

DIAGNÓSTICO DE LAS SUBESTACIONES CON SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL PROPIEDAD DE LA EBSA

SANTIAGO ANDRES HURTADO AVELLA

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
BOYACÁ
TUNJA
2016

DIAGNÓSTICO DE LAS SUBESTACIONES CON SISTEMA DE
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL PROPIEDAD DE LA EBSA

SANTIAGO ANDRES HURTADO AVELLA

Práctica con proyección empresarial para optar por el título de Ingeniero
Electrónico

Director: Ingeniero Msc. Oscar Mauricio Hernández Gómez

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
BOYACÁ
TUNJA
2016

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Tunja, 30 de Junio de 2016

A Dios, a mis padres, mi novia
Laura y toda la comunidad
académica a la que le sea útil este
documento.

AGRADECIMIENTOS

Inicialmente agradezco a mis padres quienes han sido mi apoyo durante mi vida académica, y a Laura quien me ha dado motivación e ilusión para seguir adelante.

Agradezco a mi director de proyecto el ingeniero Oscar Hernández por ser un gran ejemplo como profesional, demostrando responsabilidad y compromiso frente a las diferentes actividades académicas que se realizaron durante el transcurso de la carrera y durante el desarrollo del trabajo de grado.

Le doy las gracias al ingeniero Carlos Gómez y al grupo Telemática quienes tuvieron la paciencia y el conocimiento para guiarme y enseñarme lo relacionado a la vida profesional empresarial.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	17
OBJETIVO	19
1. MARCO CONCEPTUAL	20
1.1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	20
1.1.1 Subestaciones de Generación.	21
1.1.2 Subestaciones de transformación.	21
1.1.2.1 Subestaciones Elevadoras	21
1.1.2.2 Subestaciones Reductoras	22
1.1.3 Subestaciones de Maniobra	22
1.2 AUTOMATIZACIÓN	22
1.2.1 SCADA	26
1.2.2 Human Machine Interface (HMI)	28
1.2.2.1 Terminal de Operador	29
1.2.2.2 PC + Software	29
1.2.3 Master Terminal Unit (MTU)	29
1.2.4 Autómatas Programables Industriales (API)	30
1.2.4.1 Remote Terminal Unit (RTU)	32
1.2.4.2 Programmable Logic Controller (PLC)	32
1.2.4.3 Intelligent Electronic Device (IED)	33
1.3 AUTOMATIZACION SUBESTACIONES ELECTRICAS	34

1.4	PROTOCOLOS DE COMUNICACION	37
2.	DIAGNOSTICO DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	38
2.1	SUBESTACIONES ELECTRICAS DE LA EMPRESA	38
2.2	SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EMPRESA	44
2.2.1	Equipos de la Automatización	45
2.2.2	Comunicaciones para la Automatización	50
2.3	ESTADO ACTUAL DE LA AUTOMATIZACION DE LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA	52
3.	CONCLUSIONES	56
4.	RECOMENDACIONES	57
	BIBLIOGRAFÍA	58

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Niveles típicos de tensión en sistemas eléctricos nacionales de potencia.	21
Tabla 2. Subestaciones ubicadas en la zona Centro.	39
Tabla 3. Subestaciones ubicadas en la zona Norte.	39
Tabla 4. Subestaciones ubicadas en la zona Occidente.	39
Tabla 5. Subestaciones ubicadas en la zona Oriente.	39
Tabla 6. Subestaciones ubicadas en la zona Puerto Boyacá.....	39
Tabla 7. Subestaciones ubicadas en la zona Ricaurte.....	40
Tabla 8. Subestaciones ubicadas en la zona Sugamuxi.	40
Tabla 9. Subestaciones ubicadas en la zona Tundama.	40
Tabla 10. Subestaciones primarias de la EBSA.	40
Tabla 11. Subestaciones secundarias de la EBSA.	41
Tabla 12. Subestaciones No Automatizadas de la EBSA.....	41
Tabla 13. Subestaciones Automatizadas de la EBSA.	42
Tabla 14. Subestaciones que operan con nivel de tensión 115 KV.....	43
Tabla 15. Controladores Lógicos Programables de la EBSA.	47
Tabla 16. Gateways de la EBSA.	49

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Grado de Automatismo en un proceso industrial.....	23
Figura 2. Tipos de automatización en función de los volúmenes de producción y variedad de producto.....	24
Figura 3. Niveles de una red industrial sin tener en cuenta la gestión empresarial.	25
Figura 4. Niveles de una red industrial teniendo en cuenta la gestión empresarial.	26
Figura 5. Diseño del sistema general SCADA (componentes y configuración general).	27
Figura 6. Conexión de la HMI con los dispositivos de campo.	28
Figura 7. Esquema simplificado de una MTU.....	30
Figura 8. Arquitectura de un Autómata.....	31
Figura 9. Interfaces eléctricas de un IED.....	34
Figura 10. Sistema Integrado de una Subestación.....	35
Figura 11. Vista con Street View de la Subestación Puerto Boyacá.	43
Figura 12. Niveles de la red industrial de la EBSA.	45
Figura 13. Dispositivos que hacen parte de la red industrial de la Empresa.	46
Figura 14. Celda de la EBSA.....	48

Figura 15. Reconectador marca TAVIDRA ELECTRIC.....	49
Figura 16. Protocolos de comunicación usados por la EBSA.....	50
Figura 17. Protocolos entrantes y saliente hacia el Gateway de la EBSA.....	51
Figura 18. Porcentajes de subestaciones primarias y secundarias automatizadas.	52
Figura 19. Distribución de subestaciones Automatizadas por Zona.....	53
Figura 20. Distribución de subestaciones automatizadas por nivel de tensión.....	54

LISTA DE ANEXOS

	Pág
Anexo A.	CD
Anexo B.	CD
Anexo C.	CD
Anexo D.	CD
Anexo E.	CD
Anexo F.	CD
Anexo G.	CD
Anexo H.	CD
Anexo I.	CD

GLOSARIO

CAÑUELA: hace referencia a un fusible, el cual es un dispositivo de seguridad utilizado para proteger dispositivos eléctricos y electrónicos. Este dispositivo permite el paso de la corriente mientras ésta no supere un valor establecido. Si el valor de la corriente es superior a este (corto circuito o sobrecarga de corriente), el fusible se derrite abriendo el circuito y no pasa corriente.¹

CELDA: es una estructura construida para instalarse de manera autosoportada y destinada a encerrar equipo eléctrico como: transformadores de potencia, transformadores de corriente, transformadores de potencial, equipos de medición y equipos de seccionamiento de media tensión tales como interruptores o seccionadores. También se denominan cuadros, paneles, gabinetes, consolas o armarios.²

DISYUNTORES: es un interruptor automático magneto-térmico que realiza la labor de maniobra en condiciones de carga. Con ayuda de un sistema de extinción de arco eléctrico interrumpe el circuito eléctrico, ante un aumento de la intensidad de la corriente o frente a un cortocircuito. Para el accionamiento automático se ayudan de relés de protección.³

Este dispositivo se rearma luego de localizado y reparado el daño causante, a diferencia de los fusibles, que deben ser reemplazados luego de un único uso. Se presentan en distintos tamaños y características.

GATEWAY: en telecomunicaciones, el término Gateway (pasarela o puerta de enlace) es un término aplicable en diferentes situaciones y a diferentes dispositivos, programas e incluso computadoras, los cuales actúan como nodo en una red para permitir la interconexión de redes con protocolos y arquitecturas

¹ Fusible – Protección contra sobre corrientes o corto circuitos. Electrónica Unicorm. {En línea}. {02 de Febrero de 2016}. Disponible en: (<http://unicrom.com/fusible/>).

² Normas Técnicas: Disposiciones generales para los locales de subestación tipo interior. EPM. 2011. {En línea}. {18 de Marzo de 2016}. Disponible en: (<https://www.epm.com.co/site/Portals/0/Users/033/33/33/RA8-014.pdf>).

³ Estaciones y subestaciones transformadoras. Capítulo 5: Energía. Aparatos de maniobra y corte. 2008. {En línea}. {18 de Marzo de 2016}. Disponible en: (<http://www.mailxmail.com/cursos-estaciones-energia/energia-aparatos-maniobra-corte>).

completamente diferentes a todos los niveles de comunicación. Su propósito es procesar (traducir o adaptar) la información del protocolo utilizado en una red al protocolo usado en la red de destino. Por lo tanto, la información no se transmite directamente, sino que se procesa para garantizar una continuidad entre los dos protocolos.⁴

GLOBAL POSITIONING SYSTEM (GPS): el Sistema de Posicionamiento Global es un sistema de radionavegación basado en el espacio, que proporciona servicios fiables de posicionamiento, navegación, y cronometría gratuita e ininterrumpida a usuarios civiles 24 horas del día en todo el mundo. A todo el que cuente con un receptor del GPS, el sistema le proporcionará su localización y la hora exacta en cualesquiera condiciones atmosféricas, de día o de noche, en cualquier lugar del mundo y sin límite al número de usuarios simultáneos.⁵

Desde el espacio, los satélites del GPS transmiten señales que reciben e identifican los receptores del GPS, con esos receptores, el usuario puede determinar con exactitud su ubicación (latitud, longitud y altitud) y desplazarse fácilmente al lugar a donde desea trasladarse.

PATIO: lugar donde se encuentra el conjunto de aparatos de maniobra, de regulación y control, de medida, incluidos los accesorios de las canalizaciones eléctricas, utilizados en las subestaciones eléctricas, cualquiera sea su tensión.⁶

RECONNECTADORES: es un dispositivo de interrupción (interruptor) que funciona con carga eléctrica, cuenta con la posibilidad de recierre automático ajustable, supervisión y operación telemandada. Un reconectador con capacidades de IED permite monitorear los parámetros de la red y tomar decisiones sobre cambios a realizar en los parámetros del alimentador.⁷

⁴ Redes. Equipos de red: Gateways. {En línea}. {24 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (<http://vgg.uma.es/redes/equipos.html#gate>).

⁵ Sistema de Posicionamiento Global (GPS). México. INEGI. {En línea}. {11 de Febrero de 2016}. Disponible en: (<http://www.inegi.org.mx/geo/contenidos/geodesia/gps.aspx?dv=c1>).

⁶ Práctica N° 4: Aparamenta Eléctrica. {En línea}. {11 de Marzo de 2016}. Disponible en: (<http://www.die.eis.uva.es/~daniel/docencia/te/TEIQPractica4.pdf>).

⁷ NAVARRO, Juan José. Uso de reconectadores para la automatización de redes de distribución. {En línea}. {18 de Marzo de 2016}. Disponible en: (<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=800&tip=7>).

SECCIONADOR: también conocido con el nombre de separador o desconector, el cual es un dispositivo mecánico de conexión y desconexión que permite cambiar las conexiones del circuito para aislar un elemento de la red eléctrica o una parte de la misma del resto de la red, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. Se debe cortar la corriente eléctrica de la línea del seccionador para poder realizar estas maniobras, esto se debe a que el seccionador se debe maniobrar en vacío. La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible, protegiendo transformadores, banco de capacitores, cámaras, líneas y ramales.⁸

SECCIONADOR CON CAÑUELA: contiene las características tanto del seccionador como del fusible: posibilitan la interrupción así como la protección contra cortocircuito y sobrecarga.⁹

TELECONTROL: Modalidad de la operación que, combinada con la teledatada permite dar instrucciones remotas al equipamiento ubicado en terreno, por medio de un sistema informático de supervisión (consola del operador) y de un sistema de comunicaciones de datos, lo cual permite reconfigurar eléctricamente el sistema de transmisión (cambio de topología) y actuar sobre algunas de las variables eléctricas.

El control a distancia se realiza a través de un medio de telecomunicación, que bien pueden ser cables, ondas electromagnéticas, etc.¹⁰

La combinación de los sistemas de teledatada y telecontrol se conoce internacionalmente con el nombre de SCADA.

⁸ Electricidad y Automatismos: Seccionador. {En línea}. {01 de Marzo de 2016}. Disponible en: (<http://www.nichese.com/seccionador.html>).

⁹ Interruptor-Seccionador Fusible. Jaraguá do Sul, Brasil. WEG. {En línea}. {01 de Marzo de 2016}. Disponible en: (<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-fsw-interruptor-seccionador-fusible-50038547-catalogo-espanol.pdf>).

¹⁰ Telecontrol. {En línea}. {09 de Febrero de 2016}. Disponible en: (http://www.diclib.com/cgi-bin/d1.cgi?l=es&base=moliner&page=showid&id=74797#.VwwwV_pmBpt)

TELEGESTION: se basa en las tecnologías informáticas, electrónicas y de telecomunicaciones que permiten el acceso remoto de instalaciones técnicas aisladas (ej. contadores) o distribuidas geográficamente. En términos generales, la telegestión es la gestión realizada a distancia con medios técnicos.¹¹

Esta tecnología es de gran ayuda en el sector energético, concretamente para el control de los consumos energéticos y para los distintos suministros.

TELEMEDIDA: consiste en la lectura de consumos de una forma remota y en tiempo real, por ejemplo toda lectura del consumo eléctrico se realiza a distancia, permitiendo la comunicación entre los equipos de medida y los sistemas del distribuidor, es decir, no se requiere tener que pasar a leer el contador físicamente. El sistema de telemetría permite recopilar los datos a un “concentrador”, donde se evalúa y analiza la información.¹²

Eléctricamente hablando la telemedida permite monitorear diversos centros de control y cualquier punto de la red eléctrica. Por ende sabe lo que ocurre en el sistema de transmisión a través de la lectura remota de diversas variables eléctricas (tensiones, corrientes, topología del sistema, alarmas, entre otras.).

¹¹ Telegestión. Gaselec energía. {En línea}. {08 de Febrero de 2016}. Disponible en: (<http://www.gaselecenergia.es/index.php/telegestion>).

¹² Telemedida. TECNET, grupo CGE. {En línea}. {08 de Febrero de 2016}. Disponible en: (<http://www.tecnet.cl/servicios/departamentomedicion/Paginas/Telemedida.aspx>).

RESUMEN

El presente documento es un diagnóstico de la automatización de las subestaciones de la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA). Para ello, se recopila información con el personal encargado de esta y de los software de monitoreo con los cuales se realiza supervisión del sistema en general.

El desarrollo de documento se hace separando por capítulos la información relevante acerca de la automatización en general y la automatización en la EBSA. Se hace una recopilación de información y contextualización, dando una idea general de lo que es la automatización en las subestaciones eléctricas.

Se desglosa la automatización de las subestaciones de la empresa, ubicándolas geográficamente y enlistándolas, diferenciando la automatización en términos de equipos y comunicaciones y evaluando estas características de la automatización.

Automatización, Subestaciones Eléctricas, Equipos de protección eléctrica, Comunicaciones Industriales, Niveles de Tensión.

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., es una empresa de servicios públicos que genera progreso y bienestar mediante la distribución y comercialización de energía eléctrica, cuyo objetivo principal es la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica con base en el desarrollo de las actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y los servicios conexos y relacionados con estas actividades.

Con más de sesenta años de historia en Boyacá la EBSA es catalogada como una de las empresas más importantes de la región, ya que desde 1954 contribuye al desarrollo de la región, en donde su crecimiento se ve reflejado en su gestión sobre el sistema de distribución, con inversiones que benefician áreas rurales y urbanas en los 123 municipios de Boyacá. Actualmente el mercado de Boyacá cuenta con 377.206 clientes, de los cuales el 99.9 % son atendidos por EBSA y solamente 138 clientes son atendidos por otros comercializadores.

Para mantener sus estándares la empresa realiza monitoreo permanente al todo el departamento de Boyacá asegurando la calidad del servicio, y utilizando tecnología en las estrategias de comunicación y automatización que mantienen su visión: “Ser la empresa líder, que operará el sistema de distribución de electricidad más seguro y confiable de Colombia, reconocida por sus altos estándares en la gestión integral, la innovación y el incremento permanente de su participación en el sector eléctrico”.

Para mantener la misión, la empresa cuenta con 67 subestaciones automatizadas de las 94 que la conforman. Dentro de la automatización se encuentra una variedad de dispositivos como son los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED: Intelligent Electronic Device), Unidades terminales Remotas (RTU: Remote Terminal Unit) y Controladores Lógicos Programable (PLC: Programmable Logic Controller). La integración de estos dispositivos se realiza a través del sistema SCADA con el cual la empresa realiza el monitoreo y control en tiempo real. Este sistema se encuentra en el centro de control ubicado en las instalaciones de la empresa en la ciudad de Sogamoso.

Para la integración de los dispositivos de automatización al sistema SCADA la EBSA emplea una diversidad de protocolos de comunicación como lo son por ejemplo el protocolo MODBUS, DNP 3.0, IEC 60870-5, y el cada vez más usado protocolo IEC 61850.

OBJETIVO

Para cumplir con la práctica se diagnosticará el estado de la automatización de algunas de las subestaciones de la empresa de energía de Boyacá en cuanto a equipos, protocolos y conexiones, para analizar las posibles diferencias entre estas. Esto se hará realizando diferentes actividades, como la localización geográfica de las subestaciones para detectar la importancia del suministro de la energía que entrega cada una de ellas, para ello se detectarán las diferencias y similitudes que tiene cada una de las subestaciones automatizadas visitadas verificando el estado de la automatización. Posteriormente se evalúan las características y los resultados obtenidos de las actividades anteriores para indicar el estado actual de la empresa en términos de la automatización de tal forma que la empresa pueda establecer correctivos para la homogenización y el funcionamiento de las mismas.

1. MARCO CONCEPTUAL

1.1 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Una subestación eléctrica o centro de transformación es una instalación, o conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, pasando de niveles de alta, media o baja tensión a niveles adecuados para la distribución de energía eléctrica, además de esto los equipos cumplen con la función de unir eléctricamente varios circuitos. El transformador es el elemento principal de una subestación.¹³

Sus funciones son las de maniobra, protección, supervisión, producción, conversión, transformación, regulación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Cada subestación debe modificar y establecer las fases y los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica. Todo lo anterior para la operación segura y confiable de los sistemas eléctricos de potencia.¹⁴

Los niveles de tensión se clasifican de la siguiente manera:

- ✓ Baja tensión < 1 KV
- ✓ Media tensión hasta 57,5 KV
- ✓ Alta tensión 115 KV y 230 KV
- ✓ Extra alta tensión superior a 230 KV

Los niveles típicos de voltaje usados en los sistemas eléctricos nacionales de potencia se muestran en la Tabla 1, agrupándolos en transmisión, subtransmisión, distribución y utilización.

¹³ Curso virtual de redes eléctricas. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 2006. {En línea}. {23 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (<http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/contenido.php>).

¹⁴ Introducción a Subestaciones Eléctricas. Los expertos en mercados XM. {En línea}. {23 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (http://www.xm.com.co/MemoriasCapacitacionEMSA/Subestaciones_Maniobras/03_Introduccion%20a%20subestaciones%20electricas.pdf).

Tabla 1. Niveles típicos de tensión en sistemas eléctricos nacionales de potencia.

Transmisión (KV)	Subtransmisión (KV)	Distribución (KV)	Utilización (V)
400	115	34.5	220
220	69	13.8	110

Fuente: MAR PEREZ, Jose Guillermo. VIDAL LOPEZ, Eric Dario. Descripción y Función del Equipo de una Subestación Eléctrica. Tuxpan, México. 2011. 68p. Trabajo de grado. Universidad Veracruzana. Facultad de ingeniería Mecánica Eléctrica.

Dependiendo del nivel de tensión que se encuentre una línea o el conjunto de equipos que hacen parte del transporte de energía estos se pueden clasificar en el Sistema de Distribución Local (SDL) (ANEXO B), el Sistema de Transmisión Regional (STR) (ANEXO C) o el Sistema de Transmisión Nacional (STN) (ANEXO D).

Las subestaciones de potencia se pueden clasificar en tres grupos: Generación, Transformación y Maniobra.

1.1.1 Subestaciones de Generación. Es aquella que funciona como patio de conexiones para una central generadora, es decir, es un conjunto de equipos con igual nivel de tensión, localizados en la misma zona, a partir de los cuales la subestación de generación realiza la elevación del nivel de tensión de generación a un nivel de tensión apto para transporte de energía eléctrica.

1.1.2 Subestaciones de transformación. Encargadas de transformar la energía eléctrica mediante uno o más transformadores. Estas subestaciones pueden ser elevadoras o reductoras de tensión.

1.1.2.1 Subestaciones Elevadoras. En este tipo de subestaciones se modifican los parámetros principales en la generación de la energía eléctrica por medio de los transformadores de potencia, elevando la tensión generada a media, alta o muy alta tensión y reduciendo la corriente para que la potencia pueda ser transportada a grandes distancias con el mínimo de pérdidas. Generalmente se encuentran al aire libre y están situadas al lado de las centrales generadoras de electricidad. La tensión primaria de los transformadores suele estar entre 3 y 36KV. Mientras que la tensión secundaria de los transformadores está condicionada por la tensión de la línea de transporte o de interconexión (34.5, 110 ó 220 KV).

1.1.2.2 Subestaciones Reductoras. Estas subestaciones tienen como objetivo la modificación de los parámetros de la transmisión de la energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, reduciendo la tensión de alta o muy alta a tensión media y aumentando la corriente para que la potencia pueda ser distribuida a distancias medias a través de las líneas de transmisión y distribución, los cuales operan a bajos voltajes para su comercialización. En este caso, la tensión primaria de los transformadores depende de la tensión de línea de transporte (34.5, 110 ó 220 KV), mientras que la tensión secundaria de los transformadores está condicionada por la tensión de las líneas de distribución (entre 6 y 30KV).

1.1.3 Subestaciones de Maniobra. En este tipo de subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica, son las encargadas de conectar dos o más circuitos, líneas o derivaciones de igual tensión para realizar sus maniobras. Por lo tanto, en este tipo de subestaciones no se tienen elementos para la transformación de la tensión.

Las subestaciones pueden encontrarse junto a las centrales generadoras y en la periferia de las zonas de consumo, en el exterior o interior de los edificios. Actualmente en las ciudades las subestaciones están en el interior de los edificios para ahorrar espacio y contaminación. En cambio, las instalaciones al aire libre están situadas en las afueras de la ciudad, pero el crecimiento poblacional ha hecho que las subestaciones que se encontraban en sectores rurales ahora hagan parte de las zonas urbanas, incomodando a la población mediante la contaminación visual y auditiva que genera una subestación, es por ello que ahora las subestaciones se construyen en edificaciones para mitigar los efectos incómodos causados a la sociedad.¹⁵

1.2 AUTOMATIZACIÓN

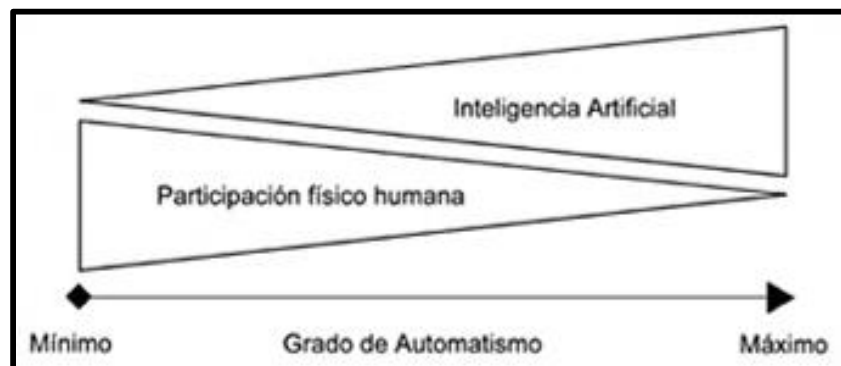
Hasta no hace mucho tiempo el control de procesos industriales se venía haciendo de forma cableada por medio de contactores y relés. En la actualidad no se entiende un proceso complejo de alto nivel desarrollado por técnicas cableadas. El ordenador y los autómatas programables han intervenido de forma considerable

¹⁵ Evolución de las subestaciones: El diseño de subestaciones a principios del siglo XX y en la actualidad. Revista ABB. 2008. {En línea}. {23 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (http://www.ie.com.co/pdf/ABB/01-2008/34-38-1M813_SPA72dpi.pdf).

para que este tipo de instalaciones se hayan visto sustituidas por otras controladas de forma programada.¹⁶

La automatización es la facultad que poseen algunos procesos físicos para desarrollar las actividades de operación y funcionamiento en forma autónoma, es decir por cuenta propia, usando tecnologías asociadas con la aplicación de sistemas de tipo mecánicos, electrónicos y computarizados para la operación y control de la producción, en algunos casos con cierto grado de participación físico humana y de inteligencia artificial (Figura 1).¹⁷

Figura 1. Grado de Automatismo en un proceso industrial.



Fuente: HERRERA QUIROZ, Juan. Control industrial Hacia un Concepto Moderno de la Automatización Industrial. {En línea}. {14 de Enero 2016}. Disponible en: (<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=81>).

Un sistema automatizado consta de dos partes principales: parte de mando y parte operativa.

La Parte Operativa es la que actúa directamente sobre la máquina. Son los elementos que hacen que la máquina se mueva y realice la operación deseada. Los elementos que forman la parte operativa son los actuadores de las máquinas

¹⁶ Iniciación a los Automatas Programables: ¿Qué es un Automata Programable?. REEA, Revista de Electricidad, Electrónica y Automática. 2006. {En línea}. {05 de Enero de 2016}. Disponible en: (<http://olmo.pntic.mec.es/jmarti50/automatas/auto2.htm#inicio>).

¹⁷ GOMEZ, Fabio. Automatización de Sistemas de Producción Transparencias de la Asignatura. {En línea}. 2004 {15 de Enero de 2016}. Disponible en: (<http://www.esi2.us.es/~fabio/TransASP.pdf>).

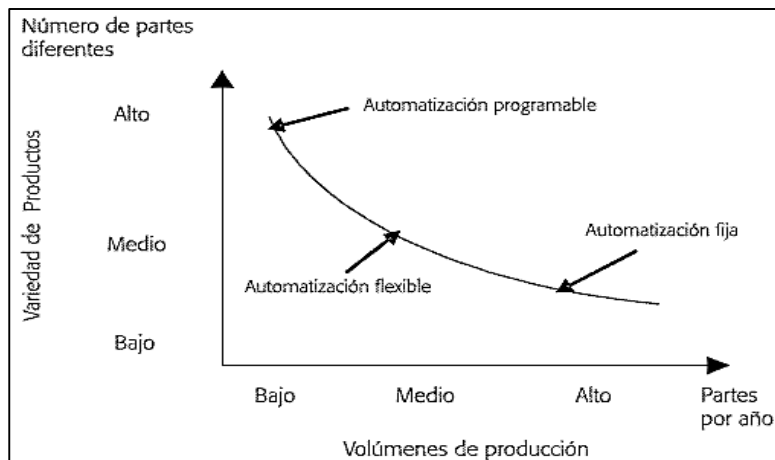
como motores, cilindros, compresores, etc. y los captadores como fotodiodos, finales de carrera, etc.

La Parte de Mando suele ser un autómata programable (tecnología programada), aunque hasta hace bien poco se utilizaban relés electromagnéticos, tarjetas electrónicas o módulos lógicos neumáticos (tecnología cableada). En un sistema de fabricación automatizado el autómata programable está en el centro del sistema, este debe ser capaz de comunicarse con todos los constituyentes de sistema automatizado.

Asociado al producto (semi elaborado o terminado) se tienen parámetros como cantidad, calidad, mercado, métodos de producción, gestión y planificación de la producción, economía de producción y otros. Es aquí donde la automatización toma cuerpo y sentido y se despliega en toda su expresión.

En la Figura 2 se detalla la clasificación de la automatización en tres procesos diferentes de acuerdo a los requerimientos del proceso productivo, los volúmenes de producción y la variedad de productos que se fabrican de acuerdo al tipo de automatización, siendo fija, programable o flexible (ANEXO E).

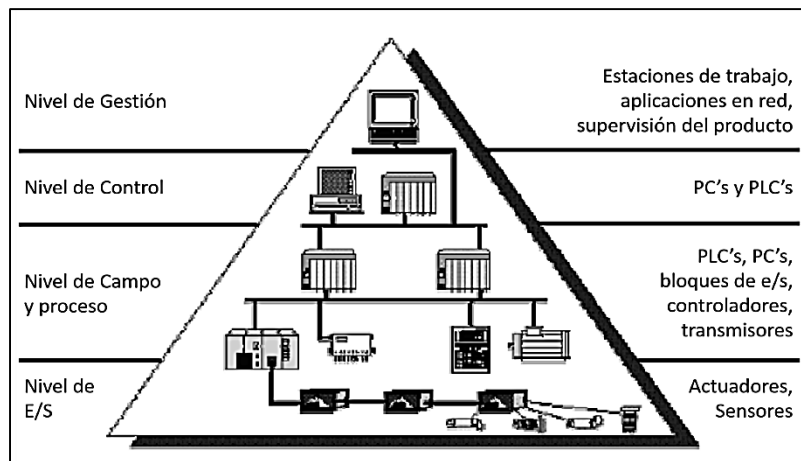
Figura 2. Tipos de automatización en función de los volúmenes de producción y variedad de producto.



Fuente: VALLEJO, Bibiana M. VALLEJO, Sandra B. Aspectos Generales de la Automatización Industrial del Sector Farmacéutico. {En línea}. {18 de Enero de 2016}. Disponible en: (http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0034-74182006000100003&script=sci_arttext)

Los diferentes tipos de automatización hacen uso de redes industriales las cuales se agrupan jerárquicamente para establecer conexiones lo más adecuadas a cada área. Tradicionalmente se definen cuatro niveles (gestión, control, campo y Entradas / Salidas) dentro de una red industrial, ¹⁸ los cuales se observan en la Figura 3 y se detallan en el ANEXO F.

Figura 3. Niveles de una red industrial sin tener en cuenta la gestión empresarial.



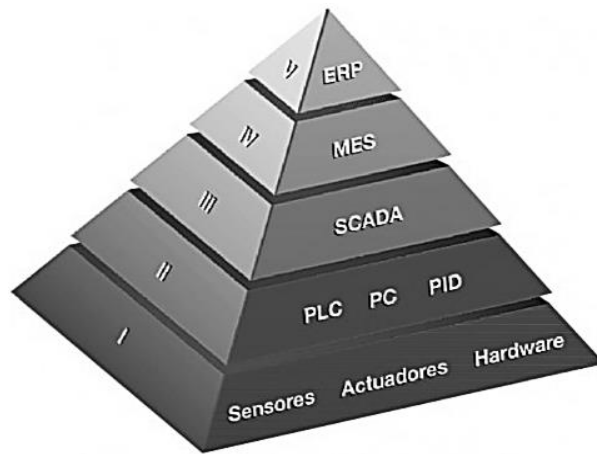
Fuente: Ingeniería de Sistemas y Automática (ISA), Universidad de Oviedo. Comunicaciones Industriales.

Esta estructura sin embargo no es universal, habrá casos en los que conste de un número mayor o menor de niveles, dependiendo del tamaño del proceso y la propia industria. Por ejemplo, permite la inclusión de conceptos tales como gestión empresarial, planificación, programación, etc. ¹⁹ (Figura 4).

¹⁸ Automatización Industrial: Introducción a la Automatización. Universidad de Huelva, Dpto. de Ingeniería Electrónica, de Sistemas, informática y Automática. {En línea}. {15 de Enero de 2016}. Disponible en: (http://www.uhu.es/diego.lopez/AI/auto_trans-tema1.pdf).

¹⁹ Tema1: Introducción a las redes de comunicación industriales. Universitat Miguel Hernández, Ingeniería de Sistemas y Automática. {En línea}. {29 de Enero de 2016}. Disponible en: (<http://isa.umh.es/asignaturas/ci/Tema%201.pdf>).

Figura 4. Niveles de una red industrial teniendo en cuenta la gestión empresarial.



Fuente: PEREZ, Alan. La Pirámide de la Automatización Industrial ¿Qué es y para qué? {En línea}. {29 de Enero de 2016}. Disponible en: <http://www.i3.com.mx/la-piramide-de-la-automatizacion-industrial-que-es-y-para-que/>

La Figura 4 responde a una estructura piramidal jerarquizada, produciéndose en la cúspide las decisiones de política empresarial ERP y MES (ANEXO G). En la base de la pirámide lo que se pretende es que las denominadas islas de automatización (autómatas programables, máquinas de control numérico, robots, etc.) se integren en un sistema de control jerarquizado y distribuido que permita la conversión de decisiones de política empresarial en operaciones de control de bajo nivel.

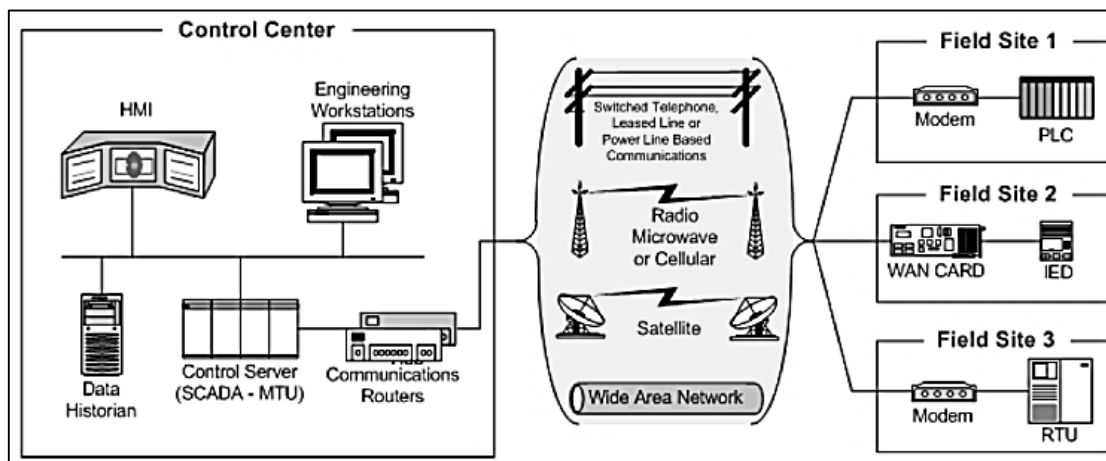
1.2.1 SCADA. Para automatizar y/o monitorizar procesos se requiere de información confiable, oportuna y adecuada, representando los parámetros importantes. Basándose en esta información la persona encargada del sistema podrá tomar decisiones con mayor rapidez y acierto para mantenerlo dentro de su rango óptimo de operación, esto lo hace mediante los sistemas de interfaz entre usuario y planta, que son paneles digitales que se implementan sobre la pantalla de un ordenador. El control directo lo realizan los controladores autónomos digitales y/o autómatas programables y están conectados a un ordenador que realiza las funciones de diálogo con el operador, tratamiento de la información y control de la producción, utilizando el SCADA.²⁰

²⁰ SCADA. B-Scada. {En línea}. {28 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (<http://www.scada.com/es-ES/>).

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition o Control con Supervisión y Adquisición de Datos) es una aplicación software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores los cuales realizan la administración y el manejo de la información pertinente acerca del control de producción, recogiendo información de varios sensores en una fábrica, planta, o en alguna locación remota. La información capturada es transmitida a un lugar conveniente (normalmente en una sala de control) y presentada de una manera comprensible y utilizable.²¹

Usualmente SCADA es un término usado para representar soluciones de control y manejo en un amplio rango de industrias, pero SCADA no se trata de un sistema de control, sino que realiza la tarea de interfaz entre los niveles de control (PLC, RTU o IDE) y los de gestión, a un nivel superior. Para que pueda realizar las tareas asignadas, requiere de varios elementos, los cuales tienen funciones específicas, como son la MTU, la HMI, redes de comunicación, Automatas Programables Industriales (API) e instrumentación de campo.²² La distribución de estos elementos se puede observar en la Figura 5.

Figura 5. Diseño del sistema general SCADA (componentes y configuración general).



²¹ Control de Procesos “SCADA”. {En línea}. {28 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (<http://www.etitudela.com/celula/downloads/controldeprocesos.pdf>).

²² DE CATRO LOZANO, Carlo. ROMERO MORALES, Cristóbal. Introducción a SCADA. {En línea}. {28 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (<http://www.uco.es/investiga/grupos/eatco/automatica/i hm /descargar/scada.pdf>).

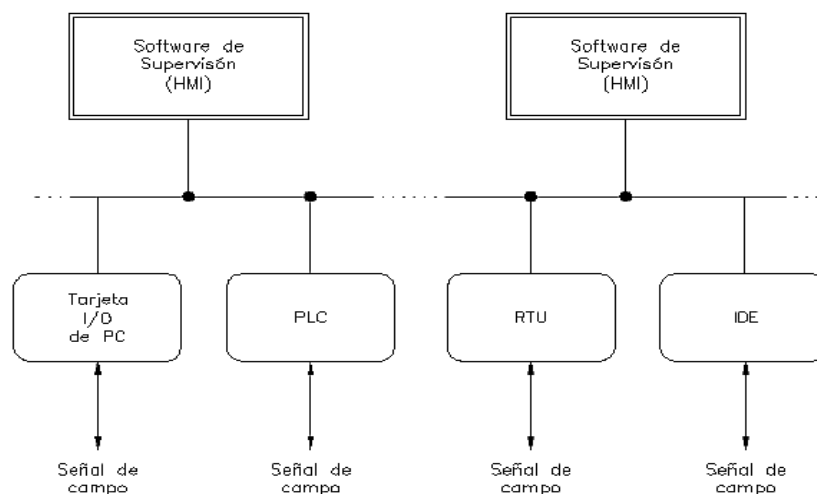
Fuente: SALAH, Mohammad. SCADA Systems. {En línea}. {29 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (<http://www.msalah.com/A/SCADA.pdf>)

1.2.2 Human Machine Interface (HMI). HMI es la abreviación en inglés de Interfaz Hombre Máquina (IHM), previamente denominada “MMI” (Man Machine Interface). La cual es el dispositivo que permite la interfaz entre la persona y el proceso.

Los sistemas HMI son la “ventana” del proceso, esta ventana puede estar en dispositivos especiales como paneles de operador o en una computadora compuestos por indicadores y comandos, tales como luces pilotos, indicadores digitales y análogos, registradores, pulsadores, selectores y otros que se interconectan con la máquina o proceso. Permite que el operador en ciertas circunstancias vaya más allá del manejo de la máquina y observe el estado del equipo e intervenga en el proceso.²³

Para que las señales de información sean procesadas y presentadas a un operador humano para su monitorización, deben ser conducidas al HMI por medio de dispositivos como tarjetas de entrada/salida en la computadora, PLCs, RTUs o IDEs en donde todos estos dispositivos deben tener una comunicación que entienda la HMI. Como se puede ver en la Figura 6 las HMI son una manera sencilla de estandarizar el monitoreo de múltiples autómatas.

Figura 6. Conexión de la HMI con los dispositivos de campo.



²³ Interfaz hombre-máquina (HMI): Definición. COPDATA. {En línea}. {08 de Enero de 2016}. Disponible en: (<https://www.copadata.com/es-es/soluciones-hmi-scada/interfaz-hombre-maquina-hmi/zenon-operator-8/>).

Fuente: Introducción a HMI (Interfaz Hombre Máquina). {En línea}. {07 de Enero 2016}. Disponible en: (<http://iaci.unq.edu.ar/materias/laboratorio2/HMI%5CIntroduccion%20HMI.pdf>)

Se pueden distinguir básicamente dos tipos de HMIs:

1.2.2.1 Terminal de Operador. Consistente en un dispositivo y son desarrollos a medida, generalmente construidos para ser instalados en ambientes agresivos, donde pueden ser solamente de despliegues numéricos, alfanuméricos o gráficos. Pueden tener touch screen.

1.2.2.2 PC + Software. Esto constituye otra alternativa basada en un PC en donde se carga un software apropiado para la aplicación de los sistemas SCADA. Ejemplos son FIX, WinCC, Wonderware, etc.²⁴

1.2.3 Master Terminal Unit (MTU). La Unidad Terminal Maestra usualmente es definida como la estación central maestra o corazón de un sistema SCADA y es localizada en un lugar central, llamado cuarto de control. Desde allí el proceso completo es supervisado y controlado.

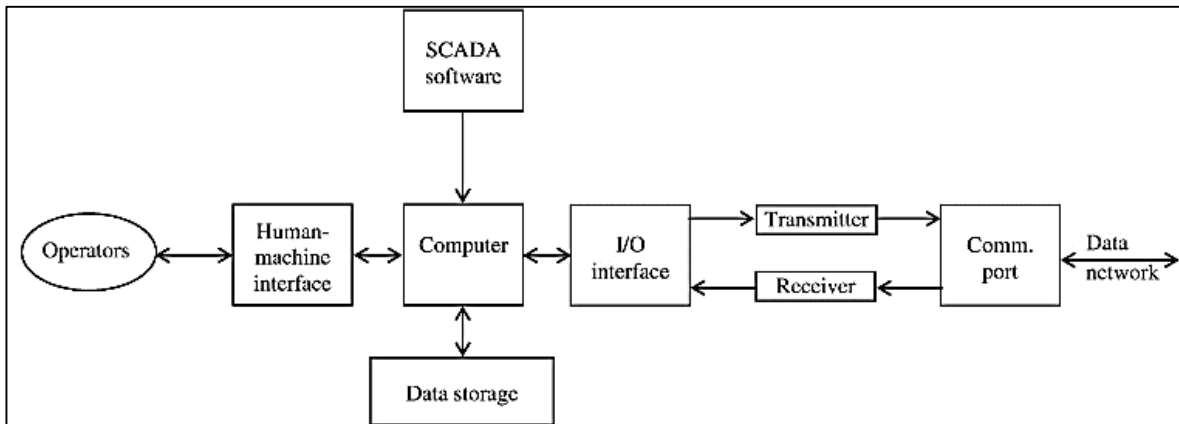
La MTU ha sido comúnmente utilizada para designar al sistema electrónico de computación que adquiere toda la información procedente de las RTUs o los PLCs ubicados lejos de la estación central, luego la presenta de otra manera a estos para ejecutar una acción de control remoto, ya que estos controlan el proceso local.²⁵

La capacidad funcional de una estación maestra incluye todas las tareas de recolección de datos y envío de comandos remotos. Adicionalmente las funciones de la MTU incluyen el almacenamiento de información histórica, programación, despacho y ejecución de tareas específicas tales como reportes y contabilidad de producción. En la Figura 7 se ve un esquema simplificado de la conexión de una MTU.

²⁴ Definition of: HMI. {En línea}. {07 de Enero de 2016}. Disponible en: (<http://www.pcmag.com/encyclopedia/term/44300/hmi>).

²⁵ BOYER, Stuart A. Collecting Data from Distant Facilities. 2007. {En línea}. {21 de Enero de 2016}. Disponible en: (<https://www.isa.org/standards-and-publications/isa-publications/intech-magazine/2007/october/automation-basics-collecting-data-from-distant-facilities/>).

Figura 7. Esquema simplificado de una MTU.



Fuente: VERMA, H.K. Hardware of Supervisory Control & Data Acquisition System. Greater Noida, India: Sharda University.

La estación maestra en sistemas SCADA modernos siempre se ubica en un servidor (computador) o un conjunto de sub servidores conectados directa o indirectamente con un servidor central. Estos contienen módulos de “software”, los cuales consisten en programas de aplicación específicos para llevar a cabo cada una de las tareas de la unidad. Cada módulo de “software” está interrelacionado con el resto para realizar la adquisición, el procesamiento y el almacenamiento de datos, la presentación de despliegues, alarmas, generación de reportes, envíos de comandos, etc.

1.2.4 Autómatas Programables Industriales (API). El API nació de la necesidad de controlar automáticamente procesos simples o repetitivos, este puede conectarse a otros autómatas en red o a un ordenador para integrar el control de un sistema complejo dado que es un dispositivo diseñado para ser flexible y adaptable a cualquier situación que lo requiera.²⁶

El control de un proceso requiere medir y actuar sobre el mismo (sensores y actuadores) con una combinación de posibilidades de regulación PID (regulación de acción proporcional, integral y derivada) y de control secuencial, el autómata programable satisface las exigencias tanto de procesos continuos como

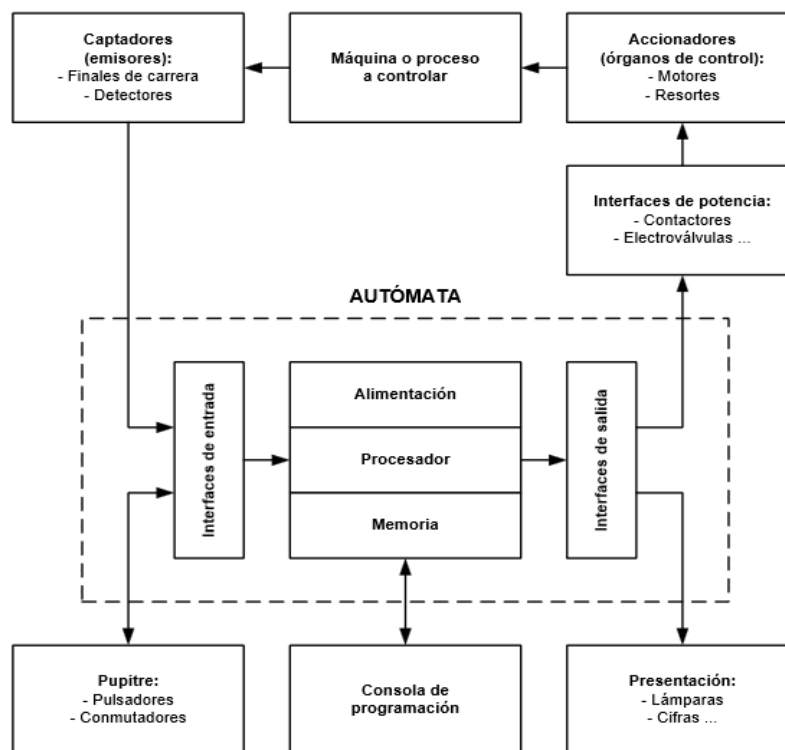
²⁶ Automatización industrial: Introducción a los Autómatas Programables. Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática. {En línea}. {06 de Enero de 2016}. Disponible en: (http://eueti.uvigo.es/files/material_docente/1705/tema1introduccionalosautomatasprograma.pdf).

discontinuos. Regula presiones, temperaturas, niveles y caudales, asegurando todas las funciones asociadas de temporización, cadencia, conteo y lógica.²⁷

Cualquier autómatas está compuesto por una fuente de alimentación, módulo principal o CPU, módulo de entradas, módulo de salidas, módulos de comunicación, terminal de programación y periféricos. Los autómatas pueden contener varias de estas características ya sean incluidas de fábrica en un mismo autómatas o cada una de ellas separadas por diferentes módulos alojados en paneles o racks. Así se pueden distinguir autómatas Compactos y Modulares.

En la Figura 8 se observa la estructura general de un autómatas, allí se puede observar la disposición de elementos para ejercer el control sobre un sistema.

Figura 8. Arquitectura de un Autómatas.



Fuente: BARRIOS DIAZ, Elena. Autómatas Programables. 32p.

²⁷ MATEOS, Felipe. Autómatas programables VISION GENERAL. 2004 {En Línea}. {06 de Enero de 2016}. Disponible en: (<http://isa.uniovi.es/docencia/IngdeAutom/transparencias/PLC-Gral-2.pdf>).

En otras palabras no son más que un dispositivo electrónico (PLC, RTU o IDE) encargado de la adquisición de la información del punto supervisado y así mismo, dirigen las señales de mando a los dispositivos a controlar. A estos se conectan los captadores (finales de carrera, pulsadores, etc.) por una parte y los actuadores (bobinas de contactores, lámparas, pequeños receptores, relés, etc.) por otra parte.²⁸

1.2.4.1 Remote Terminal Unit (RTU). Las Unidades Terminales Remotas son dispositivos de adquisición de datos (digitales o analógicos) y de control en campo, cuya función principal es hacer de interfaz entre los equipos de instrumentación y control local y el sistema de adquisición de datos y control maestro (MTU). Esta unidad incluye el procesamiento de señal y el software y hardware de comunicación requerido para permitir el control y monitoreo efectivo de varios sistemas.

La RTU es una esclava de la MTU la cual le transmite órdenes de ejecución. Los datos recibidos en la RTU de los equipos instalados en campo son procesados y retransmitidos a la MTU.

1.2.4.2 Programmable Logic Controller (PLC). El Controlador Lógico Programable es un dispositivo electrónico, que cuenta con una memoria programable para el almacenamiento de instrucciones, permitiendo la implementación de funciones específicas como: lógicas, secuenciales, temporizadas, de conteo y aritméticas; con el objeto de controlar máquinas y procesos en tiempo real y en ambientes industriales.

Este dispositivo substituyo la lógica de relés, mediante el uso de sistemas microprocesados. Su estructura puede ser de forma modular y dependiendo el tipo de control que se vaya a realizar se diferencian en: gama baja, gama media y gama alta. Aunque en los últimos tiempos están apareciendo gamas de micro-automatas y nano-automatas.

Un dispositivo homologo al PLC es la RTU, la cual se destacaba sobre el PLC porque tenía la capacidad de manejar comunicaciones difíciles, pero tenían

²⁸ MARTIN CASTILLO, Juan Carlos. Iniciación a los Automatas Programables: ¿Qué es un automata Programable?. 2006. {En línea}. {04 de Enero de 2016}. Disponible en: (<http://olmo.pntic.mec.es/jmarti50/automatas/auto2.htm#inicio>).

programabilidad limitada en comparación con los PLCs. Con el tiempo estos dispositivos comenzaron a ser utilizados en situaciones donde las comunicaciones eran necesarias, por ello se mejoraron sus características de comunicación.

1.2.4.3 Intelligent Electronic Device (IED). Un Dispositivo Electrónico Inteligente puede ser cualquier dispositivo electrónico que tenga un poco de inteligencia. Más sin embargo hablando específicamente sobre protección e industria de la automatización del sistema de potencia, el término realmente describe un dispositivo que tiene funciones versátiles en protección eléctrica, inteligencia de control local avanzada, habilidades de monitoreo y la capacidad de comunicaciones extensas directamente con el sistema SCADA.

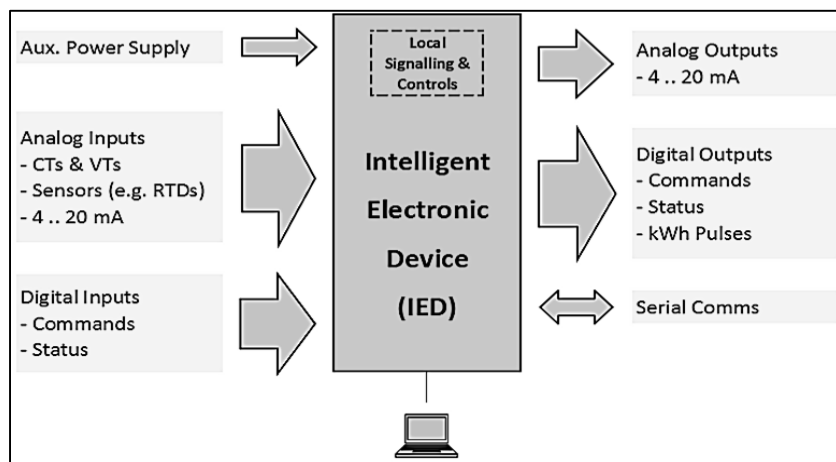
Gran variedad de relés de diferentes proveedores pueden desarrollar funciones de protección, control, y monitoreo (incluyendo medición), pero necesitan asistencia de una RTU o un procesador de comunicaciones, los cuales están cableados para comunicarse con el SCADA. Estos podrían llamarse relés inteligentes pero no están incluidos en la definición de IED.

Similarmente, algunos relés pueden comunicarse directamente con SCADA, pero le falta la funcionalidad del control. Estos relés usualmente se utilizan en conjunto con controladores de bahía, que entregan las funciones de control requeridas, para formar un sistema de automatización de potencia. Igualmente estos relés no pueden ser clasificados como IEDs.²⁹

La Figura 9 contiene todas las posibles interfaces eléctricas de un dispositivo electrónico inteligente.

²⁹ AROCJI ESCALANTE, Roberto. Comunicaciones electrónicas en dispositivos electrónicos inteligentes. 2000. {En línea}. {07 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (http://www.patentes-online.com.ar/comunicaciones-electronicas-en-dispositivos-electronicos-inteligentes-83693mx.html#wide_ads).

Figura 9. Interfaces eléctricas de un IED.



Fuente: STUTVOET, Hans. Intelligent Electronic Device (IED). {En línea}. {7 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (<http://www.svri.nl/en/intelligent-electronic-device-ied/>)

La identificación característica de un IED es que posee la habilidad de realizar todas las funciones de protección, control, monitoreo, medida y comunicaciones de nivel superior de forma independiente y sin la ayuda de otros dispositivos como RTU o procesadores de comunicaciones.

La capacidad de comunicación es uno de los aspectos más importantes de la automatización del sistema de potencia y es también el aspecto que claramente separa los dispositivos de diferentes fabricantes respecto su nivel de funcionalidad. Para permitir la interoperación entre dispositivos electrónicos inteligentes de diferentes fabricantes la IEC creó un estándar global conocido como IEC 61850.

1.3 AUTOMATIZACION SUBESTACIONES ELECTRICAS

Actualmente el Sistema de Automatización de las Subestaciones eléctricas (SAS), es un proceso enfocado principalmente a la correcta operación, funcionalidad e interoperabilidad de los equipos que conforman la subestación eléctrica para que de esta manera las acciones puedan ser realizadas en el menor tiempo posible y con la precisión necesaria. Estos equipos son integrados en sistemas SCADA a través de diversos protocolos.

Los sistemas de control de Subestaciones Eléctricas, desde el punto de vista del control y automatización están por lo general dividida en 4 niveles de automatización. La Figura 10 muestra un esquema simplificado de una subestación.

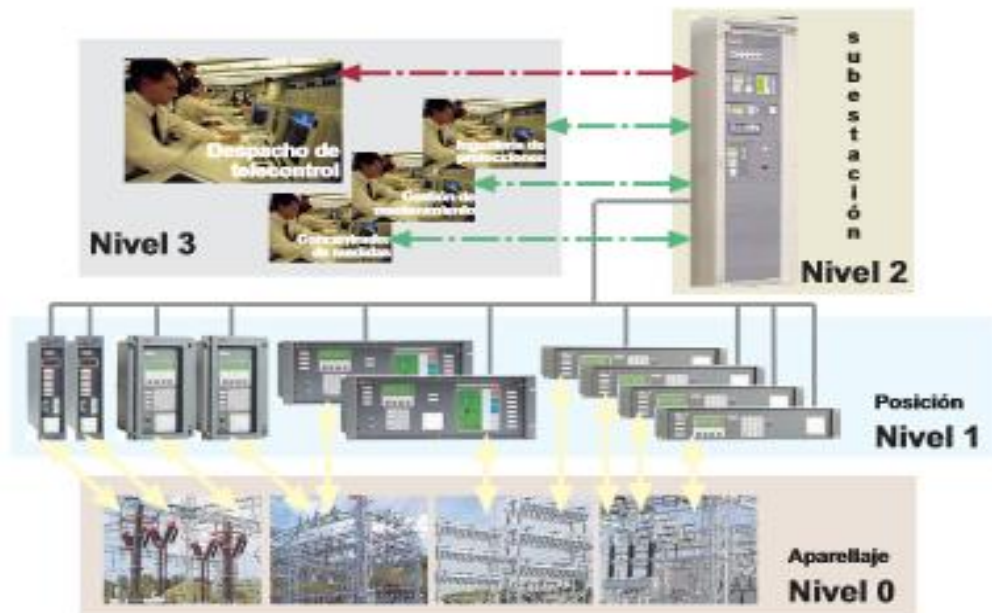


Figura 10. Sistema Integrado de una Subestación.

Fuente: COBELO, Fernando. Arquitecturas Abiertas de Comunicación para la Automatización de Subestaciones. {En línea}. {16 de Febrero de 2016}. Disponible en: (http://www.gridautomation.ziv.es/doc-downloads/documentacion/notas-tecnicas/Arquitect_AbiertasComunic.pdf)

En una subestación, “patio” hace referencia al conjunto de equipos primarios o de campo de la subestación (interruptores, seccionadores, transformadores, etc.), éstos y sus elementos de interfaz con el sistema secundario de protección, control y automatización (transformadores de medida, bobinas de accionamiento, etc.) se representan como nivel 0. El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito.

El nivel 1 corresponde a los equipos denominados de posición, los cuales están conectados directamente al nivel 0 y realizan funciones de protección, de control y adquisición de datos, de medida, de lógica programable, de calidad de servicio y monitorización. Los equipos que generalmente realizan estas funciones son los IED.

El nivel Subestación es el nivel 2, en el cual desde un sistema SCADA HMI se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de todos los equipos de posición (nivel 1). En este nivel se cuenta con la integración de todos los autómatas en un solo sistema SCADA HMI, el cual a su vez hace enlace con el centro de control de gestión de la compañía eléctrica, representado como el nivel 3. Para que haya comunicación entre las subestaciones y el centro de control se requiere de una WAN.

El nivel principal es el de centro de control – SCADA (nivel 3), en él se concentra la información de los sistemas SCADA HMI implementados en las subestaciones. Es por ello que en este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el SCADA de centro de control con los sistemas SCADA HMI de cada subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel de manera directa y en línea 24 horas al día.

Los medios de comunicación entre el centro de control y los sistemas SCADA HMI de las subestaciones son diversos, los más utilizados son:

- ✓ Fibra Óptica.
- ✓ Enlace de Radio UHF/VHF.
- ✓ Internet ADSL.
- ✓ Tecnología GPRS.
- ✓ Satélite.

Estos medios de comunicación se emplean en conjunto con protocolos que dependen del fabricante de cada uno de los equipos, los cuales pueden ser propios o pueden ser libres (abiertos).

Hoy en día entre cada uno de los niveles de automatización, se utilizan selectores de control, que sirven para habilitar o deshabilitar el control inmediato de los equipos desde el próximo nivel superior, de esta manera se pueden realizar maniobras de mantenimiento con mayor seguridad.

1.4 PROTOCOLOS DE COMUNICACION

Protocolo de comunicación hace referencia a un conjunto de reglas y procedimientos que deben respetarse para el envío y la recepción de datos a través de una red. Existen diversos protocolos de acuerdo a cómo se espera que sea la comunicación.³⁰

Dos equipos diferentes se pueden comunicar sin problemas usando el mismo protocolo de comunicación. A nivel industrial existen protocolos tales como MODBUS, DNP 3.0, IEC 60870-5-101/103/104, etc. (ANEXO H).

Actualmente hay un estándar internacional que inicialmente definió las comunicaciones entre los distintos IED para la implantación de soluciones para redes de comunicación y automatización en subestaciones eléctricas. Este estándar es conocido como IEC61850 (ANEXO I).³¹

³⁰ Protocolos: ¿Qué es un protocolo? CCMBenchmark. 2016. {En línea}. {20 de Abril de 2016}. Disponible en: (<http://es.ccm.net/contents/275-protocolos>).

³¹ IEC61850 y demás estándares de integración eléctrica: Breve Introducción al IEC61850. 2012. {En línea}. {09 de Diciembre de 2015}. Disponible en: (<http://iec61850-ve.blogspot.com.co/>).

2. DIAGNOSTICO DE LA AUTOMATIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ

El diagnóstico se va a hacer teniendo en cuenta la pirámide de automatización mostrada en la Figura 3, no se tendrán en cuenta los niveles de gestión empresarial que tiene la Empresa de Energía de Boyacá.

2.1 SUBESTACIONES ELECTRICAS DE LA EMPRESA

La empresa cuenta con subestaciones de transformación tipo reductoras, y subestaciones de maniobra las cuales pueden ser únicas o combinadas, estas se conectan entre sí para formar la red eléctrica del departamento de Boyacá. Esta red de subestaciones está diseñada para cumplir con los requerimientos STR y el SDL los cuales son controlados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (ANEXO A).

Las subestaciones de la empresa de Energía de Boyacá se encuentran distribuidas en todo el territorio Boyacense, su localización se debe a la energía que debe llevar a los diferentes municipios de la región y su capacidad energética la determina la carga o cantidad de usuarios que va a suministrar cada subestación.

Para mejor localización de las subestaciones dentro del territorio Boyacense la empresa las distribuyó en 8 zonas: Centro, Norte, Occidente, Oriente, Puerto Boyacá, Ricaurte, Sugamuxi y Tundama.

La distribución de las subestaciones en cada zona se muestra desde la Tabla 2 hasta la Tabla 9.

Tabla 2. Subestaciones ubicadas en la zona Centro.

Aposentos	Jenesano	Ramiriquí	Santa Sofía
Boyacá Boyacá	Miraflores	Rancho Grande	Sutamarchán
Combita	Paez	Rio de Piedras	Tibaná
Donato	Patriotas	Sáchica	Umbita
El Muelle	Puente Boyacá	Samacá Nueva	Ventaquemada
Gachantiva	Puente Camacho	Samacá Vieja	Villa de Leyva
Hunza	Puente Siza	Samore	Zetaquirá

Fuente: Autor

Tabla 3. Subestaciones ubicadas en la zona Norte.

Boavita	Cusagui	Soatá	Tipacoque
Chita	Guacamayas		

Fuente: Autor

Tabla 4. Subestaciones ubicadas en la zona Occidente.

Briceño	Garavito	Otanche	Saboyá
Buenavista	Guanares	Pauna	San Martín
Cantino	Muzo	Paunita	San Pablo de Borbur
Chiquinquirá	Nariño	Piedra Gorda	Santa Bárbara

Fuente: Autor

Tabla 5. Subestaciones ubicadas en la zona Oriente.

Almeida	Garagoa	Macanal	Sutatenza
Chinavita	Guateque	San Luis de Gaceno	Tenza
Chivor	La Frontera	Santa Maria	Tunjita

Fuente: Autor

Tabla 6. Subestaciones ubicadas en la zona Puerto Boyacá

Dique Rio Bamba	Puerto Boyacá	Puerto Serviez	Velásquez
La Perla			

Fuente: Autor

Tabla 7. Subestaciones ubicadas en la zona Ricaurte

Arcabuco	Moniquirá	Santana	Togüí
Chitaraque	San José de Pare		

Fuente: Autor

Tabla 8. Subestaciones ubicadas en la zona Sugamuxi.

Firavitoba	Paya	San Antonio	Tasco
Labranzagrande	Pisba	San Benito	Tópaga
Llano de Alarcón	Ramada	Siratá	

Fuente: Autor

Tabla 9. Subestaciones ubicadas en la zona Tundama.

Belén	Jericó	Paz de Río	Socotá
Higueras	Marantá	Socha	Tapias
Iraka	Paipa		

Fuente: Autor

Además de esta distribución por zonas con la que cuenta la empresa, también tiene subestaciones catalogadas como primarias y secundarias, en donde las subestaciones primarias son las que cuentan con un cuarto de control local en donde se hace su supervisión y control. Las subestaciones secundarias son aquellas que se encuentran retiradas de los cascos urbanos es decir en zonas rurales, estas subestaciones pueden estar automatizadas o pueden no tener ningún tipo de automatización.

En total son 21 subestaciones primarias y 73 secundarias, las cuales se describen en la Tabla 10 y la Tabla 11.

Tabla 10. Subestaciones primarias de la EBSA.

Boavita	Hunza	Patriotas	San Antonio
Chiquinquirá	Iraka	Puerto Boyacá	Santa María
Donato	Marantá	Ramada	Siratá
Garagoa	Moniquirá	Río de Piedras	Tunjita
Guateque	Paipa	Samacá Nueva	Villa de Leyva
Higueras			

Fuente: Autor

Tabla 11. Subestaciones secundarias de la EBSA.

Almeida	Guacamayas	Piedra Gorda	Santa Sofía
Aposentos	Guanares	Pisba	Santana
Arcabuco	Jenesano	Puente Boyacá	Soatá
Belén	Jericó	Puente Camacho	Socha
Boyacá Boyacá	La Frontera	Puente Siza	Socotá
Briceño	La Perla	Puerto Serviez	Sutamarchán
Buenavista	Labranzagrande	Ramiriquí	Sutatenza
Cantino	Llano de Alarcón	Rancho Grande	Tapias
Chinavita	Macanal	Saboyá	Tasco
Chita	Miraflores	Sáchica	Tenza
Chitaraque	Muzo	Samacá Vieja	Tibaná
Chivor	Nariño	Samore	Tipacoque
Combita	Otanche	San Benito	Togüí
Cusagui	Paez	San José de Pare	Tópaga
Dique Río Bamba	Pauna	San Luis de Gaceno	Umbita
El Muelle	Paunita	San Martín	Velásquez
Firavitoba	Paya	San Pablo de Borbur	Ventaquemada
Gachantiva	Paz de Río	Santa Bárbara	Zetaquirá
Garavito			

Fuente: Autor

La empresa cuenta con un total de 94 subestaciones eléctricas, de las cuales 27 de ellas no están automatizadas (Tabla 12) y las 67 restantes si cuentan con algún tipo de automatización (Tabla 13) en el que se profundizará en el numeral 2.2. Las subestaciones alimentan los sectores aledaños y el municipio en el que se encuentran.

Tabla 12. Subestaciones No Automatizadas de la EBSA.

Almeida	La Frontera	Pisba	San Martín
Boyacá Boyacá	Labranzagrande	Puente Boyacá	Santa Bárbara
Chivor	Nariño	Puente Camacho	Santa Sofía
Cusagui	Paez	Puente Siza	Santana
Dique Río Bamba	Paunita	Rancho Grande	Sutamarchán
Garavito	Paya	Samoré	Tapias
Jericó	Piedra Gorda	San Benito	

Fuente: Autor

Las subestaciones de Samoré y San Benito se encuentran en el departamento de Casanare, esto debido a que antiguamente la EBSA llevaba energía al departamento de Casanare.

Tabla 13. Subestaciones Automatizadas de la EBSA.

Aposentos	Guacamayas	Pauna	Soatá
Arcabuco	Guanares	Paz de Rio	Socha
Belén	Guateque	Puerto Boyacá	Socotá
Boavita	Higueras	Puerto Serviez	Sutatenza
Briceño	Hunza	Ramada	Tasco
Buenavista	Iraka	Ramiriquí	Tenza
Cantino	Jenesano	Rio de Piedras	Tibaná
Chinavita	La Perla	Saboyá	Tipacoque
Chiquinquirá	Llano de Alarcón	Sáchica	Togüí
Chita	Macanal	Samacá Nueva	Tópaga
Chitaraque	Marantá	Samacá Vieja	Tunjita
Combita	Miraflores	San Antonio	Umbita
Donato	Moniquirá	San José de Pare	Velásquez
El Muelle	Muzo	San Luis de Gaceno	Ventaquemada
Firavitoba	Otanche	San Pablo de Borbur	Villa de Leyva
Gachantiva	Paipa	Santa Maria	Zetaquirá
Garagoa	Patriotas	Siratá	

Fuente: Autor

Las subestaciones se localizaron a través de Google Earth. Utilizando la herramienta Street View se puede identificar el patio y el cuarto de control de las subestaciones. En la Figura 11 se observa la subestación Puerto Boyacá.

Figura 11. Vista con Street View de la Subestación Puerto Boyacá.



Fuente: Google earth: Street View

Cada subestación cuenta con una geoposición la cual está en términos de Latitud, Longitud y altura. Por políticas de seguridad de la EBSA no se permite la divulgación de estos datos.

Para la empresa de Energía las subestaciones principales son las que las que alimentan al sector industrial del territorio boyacense, que generalmente requiere del nivel de tensión más alto (115 KV) que se maneja en el Sistema de Transmisión Regional (STR). Las subestaciones que operan este nivel de tensión se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Subestaciones que operan con nivel de tensión 115 KV.

Boavita	Guateque	Puerto Boyacá	Santa María
Chiquinquirá	Higueras	Ramada	Tunjita
Donato	Paipa	San Antonio	

Fuente: Autor

De estas subestaciones es de resaltar la subestación Paipa ya que es la más grande de ellas y está conectada al STN a través de la línea de tensión de 220 KV.

La subestación Paipa es la única subestación que transforma de 230 KV a 115 KV, siendo esta tensión de salida transmitida a las diferentes subestaciones de la EBSA que lo requieran.

2.2 SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EMPRESA

Con el paso de los años en la EBSA el número usuarios aumentaba, trayendo esto una mayor carga en las subestaciones distribuidoras de energía. Así mismo como crecía el número de usuarios se vio necesario aumentar el número de subestaciones para llevar energía a todo el territorio boyacense.

En un principio todo el control que se manejaba para las subestaciones era de manera cableada, por medio de interruptores y con un operario en cada una de ellas, el cual tenía el conocimiento necesario de las conexiones y las operaciones de cada uno de los interruptores.

Al ser un número elevado de subestaciones alrededor del año de 1980 la empresa tomó la decisión de empezar a automatizarlas, contando a la fecha con un porcentaje elevado de subestaciones automatizadas como se describirá en el capítulo 2.3.

La Empresa de Energía de Boyacá se encarga de transmitir, controlar, distribuir y comercializar la energía que adquiere en bolsa por parte de diferentes empresas encargadas de la generación como por ejemplo GENSA, es de aclarar que la EBSA no es generadora de energía. A pesar de que no se esté fabricando ningún tipo de producto, sí se está entregando un servicio, el cual debe tener estándares y políticas de seguridad para sus diferentes clientes.

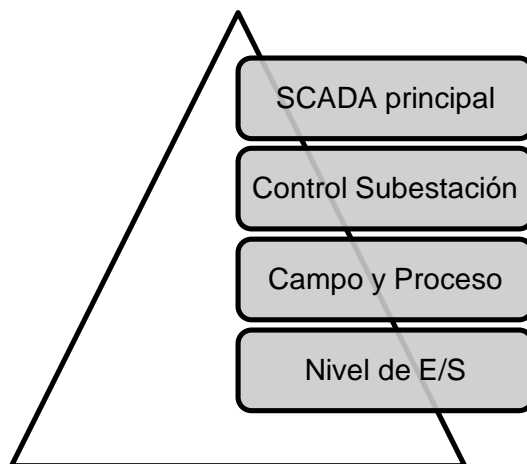
Debido a lo anterior la EBSA maneja una automatización flexible, porque utiliza los mismos circuitos de interconexión y los mismos sistemas para manipular las tensiones eléctricas (líneas de tensión y transformadores) siendo este su componente en automatización fija. Su componente de automatización programable lo tiene a través de dispositivos especializados para controlar la apertura o cierre de las líneas de transmisión y/o distribución, con lo cual se protegen los dispositivos que hacen parte de estas y a los encargados de su mantenimiento.

La apertura o cierre se hace a través de mandos eléctricos que gobiernan relés de protección que pueden venir implementados en reconectadores o en celdas, estos operan de manera automática cuando detectan alguna anomalía en las señales eléctricas (tensión o corriente) y su control total viene dado desde el centro de control. Cuando se va a realizar mantenimiento, es el centro de control el que se encarga de hacer apertura de estos dispositivos para salvar la vida de los operarios y de los equipos que hacen parte de la subestación.

En caso de falla el encargado de mantenimiento hace operación manual de los equipos habilitando el selector de operación en modo local y deshabilitando el modo remoto. Es de resaltar que el encargado debe contar con todo el equipo de protección necesario y exigido por la empresa para realizar este tipo de procedimientos.

2.2.1 Equipos de la Automatización. La red industrial de la EBSA es la que se muestra en la Figura 12, esta pirámide de automatización se cumple para todas las subestaciones automatizadas de la empresa, los tres primeros niveles (de abajo hacia arriba) se ubican en cada subestación, y el último nivel se ubica en la ciudad de Sogamoso, en donde está el centro de control.

Figura 12. Niveles de la red industrial de la EBSA.



Fuente: Autor

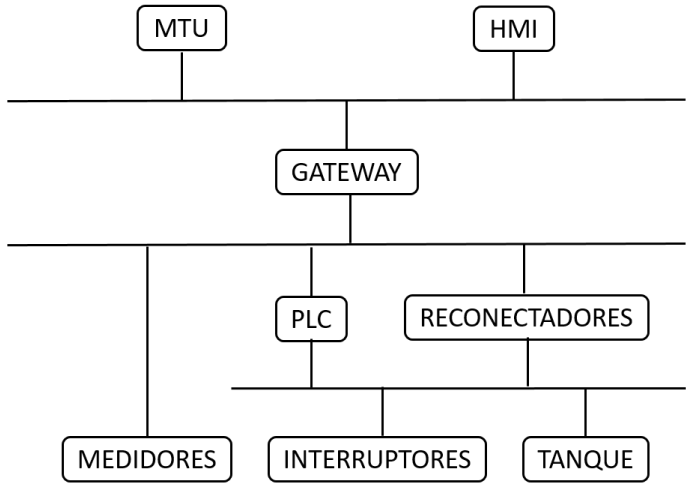
Las subestaciones que se encuentran automatizadas cuentan con reconectadores, celdas y/o disyuntores en la parte operativa y en la parte de mando cuentan con IEDs, PLCs y/o Gateways. No todas las subestaciones cuentan con todos los

dispositivos de operación y de mando, pueden contener uno o varios, pero esto depende de la configuración con la que cuenta cada subestación.

En la parte operativa además de los dispositivos ya mencionados, cuenta con seccionadores y seccionadores con cañuela pero estos no se manejan remotamente, son operados de manera manual por el personal de la empresa para asegurar el nivel de tensión de la línea que se desee. Igualmente que con los dispositivos que hacen parte de la automatización no todos estos interruptores se encuentran en todas las subestaciones, depende del diseño de la subestación en cuestión.

En la Figura 13 se ve el diagrama de bloques general con la ubicación de los dispositivos de acuerdo a los niveles de la red industrial, aunque la mayoría de las subestaciones de la EBSA no cuentan con la totalidad de los dispositivos mostrados.

Figura 13. Dispositivos que hacen parte de la red industrial de la Empresa.



Fuente: Autor

El bloque interruptores se refiere a dispositivos de campo seccionadores, disyuntores, seccionadores con cañuela, celdas y tanque. Tanque es el dispositivo actuador del reconectador (ver Figura 15), el cual también es un interruptor de características especiales. Por último los medidores hacen referencia a los transformadores de corriente (CTs), transformadores de potencia (PTs) y los dispositivos especializados (IED) en teledadida.

En una subestación se emplea un PLC por cada nivel de tensión que maneje (220 KV, 110 KV, 34,5 KV o 13,8 KV), y cada uno de ellos tiene asociado sus respectivos dispositivos de campo. Toda subestación por lo general cuenta con un PLC adicional, el cual se emplea para conexiones auxiliares como los son alarmas, energía en el cuarto, y demás servicios que no tengan que ver con las líneas de distribución o transmisión de la subestación.

Los controladores lógicos Programables se emplean porque algunos o todos los dispositivos de campo no tienen protocolos de comunicación, es por ello que se deben cablear uno a uno hacia el PLC que se encarga de enviar la información a través de un protocolo de comunicación hacia el Gateway. La Tabla 15 muestra los PLC que maneja la Empresa de Energía de Boyacá.

Tabla 15. Controladores Lógicos Programables de la EBSA.

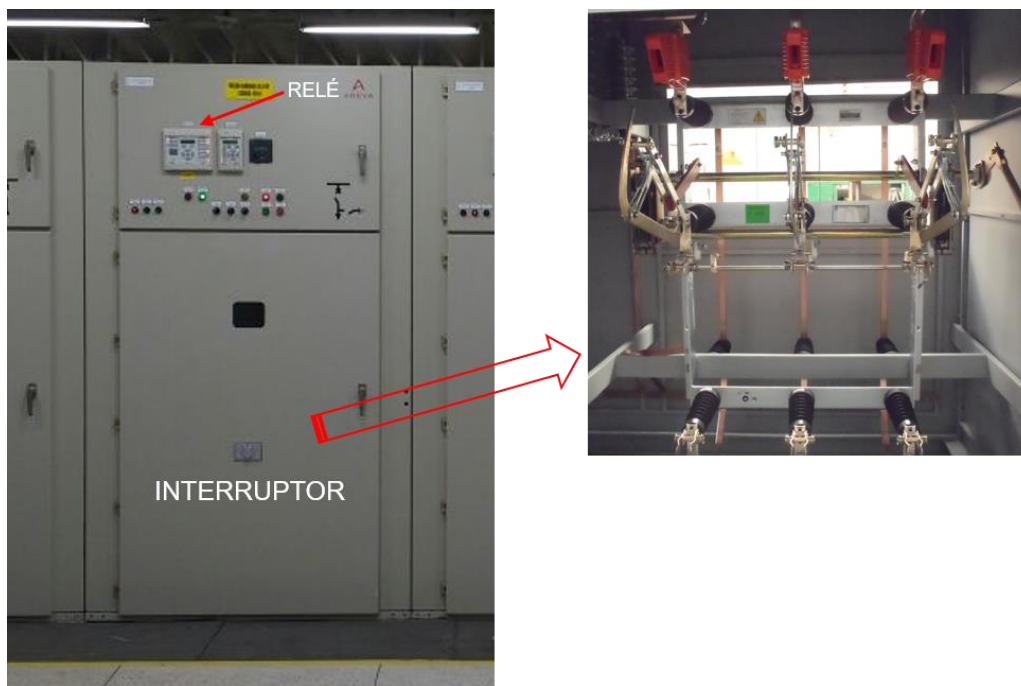
MARCA	MODELO
Schneider Electric	Quantum
SEL	SEL2240

Fuente: Autor

Las subestaciones que prescindan de los PLC cuentan con relés inteligentes (IED), los cuales ya tienen un protocolo de comunicación que se conecta directamente al Gateway para que posteriormente sea llevado hacia la HMI (si cuenta con ella) o hacia el centro de control o ambas.

Los relés de la empresa son dispositivos de protección, que al detectar alguna anomalía en las señales eléctricas de la línea de tensión envían una señal a su interruptor actuador, estos elementos y otros más se encuentran en un gabinete conocido como celda. En la Figura 14 se observa una celda indicando la ubicación del relé y del interruptor.

Figura 14. Celda de la EBSA.



Fuente: Autor

Los reconectores también son dispositivos de protección pero a diferencia de los relés estos tienen unos valores de disparo ya predefinidos por el fabricante mientras que en el relé estos valores se pueden modificar. En la Figura 15 se detalla el panel de control y el actuador del reconector.

Figura 15. Reconectador marca TAVIDRA ELECTRIC.



Fuente: TAVRIDA ELECTRIC. Reconectador contra Cortocircuitos / Automático. {En línea}. {7 de Marzo de 2016}. Disponible en: (<http://www.directindustry.es/prod/tavrida-electric/product-19849-1214335.html>)

El dispositivo que hace la conexión entre los niveles de gestión es el Gateway el cual sin importar con que protocolo se estén comunicando los equipos del nivel inferior los estandariza y determina un único protocolo para comunicarse con la MTU y la HMI. En la Tabla 16 se muestran los Gateways que maneja la Empresa de Energía de Boyacá.

Tabla 16. Gateways de la EBSA.

MARCA	MODELO
SEL	SEL
COOPER	SMP 16, 4
SIEMENS	SAT 6003
SIEMENS	SIEMENS 6014
SIEMENS	SIMATIC

Fuente: Autor

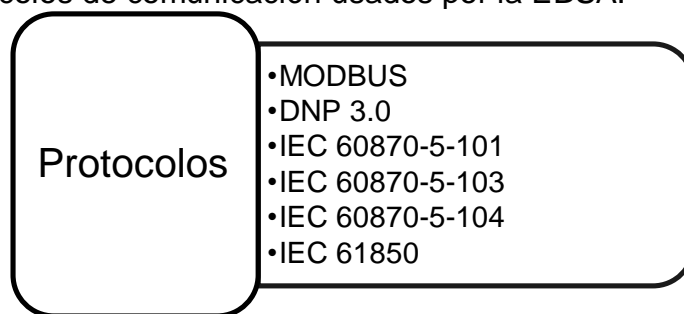
Además de los equipos ya mencionados, las subestaciones cuentan con respaldos de energía tanto de corriente directa con el uso de baterías, como en corriente alterna con el uso de Fuentes de Poder Ininterrumpida (UPS: Uninterruptible Power Source), con esto se garantiza que siga en funcionamiento el telecontrol

por un tiempo determinado en caso de falla en la corriente de alimentación de la subestación.

2.2.2 Comunicaciones para la Automatización. Si bien las Empresa de Energía de Boyacá cuenta con una gran cantidad de subestaciones automatizadas distribuidas geográficamente, todas ellas cuentan con un sistema de comunicación con el centro de control y también puede haber comunicación entre los dispositivos hacia el control local de la subestación.

Existen diversos protocolos de comunicación que pueden ser propietarios y exclusivos para cada una de las marcas de equipos (por ejemplo, empresas como Siemens, ABB, GE, etc.), como también existen equipos que trabajan con distintos protocolos de comunicación pero requieren de las licencias adecuadas para su funcionamiento. En la Figura 16 se enlistan los diferentes protocolos que maneja la EBSA para la comunicación de una subestación y la comunicación hacia el centro de control.

Figura 16. Protocolos de comunicación usados por la EBSA.



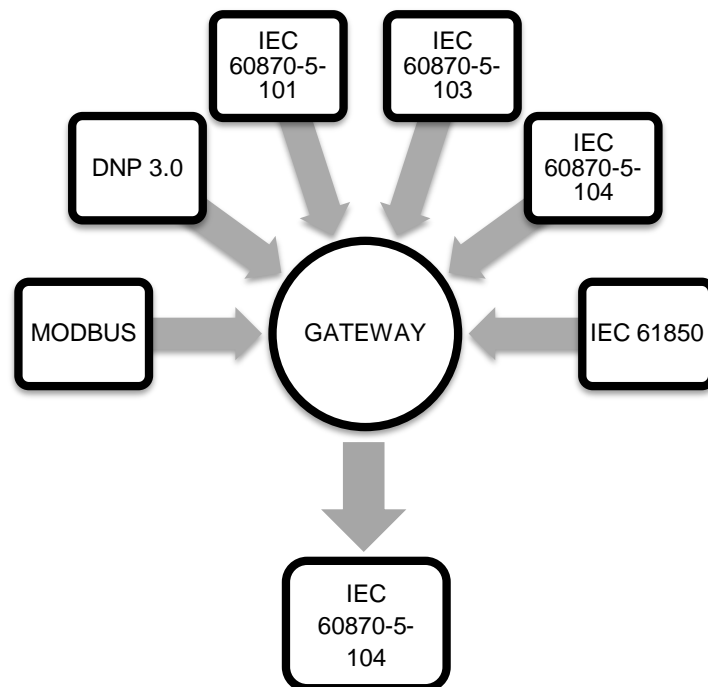
Fuente: Autor

Algunos de estos protocolos enunciados en la Figura 16 son protocolos antiguos, pero debido a su demanda en la actualidad no se pueden dejar de lado. Estos protocolos como el DNP 3.0 y el IEC 60870 cuentan con actualizaciones y mejoras constantes.

En los niveles de la automatización mostrados anteriormente en la Figura 12, el dispositivo vital a nivel de comunicaciones es el Gateway, ya que su función principal es comunicar los dispositivos de la subestación con el centro de control y/o con el control local de la subestación mediante un único protocolo.

En la Figura 17 se observan los protocolos entrantes hacia el Gateway y el protocolo T104 como protocolo de comunicaciones hacia una MTU ubicada en el centro de control. La mayoría de las subestaciones de la EBSA no cuentan con la totalidad de los protocolos mostrados. El protocolo IEC 60870-5-104 es el estándar para la comunicación con el centro de control desde todas las subestaciones.

Figura 17. Protocolos entrantes y saliente hacia el Gateway de la EBSA



Fuente: Autor

Para comunicarse con el centro de control se sincronizan las señales entrantes que provienen de todas las subestaciones, además el envío y recepción de información se debe realizar de acuerdo a los tiempos establecidos por el protocolo que se esté usando (estampa de tiempo). Es por ello que en cada subestación y en el centro de control se cuenta con GPS, permitiendo la sincronización de los relojes para una correcta secuencia y entrega de la información correspondiente.

La red de comunicación a la que hacen parte las subestaciones es una Red de Área Metropolitana (MAN: Metropolitan Area Network), debido a que su área de

cobertura es todo el territorio Boyacense. La comunicación de las subestaciones hacia el centro de control se hace principalmente por medio de Fibra Óptica la cual está disponible para la mayoría de éstas, para las subestaciones faltantes se está ejecutando la instalación de la fibra óptica.

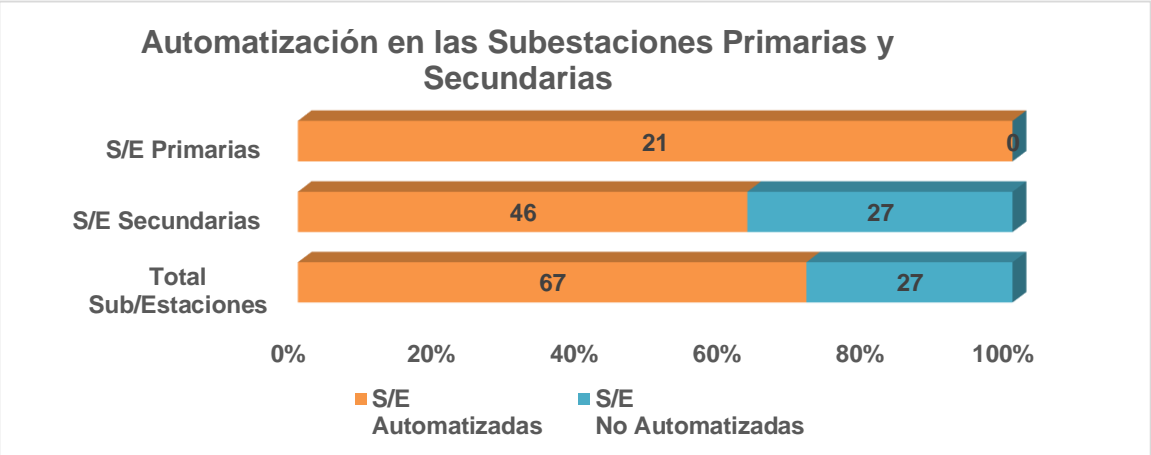
En caso de falla del sistema de comunicación a través de la fibra, la empresa cuenta con un respaldo a través de enlaces WIFI. Las subestaciones que aún no cuentan con enlace a través de fibra tienen comunicación por medio inalámbrico (WIFI).

2.3 ESTADO ACTUAL DE LA AUTOMATIZACION DE LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA

En la actualidad la empresa de Energía de Boyacá tiene varios proyectos, entre ellos la actualización y mejora de los sistemas de comunicación y automatización. A continuación se evalúa porcentualmente la automatización a nivel empresarial, para observar de mejor manera los pasos a seguir para el crecimiento y mejora de los sistemas.

En la Figura 18 se caracteriza la distribución total de las subestaciones. Se puede observar claramente que la EBSA no cuenta con un 100% de subestaciones automatizadas, y las que si lo están se distribuyen en subestaciones primarias y secundarias. El equivalente de las subestaciones de la EBSA que no están automatizadas proviene de las 73 subestaciones secundarias.

Figura 18. Porcentajes de subestaciones primarias y secundarias automatizadas.

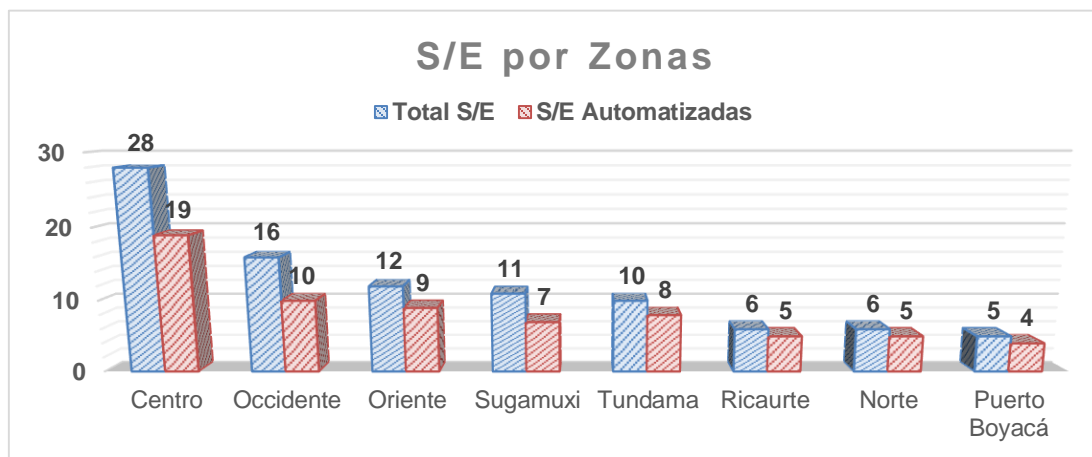


Fuente: Autor

Aproximadamente el 63% de la totalidad de las subestaciones secundarias se encuentran automatizadas, mientras que el 37% restante no lo está.

Si se observa la distribución por zonas (Figura 19) se ve que en cada zona hay subestaciones sin automatizar, pero en términos generales estas son menos que las automatizadas por zona.

Figura 19. Distribución de subestaciones Automatizadas por Zona.

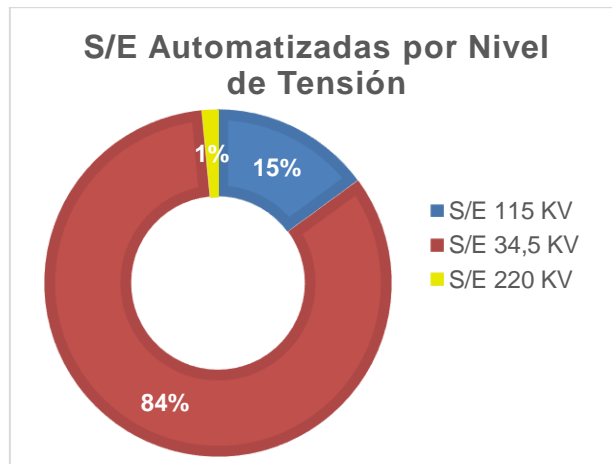


Fuente: Autor

La zona centro tiene la mayor cantidad de subestaciones automatizadas pero también tiene la mayor cantidad de ellas sin automatizar. A medida que se reduce el número de subestaciones por zona igualmente se reduce el número de subestaciones sin automatizar.

El análisis de subestaciones automatizadas y no automatizadas se puede realizar mediante el nivel de tensión de operación. Como se mostró en la Tabla 14 las subestaciones que maniobran con tensiones mayores de 34,5 KV son muy pocas en comparación de la totalidad de las subestaciones. En la Figura 20 se detalla porcentualmente la distribución de estas con los niveles de tensión mencionados anteriormente.

Figura 20. Distribución de subestaciones automatizadas por nivel de tensión.



Fuente: Autor

La gran mayoría de las subestaciones que se encuentran automatizadas pertenecen al nivel de tensión de 34,5 KV, seguido por las subestaciones de 115 KV y por último la subestación de 220 KV. Las subestaciones que no se encuentran automatizadas operan con tensiones de 34,5 KV.

El nivel de tensión de 13,8 KV es el nivel de salida de las subestaciones para las redes de distribución, es por ello que no es tomado como un nivel operativo en las subestaciones.

Los equipos de una subestación a otra pueden variar, cambiando el tipo de topología y la interconexión entre ellos. A pesar de que una subestación sea diferente a otra, todas deben comunicarse con el centro de control bajo el mismo protocolo de comunicación.

La automatización de la empresa tiene la ventaja que no trabaja únicamente con sistemas automáticos, sino también con elementos no automáticos de respaldo para la protección y la comunicación. Esto debido a que uno de los pilares fundamentales de la empresa es la seguridad.

Los equipos utilizados para las comunicaciones y las RTU son monitoreados en el centro de control. Las demás áreas de la empresa que requieran el monitoreo lo realizan a través de un software especializado.

El sistema de comunicación cuenta con la redundancia suficiente y el respaldo necesario para atender cualquier inconveniente que se presente, de esta manera no se pierde el control de los dispositivos que hacen parte de la automatización.

3. CONCLUSIONES

- ✓ Se encontró que la Empresa de Energía de Boyacá cuenta con un total de 94 subestaciones, de las cuales el 71% equivalente a 67 subestaciones están automatizadas. Geográficamente se localizaron las 67 subestaciones identificando 11 principales: Boavita, Chiquinquirá, Donato, Guateque, Higuera, Paipa, Puerto Boyacá, Ramada, San Antonio, Santa María y Tunjita, siendo la subestación Paipa la principal de todas porque está conectada al Sistema de Transmisión Nacional.
- ✓ Se identificó que las subestaciones automatizadas se diferencian principalmente por el tipo y modelo de dispositivos utilizados en su automatización, los niveles de tensión que manejan y el medio de comunicación que utilizan con el centro de control. La única semejanza presente en todas las subestaciones automatizadas es el protocolo IEC60870-5-104 utilizado para enviar la información al centro de control.

4. RECOMENDACIONES

Se recomienda a la empresa de energía documentar los procesos relacionados con la automatización en las subestaciones teniendo en cuenta que existen diferentes equipos, configuraciones y protocolos cuyo funcionamiento y operación están en manos de un solo técnico.

Es necesario vincular al sistema de gestión de calidad de la empresa un proceso de control para el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de las subestaciones.

BIBLIOGRAFÍA

¿Qué son las subestaciones eléctricas y para qué sirven?. Twenergy. 2015. [En línea]. [23 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <<http://twenergy.com/co/a/que-son-las-subestaciones-electricas-y-para-que-sirven-1759>>.

“The Intelligent Electronic Device (II) – The New on Automation – Power Engineering | Rama Estudiantil del IEEE de la UCSA en WordPress.com.” [En línea]. [26 de Abril de 2016]. Disponible en: <<https://ramaucsa.wordpress.com/2011/04/04/the-intelligent-electronic-device-ii-the-new-on-automation-power-engineering/>>.

A. Khavnekar, S. Wagh, and A. More. IEEE. “Comparative Analysis of IEC 61850 Edition-I and II Standars for Substation Automation”. 2015.

ALEGSA, Leandro. Definición de Gateway (telecomunicaciones). 2010. [En línea]. [24 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <<http://www.alegsa.com.ar/Dic/gateway%20telecomunicaciones.php>>.

Autómatas Programables: Curso Básico de Autómatas Programables. 2001. [En línea]. [14 de Enero de 2016]. Disponible en: <<http://www.sc.ehu.es/sbweb/webcentro/automatica/WebCQMH1/PAGINA%20PRINCIPAL/index.htm>>.

CACERES, Manuel. Ingeniería Industrial, Automatización. [En línea]. [18 de Enero de 2016]. Disponible en: <<http://www.usmp.edu.pe/publicaciones/boletin/fia/info5/indus.htm>>.

CHAVARRIA MEZA, Luis Eduardo. SCADA Systems & Telemetry. Ciudad de México: Atlantic International University. 2007. 42p

CHAVEZ MOSQUEDA, Gerardo. Propuesta de Automatización de una subestación eléctrica de distribución. México, 2013. 116p. Trabajo de Grado Ingeniero Eléctrico Electrónico. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

COBO, Raúl. El ABC de la Automatización. [En línea]. [8 Enero 2016]. Disponible en: <<http://www.aie.cl/files/file/comites/ca/abc/hmi.pdf>>.

Comisión de Regulación de Energía y Gas: Reglamento de distribución de energía eléctrica. [En línea]. [22 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <<http://ocw.uis.edu.co/ingenieria-electrica/mercados-de-energia/resoluciones-creg/crg70-98.pdf>>.

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas: Misión. 2016. [En línea]. [22 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <<http://www.creg.gov.co/index.php/es/creg/quienes-somos/mision-vision>>.

Cursos de Capacitación. Automatización Avanzada S.A. [En línea]. [27 de Enero de 2016]. Disponible en: <<http://www.automatizacionavanzada.com/servicios.php?secc=servicios&sec=3&IdCat=14&IdSub=109&lin=0&n1=Cursos+de+Capacitaci%F3n&h=0&alto=#ancla>>.

DIAZ TOLEDO, Alfonso. Fundamentos de Telecontrol. [En línea]. [09 de Febrero de 2016]. Disponible en: <http://www.ruralcat.net/c/document_library/get_file?uuid=a7c35e6c-3f75-4e3e-9e9e-d29618b72277&groupId=10136>.

El Reconector en los Sistemas de Distribución Eléctrica. Argentina: FACOEL. [En línea]. [18 de Marzo de 2016]. Disponible en: <<http://facoel.com/productos/reconectores/images/pdf/2-El%20Reconector%20en%20los%20Sistemas%20de%20Distribucion%20Electrica.pdf>>.

Equipos de red – Pasarelas: Pasarelas de Aplicaciones. CCMBenchmark. 2016. [En línea]. [24 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <<http://es.ccm.net/contents/294-equipos-de-red-pasarelas>>.

F. Clavel, E. Savary, P. Angays, and A. Vieux-Melchior. IEEE. “Integration of a New Standard: A Network Simulator of IEC61850 Architectures for Electrical Substations”. 2014.

Fusibles, protección contra cortocircuitos. Electricidad Básica: Fundamentos básicos sobre electricidad. [En línea]. [02 de Febrero de 2016]. Disponible en: <<http://www.electricidadbasica.net/fusibles.htm>>.

GARCIA PASCUAL, Antoni. ALABERN MORERA, Xavier. Instalaciones Eléctricas. Primera Edición. Barcelona, España: editorial Marcombo y editorial UOC, 2005. 319p.

H. Zeynal, M. Eidiani, and D. Yazdanpanah. IEEE. "Intelligent Substation Automation Systems for Robust Operation of Smart Grids," *IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asias (ISGT ASIA)*. 2014.

HIGUERAS CORTES, Alfredo Neftali. Unidad Central Maestra Simplificada. Acatlima, Huajapan de león, Oaxaca, México, 2000. 128p. Trabajo de Grado Ingeniero en Electrónica. Universidad Tecnológica de Mixteca.

Integra Telemida: ¿En que consiste este servicio?. Integra energía. [En línea]. [08 de Febrero de 2016]. Disponible en: <<http://www.integraenergia.es/pages/integra-telemida>>.

Interfaz Hombre-Máquina. [En línea]. [7 Enero 2016]. Disponible en: <<ftp://ftp.unicauca.edu.co/Facultades/FIET/DEIC/Materias/SW%20para%20aplicaciones%20Industriales%20I/Teoria/3%20Interfaz%20Hombre-maquina.pdf>>.

Introducción a los Sistemas SCADA: Sistemas SCADA. [En línea]. [29 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <http://www.oocities.org/gabrielordonez_ve/SISTEMAS_SCADA.htm>.

La Telegestión energética. Su funcionamiento y ventajas. 2013 [En línea]. [08 de Febrero de 2016]. Disponible en: <<http://twenergy.com/a/la-telegestion-energetica-su-funcionamiento-y-ventajas-750>>.

LOPEZ, Antonio M., VILLASEVIL, F. Javier., VIGARA, Julio E. El autómatas programable como máquina Algorítmica. [En línea]. [21 de Enero de 2015]. Disponible en: <<http://e-spacio.uned.es/fez/eserv/taee:congreso-1998-1009/S1A01.pdf>>.

M. Mekkanen, R. Virrankoski, M. Elmusrati, and E. Antila. 2014. "Analysis and Methodology for Measuring the IEC61850 GOOSE Messages Latency: Gaining Interoperability Testing".2014.

MODULO II – 4 Seccionadores y cuchillas de tierra.doc. [En línea]. [01 de Marzo de 2016]. Disponible en: <<http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf>>.

PEÑAHERRERA AGUILAR, Juan Carlos. Automatización de Subestaciones e integración al Sistema SCADA. Quito, 2007. 297p. Trabajo de Grado Ingeniero Eléctrico. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería.

Q. Huang, S. Jing, J. Li, D. Cai, J. Wu, and W. Zhen. IEEE. “Smart Substation: State of Art and Future Development”. 2015.

RODRIGUEZ PENIN, Antonio. Sistemas SCADA. Segunda Edición. Barcelona, España: Marcombo y Alfaomega, 2007. 450p

RODRIGUEZ, Manuel. Gestión Integrada: Claves y diferencias entre los sistemas de organización industrial MES y ERP. 2015. [En línea]. [01 de febrero de 2016]. Disponible en: <<http://revistadigital.inesem.es/gestion-integrada/claves-diferencia-mes-erp/>>.

RTUs vs PLCs: What is the Difference?. Tetragenic. 1997. [En línea]. [11 de Diciembre de 2015]. Disponible en <<http://tetragenics.com/pdf/TetraViews/nwsmay97a.pdf>>.

RUEDAS, Carlos. Automatización Industrial: Áreas de aplicación para Ingeniería. [En línea]. [15 de Enero de 2016]. Disponible en: <http://www.tec.url.edu.gt/boletin/URL_10_MEC01.pdf>.

SALAZAR, Veronique. Análisis de la Integración de los Sistemas MES – ERP en industrias de Manufactura. 2009. [En línea]. [1 de Febrero de 2016]. Disponible en: <<http://www.laccei.org/LACCEI2009-Venezuela/p207.pdf>>.

SCADA. Tech-FAQ. 2016. [En línea]. [28 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <<http://www.tech-faq.com/scada.html>>.

SCADA: Sistemas SCADA. Autómatas Industriales. 2006. [En línea]. [29 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <<http://www.automatas.org/redes/scadas.htm>>.

Seccionadores. Quito, Ecuador. Pronergy Suministros Electricos. [En línea]. [2 de Marzo de 2016]. Disponible en: <<http://www.actiweb.es/pronergy/pagina5.html>>.

SHAHZAD, A., MUSA, S., ABORUJILAH, A. IRFAN, M. The SCADA Review: System Components, Architecture, Protocols and Future Security Trends. 2014. [En línea]. [21 de Enero de 2016]. Disponible en: <<http://thescipub.com/PDF/ajassp.2014.1418.1425.pdf>>.

Sistemas de telemedia y telecontrol. TRANSNET, grupo CGE. [En línea]. [02 de Febrero de 2016]. Disponible en: <<http://www.transnet.cl/Tecnologia/Paginas/Sistemasdetelemediaytelecontrol.aspx>>.

Subestaciones. EndesaEduca. [En línea]. [16 de Noviembre de 2015]. Disponible en: <http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/el-transporte-de-electricidad/xvi.-las-subestaciones-electricas>.

Teoría de Protocolos: IEC-61850. Axon Group. [En línea]. [7 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <http://www.axongroup.com.co/protocolo_61850.php>.

TOSCANO PALACIOS, Marco Antonio. Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC61850 y el ICCP para el envío de Datos. Lima, 2010. 41p. Trabajo de Grado Ingeniero Electrónico. Universidad Ricardo Palma. Facultad de Ingeniería Electrónica.

Unidades Terminales Remotas (RTUs). 2009. [En línea]. [11 de Diciembre de 2015]. Disponible en: <http://www.oocities.org/gabrielordonez_ve/Unidades_Remotas_SCADA.htm>.

VILLALBA MÁRQUEZ, Julián Alejandro. Estudio y pruebas del protocolo de comunicación DNP3.0 sobre TCP/IP para la comunicación entre la central de generación Cumbayá de la empresa eléctrica Quito S.A. y el Cenace. Quito, 2010. 187p. Trabajo de Grado Ingeniero en Electrónica y Redes de la Información. Escuela Politecnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

X. Cheng, W.-J. Lee, and X. Pan. IEEE. "Electrical Substation Automation System Modernization through the Adoption of IEC61850". 2015.

Z. Darabi, B. Falahati, and M. Vakilian. IEEE "Application of IEC61850-Enabled SAS in CBF Protection of Transformers". 2013.