a los módulos de dicho equipo, luego se escoge el módulo Driver DNP 3.0 para la elaboración del procedimiento de configuración en la comunicación de la unidad remota y dispositivos inteligentes, dicha comunicación corresponde con el protocolo DNP 3.0, se debe aclarar que los módulos Driver son los encargados de la comunicación de la RTU con los equipos a automatizar.

Para establecer la comunicación entre la RTU-194 y el SCADA MIRAGE, se debe tener similitud en los protocolos a usar en ambos equipos, por lo tanto se establece que el protocolo es el IEC 60870-5-104, que se debe configurar como módulo IEC870-5-101B en la RTU-194 y se usa el Administrador y Servidor 104 para la configuración de comunicación en el SCADA MIRAGE.

En el último capítulo se procede a elaborar los diagramas unifilares en la herramienta de computación AutoCAD 2017, por falta de los archivos necesarios para la realización de estos en el Sistema SCADA MIRAGE. Las sub-estaciones que se mantienen bajo estudio son El Bosque, Los Frailes y 5 Águilas, son tres sub-estaciones de distribución primaria no asistidas, tienen cercanía con el COD, puesto que se encuentran ubicadas dentro del mismo municipio haciendo que la logística de llegar a las sub-estaciones es más práctico, en el caso de la sub-estación 5 Águilas los dos IEDs son compatibles con protocolos configurables en el SCADA MIRAGE y RTU-194, por estas razones son viables para realizar las pruebas pilotos en la automatización de las sub-estaciones.

Se realizó el diagrama de comunicación de la sub-estación 5 Águilas, entre las tres sub-estaciones es la más viable para comenzar con la instalación de la RTU y realizar las pruebas pilotos para la automatización de sub-estaciones no atendidas, puesto que tiene los equipos necesarios, no maneja toda la carga instalada la mayor parte del tiempo, tiene cercanía con un tendido de fibra óptica el cual atraviesa la avenida centenario desde la sub-estación ejido, donde el propietario es CORPELEC Mérida y posee conexión directa con el COD ubicado en el centro de la ciudad de Mérida.

RECOMENDACIONES

Al cumplir con la totalidad de los objetivos del trabajo, el manual de configuración para la comunicación del Sistema SCADA MIRAGE, RTU-194 y equipos existentes en las sub-estaciones, para monitorear y controlar el modo, estatus, apertura y cierre respectivamente, se recomiendan los siguientes pasos:

- Las próximas sub-estaciones a construir deberían estar bajo la norma IEC 61850.
- Los próximos equipos actualizar o instalar deberían poder ser configurador con el protocolo IEC 61850.
- Realizar un laboratorio de pruebas en un espacio controlado para realizar las pruebas de comunicación usando entre el Sistema SCADA MIRAGE, RTU-194 y algún equipo compatible con los protocolos de comunicació, usando como manual descrito en este trabajo de grado para la configuración.
- Realizar un estudio más detallado a las sub-estaciones Los Frailes, El Bosque y 5 Águilas y conocer a cual de estas es mejor realizar una prueba piloto.
- Realizar los mímicos correspondientes a las sub-estaciones antes mencionadas, en el editor de mímicos del Sistema SCADA MIRAGE.

Realizando las recomendaciones establecidas en un futuro la automatización de sub-estaciones de distribución no atendidas seguro será una realidad.

REFERENCIAS

- [1] A. C. Bastos. “*Diseño de un Simulador Basado en un Sistema de Automatización para Subestaciones Eléctricas*”. Trabajo de grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2015.
- [2] M. A. Toscano. (2010). “*Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos*”. Trabajo de grado. Universidad Ricardo Palma. Lima. [Online]. Disponible: http://repositorio.urp.edu.pe/bitstream/handle/urp/66/toscano_ma.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- [3] F. A. Chuchuca y L. A. Desiderio. (2010). “*Simulación de Automatización de una Subestación de Distribución*”. Trabajo de grado. Universidad Politécnica Salesiana. Guayaquil. [Online]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2062/12/UPS-GT000147.pdf>.
- [4] F. H. Núñez, *Centrales de Generación y Subestaciones Eléctricas*. República Dominicana. Universidad APEC, 2015, pp 133-174.
- [5] CORPOELEC. Transmisión Nuevas Líneas 297 Km [Online]. CORPOELEC, 2015 [2018, Diciembre, 13]. Disponible en: <http://www.corpoelec.gob.ve/transmision>.
- [6] Colaboradores de Wikipedia. *Seccionador* [Online]. Wikipedia, La enciclopedia libre, 2018 [13 de Diciembre del 2018]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Seccionador>.
- [7] *U&W – Series. U-Series three-phase recloser/W – Series single-phase recloser with ADVC controller*, Medium Voltage Distribution, Schneider Electric Industries SAS, Francia, 2013, pp. A18.

- [8] *Communication networks and systems in substation - Part 1: Introduction and overview*, IEC 61850 – 1, 2004.
- [9] *Communication networks and systems - Part 2: Glossary*, IEC 61850 – 2, 2004.
- [10] M. Benítez, “*Implementación Práctica del Protocolo IEC 61850 en Subestaciones Eléctricas, Problemas y Soluciones*”. Título de Master en Sistemas de Energía Eléctrica. Universidad de Sevilla. Sevilla. [Online]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70641/>.
- [11] L. E. Chavarría. “*Materia: SCADA SYSTEM’S & TELEMETRY*”. Atlantic International University. Mexico City. MM2086SOI9069. 13 de Octubre de 2007.
- [12] B. M. Wilamowski y J. D. Irwin. *INDUSTRIAL COMMUNICATIONS SYSTEMS*. United States of America: 2ª ed, CRC PRESS Taylor & Francis Group. 2011, pp 1.1-1.3.
- [13] Colaboradores Modelo ISO/OSI. *Modelo ISO/OSI* [Online]. Modelo ISO/OSI, 2013 [10 de Enero de 2019]. Disponible en: https://modeloisoosi.es.tl/MODELO-ISO_OSI.htm.
- [14] R. Uzcategui. “*Redes de Computadoras: 1 – CONCEPTOS BÁSICOS DE REDES*”. Universidad de Los Andes. Mérida. 2018.
- [15] R. Uzcategui. “*Redes de Computadoras: 6 – ETHERNET TECNOLOGÍA PARA REDES DE ÁREA LOCAL (VERSIÓN 2.1.0)*”. Universidad de Los Andes. Mérida. 2018.
- [16] R. Uzcategui, “*7 – EL GRUPO DE PORTOCOLOS TCP/IP*”. *PRINCIPIOS BÁSICOS DE REDES DE COMPUTADORAS*. Universidad de Los Andes. Mérida. pp. 6. Mayo, 2018.
- [17] T.M. Torres Ulloa. (2017) “*Recopilación y procesamiento de información de un grupo de sub-estaciones automatizadas de la EBSA para la evaluación y el análisis de actualizaciones y mantenimiento*”. Trabajo de Grado no publicado. Universidad Pedagógica y tecnológica de Colombia. Tunja. [Online]. Disponible en: <https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/1868/1/TGT-433.pdf>.

- [18] *Sistema SCADA Mirage Manual de Usuario Introducción*. Versión 2.2. CONTROLES S.A., Uruguay, 2015.
- [19] *RTU 194 Manual de Usuario*. CONTROLES S.A. Versión 10, Uruguay, 2015.
- [20] *Sistema RTUQM, Administrador RTUQM*. CONTROLES S.A. Versión 1.4, Uruguay, 2018.
- [21] *Part 5 - Communication requirements for functions and device models*, IEC-61850 Communication networks and systems in substations, 2003.
- [22] Raúl Cobo. *Protocolo dnp3.0* [Online]. Electro Industria 2008 [15 de Enero del 2019]. Disponible en: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=804&edi=45&xit=protocolo-dnp-3>.
- [23] *Sistema RTUQM, Módulo Protocolo DNP3*. 1.2. CONTROLES S.A. Montevideo, Uruguay.
- [24] *Sistema RTUQM, Módulo Protocolo IEC870-5-101B*. 1.5. CONTROLES S.A. Montevideo, Uruguay.
- [25] *MIRAGE MMI/SCADA Software, Servidor 104* . 1.3. CONTROLES S.A. Montevideo, Uruguay.

Capacidad de distribución 450 MVA

Ampliable a 900 MVA

Número de salidas:

6 salidas de líneas a 400 KV

10 salidas de líneas a 230 KV.

4 salidas de líneas a 34,5 KV

SUBESTACIÓN NODAL 230T

Tensión primaria 230 KV

Capacidad de distribución 400 MVA

Ampliable a 800 MVA

Número de salidas:

6 salidas de líneas a 230 KV

8 salidas de líneas a 115 KV.

8 salidas de líneas a 34,5 KV

10 salidas de líneas a 13,8 KV.

SUBESTACIÓN NODAL 115 TD (D = DISTRIBUCIÓN)

Tensión primaria 115 KV

Capacidad de distribución 120 MVA

Ampliable a 150 MVA

Número de salidas:

5 salidas de líneas a 115 KV.

8 salidas de líneas a 34,5 KV

12 salidas de líneas a 13,8 KV.

SUBESTACIONES RADIALES

Las subestaciones denominadas radiales son aquellas que solamente tienen una línea de entrada a la tensión primaria, por lo tanto son por naturaleza subestaciones transformadoras, utilizadas para alimentar directamente ciertas cargas especiales o a las subestaciones de distribución.

SUBESTACIÓN RADIAL TIPO I (115 KV)

Tensión primaria 115 KV

Capacidad de distribución 60 MVA

Número de salidas:

2 salidas de líneas a 115 KV.

6 salidas de líneas a 34,5 KV

10 salidas de líneas a 13,8 KV

SUBESTACIÓN RADIAL TIPO II (34,5 KV)

Tensión primaria 34,5 KV

Capacidad de distribución 40 MVA

Número de salidas:

2 salidas de líneas a 34,5 KV

10 salidas de líneas a 13,8 KV

TIPO	MVA	NÚMERO DE SALIDAS				
		400 KV	230 KV	115 KV	34,5 KV	13,8 KV
NODAL 400T	450 – 900	6	10		4	
NODAL 230T	400 – 800		6	8	8	10
NODAL 115TD	120 – 150			5	8	12
RADIAL I 115 KV	60			2	6	10
RADIAL II 34,5 KV	40				2	10