

DISEÑO DE GESTIÓN REMOTA EN SUBESTACIONES: LA RAMADA, HIGUERAS Y CHIQUEQUIRÁ DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A E.S.P.

Manuel Danilo Sierra Torres – manuel.sierra@usantoto.edu.co

Abstract— This document expresses the design of a remote protection management system for the Boyacá Energy Company, whose need arises from the "Operation and Maintenance Professional", since he needs to be kept informed of the events that occur in each one of the sub-stations and for this it is necessary the displacement to each one of them.

Generally when it is required to download information from a protection, in this case a relay, within a substation, a professional in charge is requested to go to this point, there it collects information as, date and time of the last events, oscillographs, values of currents, voltage values and other variables that depend on the function and configuration of the relay.

In this case, we look for a remote management system carried out between the La Ramada, Higuera, Chiquequirá and EBSA administrative buildings to avoid the displacement of personnel having the same access, control and visualization of the variables that they want, without having to be present in the Sub-stations managing to perform the download of information and configuration of variables quickly and accurately.

Index Terms—Relay, events, sub-stations, remote.

I. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica recorre un largo camino desde su generación hasta su consumo, en todo él se debe garantizar un suministro continuo y de calidad a los consumidores. El problema que se presenta es la imposibilidad técnica de evitar los fallos que se producen en la red, es por esto que las subestaciones cuentan con un sistema de protección cuya función es minimizar los efectos derivados de dichas faltas que se presentan de manera imprevista y aleatoria.

Cada vez que el sistema de protecciones actúa, deja un registro de datos en los que facilita a un profesional encontrar los motivos o causas de este evento, siendo esta la función de los ingenieros vinculados a la oficina de operación y mantenimiento de la EBSA.

II. OBJETIVOS

A. GENERAL

Diseñar un sistema de comunicaciones industriales para la realización de gestión remota entre los relés ubicados en las subestaciones de La Ramada, Higuera y Chiquequirá con la oficina del Profesional de Operación y Mantenimiento, para evitar el desplazamiento de personal entre estas.

B. ESPECÍFICOS

- Analizar las diferentes funciones de las protecciones instaladas en las subestaciones eléctricas de la EBSA, en este caso relés.
- Identificar los diferentes softwares utilizados para la recopilación de información como, fecha y hora de los últimos eventos, oscilografías, valores de corrientes, valores de voltajes y otras variables que dependen de la función y configuración del relé.
- Considerar una reducción en el tiempo empleado para el desplazamiento a una subestación y la respectiva descarga de información.
- Detallar la topología de red con la que cuenta la Empresa de Energía de Boyacá para realizar el sistema de gestión remota de protecciones en los relés.
- Analizar y diseñar un sistema que permita obtener una comunicación óptima y confiable entre el edificio administrativo de la EBSA y las subestaciones, La Ramada, Higuera y Chiquequirá.
- Seleccionar cuales equipos son los más adecuados para el sistema de comunicaciones que es requerido por la Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P.

III. MARCO REFERENCIAL

- Marco Teórico

CRITERIOS GENERALES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

“Un sistema eléctrico de potencia es el encargado de garantizar el suministro de energía de la manera más óptima posible y rigiéndose por los estándares de calidad nacionales establecidos. Un sistema eléctrico de potencia cumple con 3 etapas, generación, transporte y distribución – consumo como podemos ver en la figura 1”. [2]

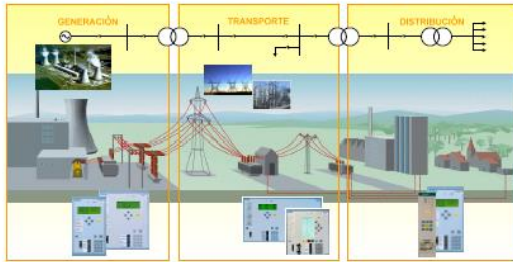


Figura 1: Esquema unifilar de un sistema eléctrico de potencia [2]

Generación

Hace referencia a las instalaciones utilizadas para generar energía eléctrica, bien sea de manera hidráulica, térmica, o cualquier otra forma de producirla. Comúnmente son llamadas plantas generadoras de energía eléctrica.

Transporte

La red de transporte es la encargada de enlazar las plantas generadoras de energía eléctrica con los grandes núcleos de consumo o las diferentes subestaciones, ubicados cerca de las ciudades y zonas industriales, esta red debe tener niveles de alta tensión para evitar pérdidas, también debe mantener el sincronismo de la red nacional.

Distribución – consumo

Esta etapa corresponde a las líneas, cables y transformadores necesarios para distribuir la energía eléctrica a los distintos consumidores.

Protecciones de un sistema eléctrico

El 100% de los sistemas eléctricos cuentan con protecciones las cuales tienen como finalidad evitar fallas continuas o extensas en el servicio que se les presta a los consumidores. Actualmente los sistemas eléctricos cuentan con las siguientes protecciones (Figura 2): a) Protección

principal (Relé), b) Protección de respaldo (Relé), c) Protección diferencial de barras, d) Reconectador o Reenganchador y e) Equipo de sincronismo.

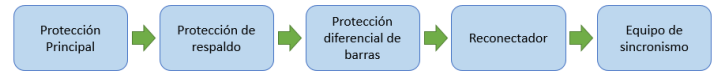


Figura 2: Secuencia de respaldo en caso de fallas en un sistema eléctrico [1]

La protección principal y de respaldo se encuentran en las celdas de control de cada línea como se observa en la Figura 3.



Figura 3: Ejemplo de ubicación de las protecciones principal y respaldo en la línea 14791 de la EBSA [1]

Relés

“Los relés de protección tienen por finalidad medir una o más señales de entrada de tensión, frecuencia y/o corriente, con la finalidad de determinar si existe una condición de falta en el sistema y de ser así, activar una o más señales de salida.

El relé es un dispositivo basado en un microprocesador, cuyo diseño debe lograr una arquitectura abierta y utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales para evitar restricciones en su integración con otros relés o con sistemas de otros fabricantes” [1]

Actualmente la Empresa de Energía de Boyacá cuenta en sus subestaciones con relés de marca General Electric, Siemens, ABB-Alstom y SEL.

Registro de eventos

Los relés tienen la capacidad de almacenar hasta 28 eventos, cada evento consta del registro de hora y fecha, valores de tensión y corriente, oscilografías, diagramas fasoriales y aperturas o cierres de los interruptores.

Para la descarga de estos eventos es necesario la utilización de diferentes softwares que dependen de la marca del relé, en caso del General Electric se usa el software Enervista, los Siemens necesitan del software DIGSI y los ABB-Alstom necesitan del software MiCOM Studio.

Acceso remoto

El acceso remoto consiste en poder tener control de los registros y eventos de manera remota, para esto nos valemos de los puertos seriales, Ethernet o el puerto de comunicación que nos brinde el relé.

IV. DESARROLLO DEL PROYECTO

Diseño

Para el diseño de un sistema de comunicaciones optimo (Figura 4) se tuvieron en cuenta las normas de automatización de subestaciones MODBUS, IEC 61850 y el protocolo DNP 3, llegando a la conclusión que se utilizaría los puertos seriales RS 485 para la construcción de buses de relés, estos buses se dirigen a un servidor de puertos, el cual tiene como función asignar a cada relé un puerto TCP que será traducido a un puerto virtual en un computador de la siguiente manera.

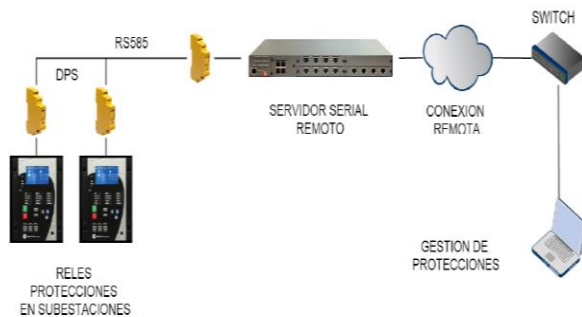


Figura 4: Diseño sistema de comunicaciones industriales [1]

Asignación de datos

Según los datos recopilados de cada uno de los relés existentes en las subestaciones La Ramada, Higueras y Chiquinquirá, se pudo establecer las condiciones de comunicación tales como baud rate, parity, stop bits, entre otros y siguiendo las especificaciones del iDS24GF asignamos un puerto TCP y un puerto virtual, para completar los requisitos del direccionamiento TCP/IP. La asignación de datos se realizó mediante unas tablas como lo indica la Figura 5, Figura 6 y Figura 7 para las

subestaciones La Ramada, Higueras y Chiquinquirá respectivamente.

#	Lineas		Protecciones					Comunicaciones			
	Codigo	Nombre Fisico	Relé	Referencia	Puerto Fisico	SOFTWARE	Nivel de tension (KV)	Numero de Bus	Direccion de relé	Puerto virtual	Puerto TCP
1	14820	INDUSTRIAL	GE	SR 760	FRONTAL	ENERVISTA	34,5	2	5	COM105	5002
2	14821	CTO GENERAL	AREVA	PM41	FRONTAL	MICOM	13,8	1	7	COM104	5000
3	14822	ORIENTE	AREVA	PM42	FRONTAL	MICOM	13,8	1	6	COM104	5000
4	14823	CENTRO	AREVA	PM42	FRONTAL	MICOM	13,8	1	5	COM104	5000
5	14824	NOBSA-MORICA	AREVA	PM42	FRONTAL	MICOM	13,8	1	4	COM104	5000
6	14828				FRONTAL		115	4	1	COM107	5006
7	14831	ACERIAS - BOGAMOSO/RAMADA - SIDENAL	GE	760	FRONTAL	ENERVISTA	115	3	2	COM106	5004
			ABB	REF 541	FRONTAL			5	2	FUTURO	FUTURO
8	14832	TRANSFORMADOR	GE	745	FRONTAL	ENERVISTA	115	3	1	COM106	5004
			ABB	REF 541	FRONTAL			5	1	FUTURO	FUTURO
9	14833	GENERAL	GE	SR 760	FRONTAL	ENERVISTA	34,5	2	4	COM105	5002
10	14834	SALIDA TRANSFORMADOR	GE	SR 745	FRONTAL	ENERVISTA	34,5	2	3	COM105	5002
11	14835	SIRATA	GE	760	FRONTAL	ENERVISTA	34,5	2	2	COM105	5002
12	14863	LA CATORCE	AREVA	PM42	FRONTAL	MICOM	13,8	1	3	COM104	5000
13	14864	EL TERMINAL	AREVA	PM42	FRONTAL	MICOM	13,8	1	2	COM104	5000
14	14865	EL LIBERTADOR	GE	850	FRONTAL	ENERVISTA	13,8	1	1	COM104	5000
15	15022	DUITAMA	GE	760	FRONTAL	ENERVISTA	34,5	2	1	COM105	5002

Figura 5: Diseño y asignación de datos subestación La Ramada [1]

En la Figura 5 se puede observar cómo se asignan los datos correspondientes a puerto TCP, puerto virtual, numero de bus y dirección de relé en la subestación La Ramada, por ejemplo en la fila 15 corresponde a la línea DUITAMA y cuenta con un relé General Electric 760 asignado al nivel de tensión 34.5 kV, se le asignó, puerto TCP 5002, puerto virtual 105, bus 2 y dirección 1

#	Lineas		Protecciones				Comunicaciones				
	Codigo	Nombre Fisico	Relé	Referencia	Puerto Fisico	SOFTWARE	Nivel de tension (KV)	Numero de Bus	Dirección de relé	Puerto virtual	Puerto TCP
1	14701	Trialo de 20Mva	SIPROTEC	7UT61	LIBRE	DIGSI4	13,8	4	7	COM103	5006
2	14702	Maranta	FUTURO	FUTURO	LIBRE		34,5	3	5	COM102	5004
3	14704	La Pueta	GE	760	COM2	ENERVISTA	13,8	4	6	COM103	5006
4	14705	Vargas	GE	760	COM2	ENERVISTA	13,8	4	5	COM103	5006
5	14706	Hospital	GE	760	COM2	ENERVISTA	13,8	4	4	COM103	5006
6	14707	Baralon Silva Plazas	GE	760	COM2	ENERVISTA	13,8	4	3	COM103	5006
7	14708	Autopista	GE	760	COM2	ENERVISTA	13,8	4	2	COM103	5006
8	14709	Ciudadela Industrial	GE	760	COM2	ENERVISTA	13,8	4	1	COM103	5006
9	14711	Rio Chiquito	FUTURO	FUTURO	LIBRE		34,5	3	4	COM102	5004
10	14714	Regadainalo 20Mva - 13.8kv	GE	760	COM2	ENERVISTA	34,5	3	3	COM102	5004
11	14715	General 34,5	FUTURO	FUTURO	LIBRE		34,5	3	2	COM102	5004
12	14762	San Antonio	GE	760	COM2		115	2	2	COM101	5002
			SIPROTEC	7SA52	LIBRE	DIGSI4		1	4	COM100	5000
13	14763	Llegada Paipa	GE	760	COM2		115	2	1	COM101	5002
			SIPROTEC	7SA52	LIBRE	DIGSI4		1	3	COM101	5000
14	14791	Ciudadela	GE	760	LIBRE	ENERVISTA	34,5	3	1	COM102	5004
15	14800	Trialo 40Mva	SIPROTEC	TS462	LIBRE	DIGSI4	115	1	2	COM100	5000
			SIPROTEC	7UT61	LIBRE	DIGSI4		1	1	COM100	5000

Figura 1: Diseño y asignación de datos subestación la Higueras [1]

En la Figura 6 se puede observar cómo se asignan los datos correspondientes a puerto TCP, puerto virtual, numero de bus y dirección de relé en la subestación Higueras, por ejemplo en la fila 13 corresponde a la línea Llegada Paipa y cuenta con una protección principal General Electric 760 asignado al nivel de tensión 115 kV, se le asignó, puerto TCP 5002, puerto virtual 101, bus 2 y dirección 1 y una protección de respaldo Siemens 7SA52 asignado al nivel

de tensión 115 kV, se le asignó, puerto TCP 5000, el puerto virtual 100, bus 3 y dirección 1.

#	Lineas		Protecciones			Comunicaciones		
	Código	Nombre Falso	Relé	Referencia	Función	SOFTWARE	Nivel de tensión (kV)	Numero de Bus
1	14901	Caida de entrada	GE	780	ClyC2 (C) - FI	Enervista	34,5	4
2	14902	Caida de entrada	Areva-Micom	P141	posterior ocupado delantero libre	Micom	13,8	5
3	14903	Circuito Basicalia	Areva-Micom	P142	posterior ocupado delantero libre	Micom	13,8	5
4	14904	Circuito la reina	Areva-Micom	P142	posterior ocupado delantero libre	Micom	13,8	5
5	14905	Salida Rural Casa Blanca	Areva-Micom	P142	posterior ocupado delantero libre	Micom	13,8	5
6	14906	Salida saboya	GE	SR-760	ClyC2 (C) - FI	Enervista	34,5	4
7	14907	Salida muso	GE	SR-760	ClyC2 (C) - FI	Enervista	34,5	4
8	14908	Salida otanche	GE	SR-760	ClyC2 (C) - FI	Enervista	34,5	4
9	14910	Transformador 25 MVA	Autcom-Micom	P883	Sin servicio	Micom	115	3
10	14911	Llegada tunja	Areva-Micom	P141	OT-LF	Micom	115	3
11	14916	Salida Circuito industrial la basca	Areva-Micom	P142	posterior ocupado delantero libre	Micom	13,8	5
12	15493	Llegada barboza	SIPROTEC	7SA522	libres los dos	Digidi 4	115	2
13	15495	Llegada tunja	Areva-Micom	P142	libres los dos	Micom	115	2

Figura 2: Diseño y asignación de datos subestación Chiquinquirá [1]

En la Figura 7 se puede observar cómo se asignan los datos correspondientes a puerto TCP, puerto virtual, numero de bus y dirección de relé en la subestación Chiquinquirá, por ejemplo en la fila 13 corresponde a la línea Llegada Tunja y cuenta con una protección principal Siemens 7SA522 asignado al nivel de tensión 115 kV, se le asignó, puerto TCP 5002, puerto virtual 91, bus 2 y dirección 1 y una protección de respaldo Areva P142 asignado al nivel de tensión 115 kV, se le asignó, puerto TCP 5000, el puerto virtual 90, bus 1 y dirección 1.

Esquemas de conexión

Como se observa en la Figura 8 el sistema de comunicaciones inicia en el edificio administrativo de la EBSA, en la oficina del Profesional de Operación y Mantenimiento, donde los computadores están conectados a la red corporativa. Mediante un túnel VPN se accede al servidor Viola M2M Gateway ubicado en el centro de control, este servidor se encuentra enlazado con el anillo interconectado de fibra óptica y nos da acceso a las subestaciones La Ramada, Higuerras y Chiquinquirá.

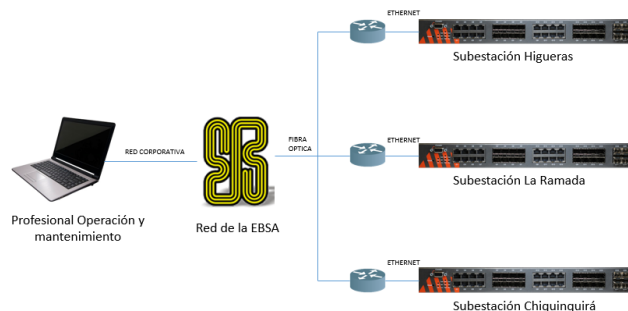


Figura 8: Esquema de comunicaciones Edificio – Subestación [1]

Los principales parámetros para realizar el diseño de los buses y decidir que relés los integrarían fueron, el nivel de

voltaje (13.8 kV, 34.5 kV y 115 kV) y la marca de los relés (General electric, Alstom, Areva, Siemens), esto para evitar perder comunicación por conflictos de fabricantes. Para los relés que no tienen disponible el puerto RS485 se utiliza el puerto RS232 y un conversor a RS485. Para la Subestación Higuerras se realizó un diseño que consta de 4 buses integrados de la siguiente manera (Figura 9):

- Bus 1: Cuatro relés Siemens que corresponden al nivel de tensión 115 kV.
- Bus 2: Dos relés General Electric que corresponden al nivel de tensión 115 kV.
- Bus 3: Cinco relés General Electric que corresponden al nivel de tensión 34.5 kV.
- Bus 4: Siete relés General Electric que corresponden al nivel de tensión 13.8 kV.

Para un total de 18 relés en servicio y disponibles para integrar al sistema de Gestión Remota de la EBSA.

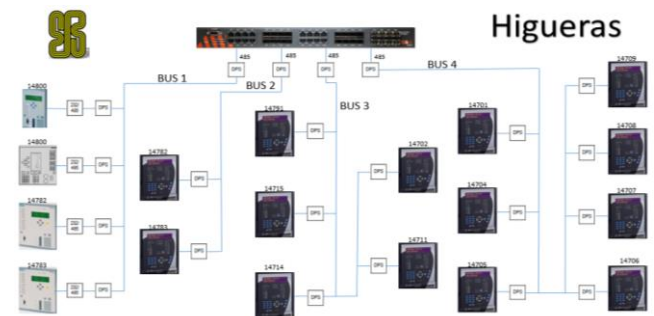


Figura 9: Esquema de buses subestación Higuerras [1]

Para la Subestación La Ramada se realizó un diseño que consta de 5 buses integrados de la siguiente manera (Figura 10):

- Bus 1: Siete relés General Electric que corresponden al nivel de tensión 13.8 kV.
- Bus 2: Cinco relés General Electric que corresponden al nivel de tensión 34.5 kV.
- Bus 3: Dos relés General Electric que corresponden al nivel de tensión 115 kV.
- Bus 4: Un relé Siemens que corresponde al nivel de tensión 115 kV.
- Bus 5: Dos relés ABB que corresponden al nivel de tensión 115 kV.

Para un total de 17 relés en servicio y disponibles para integrar al sistema de Gestión Remota de la EBSA.

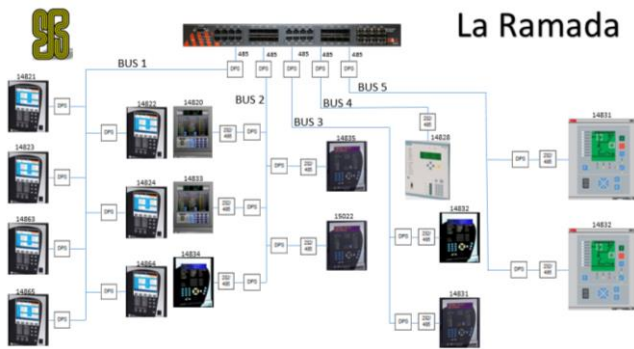


Figura 10: Esquema de buses subestación La Ramada [1]

Para la Subestación Chiquinquirá se realizó un diseño que consta de 5 buses integrados de la siguiente manera (Figura 11):

- Bus 1: Tres relés Areva que corresponden al nivel de tensión 115 kV.
- Bus 2: Dos relés Siemens que corresponden al nivel de tensión 115 kV.
- Bus 3: Un relé Areva que corresponde al nivel de tensión 115 kV.
- Bus 4: Cinco relés General Electric que corresponden al nivel de tensión 34.5 kV.
- Bus 5: Cinco relés Areva que corresponden al nivel de tensión 13.8 kV.

Para un total de 16 relés en servicio y disponibles para integrar al sistema de Gestión Remota de la EBSA.

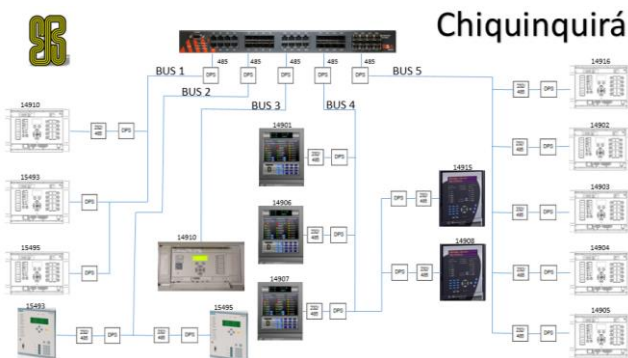


Figura 11: Esquema de buses subestación Chiquinquirá [1]

V. CONCLUSIONES

Se realizó un diseño óptimo para la comunicación de las subestaciones La Ramada, Higuera y Chiquinquirá con el edificio administrativo de la EBSA, cumpliendo con las normas y los estándares requeridos para la automatización de subestaciones.

Teniendo en cuenta las funciones de cada uno de los relés y su software de monitoreo y control, se determinó que la mejor manera para realizar una comunicación óptima era mediante la utilización de sus puertos RS 485.

Gracias al diseño planteado, se asume una reducción del 90% en el tiempo de respuesta del equipo de Operación y Mantenimiento frente a un evento, debido a que se evita el desplazamiento hasta las subestaciones.

Analizando el esquema de comunicaciones de la EBSA se llegó a la conclusión que la mejor manera de realizar la gestión remota era utilizando los tendidos de fibra óptica utilizada en la comunicación Subestación-SCADA.

Los equipos fueron seleccionados teniendo en cuenta, que cumplieran con las características de comunicación robusta TCP/IP, que la garantía y soporte fueran considerablemente altas y su precio en el mercado estuviera dentro de lo justo.

Este diseño permite obtener control, supervisión y gestión remota, cargar y descargar ajustes de los relés ubicados en las subestaciones La Ramada, Higuera y Chiquinquirá, desde un computador ubicado en el edificio administrativo de la EBSA.

Este modelo de gestión remota se puede emplear en cualquiera de las subestaciones que actualmente no cuentan con este servicio, para así lograr obtener un 100% de gestión remota en la EBSA y así conseguir el máximo desempeño del equipo de Operación y Mantenimiento.

Este proyecto abre la posibilidad a una reducción significativa en los gastos monetarios para viajes que actualmente afronta la Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P.

REFERENCES

- [1] Autor.
- [2] Barrantes Pinela, L. S. (2011). Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas. Leganés.
- [3] PROTOCOL IEC 61850. (s.f.). Analysis of Utility Communication Protocol IEC 61850 FOR SUBSTATION AUTOMATION SYSTEMS.
- [4] Benítez Lobato, M. (s.f.). Implementación practica del protocolo IEC 61850 en subestaciones eléctricas. Problemas y soluciones. Sevilla, España: Universidad de Sevilla.
- [5] GONZALEZ, D. (2015). Mantenimiento de sistemas de refrigeracion de los motores termicos. Madrid, España: Ediciones Paraninfo S.A.
- [6] Horalek, J., Matyska, J., & Sobeslav, V. (2013). Communication protocols in substation automation and IEC 61850 based proposal. Budapest: IEEE.

- [7] MARTIN, J. C., & GARCIA, M. P. (2009). *Automatismos industriales*. Pozuelo de Alarcon, Madrid.
- [8] Otorongo, M. (2016).
- [9] TOMASI, W. (2003). *Sistemas de Comunicaciones electrónicas* (Cuarta edición ed.). México: Pearson Education.



Manuel Danilo Sierra Torres (03 de Enero de 1994) Ingeniero Electrónico de la Universidad Santo Tomas.