



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
FACULTAD DE INGENIERÍA EN SISTEMAS, ELECTRÓNICA E
INDUSTRIAL

CARRERA DE INGENIERÍA DE ELECTRÓNICA Y COMUNICACIONES

Tema:

Sistema de Automatización de las E/S de tensión para optimizar los servicios de las Subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

Trabajo de Graduación. Modalidad: TEMI. Trabajo Estructurado de Manera Independiente, presentado previo la obtención del título de Ingeniero en Electrónica y Comunicaciones.

Autor:

Daniel Eduardo Freire Imbaquingo

Tutor:

Ing. Franklin Silva

AMBATO - ECUADOR
SEPTIEMBRE – 2012

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor del trabajo de graduación o titulación: Trabajo estructurado de Manera Independiente, presentado por Daniel Eduardo Freire Imbaquingo, estudiante de la Carrera de Ingeniería Electrónica y Comunicaciones, de la Facultad de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial, de la Universidad Técnica de Ambato, considero que el trabajo de graduación o titulación e informe investigativo reúne los requisitos suficientes para que continúe con el proceso reglamentario.

Ambato, 10 de Septiembre de 2012

TUTOR

Ing. Franklin Silva M.Sc.

AUTORÍA

El presente trabajo de graduación o titulación Trabajo estructurado de Manera Independiente titulado: **“Sistema de Automatización de las E/S de tensión para optimizar los servicios de las Subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar”**. Es original, auténtico y personal, en tal virtud el contenido, efectos legales y académicos que se desprenden del mismo son de exclusiva responsabilidad del autor y su propiedad intelectual pertenecen al Graduado de la Universidad Técnica de Ambato.

Ambato, 10 de Septiembre de 2012

Daniel Eduardo Freire Imbaquingo

C.C. 180222601-7

APROBACIÓN DE LA COMISIÓN CALIFICADORA

La Comisión Calificadora del presente trabajo conformada por los señores docentes Ing. Oswaldo Paredes Ochoa M.Sc, Ing. Freddy Mayorga, Ing. Xavier Domínguez revisaron y aprobaron el Informe Final del trabajo de graduación titulado “**Sistema de Automatización de las E/S de tensión para optimizar los servicios de las Subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar**”, presentado por el señor Daniel Eduardo Freire Imbaquingo de acuerdo al Art. 17 del Reglamento de Graduación para obtener el título Terminal de tercer nivel de la Universidad Técnica de Ambato.

Ing. Oswaldo Paredes Ochoa M.Sc
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Ing. Freddy Mayorga
DOCENTE CALIFICADOR

Ing. Xavier Domínguez
DOCENTE CALIFICADOR

DEDICATORIA

En primer lugar dedico este trabajo al ser humano, que con cada problema ha encontrado una solución, las cuales nos ha llevado hasta el momento en el que vivimos, en segundo lugar a mis hijos Mateo, Martín, Sebastián y Miguel que han sido la fuente de toda mi inspiración y por último a mi padre por su gran paciencia.

Daniel Eduardo Freire Imbaquingo.

AGRADECIMIENTO

A mis queridos padres, por creer en mi a lo largo de mi vida apoyándome incondicionalmente y motivándome para realizar todos mis sueños.

A mi amada esposa que sin su ayuda éste trabajo tal vez jamás vería la luz.

A mi siempre recordados colegio y facultad por brindarme los mejores años de mi juventud, ayudándome cada día a crecer como ser humano, no solo por su instrucción científica sino también por la instrucción en valores.

A todos los estimados profesores que a lo largo de mi vida han puesto su granito de arena para mi formación.

A CNEL-Bolívar por brindarme la oportunidad de realizar este proyecto y por la ayuda prestada a lo largo de la ejecución del mismo.

A mis amigos y compañeros que me han apoyado muchas veces incondicionalmente.

Daniel Eduardo Freire Imbaquingo

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CONTENIDOS	PÁGINAS
APROBACIÓN DEL TUTOR.....	ii
AUTORÍA.....	iii
APROBACIÓN DE LA COMISIÓN CALIFICADORA.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvi.
RESUMEN EJECUTIVO.....	xix
INTRODUCCIÓN.....	xx
CAPÍTULO I EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1. TEMA.....	1
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1.1. CONTEXTUALIZACIÓN.....	1
1.1.2. ANÁLISIS CRÍTICO.....	2
1.1.3. PROGNOSIS.....	3
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3

1.2.1. PREGUNTAS DIRECTRICES.-.....	3
1.2.2 DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA.-.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN.-.....	4
1.4. OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN.-.....	5
1.4.1 OBJETIVO GENERAL.-.....	5
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.-.....	5
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS.-.....	7
2.2 FUNDAMENTACIÓN.-.....	7
2.2.1 FUNDAMENTACIÓN LEGAL.-.....	7
2.3 CATEGORÍAS FUNDAMENTALES.-.....	9
2.3.1 MARCO TEÓRICO GRÁFICO.-.....	9
2.4 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.-.....	9
2.4.1 ELECTRÓNICA.-.....	9
2.4.1 APLICACIONES DE ELECTRÓNICA.-.....	10
2.4.2 ELECTRÓNICA DE CONTROL.-.....	10
2.4.3 AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.-.....	12
2.4.4 ESTRUCTURA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.-.....	12
2.4.4.1 EQUIPOS DE POTENCIA.-.....	12

2.4.4.2 NIVEL DE BAHÍA.-.....	13
2.4.4.3 NIVEL DE ESTACIÓN.-.....	14
2.4.4.4 INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA.-.....	15
2.4.5 CONTROL REMOTO Y MONITOREO.-.....	16
2.4.5.1 GATEWAY DE COMUNICACIÓN.-.....	16
2.4.5.2 FUNCIONES DE CONTROL REMOTO.-.....	16
2.4.5.2 FUNCIONES DE MONITOREO.-.....	17
2.4.6 ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.-.....	17
2.4.7 PROTOCOLOS MÁS UTILIZADOS.-.....	18
2.4.7.1 DNP3.-.....	18
2.4.7.2 IEC 60870.-.....	18
2.4.7.3 UCA (Utility Communication Architecture).-.....	19
2.4.7.4 IEC 61850.-.....	19
2.4.8 CALIDAD TOTAL.-.....	20
2.4.9 EL CONTROL DE CALIDAD TOTAL.-.....	21
2.4.10 ETAPAS DEL CONTROL DE CALIDAD TOTAL.-.....	22
2.4.11 PROCESO DE CONTROL DE CALIDAD TOTAL.-.....	23
2.4.12 RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.-.....	24
2.5 HIPÓTESIS.-.....	27
2.6 DETERMINACIÓN DE VARIABLES.-.....	27

2.6.1 VARIABLE INDEPENDIENTE.-.....	27
2.6.2 VARIABLE DEPENDIENTE.-.....	27
CAPÍTULO III METODOLOGÍA.....	28
3.1 ENFOQUE.-.....	28
3.2 MODALIDAD BÁSICA DE LA INVESTIGACIÓN.-.....	28
3.2.1 INVESTIGACIÓN DE CAMPO.-.....	28
3.2.2 INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL- BIBLIOGRÁFICA.-.....	29
3.2.3 PROYECTO FACTIBLE.-.....	29
3.3 NIVEL O TIPO DE INVESTIGACIÓN.-.....	29
3.4 POBLACIÓN Y MUESTRA.-.....	30
3.4.1 POBLACIÓN.-.....	30
3.4.2 MUESTRA.-.....	30
3.5 RECOLECCIÓN DE LA INFORMACIÓN.-.....	30
3.6 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	30
CAPÍTULO IV ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	31
4.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.-.....	31
4.3 TABULACIÓN DE INFORMACIÓN RECOLECTADA.-.....	31
4.4 ANÁLISIS GENERAL DE INFORMACIÓN RECOPIADA.-.....	38
CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	39
5.1. CONCLUSIONES.....	39

5.2. RECOMENDACIONES.....	41
CAPÍTULO VI PROPUESTA.....	42
6. AUTOMATIZACIÓN DE LAS E/S DE TENSIÓN PARA OPTIMIZAR LOS SERVICIOS DE LAS SUBESTACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL BOLÍVAR.-.....	42
6.1 ANÁLISIS ACTUAL DE LAS SUBESTACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL BOLÍVAR.-.....	43
6.2 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL BOLÍVAR.-.....	45
6.2.1 SUBESTACIÓN GUANUJO.-.....	45
6.2.2. SUBESTACIÓN GUARANDA.-.....	46
6.2.3. SUBESTACIÓN ECHENDIA.-.....	47
6.2.4. SUBESTACIÓN CHIMBO.-.....	48
6.2.5. SUBESTACIÓN SAN PABLO.-.....	49
6.2.6. SUBESTACIÓN COCHABAMBA.-.....	50
6.3 ANÁLISIS ACTUAL DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES ENTRE LAS SUBESTACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL BOLÍVAR.-.....	51
6.4 ELEMENTOS PARA EL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LAS E/S DE TENSION DE LAS SUBESTACIONES.-.....	51
6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL INTERRUPTOR DE LÍNEA.-.....	54
6.4.2 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.-.....	56
6.4.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.-.....	57

6.5 SELECCIÓN DE TRANSDUCTORES.-.....	58
6.5.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS REQUERIDAS DEL TRANSDUCTOR DE CORRIENTE.-.....	59
6.5.2 SELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR DE CORRIENTE.-.....	60
6.5.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TRANSDUCTOR DE VOLTAJE.-.....	62
6.5.4. SELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR DE VOLTAJE.-.....	62
6.5.5 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSDUCTOR DE POTENCIA REACTIVA.-.....	64
6.5.6 SELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR DE POTENCIA REACTIVA.-.....	65
6.5.7 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSDUCTOR DE POTENCIA ACTIVA.-.....	66
6.5.8 SELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR DE POTENCIA ACTIVA.-.....	67
6.6 SELECCIÓN DE LA UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU).-.....	68
6.6.1. COMUNICACIÓN UTILIZADA POR LA RTU ELIOP E4000.....	69
6.6.2 ESTÁNDAR IEC 61850.-.....	70
6.6.3 SEÑALES RECIBIDAS POR LA RTU.-.....	71
6.6.4 CONEXIÓN DE LOS TRANSDUCTORES Y LA RTU.-.....	74
6.6.5 COLOCACIÓN DE ELEMENTOS PARA EL SISTEMA DE CONTROL DE LAS SUBESTACIONES.-.....	74
6.7 ESTACIÓN MAESTRA.-.....	76
6.7.1 INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA (HMI).-.....	78
6.7.2 CARACTERÍSTICAS DEL SOFTWARE INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA (HMI).-.....	80
6.7.3 SELECCIÓN DEL SOFTWARE PARA LA INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA.-.....	80

6.8 DISEÑO DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN PARA EL CONTROL Y MONITOREO DE LAS SUBESTACIONES.-.....	85
6.8.1 REQUERIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA RED DE FIBRA ÓPTICA.-.....	87
6.8.2 SELECCIÓN DE LA TOPOLOGÍA DE RED.-.....	87
6.8.3 SELECCIÓN DEL TIPO DE FIBRA ÓPTICA.-.....	88
6.8.4 RUTA A SEGUIR PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA RED DE FIBRA ÓPTICA.-.....	90
6.8.5 TRANSECTOR DE FIBRA ÓPTICA.-.....	90
6.8.9 SELECCIÓN DEL SWITCH PARA LA RED DE LAS SUBESTACIONES.-.....	92
6.9 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA AUTOMATIZADO.-.....	94
6.10 COSTO DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN.-.....	95
6.11 COSTO DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN.....	95
6.12 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO.-.....	96
CAPÍTULO VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	101
7.1. CONCLUSIONES.....	101
7.2. RECOMENDACIONES.....	103
BIBLIOGRAFÍA.....	105
ANEXOS.....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURAS	PÁGINAS
Figura 2.1.- Marco teórico gráfico de la variable independiente (derecha) y de la variable dependiente.....	9
Figura 2.2.- Sistema de Control Básico.....	11
Figura 2.3. Diagrama esquematizado del Sistema de suministro Eléctrico.....	26
Figura 4.1. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 1.....	32
Figura 4.2. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 2.....	33
Figura 4.3. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 3.....	34
Figura 4.4. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 4.....	35
Figura 4.5. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 5.....	36
Figura 4.6. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 6.....	38
Figura 6.1. Ubicación geográfica de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.....	44
Figura 6.2. Representación gráfica del sistema automatizado.....	52
Figura 6.3. Ejemplo de transformador de corriente.....	57
Figura 6.4. Ejemplo de transformador de potencial.....	58
Figura. 6.5. Ejemplo de transductor de potencial	59

Figura 6.6. Transductor de corriente a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.....	60
Figura 6.7. Diagrama del transductor de corriente a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.....	61
Figura 6.8. Transductor de voltaje a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.....	62
Figura 6.9. Diagrama del transductor de voltaje a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.....	63
Figura 6.10. Transductor de potencia reactiva a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.....	64
Figura 6.11. Diagrama del transductor de potencia reactiva a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.....	65
Figura 6.12. Transductor de potencia activa a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.....	66
Figura 6.13. Diagrama del transductor de potencia reactiva a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.....	67
Figura 6.14. Esquema de comunicación RS 232 de la RTU ELIOP 4000.....	70
Figura 6.15. Variables que llegan a la RTU	73
Figura 6.16. Figura del Armario con el Transductor Empresa Eléctrica Ambato S.A.....	74
Figura 6.17. Colocación de elementos en el armario.....	76
Figura. 6.18. Pantalla del software para el sistema SCADA.....	84

Figura 6.19. Topología de red de anillo doble.....	88
Figura 6.20. Ruta del tendido de fibra óptica para la unión de las subestaciones de Guanujo y Guaranda.....	91
Figura 6.21. Transceptor Óptico Ethernet 10/100 Mbps serie D7100.....	92
Figura 6.22. Switch EWS 540.....	93
Figura A1. Diagrama unificar de las subestaciones de La Corporación nacional de Electricidad Regional Bolívar.....	115
Figura A2.- Diagrama de conexión del transductor de corriente.....	137
Figura A3.- Diagrama de conexión del transductor de voltaje.....	138
Figura A4.- Diagrama de conexión del transductor de potencia.....	139

ÍNDICE DE TABLAS

TABLAS	PÁGINAS
Tabla 4.1: Tabulación de respuestas – Pregunta 1.....	32
Tabla 4.2: Tabulación de respuestas – Pregunta 2.....	33
Tabla 4.3: Tabulación de respuestas – Pregunta 3.....	34
Tabla 4.4: Tabulación de respuestas – Pregunta 4.....	35
Tabla 4.5: Tabulación de respuestas – Pregunta 5.....	36
Tabla 4.6: Tabulación de respuestas – Pregunta 6.....	37
Tabla 6.1. Descripción subestación Guanujo.....	45
Tabla 6.2. Descripción subestación Guaranda.....	46
Tabla 6.3. Descripción subestación Echendia.....	47
Tabla 6.4. Descripción subestación Chimbo.....	48
Tabla 6.5. Descripción subestación San Pablo.....	49
Tabla 6.6. Descripción subestación Cochabamba.....	50
Tabla 6.7. Especificaciones del interruptor de 69 kvV para la subestaciones de Guanujo y Guaranda.....	55
Tabla 6.8. Costo del sistema de Control y Monitoreo para las subestaciones Guanujo y Guaranda.....	97

Tabla 6.9. Costo de la construcción de la red de fibra óptica
para las subestaciones de Guaranda y Guanujo.....99

RESUMEN EJECUTIVO

El presente estudio tiene por objeto el diseño de un sistema automatizado que se utilizará en las subestaciones de Guanujo y Guaranda de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, con el fin de mejorar el tiempo de respuesta ante cualquier eventualidad, monitoreo constante del funcionamiento de las subestaciones y brindar un servicio eficaz a sus abonados.

Para ello se ha investigado las tecnologías y equipos disponibles para el cumplimiento del objetivo, se ha tomado como alternativa el uso de UTR (Unidades Terminales Remotas) para el sistema de control y monitoreo porque sus características son los más adecuados para cumplir con las expectativas que se necesitan en las subestaciones.

A continuación se ha realizado el análisis del sistema actual de automatización y del sistema de comunicación, se ha diseñado el sistema a utilizar y los dispositivos que van a formar parte de este sistema como son transformadores de corriente y potencial, interruptor de línea para protección de los transformadores, transductores para recibir las señales de las variables provenientes de las salidas del transformador de la subestación, RTU's (Unidades Terminales Remotas) que se encargan de recibir la información de los transductores, estado de los interruptores y realizar funciones de control de los interruptores, la MTU (Unidad Terminal Maestra) es esta la que se encarga del procesamiento de la información proveniente de los equipos en las subestaciones y envía información a través de la RTU's y el software HMI (Interfaz Hombre Máquina) éste comprende el software para el monitoreo de las subestaciones, esta interfaz será fácilmente manipulable. Además se indica que sistema de comunicación se utiliza y cual es el que más conviene para el funcionamiento de las subestaciones.

Para finalizar se presenta en los anexos, más especificaciones técnicas de cada uno de los equipos que se van a utilizar en el presente trabajo, al final del presente trabajo se presenta el presupuesto requerido para el mismo.

INTRODUCCIÓN

La Empresa Eléctrica de Bolívar (EMELBO) con gran visión de servicio a la población de la provincia Bolívar se adhería a La Corporación Nacional de Electricidad el 16 de Enero del 2009, la Corporación Nacional de Electricidad decretó que todas las empresas pertenecientes a ésta, debían tener sistemas automatizados para el control y monitoreo de todas sus subestaciones con la finalidad de que CENACE tenga acceso a toda ésta información.

La Empresa Eléctrica de Bolívar a través de su historia a sufrido muchas crisis debido a muchas malas administraciones y por esta razón era una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que menos se desarrollaba, al formar parte de la Corporación Nacional de Electricidad logró un notable avance con respecto a su administración, en la actualidad se ha propuesto el reto de contar con sistema de control y monitoreo para sus subestaciones.

Además del sistema de control y monitoreo, planea tener un sistema de comunicación que vaya a la vanguardia de la tecnología y que funcione paralelamente a su sistema de automatización, esto ayudará a que el mantenimiento de los equipos y sistemas de la empresa sea más eficiente, que el tiempo de respuesta ante una eventualidad sea corto y brindará un servicio de calidad a toda la población de la provincia de Bolívar.

En el futuro espera desarrollarse hasta cubrir la demanda total de toda la provincia de Bolívar y abarcar otras provincias cercanas como lo hace la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

CAPITULO I

EL PROBLEMA DE INVESTIGACION

1. TEMA.-

Sistema de automatización de las E/S de tensión para optimizar los servicios de las Subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.-

1.1.1. CONTEXTUALIZACIÓN.-

En la actualidad la automatización de procesos en la industria esta en pleno auge alrededor del mundo, no siendo una excepción los sistemas eléctricos de potencia.

Al hablar de automatización estamos hablando implícitamente de un sistema de comunicación que servirá, para el posterior control y monitoreo de los procesos automatizados.

Países del primer mundo como Estados Unidos, Inglaterra, Alemania, Japón, por mencionar algunos, utilizan y desarrollan tecnologías y equipos de automatización para sus redes eléctricas.

Sur-América no podía quedarse atrás, en la región existen muchos países que ya utilizan esta tecnología en sus empresas de distribución de energía eléctrica.

En el Ecuador la mayoría de empresas de generación y distribución ya cuentan con sistemas automatizados para todo el proceso de distribución de energía

eléctrica, por poner un caso puntual la Empresa Eléctrica Ambato (EEASA) esta en la etapa final de implementación de estos sistemas en todas sus subestaciones. En contraste en la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar no existe un estudio para la automatización de las subestaciones y ésta ha quedado relegada con respecto a las demás empresas eléctricas de la región.

La falta de automatización en las subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar afecta los servicios y procesos de la empresa, con servicios deficientes y demora en el mantenimiento de las redes de distribución.

Algo que cabe destacar es la creciente demanda de energía eléctrica por parte de hogares, industria y servicios de comunicaciones, esto exige a las empresas distribuidoras y generadoras de servicios eficientes, además la creciente población en el futuro demandará más energía para que cubran todas sus necesidades.

1.1.2 ANÁLISIS CRÍTICO.-

La falta de un estudio serio acerca de la automatización de las subestaciones ha retrasado a La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar con respecto a las demás empresas de la región.

La falta de presupuesto para el diseño y posterior automatización produce muchas pérdidas económicas, para la empresa y la relega a los avances tecnológicos.

La carencia de innovación ha producido un atraso con respecto a las nuevas tecnologías que se están utilizando en otros lugares del país, con esto el servicio que se brinda es ineficiente, no contribuye al desarrollo de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, ha esto se suma la falta de personal especializado.

En conclusión La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar ha soportado un serio retraso en relación al uso de nuevas tecnologías, con lo cual ha perdido prestigio y ha sufrido cuantiosas pérdidas económicas.

1.1.3 PROGNOSIS.-

Si no se realiza la automatización de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, ésta se verá afectada en su desarrollo y se sumirá en un retraso tecnológico imperdonable para una institución del estado, que cuenta con los recursos necesarios para que este estudio se vuelva una realidad.

Además incumplirá la disposición del CONELEC en el sentido que todos los agentes del sector eléctrico cuenten con centros de control.

La empresa perdería prestigio, competitividad y clientes a los cuales puede ofrecer su servicio, ya que otras empresas ganarían estos sectores.

Razones por lo cual es necesario que este proyecto se realice de manera eficiente y rápida para que se cumpla a cabalidad los objetivos planteados y en el tiempo asignado.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.-

¿Que incidencia tiene un sistema de automatización de E/S de tensión en la optimización de los servicios en la subestación?

1.2.1 PREGUNTAS DIRECTRICES.-

¿Qué características son factibles para el sistema de automatización de las E/S de tensión de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar?

¿De que manera un sistema automatizado podría optimizar los servicios brindados por La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar?

¿Qué tecnologías se requiere para el sistema de automatización de las E/S de tensión en las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar?

1.2.2 DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA.-

El desarrollo de este proyecto será en el período de 6 meses, a partir de su aprobación, se realizará en el área de control y se trabajará con una población de 20 personas que son las que más relación tienen con el proceso en La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, en el presente estudio se realizará un análisis de los beneficios del sistema ha implementarse, los distintos paquetes de software a utilizarse y el sistema de comunicación que más convenga para el monitoreo y control de los sistemas automatizados.

1.3 JUSTIFICACIÓN.-

El presente proyecto representa un reto al ser la propuesta de este, un sistema de automatización para las E/S de tensión de las subestaciones y el estudio de un sistema de comunicación para el monitoreo y control de los procesos automatizados, con lo cual se profundizará conocimientos en las áreas de control automático y sistemas de comunicación, que fueron recibidas en el transcurso de la carrera, estos conocimientos brindarán bases sólidas para la posterior vida profesional.

Una de las principales propuestas es estudiar las diferentes opciones que existen en el mercado en cuanto a manejo y supervisión de subestaciones, para escoger la más factible.

La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar apoyará con todo lo que sea necesario como: detalles técnicos, transporte, cooperación de parte de ingenieros que trabajan en la institución.

La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar requiere de este estudio en la brevedad posible para la implantación del mismo con esto la

institución evitará sanciones económicas por parte del CONECEL y de la misma CNEL.

Con la implantación de este proyecto el principal beneficiario será La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, porque los sistemas automatizados ayudarán a agilizar el monitoreo y no habrá demora en el mantenimiento de los equipos, se contará con control remoto de varios procesos de las subestaciones lo cual reducirá la intervención humana y el tiempo de respuesta a una posible eventualidad.

Con respecto al impacto que tendrá este estudio, la empresa podrá competir con otras empresas que brindan este servicio en el centro del país y extender sus redes para de ese modo aumentar sus abonados y obtener mayor beneficio económico.

1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.-

1.4.1. OBJETIVO GENERAL.-

1.4.1.1. Diseñar un sistema de automatización de las E/S de tensión para optimizar los servicios de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.-

1.4.2.1. Analizar la situación actual del sistema de automatización y de comunicación existente entre las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

1.4.2.2. Determinar la mejor opción para el diseño del sistema de automatización y de comunicación para las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

1.4.2.3. Diseñar un sistema de automatización de las E/S de tensión de las subestaciones y un sistema de comunicación para el control y monitoreo de las subestaciones en La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS.-

Una vez revisados los archivos de la Facultad de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial de la Universidad Técnica de Ambato se han detectado varios trabajos con temas de automatización referentes a otro tipo de procesos y aplicaciones y que no tienen relación con el presente trabajo.

2.2 FUNDAMENTACIÓN.-

2.2.1 FUNDAMENTACIÓN LEGAL.-

La Empresa Eléctrica de Bolívar se constituyó el 9 de mayo de 1961, con la finalidad de suministrar el servicio de energía Eléctrica a la Provincia de Bolívar y actualmente ha ampliado su cobertura hacia algunos sectores de la Provincia de Los Ríos y Chimborazo, el 16 de enero de 2009 se fusionó con otras diez empresas de Electricidad para formar la “CNEL CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.”

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL S.A. está conformada por diez empresas Regionales: Esmeraldas, Manabí, Santa Elena, Milagro, Guayas-Los Ríos, EL Oro, Bolívar, Santo Domingo y Sucumbíos. CNEL ofrece el servicio de

distribución de energía eléctrica a un total de 1,25 millones de abonados, abarcando el 30% del mercado a nivel nacional.

El 4 de marzo de 2009, el directorio de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL aprobó la creación de la estructura de Gerencia General de la Corporación a cargo del Ing. Patricio Villavicencio. Ésta estructura de 64 personas dirige la gestión de las diez regionales conformadas a su vez por 4016 colaboradores.

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL se constituyó en diciembre de 2008 con la fusión de las diez empresas eléctricas, que históricamente mantenían los indicadores de gestión más bajos. Teniendo como tarea principal el revertir dichos indicadores en aras de mejorar la situación.

En la actualidad La Corporación Nacional de Electricidad y el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) exige a todas las empresas del sector a que utilicen sistemas automatizados para mejorar el servicio prestado a los clientes, también existen sanciones contra empresas que no utilicen sistemas automatizados, lo que en la actualidad no se está cumpliendo en La Corporación. Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

A continuación se muestra los artículos donde por ley se exige a las empresas a tener sistemas de control, que se encuentra en el Decreto Ejecutivo No. 2066 de 14 de noviembre de 2006 S. R. O. No. 401 de 21 de noviembre de 2006, Capítulo X de la distribución y comercialización, en los artículos a continuación señalados:

Art. 66.- Unidades terminales remotas.- La compañía única de transmisión deberá diseñar e instalar el equipamiento para permitir la operación en sus subestaciones, de unidades terminales remotas asociadas al sistema de supervisión y control del CENACE.

Art. 70.- Instalaciones.- Las compañías de distribución y comercialización, incluirán en su área de concesión, los sistemas de subtransmisión y los sistemas de distribución, que sean necesarios para cumplir con los niveles de calidad y

confiabilidad del servicio y satisfacer el crecimiento de la demanda.

2.3 CATEGORÍAS FUNDAMENTALES.-

2.3.1 MARCO TEÓRICO GRÁFICO.-

En el gráfico 2.1 de inclusión de variables se describe en forma global los contenidos de la fundamentación teórica correspondiente a la variable independiente (izquierda) y la variable dependiente (derecha).

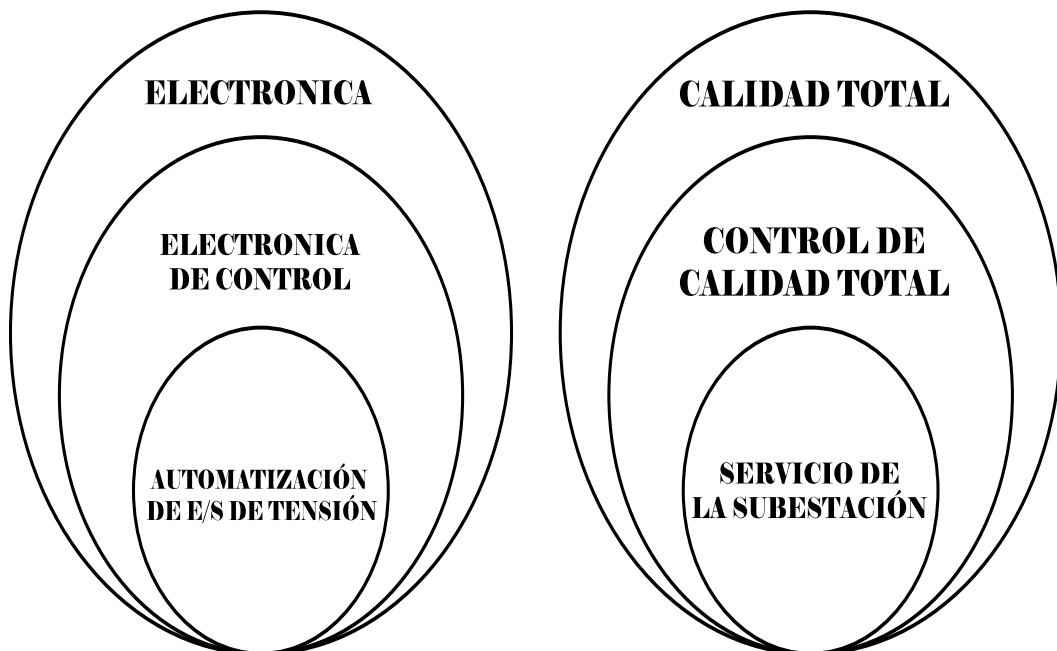


Figura 2.1.- Marco teórico gráfico de la variable independiente (derecha) y de la variable dependiente (izquierda)

2.4 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.-

2.4.1 ELECTRÓNICA.-

La electrónica es el campo de la ingeniería y de la física aplicada relativo al diseño y aplicación de dispositivos, por lo general circuitos electrónicos, cuyo

funcionamiento depende del flujo de electrones para la generación, transmisión, recepción, almacenamiento de información, entre otros.

Esta información puede consistir en voz o música como en un receptor de radio, en una imagen en una pantalla de televisión, o en números u otros datos en un ordenador o computadora.

La electrónica utiliza una gran variedad de conocimientos, materiales y dispositivos, desde los semiconductores hasta las válvulas termoiónicas. Así como el diseño y la construcción de circuitos electrónicos para resolver problemas prácticos.

Forma parte de la electrónica y de los campos de la ingeniería electrónica, electromecánica y la informática, el diseño de software para su control. El estudio de nuevos dispositivos semiconductores y su tecnología se suele considerar una rama de la física, más concretamente en la rama de ingeniería de materiales.

2.4.1 APLICACIONES DE ELECTRÓNICA.-

“La electrónica desarrolla en la actualidad una gran variedad de tareas. Los principales usos de los circuitos electrónicos son el control, el procesado, la distribución de información, la conversión y la distribución de la energía eléctrica. Estos dos usos implican la creación o la detección de campos electromagnéticos y corrientes eléctricas. Entonces se puede decir que la electrónica abarca en general las siguientes áreas de aplicación:

- *Electrónica de control*
- *Telecomunicaciones*
- *Electrónica de potencia” [1]*

2.4.2 ELECTRÓNICA DE CONTROL.-

Los sistemas de control son aquellos dedicados a obtener la salida deseada de un sistema o proceso. En un sistema general se tienen una serie de entradas que provienen del sistema a controlar, llamado planta, y se diseña un sistema para que,

a partir de estas entradas, modifique ciertos parámetros en el sistema planta, con lo que las señales anteriores volverán a su estado normal ante cualquier variación.

Un sistema de control básico es mostrado en la figura 2.2.:

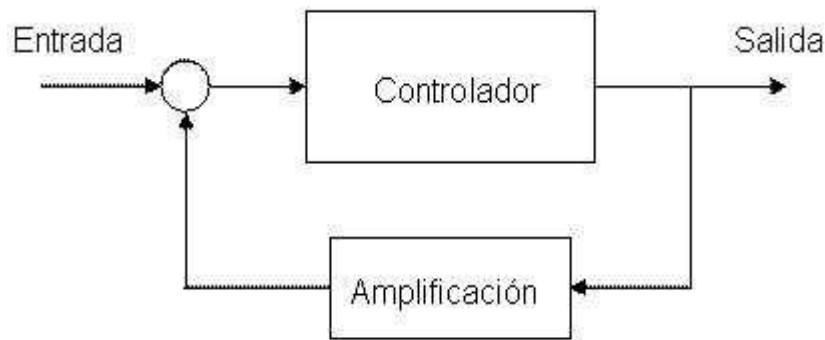


Figura. 2.2.- Sistema de Control Básico

Hay varias clasificaciones dentro de los sistemas de control. Atendiendo a su naturaleza son analógicos, digitales o mixtos; atendiendo a su estructura (número de entradas y salidas) puede ser control clásico o control moderno; atendiendo a su diseño pueden ser por lógica difusa y redes neuronales.

“Los principales tipos de sistemas de control son:

- *Sí/No. En este sistema el controlador enciende o apaga la entrada y es utilizado, por ejemplo, en el alumbrado público, ya que éste se enciende cuando la luz ambiental es más baja que un nivel predeterminado de luminosidad.*
- *Proporcional (P). En este sistema la amplitud de la señal de entrada al sistema afecta directamente la salida, ya no es solamente un nivel prefijado sino toda la gama de niveles de entrada. Algunos sistemas automáticos de iluminación utilizan un sistema P para determinar con qué intensidad encender lámparas dependiendo directamente de la luminosidad ambiental.*

- *Proporcional derivativo (PD). En este sistema, la velocidad de cambio de la señal de entrada se utiliza para determinar el factor de amplificación, calculando la derivada de la señal.*
- *Proporcional integral (PI). Este sistema es similar al anterior, solo que la señal se integra en vez de derivarse.*
- *Proporcional integral derivativo (PID). Este sistema combina los dos tipos anteriores.*
- *Redes neuronales. Este sistema modela el proceso de aprendizaje del cerebro humano para aprender a controlar la señal de salida.” [2]*

2.4.3 AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.-

Un sistema de automatización de subestaciones permite realizar funciones de protección, medición y supervisión, pero con la ventaja de que se incluye todo un sistema de comunicaciones entre las subestaciones, la red de potencia y los niveles jerárquicos de control, con la finalidad de optimizar el manejo de los recursos de capital y reducir los costos de operación y mantenimiento con una mínima intervención de operadores.

Para estos fines se incluyen elementos inteligentes que permiten obtener acceso local y remoto al sistema de potencia con lo cual se puede obtener registros de todos los fenómenos que ocurren en la red eléctrica.

2.4.4 ESTRUCTURA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.-

La automatización de subestaciones requiere de 3 niveles, para obtener un control jerárquico de todos los componentes, tanto de campo, control y supervisión, los niveles establecidos son los que a continuación se describen.

2.4.4.1 EQUIPOS DE POTENCIA.-

La operación en este nivel es la manipulación directa del equipo de campo. Para la automatización en este nivel se utiliza sensores no convencionales de tecnología

avanzada para mediciones de voltaje y corriente, sensores electrónicos que son ubicados directamente en el equipo de campo de tal forma que el proceso de comunicación del cableado físico con los niveles superiores se convierte en un proceso de comunicación serial.

Sin embargo, es necesario poseer disponibilidad de un protocolo estándar para procesos de comunicación que permiten utilizar e interconectar equipos de diferentes fabricantes.

2.4.4.2 NIVEL DE BAHÍA.-

Físicamente el nivel de bahía se encuentra cerca del equipo de campo. Podemos identificar dos casos importantes:

Caso 1: El primer caso se refiere a equipos de voltaje, el nivel de bahía es el nivel intermedio dentro del cual se puede incorporar IED's (dispositivos electrónicos inteligentes IED por sus siglas en inglés) de control y protección con el objetivo de ahorrar materiales que en vano se utilizaría en la instalación de otro cubículo para IED's. Los IED's incorporados en la HMI pueden ser utilizadas directamente para la operación correcta de la bahía.

Caso 2: En el caso de equipos de alto voltaje es necesario distinguir entre S/E aisladas en aire (AIS) y S/E aisladas por SF6 (GIS). Estas últimas son normalmente ubicadas en construcciones con protección en contra de la lluvia, variaciones de temperatura, viento y polvo.

La función de control en el nivel de bahía, permite operar una bahía localmente. Todas las medidas, alarmas e información de estados relacionados con la bahía son visualizadas aquí y los comandos de control pueden ser iniciados por la actuación de un panel de control normalmente ubicado en el mismo lugar de los cubículos del nivel de bahía.

Este tipo de interfaz puede también ser integradas en la unidad de control de bahía (BCU) como pantalla de táctiles o pantalla con botones funcionales.

El objeto de protección esta generalmente localizado en el nivel de bahía así como los objetos clásicos como líneas, transformadores y generadores son asignados a bahías con disyuntores que puedan aislarlos de la E/S mediante su operación.

La información de estado y alarmas necesarias para la operación y mantenimiento es mostrada en la bahía, sin embargo funciones adicionales de monitoreo pueden ser también ubicadas en los cubículos del nivel de bahía, pero normalmente no hay una interface dedicada a la evaluación de las condiciones en este nivel, esta tarea es asignada al nivel superior (de estación).

La Interfaz Hombre-Máquina (HMI) en el nivel de bahía permite poseer un control local de la bahía y el desarrollo de todas las acciones de control y supervisión, las cuales son esenciales en caso de que se necesite realizar algún tipo de maniobra para seguridad u operación óptima de las salidas del transformador.

2.4.4.3 NIVEL DE ESTACIÓN.-

El nivel de estación utiliza a la interface hombre - máquina como el lugar central para la operación de la subestación. Este nivel esta generalmente ubicado en una sala central protegida contra la interferencia electromagnética generada por el equipo de campo. En este nivel se encuentran ubicados elementos como: hardware para propósitos generales, pantallas de visualización de información e impresoras; este equipo requiere de la alimentación de corriente alterna (CA) que debe ser suministrada desde una fuente ininterrumpida de potencia (UPS), así como también necesita operar en condiciones ambientales adecuadas (principalmente la temperatura).

Entonces, todo el manejo general y las funciones de supervisión como registro e impresión de eventos, archivo y almacenamiento de datos históricos, esta ubicado en el nivel de estación, así como en las funciones automáticas de nivel de estación mas completas pueden ser fácilmente implementadas en poderosos computadores

de propósitos generales, que no necesitan mas que la capacidad de instalar el software adecuado y manejarlo con la rapidez requerida.

También en este nivel las interfaces de comunicación con centros remotos para control de la red, monitoreo y mantenimiento, son usualmente utilizadas. Sin embargo, el equipo de nivel de estación es convenientemente separado en dos salas:

- La sala de operación provee de condiciones de trabajo confortables y protección para los operadores contra el ruido; esta equipada con la HMI que consiste de pantallas de visualización, teclados, ratón (hardware), impresores y paneles de control.
- La sala de equipo de comunicación que alberga a computadores, impresores de respaldo y equipo de comunicación, los cuales pueden provocar mayor ruido.

Con la tendencia de los instrumentos de ultima tecnología, los cuales integran diferentes funciones, el computador servidor (principal) de la HMI pueden controlar partes del software operacional así como también partes del software de comunicación lo que podría generar que las dos salas descritas anteriormente se reduzcan a una sola en donde todo el equipo puede ser integrado y organizado en un solo panel.

2.4.4.4 INTERFACE HOMBRE MÁQUINA.-

La interface hombre-maquina en este nivel sirve para operar y supervisar a la subestación. En la automatización de subestaciones, esta HMI comprende varias unidades o puestos en donde cada puesto posee una o más de una pantalla, un teclado y un Mouse; en algunos casos también son usados teclados funcionales y tablas graficas.

Sin embargo, el uso de mouse en combinación con botones activos en gráficos presentados en pantalla es la tendencia más utilizada, aunque no hay que descartar casos en los que condiciones ambientales exigen equipo completamente protegido de los medios externos, en donde se aplican por ejemplo “touch screens” (pantalla de toque) o teclados diseñados especialmente para esas tareas.

2.4.5 CONTROL REMOTO Y MONITOREO.-

2.4.5.1 GATEWAY DE COMUNICACIÓN.-

Es un instrumento que permite tener acceso a los datos y realizar control desde un centro de control de la red.

El “gateway” debe ser físicamente acoplado o conectado al sistema de comunicación usado por el centro de control de la red, y debe poseer un convertidor de protocolos el cual permita interpretar los mensajes enviados por el centro de control de la red y traducirlos en acciones automáticas del sistema de automatización.

El elemento convertidor de protocolos pueden ser un instrumento de la estación, o un software integrado en alguna computadora del nivel de estación.

2.4.5.2 FUNCIONES DE CONTROL REMOTO.-

Las funciones del control remoto son utilizadas para operar a la red de potencia y necesitan una respuesta de tiempo que debe estar dentro del orden de los segundos.

Actualmente, se han desarrollado protocolos de comunicación dedicados especialmente a funciones de control, los cuales han sido optimizados en detección de errores y codificación eficiente, y contiene un factor muy importante que permite realizar un procedimiento previo de “selección antes de la operación” a través del cual se realiza críticas de seguridad antes de permitir una acción.

Este procedimiento de dos pasos con alta capacidad de discriminación, da al operador la capacidad de comprobar si la selección de un interruptor (disyuntor, seleccionador, seleccionador de puesta en tierra) fue correctamente realizada y si su operación es permitida antes de inicializar el comando, y asegurarse de que los comandos fueron transmitidos en forma segura.

2.4.5.2 FUNCIONES DE MONITOREO.-

Las funciones de monitoreo proveen de una perspectiva general de la condición del equipo de la subestación, del equipo de control del sistema, y de todos los eventos y perturbaciones ocurridas en la subestación, así como también las condiciones del proceso del manejo de la energía.

Las funciones puramente de monitoreo son usadas generalmente para monitoreo de las condiciones activas de las S/E, o para análisis detallados de perturbaciones después de una falla, es por esto que, no es una magnitud crítica en la transmisión remota de datos, y puede ser la más lenta en orden de prioridad de transmisión de datos.

2.4.6 ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.-

La inclusión de equipo microprocesador en la automatización de S/E permite procesar los datos en forma digital, pero es claro que los datos y las mediciones tomadas en el campo mismo del proceso deben ser convertidos en señales digitales antes de ser procesadas. Para las señales análogas se utilizan convertidores análogo/digitales (ADC).

Entonces el proceso de obtención y transformación de señales de una bahía hacia el equipo microprocesador se basa en la siguiente estructura:

BI	Entrada binaria
BO	Salida binaria

AI	Entrada análoga
FI	Filtro
AD	Convertidor análogo/digital (Por sus siglas en inglés)

2.4.7 PROTOCOLOS MÁS UTILIZADOS.-

En la actualidad la tendencia de uso de protocolos esta encaminada a los protocolos abiertos, debido a que estos posibilitan la integración de productos (equipos) de diferentes fabricantes. Los protocolos abiertos mas utilizados en la actualidad se mencionan a continuación.

2.4.7.1 DNP3.-

DNP3 es un protocolo que permite interoperabilidad abierta entre los instrumentos de los diferentes niveles funcionales de la S/E's, RTU's, computadores.

Este protocolo se acepta a la estructura de la automatización de subestaciones debido a que define 3 niveles distintos, de entre los cuales el nivel básico es el nivel asignado para IED's simples y el nivel mas alto es el nivel de estación maestra asignada para SCADA. El DNP3 utiliza principalmente comunicaciones maestro – esclavo, es robusto, flexible, exige una baja cantidad de pruebas para mantenimiento y entrenamiento.

2.4.7.2 IEC 60870.-

Es un protocolo de comunicaciones influenciado por la forma de comunicación europea que utiliza un modo de comunicación cliente – servidor en una estructura de estación maestra, RTU, IED. Posee sincronización de tiempo en una secuencia de estampa de tiempo de reporte de eventos, así como también prioriza la información, recepción de datos análogos y digitales; emplea el modo OSI de tres capas y posee comités de regulación para asegurar interoperabilidad.

2.4.7.3 UCA (Utility Comunication Architecture).-

Esta es un método estándar que toma como base la comunicación de los datos de la unidad que provee la integración de los niveles desde el mayor nivel funcional o controlador general (Centro General de Control de Sistemas), hasta la interfaz o nivel menor con la unidad de operación, pasando por niveles intermedios como centros de control, centrales eléctricas, transmisión, distribución asegurando la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes.

UCA 2.0 incluye perfiles que utilizan familias de protocolos como ISO/IEC y TCP/IP utilizados en una gran variedad de redes locales (pequeñas) Y redes de área amplia.

2.4.7.4 IEC 61850.-

Este protocolo toma los principios del UCA 2.0 con modificaciones proporcionadas por la experiencia Europea.

Proporciona funciones adicionales a las que proveen los protocolos descritos anteriormente, tales como: lenguaje de configuración de S/E y una interface digital en los instrumentos de transformación no convencionales para medida que son los TC y TP.

Este protocolo se esta constituyendo en un estándar de comunicaciones para automatización de S/E utilizado a nivel mundial debido a que está encaminado a interconectar IED's a través de redes en niveles de proceso, industriales o LAN's asegurando su interoperabilidad aún cuando provengan de diferentes fabricantes.

“A través del IEC 61850 se puede realizar protección, control, supervisión, monitoreo a niveles de estación, bahía y proceso a través de entradas y salidas digitales o análogas de datos y comandos.” [3]

2.4.8 CALIDAD TOTAL.-

La Calidad Total es el estado más evolucionado dentro de las sucesivas transformaciones que ha sufrido el término Calidad a lo largo del tiempo. En un primer momento se habla de Control de Calidad, primera etapa en la gestión de Calidad que se basa en técnicas de inspección aplicadas a Producción. Posteriormente nace el Aseguramiento de Calidad, fase que persigue garantizar un nivel continuo de calidad del producto o servicio proporcionado.

Finalmente se llega a lo que hoy en día se conoce como Calidad Total, un sistema de gestión empresarial íntimamente relacionado con el concepto de Mejora Continua y que incluye las dos fases anteriores. Los principios fundamentales de este sistema de gestión son los siguientes:

- Consecución de la plena satisfacción de las necesidades y expectativas del cliente (interno y externo).
- Desarrollo de un proceso de mejora continua en todas las actividades y procesos llevados a cabo en la empresa (implantar la mejora continua tiene un principio pero no un fin).
- Total compromiso de la Dirección y un liderazgo activo de todo el equipo directivo.
- Participación de todos los miembros de la organización y fomento del trabajo en equipo hacia una Gestión de Calidad Total.
- Participación del proveedor en el sistema de Calidad Total de la empresa, dado el fundamental papel de éste en la consecución de Calidad en la empresa.
- Identificación y Gestión de los Procesos Clave de la organización, superando las barreras departamentales y estructurales que esconden dichos procesos.
- Toma de decisiones de gestión basada en datos y hechos objetivos sobre gestión basada en la intuición. Dominio del manejo de la información.

“La filosofía de la Calidad Total proporciona una concepción global que fomenta la Mejora Continua en la organización y se involucran a todos sus miembros, centrándose en la satisfacción tanto del cliente interno como del externo. Podemos definir esta filosofía del siguiente modo: Gestión (el cuerpo directivo está totalmente comprometido) de la Calidad (los requerimientos del cliente son comprendidos y asumidos exactamente) Total (todo miembro de la organización está involucrado, incluso el cliente y el proveedor, cuando esto sea posible).” [4]

2.4.9 EL CONTROL DE CALIDAD TOTAL.-

Uno de los sistemas que conforman la administración es el control, sin el las estructuras organizativas serian un desastre.

Si bien es cierto, que dentro de las diversas áreas que comprenden una empresa se toma como prioridad la planificación; es el control el que va a permitir que la misma se de en una forma organizada.

Es importante destacar, que para cualquier compañía moderna sus bases se fundamentan el tener un buen sistema de control en todas sus áreas tanto las contables, humanas como en las de producción y servicios.

También debemos tomar en cuenta que cada persona que labora en las empresas debe seguir un régimen de normas establecidas por el control para poder llevar a cabo sin dificultad la misión que tenga dicha organización.

El control total de la calidad es un compromiso ético con la excelencia, porque sólo una empresa que ha definido en sus valores supremos el generar productos y servicios de calidad, estará realmente comprometida en su consecución.

La excelencia debe perseguirse como un objetivo estratégico a los efectos de mantener la competitividad, pero también constituye una filosofía de vida y una ética de trabajo.

Llevar a la empresa a la cima mediante la generación de productos y servicios de alto nivel con un uso eficiente de los recursos debe ser el objetivo supremo de directivos y personal de la empresa.

Cada directivo y empleado debe sentirse orgulloso de los productos y servicios que genera, de tal forma la calidad se convierte en un fuerte elemento motivador, con lo cual da lugar a una espiral de crecimiento en los niveles de calidad y satisfacción.

La calidad debe comprender todos los rincones de la empresa. Si no se genera calidad interna, mal puede ofrecerse una calidad apropiada a los agentes externos.

Por ello la calidad se construye y genera en cada actividad, tarea y proceso de la compañía.

El control de calidad es un proceso para mantener estándares, los cuales se conservan mediante un proceso de selección, medida y corrección del trabajo, de modo que todos los productos o servicios que surjan del proceso cumplan los estándares.

2.4.10 ETAPAS DEL CONTROL DE CALIDAD TOTAL.-

Las etapas que se siguen en el control de calidad total son las siguientes:

- a) Determinar qué parámetros deben controlarse o hacerse objeto de medición.
- b) Establecer su grado de criticidad y, si es necesario, el control antes, durante o después de producir los resultados.
- c) Establecer una especificación para el parámetro que se desea controlar que proporcione límites de aceptabilidad y unidades de medida.

- d) Instalar, cuando corresponda y sea factible, un sensor en un punto apropiado del proceso que detecte la variación respecto de la especificación.
- e) Recoger y transmitir los datos al lugar de análisis.
- f) Verificar los resultados y diagnosticar la causa de la variación.
- g) Proponer remedios y decidir la acción necesaria para restablecer el status quo.
- h) Tomar las medidas convenidas y comprobar que se ha corregido la variación.

Es menester distinguir entre los controles de resultados y los controles de procesos. Los primeros verifican el resultado (variable o atributo) final de un proceso, sea éste un producto o servicio. En tanto que el control de procesos verifica tanto el funcionamiento de los procesos, cómo la calidad de los insumos. De tal forma, asegurando la calidad de los procesos y componentes, se asegura el resultado final.

Cuando de control se trata hay tres etapas a distinguir, la primera consiste en la recolección de los datos o mediciones, la segunda en el procesamiento, análisis e interpretación, y la tercera, en las medidas a adoptar para corregir las causas raíz de los problemas o desviaciones observados.

2.4.11 PROCESO DE CONTROL DE CALIDAD TOTAL.-

A través del control, se verifica el desarrollo de algunos principios puestos en práctica por el gobierno de la empresa, tales como la disciplina y la unidad de mando y dirección. A su vez permite conocer en sus justos términos la eficiencia de algunos procedimientos utilizados.

El control incluye la vigilancia permanente para asegurarse que todo cuanto se realiza esta conforme a lo previsto y ordenado. La aplicación del control tiene efectos lógicos, que no deben desestimarse.

Es el hecho importante que debe producirse una acción correctiva, que permita encauzar o enmendar la actividad desviada.

Entre otras cosas el proceso de control, es susceptible de aplicación a las funciones técnicas, financieras, administrativas, contables, comerciales y de seguridad que desarrolla el llamado de un gobierno de una empresa.

“El proceso de control consta de un conjunto de pasos perfectamente definidos y para que exista el mismo, tenga sentido y eficacia es necesario cumplir con ese requisito:

- *Precisar la norma o base de control.*
- *Apreciar y considerar lo que ha realizado.*
- *Comparar los resultados con las normas o bases del control.*
- *Califica esos resultados.*
- *Aprobar o improbar los resultados obtenidos.*
- *Introducir los correctivos a que hubiere lugar.*

Todos esos pasos tiene un carácter necesario; de lo contrario, el proceso de control se desnaturalizaría y perdería su verdadero contenido y efectividad.” [5]

2.4.12 RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.-

La Red de distribución de energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente) como se muestra en la figura 2.3.

Los elementos que conforman la red o sistema de distribución son los siguientes:

Subestación de distribución de media potencia: conjunto de elementos (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.) cuya función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión (o subtransmisión) hasta niveles de media tensión para su ramificación en múltiples salidas.

- Circuito Primario
- Circuito Secundario

La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas.

La primera está constituida por la red de reparto, que partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución.

Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 y 132 kV.

Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 kV y con una característica muy radial.

Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 ó 220/380 V).

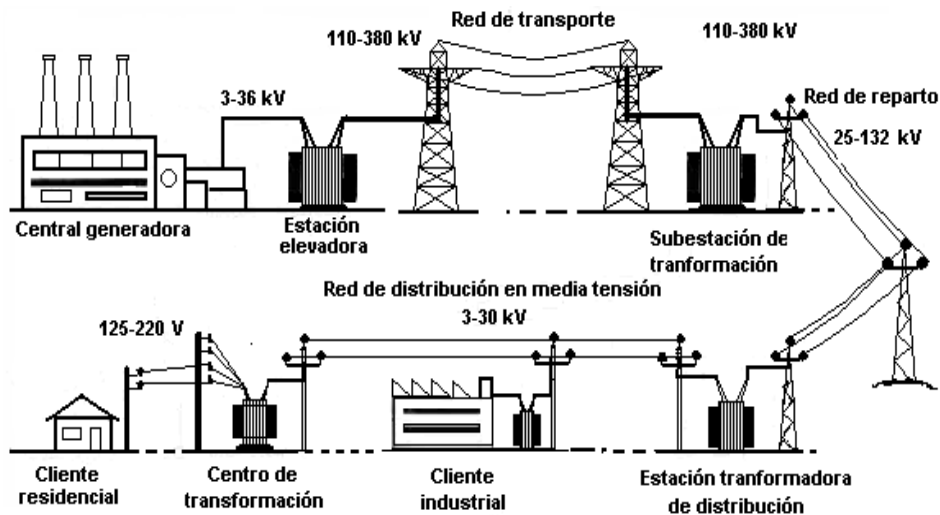


Figura 2.3. Diagrama esquematizado del Sistema de suministro eléctrico

Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto.

Cuando existe una avería, un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red.

La localización de averías se hace por el método de "prueba y error", dividiendo la red que tiene la avería en dos mitades y energizando una de ellas; a medida que se acota la zona con avería, se devuelve el suministro al resto de la red.

Esto ocasiona que en el transcurso de localización se pueden producir varias interrupciones a un mismo usuario de la red.

El sistema de suministro eléctrico siempre comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.

Constituye un sistema integrado que además de disponer de sistemas de control distribuido, está regulado por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio

acorde con la demanda de los usuarios, compensando las posibles incidencias y fallas producidas.

Con este objetivo, tanto la red de transporte como las subestaciones asociadas a ella pueden ser propiedad, en todo o en parte y, en todo caso, estar operadas y gestionadas por un ente independiente de las compañías propietarias de las centrales y de las distribuidoras o comercializadoras de electricidad.

“El sistema precisa de una organización económica centralizada para planificar la producción y la remuneración a los distintos agentes del mercado, sí como ocurre actualmente en muchos casos, existen múltiples empresas participando en las actividades de generación, distribución y comercialización.” [6]

2.5 HIPÓTESIS.-

El Sistema de automatización de las E/S de tensión permitirá optimizar los servicios de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

2.6 DETERMINACIÓN DE VARIABLES.-

2.6.1 VARIABLE INDEPENDIENTE.-

Sistema de Automatización para las E/S de tensión

2.6.2 VARIABLE DEPENDIENTE.-

Optimizar los servicios de la subestación de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA.-

3.1 ENFOQUE.-

El proyecto se enfocará en el paradigma cuali-cuantitativo, porque se tomará como punto de referencia principal a los actores, los mismos que permitirán la interpretación correcta del problema, lo que sustentará de mejor manera la investigación científica obtenida para cumplir con la hipótesis planteada.

Además los datos que se obtendrán serán cuantificados y analizados de tal manera que servirán como recursos fundamentales para que la solución del problema sea efectiva, orientada al bienestar de la institución.

3.2 MODALIDAD BÁSICA DE INVESTIGACIÓN.-

3.2.1 INVESTIGACIÓN DE CAMPO.-

El proyecto necesitará de investigación de campo para recolectar información, que ayudará a obtener elementos de juicio necesarios en el proceso investigativo.

Además se tendrá contacto directo con la realidad, observando con precisión las subestaciones eléctricas de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

3.2.2 INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL- BIBLIOGRÁFICA.-

El proyecto requerirá de investigación documental-bibliográfica para sustentar el marco teórico, de esta manera se obtendrán distintos conocimientos acerca de automatización de las subestaciones, los sistemas utilizados, gestión de calidad, procesos de calidad, partes de software y hardware que pudieran utilizarse para dicho objetivo.

3.2.3 PROYECTO FACTIBLE.-

El proyecto se enmarcará dentro de lo factible porque se propuso un sistema de automatización de las E/S de tensión de las subestaciones con el fin de solucionar las necesidades de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar basándose en un sustento teórico que garantiza la funcionalidad eficaz del proyecto.

3.3 NIVEL O TIPO DE INVESTIGACIÓN.-

El nivel de la investigación del proyecto abarcará el nivel exploratorio, el cual ayudará a reconocer el problema y familiarizarse, además porque será necesario conocer la institución, su estructura y métodos utilizados, para realizar el presente estudio.

La investigación también estará enmarcada en el nivel descriptivo para en forma detallada determinar los problemas y como afectarán a La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, de esta manera facilitará la comprobación de la hipótesis.

3.4 POBLACIÓN Y MUESTRA.-

3.4.1 POBLACIÓN.-

Para el presente proyecto se tomará una población de aproximadamente 20 personas, que son la que trabajan en la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar en el área técnica y que están relacionan directamente con el problema planteado.

3.4.2 MUESTRA.-

Debido a que la población determinada es pequeña y con la finalidad de obtener resultados reales y confiables, se determinará que el tamaño de la muestra será el 100% de la población.

3.5 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.-

Una vez cumplida la recolección de la información de la investigación, se procedió al análisis de los datos obtenidos, lo que sirvió como punto de referencia para dar inicio al tema propuesto.

3.6 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.-

El plan que se empleará para procesar la información recogida será:

- Revisión de la información recolectada
- Repetición de la información en determinados casos individuales para corregir errores.
- Manejo de la información
- Estudio Estadístico de datos para realizar la representación de resultados.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1 RECOPILOCIÓN DE INFORMACIÓN.-

- *La población, modelo de encuesta y objetivo de la encuesta*

La población para la encuesta esta definida en un número de 20 personas las mismas que están encargadas de las subestaciones (técnicos, ingenieros) y al personal administrativo como es el gerente de La Corporación Nacional de Electricidad regional Bolívar

El modelo de encuesta utilizada para recopilar la información ha sido ubicada en la sección final de este documento en el *Anexo 1*.

4.2 TABULACIÓN DE INFORMACIÓN RECOLECTADA.-

Una vez realizada la encuesta a los 20 empleados se obtuvieron los siguientes resultados, que sirvieron de base para tener una visión clara de la situación real de la empresa.

CUADRO #1

DISEÑO DEL SISTEMA SCADA AYUDARÍA A LA DETECCIÓN DE FALLAS

1.- ¿Cree Ud. que con el diseño de un sistema SCADA el monitoreo y la detección de fallas se realizará de manera más rápida?

Tabla 4.1: Tabulación de respuestas – Pregunta 1

RESPUESTAS	CANTIDAD	PORCENTAJE (%)
SI	18	90
NO	2	10
TOTAL	20	100

Fuente: Daniel Eduardo Freire Imbaquingo

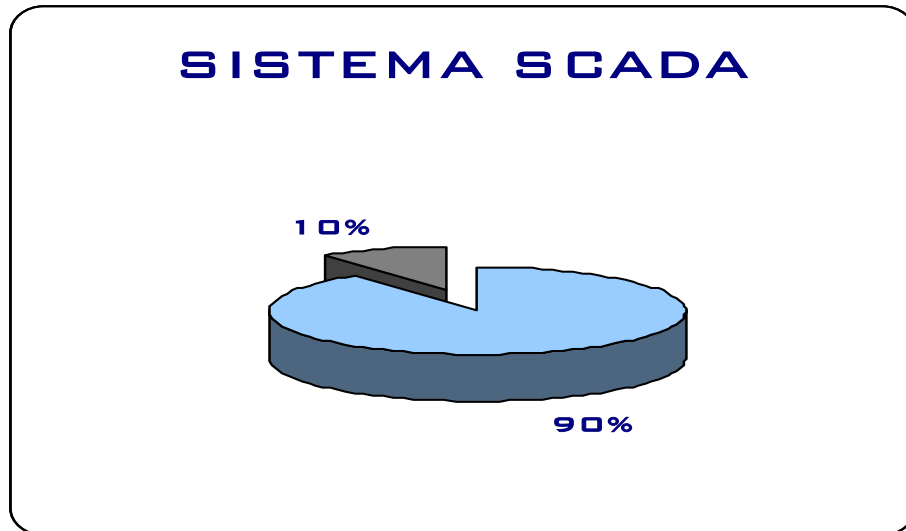


Figura 4.1. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 1

Análisis:

Esta pregunta ha sido planteada con el objeto de conocer la opinión de los encuestados acerca de si un sistema SCADA ayudaría a dar una respuesta eficaz ante cualquier eventualidad, de las respuestas el 90% fue afirmativo de un total de 20 personas encuestadas.

CUADRO #2

UTILIZACIÓN DE PLC PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LAS E/S DE TENSIÓN

2.- ¿Cree Ud. que la utilización de PLC's en el sistema SCADA es la mejor opción para la automatización de las subestaciones?

Tabla 4.2: Tabulación de respuestas – Pregunta 2

RESPUESTAS	CANTIDAD	PORCENTAJE (%)
SI	1	5
NO	19	95
TOTAL	20	100

Fuente: Daniel Eduardo Freire Imbaquingo

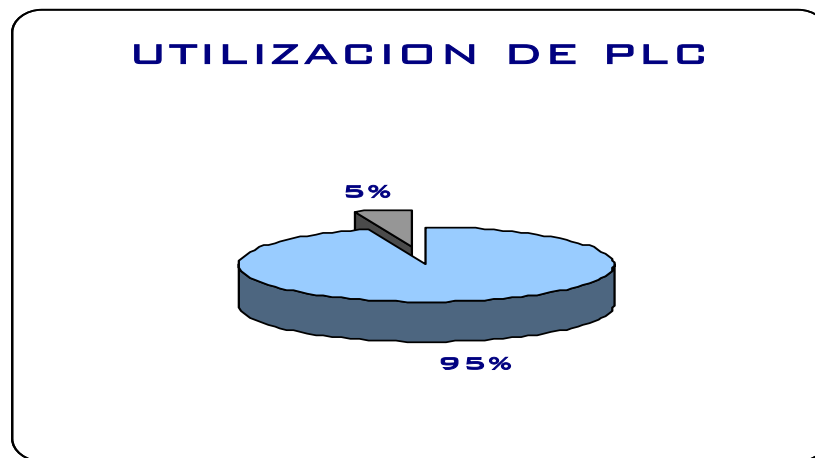


Figura 4.2. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 2

Análisis:

En la pregunta 2 de la encuesta realizada al preguntar si la utilización del PLC en el sistema de automatización es la mejor opción para las subestaciones, el 95% de las respuestas fue negativa de un total de 20 personas encuestadas las cuales sugirieron la utilización de RTU que ya integran muchas mas módulos.

CUADRO #3

FUNCIONAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES

3.- ¿Cree Ud. que al obtener medidas de tensión, corriente y potencia de las subestaciones se podría tomar medidas correctivas para el mejor funcionamiento de las subestaciones?

Tabla 4.3: Tabulación de respuestas – Pregunta 3

RESPUESTAS	CANTIDAD	PORCENTAJE (%)
SI	19	95
NO	1	5
TOTAL	20	100

Fuente: Daniel Eduardo Freire Imbaquingo

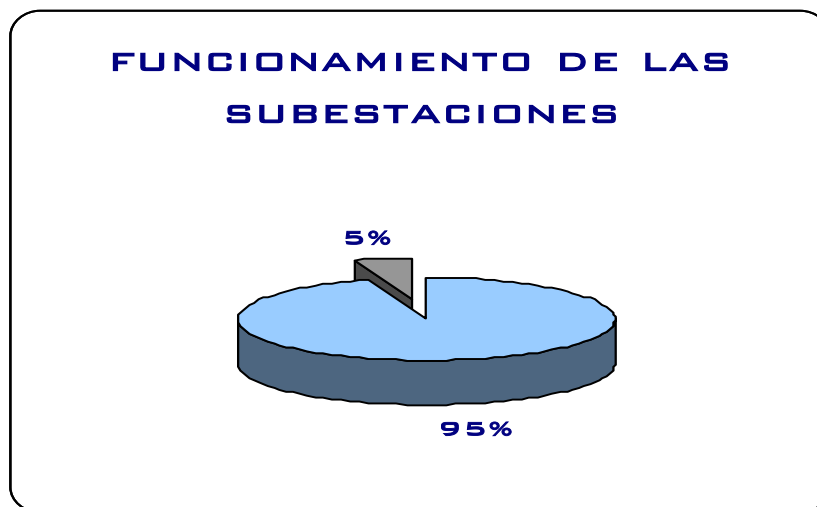


Figura 4.3. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 3

Análisis:

De las respuestas obtenidas en esta pregunta el 95% fue afirmativa y que con la obtención de medidas de la subestación se puede mejorar el funcionamiento de las mismas, la encuesta fue realizada a un total de 20 personas.

CUADRO #4

CONTROL DE LOS SERVICIOS DE LAS SUBESTACIONES

4.- ¿Cree Ud. que el control de los servicios brindados por las subestaciones ayudaría a realizar una distribución eficaz de energía eléctrica?

Tabla 4.4: Tabulación de respuestas – Pregunta 4

RESPUESTAS	CANTIDAD	PORCENTAJE (%)
SI	19	95
NO	1	5
TOTAL	20	100

Fuente: Daniel Eduardo Freire Imbaquingo



Figura 4.4. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 4

Análisis:

El 95% de las respuestas obtenidas en esta pregunta fueron para apoyar que el control de los servicios que brinda la subestación, mejorarían los servicios de distribución de energía de un total de 20 personas encuestadas.

CUADRO #5

MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LAS SUBESTACIONES

5.- ¿Cree Ud. que el mantenimiento preventivo ayudaría a reducir el tiempo de arreglo de alguna falla en el sistema?

Tabla 4.5: Tabulación de respuestas – Pregunta 5

RESPUESTAS	CANTIDAD	PORCENTAJE (%)
SI	15	75
NO	5	25
TOTAL	20	100

Fuente: Daniel Eduardo Freire Imbaquingo



Figura 4.5. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 5

Análisis:

En la pregunta referente al mantenimiento preventivo de las subestaciones el porcentaje de de apoyo a esta no fue muy alto solo el 75% de los encuestados estuvo de acuerdo y el 25% de los mismos en desacuerdo de un total de 20 personas entrevistadas.

CUADRO #6

OPERACIÓN DE SUBESTACIONES PARA SERVICIOS EFICIENTES

6.- ¿Cree Ud. que si la operación de las subestaciones serían eficientes habría un mejor control de los servicios?

Tabla 4.6: Tabulación de respuestas – Pregunta 6

RESPUESTAS	CANTIDAD	PORCENTAJE (%)
SI	18	90
NO	2	10
TOTAL	20	100

Fuente: Daniel Eduardo Freire Imbaquingo

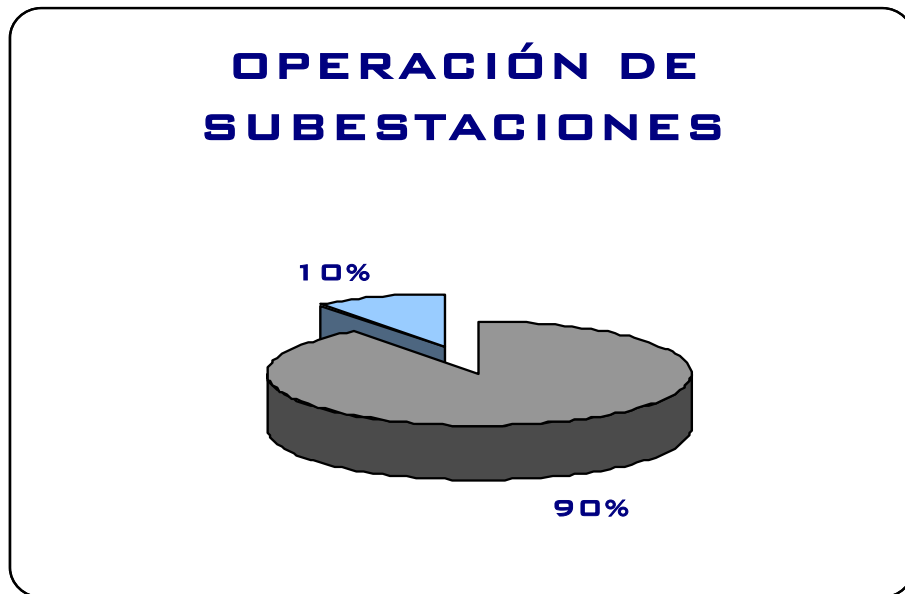


Figura 4.6. Gráfica porcentual de respuesta – Pregunta 6

Análisis:

De acuerdo a las respuestas obtenidas en esta pregunta el 90% cree que la operación de las subestaciones habría un mejor control de los servicios que estas ofrecen de un total de 20 personas encuestadas.

4.3 ANÁLISIS GENERAL DE INFORMACIÓN RECOPIADA.-

De acuerdo a la información recabada a 20 trabajadores del área técnica de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, se ha podido determinar varios aspectos importantes, entre los que podemos mencionar que un sistema de automatización para las subestaciones ayudaría a que éstas funcionen de manera más eficiente, un 90% de los encuestados coinciden en que este sistema ayudaría a que el control de las subestaciones mejore y su mantenimiento sea más rápido y oportuno, algo importante que rescatar de esta encuesta es que al principio se pensó en un PLC para la automatización, pero al realizar la encuesta se pudo apreciar que la mayoría de los encuestados indicaron que una RTU sería la mejor opción para la automatización de las subestaciones, lo cual coincide con los datos obtenidos en la investigación bibliográfica, los que muestra que la opción técnicamente adecuada es la utilización de una RTU y no de un PLC.

Con la investigación antes mencionada se comprobó que el PLC es utilizado para sistemas de automatización de áreas pequeñas como por ejemplo sistemas automatizados en plantas industriales, en cambio la RTU está especializada para sistemas automatizados de área extensa.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES.-

- De acuerdo a los resultados obtenidos en la encuesta se puede apreciar que la necesidad de un sistema de control y monitoreo para las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar es de vital importancia, pues por medio de este se tendría acceso a la información generadas en ellas y se podría actuar de manera rápida en caso de cualquier problema en las subestaciones.
- La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar quiere realizar un plan piloto, este implementará el sistema automatizado en las subestaciones de Guanujo y Guaranda antes de ser implementado en las demás subestaciones.
- La Corporación Nacional de electricidad Regional Bolívar desea implementar un sistema de comunicación por medio de fibra óptica para la interconexión del sistema de automatización en la subestaciones que se encuentren más cercanas.
- Actualmente en algunas subestaciones no existe sistemas de conexión y desconexión en las subestaciones, algunas carecen de interruptores de línea lo cual dificulta el desarrollo de un sistema automatizado, en la propuesta

se recomienda cual sería el interruptor de línea para las salidas del transformador de la subestación que carecen de este equipo.

- Para la realización de la propuesta se debe realizar un análisis actual de las subestaciones de Guanujo y Guaranda para conocer su estado actual y determinar cuales son los elementos necesarios para el sistema de automatización y de comunicación.
- En la actualidad la tendencia es el uso de protocolos abiertos, debido a que estos posibilitan la integración de equipos de diferentes fabricantes para el sistema de automatización y para el sistema de comunicaciones.

5.2 RECOMENDACIONES.-

- En el diseño de cualquier sistema se debe partir de un esquema general, en el cual deben estar descritas todas las variables, los procesos a realizarse y los objetivos que cumplen dichos procesos, con esto se tiene una idea clara de que es lo que se va a realizar.
- Se debe capacitar al personal del área técnica para que tengan los conocimientos suficientes del sistema que se pretende implementar en las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.
- El cuarto de control del sistema automatizado de las subestaciones debe estar ubicado en un lugar que cuente con todas las adecuaciones necesarias para que el sistema funcione de la mejor manera.
- El sistema que se diseñará debe ser flexible a los cambios y modernizaciones de los sistemas utilizados, para que en el futuro puedan adaptarse a nuevas tecnologías y procesos.
- El sistema de automatización ayudará a reducir problemas ocasionados en las subestaciones pero se debe llegar a un sistema de calidad total tomando en cuenta lo señalado en este trabajo.
- El control total de la calidad es un compromiso ético de todos los que componen la empresa, se debe capacitar al personal en control de calidad y en procesos referentes a esto, ya que como se explica anteriormente se debe satisfacer las necesidades de los clientes internos y externos para llegar a la calidad total.

CAPÍTULO VI

PROPUESTA

6. AUTOMATIZACIÓN DE LAS E/S DE TENSION PARA OPTIMIZAR LOS SERVICIOS DE LAS SUBESTACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL BOLÍVAR.-

La automatización de procesos es algo relativamente nuevo en el campo de la electrónica, sin embargo el objetivo del hombre ha sido desde tiempos inmemoriales el control y monitoreo de procesos que le ayuden al ser humano a satisfacer sus necesidades.

La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar ubicada en la provincia de Bolívar y que esta en funcionamiento desde el año 1961 requiere de un sistema para controlar y monitorear las variables de salida de los transformadores de las subestaciones de Guanujo y Guaranda con el objetivo de optimizar los servicios de las subestaciones y para cumplir con lo que le exige el CONELEC.

El presente trabajo se desarrollará en las subestaciones de Guanujo y Guaranda, la primera ubicada a 4 Km. de la ciudad de Guaranda en la vía que une a la ciudad de Guaranda con la ciudad de Ambato, la otra subestación está a las afueras de la ciudad de Guaranda.

Con el diseño del sistema de automatización de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar el objetivo principal será mejorar el desempeño de las subestaciones de Guanujo y Guaranda, ayudando a que el tiempo de respuesta ante un problema sea reducido, también se pretende

tecnificar el mantenimiento a los equipos, se brindará un servicio de mejor calidad para sus abonados y se evitará pérdidas económicas.

De forma puntual el presente trabajo se dedicará al diseño de un sistema automatizado para las subestaciones de Guanujo y Guaranda, también un sistema de comunicación para éstas dos subestaciones.

El tiempo estimado para el presente trabajo es de aproximadamente 6 meses, tiempo en el cual se desarrollará el diseño del sistema de automatización y del sistema de comunicaciones para las subestaciones de Guaranda y Guanujo.

Para iniciar el diseño del sistema de automatización de las E/S de tensión para optimizar los servicios de las subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, se ha dividido el trabajo a realizar en varias partes, las mismas que se desarrollaran de la siguiente manera:

1. Análisis actual de las subestaciones referente al sistema de automatización y comunicación.
2. Diseño para la automatización de las subestaciones
3. Selección de los elementos requeridos para el sistema de automatización
4. Diseño del sistema de comunicaciones.
5. Selección de los elementos para el sistema de comunicaciones.
6. Requerimientos del sistema y costos.
7. Análisis Costo – Beneficio.
8. Conclusiones
9. Recomendaciones

6.1 ANÁLISIS ACTUAL DE LAS SUBESTACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL BOLÍVAR.-

Para conocer el estado actual de las subestaciones se realizó un recorrido por éstas, con lo cual se comprobó el estado de las mismas, a continuación se describe lo observado.

La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar cuenta con seis subestaciones, las cuales son:

- Guanujo
- Guaranda
- Echendía
- Chimbo
- San Pablo
- Cochabamba

En la figura 6.1. se muestra la ubicación geográfica de las subestaciones en la provincia de Bolívar, la línea verde es la conexión que existe a la barra de 69 kV.

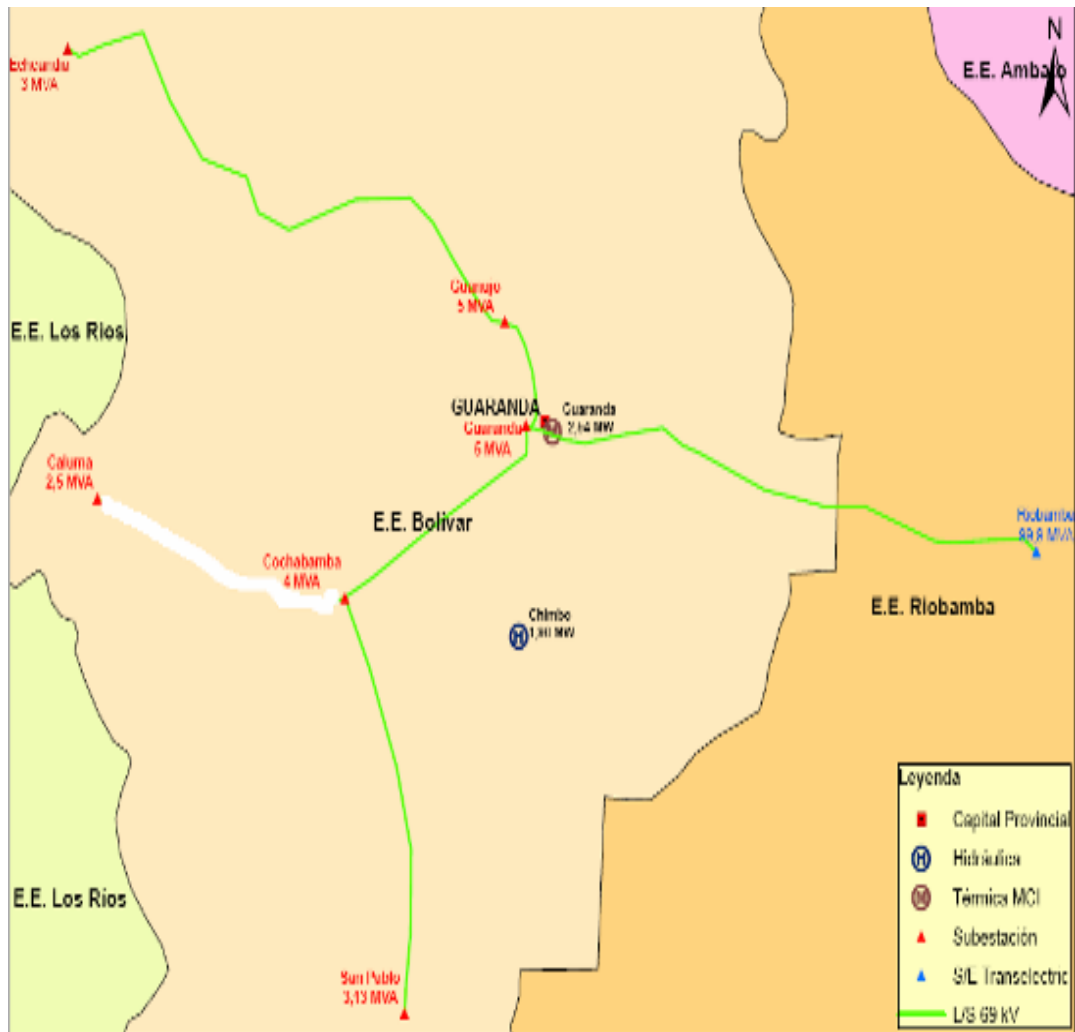


Figura 6.1. Ubicación geográfica de las subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

6.2 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL BOLÍVAR.-

En cada cuadro se presentan los datos como potencia, impedancia, frecuencia, temperatura y aislante del transformador de cada subestación.

Además se indica las barras a las que está conectado el transformador, el interruptor y las potencias de salida de las subestaciones.

6.2.1 SUBESTACIÓN GUANUJO.-

En la tabla 6.1 se muestra la descripción técnica de la subestación Guanujo

Tabla 6.1. Descripción subestación Guanujo, la potencia del transformador esta dada en MVA (Mega voltamperios medida de potencia.)

Transformador	Barra HV	Barra LV	Disyuntor	Salidas
Potencia: 5/6.25 MVA	69 KV	13.8 KV	Dyn1	-Guanujo y Z Rural
Impedancia: 6.89%				400 kW
Frecuencia: 60Hz.				-La Cena 300 kW
Temperatura: 55 °C				800 kW
Aislante: Aceite				Salinas

En la subestación Guanujo no existe ningún tipo de sistema de control automático, se encuentran algunos sistemas de monitoreo analógicos que ayudan a controlar las diferentes variables del transformador, no hay ningún tipo de sistema de comunicación con el cual se pueda acceder a la información remotamente.

Además la intención de los directivos de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar es construir en esta subestación el cuarto que servirá para el control y monitoreo de todas las subestaciones.

6.2.2. SUBESTACIÓN GUARANDA.-

En la tabla 6.2 se muestra la descripción técnica de la subestación Guaranda

Tabla 6.2. Descripción subestación Guaranda

Transformador	Barra HV	Barra LV	Disyuntor	Salidas
Potencia: 5 MVA	69 KV	13.8 KV	Dyn1	-Chimbo
Impedancia: 6.78%				-Guaranda Norte
Frecuencia: 60Hz.				-Vinchoa
Temperatura: 55 °C				-Guaranda
Aislante: Aceite				

Esta es la subestación que más cerca del centro de la ciudad de Guaranda se encuentra, las características que presenta son similares a la subestación Guanujo, cuenta con medidores analógicos para el control y monitoreo, carece de cualquier tipo de automatización y no tiene ningún tipo de sistema de comunicación.

Además la subestación Guaranda cuenta con dos generadores a diesel el primero tiene una potencia de 975 kVA, con un voltaje de 4160 V y una corriente de 1328 A y que fue fabricado en 1972 por la empresa Blackstone, el segundo con una potencia de 3250 kVA, con un voltaje que varía de 2400/4160 V.

6.2.3. SUBESTACIÓN ECHENDIA.-

En la tabla 6.3 se muestra la descripción técnica de la subestación Echendia.

Tabla 6.3. Descripción subestación Echendia

Transformadores	Barra HV	Barra LV	Disyuntor	Salidas
Potencia: 1.5 MVA cada uno Frecuencia: 60Hz. Temperatura: 55 °C Aislante: Aceite	69 KV	13.8 KV	Dyn1 Para cada uno	-Las Naves y San Luis 600 kW -Echendia Urbano 900 kW

Al igual que las subestaciones antes mencionadas tiene las mismas privaciones de las subestaciones anteriores.

Esta subestación cuenta con dos transformadores de iguales características, además carece de cualquier tipo de comunicación y es controlada de manera análoga.

6.2.4. SUBESTACIÓN CHIMBO.-

En la tabla 6.4. se muestra la descripción técnica de la subestación Chimbo.

Tabla 6.4. Descripción subestación Chimbo

Transformador	Barra HV	Barra LV	Disyuntor	Salidas
Potencia: 6.25 MVA Frecuencia: 60Hz. Temperatura: 55 °C Aislante: Aceite	13.8 kV	6.6 kV	Dyn1	-Chimbo -Santiago Asunción La Magdalena

La subestación Chimbo tiene valores de barra menores que las anteriores, debido a que la barra de 13.8 kV viene de una conexión de la subestación Guaranda y es la barra de entrada de la subestación Chimbo, esta subestación no cuenta con sistemas de control automatizados y carece de cualquier sistema de comunicación.

6.2.5. SUBESTACIÓN SAN PABLO.-

En la tabla 6.5 se muestra la descripción técnica de la subestación San Pablo.

La subestación San Pablo tiene las mismas carencias en la parte de control y monitoreo que las demás subestaciones.

Tabla 6.5. Descripción subestación San Pablo

Transformador	Barra HV	Barra LV	Disyuntor	Salidas
Potencia: 2.5 MVA Impedancia: 6.54 % Frecuencia: 60Hz. Temperatura: 55 °C Aislante: Aceite	69 KV	13.8 KV	Dyn1	-San Pablo -Los Guardias San José del Tambo - Chillanes - Sicoto

6.2.6. SUBESTACIÓN COCHABAMBA.-

En la tabla 6.6 se muestra la descripción técnica de la subestación Cochabamba.

Esta es la última subestación de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, tiene las mismas insuficiencias que todas las subestaciones anteriores.

En el **Anexo 2** se muestra el diagrama unifilar de las subestaciones, allí se observa los equipos existentes en cada una de las subestaciones, la barra a las que están conectadas, los interruptores y las salidas que existen con cada una de sus potencias, para esto se ha elaborado cuadros describiendo todos estos parámetros.

Tabla 6.6. Descripción subestación Cochabamba

Transformadores	Barra HV	Barra LV	Disyuntor	Salidas
Potencia: 2.5 MVA y 1.5 MVA	69 KV	13.8 KV	Dyn1	-San Miguel 700 kW
Impedancia: 6.57 %				-Caluma 800 kW
Frecuencia: 60Hz.				- Balzapamba
Temp.: 55 °C				350 kW
Aislante:				
Aceite				

6.3 ANÁLISIS ACTUAL DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES ENTRE LAS SUBESTACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL BOLÍVAR.-

En la actualidad La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar no cuenta con ningún sistema de comunicaciones entre sus subestaciones, lo cual dificulta el control y monitoreo de un sistema automatizado.

En el presente trabajo se realizará el diseño de un sistema de comunicaciones que conecte a las subestaciones de Guanujo y Guaranda.

Se toma como base la subestación Guanujo, en esta se realizará el diseño para el sistema de automatización de las E/S de tensión, porque la mayoría de subestaciones tienen las mismas características a lo que se refiere al sistema de automatización como son barras de entrada y salida del mismo valor y potencia de los transformadores.

El sistema de comunicación que se diseñará comunicará en un principio solo las subestaciones de Guaranda y Guanujo, para las demás subestaciones se utilizará los mismos criterios para integrarlas al sistema de control y monitoreo.

6.4 ELEMENTOS PARA EL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.-

De manera frecuente en un proyecto de automatización existen tres áreas funcionales las cuales son control, medición y monitoreo.

Para el control de los elementos de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar se utilizará un sistema SCADA, el presente sistema tiene las siguientes funciones descritas a continuación.

El sistema SCADA es el que se encarga de la adquisición de datos de las subestaciones, el procesamiento de toda la información y es el que presenta la interface Hombre – Máquina con la cual se realizará el monitoreo y control.

Como una breve descripción el sistema SCADA es una aplicación de software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control industrial, proporcionando comunicación con los sistemas de campo y controlando el proceso desde la pantalla del ordenador.

Además provee de información esencial para el buen funcionamiento de las subestaciones, también se controla desde el ordenador el estado de los interruptores de línea.

El sistema SCADA que se diseñará tiene predominantes características de control a lazo cerrado y utilizan comunicación generalmente interurbana, se preverá su diseño para una fácil integración de equipos de diferentes fabricantes.

Para la medición y adquisición de información se requiere de equipos que se colocan en las subestaciones, estos equipos cumplen esta función y envían la información a través del sistema de comunicación.

En la figura 6.2. se muestra una breve descripción de los elementos que se utilizará para el sistema automatizado de las subestaciones, el nivel 0 es el que ya esta construido en las subestaciones, el presente trabajo se centrará en los niveles 1, 2, 3 que son los que competen a este proyecto.

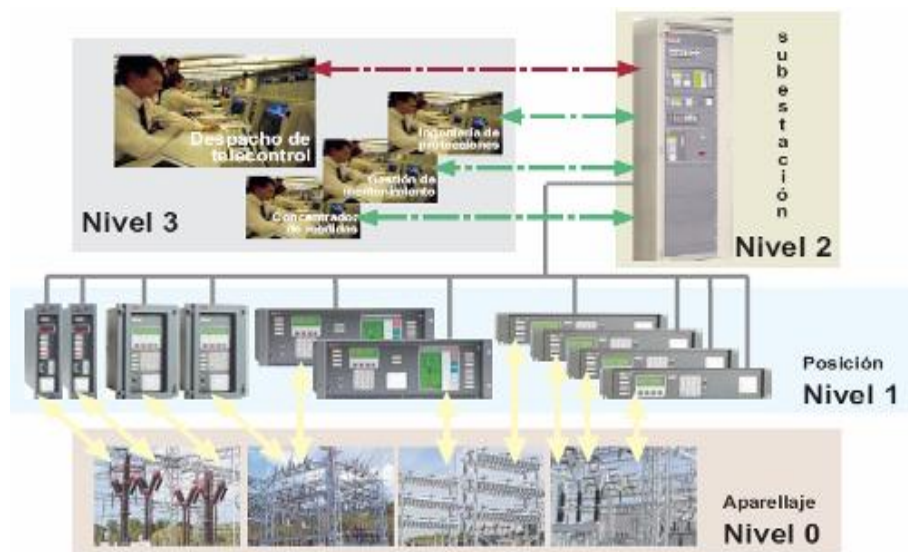


Figura 6.2. Representación gráfica del sistema automatizado

Se aprecia en el nivel 0 (paralaje) los equipos propios de las subestaciones como son el transformador, las barras y los disyuntores.

En el nivel 1 (posición) es en donde se encuentran los transductores o equipos que recolectan la información de las variables que se necesitan para la medición.

En el nivel de subestación o nivel 2 se encuentra la RTU de cada una de las subestaciones y la MTU a donde llega toda la información enviadas por las subestaciones.

Y finalmente en el nivel 3 se encuentra la HMI y el sistema SCADA que es el que se encarga de controlar y monitorear todos los elementos de las subestaciones por medio de un software.

Los elementos fundamentales para la automatización de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar que se utilizarán para este proyecto son los siguientes:

- 1.- Transductores
- 2.- Unidad Terminal Remota (RTU por sus siglas en ingles)
- 3.- Canales de Comunicación (Sistema de Comunicación)
- 4.- Unidad Terminal Maestra (MTU por sus siglas en inglés)
- 5.- Interface HMI (Interface Hombre Máquina)

En el nivel 0 del grafico 6.2. se describe los equipos que ya están funcionando en la subestación, estos equipos deben ser adaptados al sistema de control y monitoreo para que todo el sistema funcione de manera correcta.

El primer equipo que debe existir en una subestación es el interruptor, que es el equipo que se encarga de la conexión y desconexión del transformador de la subestación cuando hay sobrecarga en el transformador, protegiéndolo para que no sufra daños, los interruptores se conectan a las barras de salida y entrada del transformador.

A continuación se detalla las características que el disyuntor debe tener para su funcionamiento.

6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL INTERRUPTOR DE LÍNEA.-

El interruptor tiene la posibilidad de ser accionado de manera manual y automática mediante un selector instalado en la caja de control del interruptor.

Este accionamiento será independiente entre las dos bobinas, si la una falla la otra entrará en funcionamiento.

El circuito de cierre deberá operar con voltaje de 125 VDC y dispondrá de dos bobinas.

Todo el circuito de control debe estar en una sola caja central.

Todas las señales de control y alarmas deberán estar conectadas a regletas, las cuales deberán estar debidamente marquilladas, los terminales de las regletas deberán disponer de un tornillo de tal forma para conectar los cables usando terminales tipo ojo, los terminales de las regletas deberán tener la capacidad para conectar cable calibre 8 AWG.

Para la barra de 13.8 kV los interruptores cumplen las mismas especificaciones, los valores en los que cambia son el voltaje que soporta, el valor nominal será de 13.8 kV y el valor máximo es de 20 kV, para lo cual las demás especificaciones se cumplen de la misma manera.

Tabla 6.7. Especificaciones del interruptor de 13.8 para la subestaciones de Guanujo y Guaranda.

Item	Descripción	Unidad	Especificación	Propuesta	Observaciones
1.1 1.2	Fabricante / Procedencia: Modelo		Colombia		
1.3	Normas aplicables:		ANSI C37 ó IEC 56		
1.4	Tipo:		Tanque vivo		
1.5	Características técnicas: a) Voltaje nominal: b) Voltaje máximo de operación: c) Niveles de aislamiento a 0 m.s.n.m.: Interno: Bushings: - A frecuencia industrial (60Hz) - Impulso, 1.2 x 50µs d) Frecuencia nominal: e) Corriente nominal: f) Corriente mínima de interrupción: g) Tiempo de operación: h) Secuencia de operación: i) Tipo de extinción del arco: j) Accionamiento: k) Distancia de fuga:	kV kV kV p kV rms kV p Hz A KA Ciclos mm	13.8 20 350 ó superior 175 ó superior 450 ó superior 60 600 20 3 SF6 Tripolar 1710 ó superior		
1.6	Mecanismo de operación: a) Voltaje nominal de operación: b) Rango de voltaje de operación para el cierre c) Rango de voltaje de operación para la apertura d) Tipo de mecanismo: e) Voltaje límite superior operación: f) Voltaje límite inferior operación: g) Accionamiento manual:	Vdc Vdc Vdc Vdc Vdc	125 motor – resorte SI		
1.7	Potencia de las resistencias calefactores:	W	150		Operación a 127 V
1.8	Peso por interruptor:	Kg	50		Dato de placa

Todos los equipos eléctricos de 13.8 kV que se sugieren para este proyecto, deberán tener facilidades para interconectarse a sistemas de control y monitoreo, para que puedan ser medidos remotamente y se observe su posición y alarmas.

Para la parte de alta tensión la automatización esta a cargo de empresas generadoras de electricidad, estas se encargan de los sistemas de automatización para líneas de alta tensión.

En la tabla 6.7. se observan las especificaciones del interruptor de 69 kV.

6.4.2 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.-

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.

Usualmente estos dispositivos vienen con un amperímetro adecuado con la razón de transformación de los transformadores de corriente, en la figura 6.3 se muestra un transformador de corriente.

El transformador sugerido es el TU-30 éste cuenta con un voltaje máximo de 720 V, trabaja a una frecuencia de 60 Hz.

En el primario la corriente y voltaje provienen de las salidas del transformador de la subestación.

En el secundario tiene una corriente de 5A, las señales del transformador de corriente son enviadas al transductor de corriente y por medio de este a la RTU.

La conexión de estos transformadores se realiza a cada una de las tres fases para así tener la medida de cada una.

Este tipo de transformadores esta diseñado para trabajar a la intemperie.

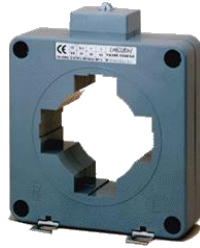


Figura 6.3. Ejemplo de transformador de corriente

6.4.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.-

El transformador de potencial (PT) es un dispositivo que se utiliza principalmente para los sistemas de medición de tensión, y es capaz de reducir la tensión del circuito a niveles compatibles con la máxima soportable por los instrumentos de medición.

Su principal aplicación es la medición de las tensiones con valores altos, es decir, en su circuito primario (entrada) está conectada a la tensión a medir, y el secundario (salida) tendrá un voltaje reducido y directamente proporcional al primario.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos.

Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas para cada aplicación.

La tensión reducida en el circuito secundario del TP también se utiliza para alimentar los equipos que puedan utilizarse en la subestación. El transformador de potencial tiene las siguientes características, trabaja a una frecuencia de 60 Hz.

Tiene un valor máximo de voltaje de 15 kV, de igual manera que el transformador de corriente las señales del transformador son enviadas al transductor de tensión y potencia para que este lo transforme y se las envíe a la RTU.



Figura 6.4. Ejemplo de transformador de potencial

Se debe aclarar que los dispositivos mencionados como el interruptor de línea, transformadores de corriente y transformador de potencial son equipos que ya deben estar instalados en las subestaciones para su funcionamiento, lo que se hace aquí es dar una breve descripción de ellos y sugerir cuales serían los más apropiados para su utilización.

Estos equipos tendrán que adaptarse al sistema de monitoreo y control, de manera especial el interruptor que en algunas subestaciones trabaja de manera mecánica y en otras no existe.

En el **Anexo 3** se puede apreciar las características que deberán tener los transformadores de potencial y corriente para su utilización.

6.5 SELECCIÓN DE TRANSDUCTORES.-

El primero de los elementos que se utilizará en el sistema de automatización para las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar es el transductor.

El transductor es un elemento electrónico capaz de transformar una magnitud física en una magnitud que pueda ser tomada como información en la RTU, para posteriormente ser enviada a las MTU, para que aquí sea procesada y almacenada. A continuación se muestra un transductor como ejemplo en la figura 6.5.



Figura. 6.5. Ejemplo de transductor de potencial

Las magnitudes físicas que se medirán en el caso de las subestaciones de Guanujo y Guaranda serán tensión, corriente, potencias (activa y reactiva), en la actualidad ya existen transductores que son capaces de medir esta variable, que no hace mucho tiempo solo se podía calcular por medio de la HMI del sistema SCADA.

En el mercado se dispone de transductores de corriente, voltaje, potencia (activa y reactiva).

En las subestaciones de Guanujo y Guaranda de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar se utilizará el mismo tipo de transductor para cada una de las variables, porque las señales que llegan a estos son de la misma magnitud.

6.5.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS REQUERIDAS DEL TRANSDUCTOR DE CORRIENTE.-

El transductor de corriente a utilizarse podrá soportar una corriente máxima de 50 A de corriente alterna, puede ser alimentado con voltajes directos de 5, 12, 24, 48 voltios de corriente continua, puede comunicarse por varios protocolos como son RS-232, MODBUS.

El transductor de corriente es de tipo DIN para riel y produce una salida analógica de 4 a 20 mA que son los que se utiliza para las posteriores mediciones.

A continuación mostramos en la figura 6.6. el transductor a utilizarse.

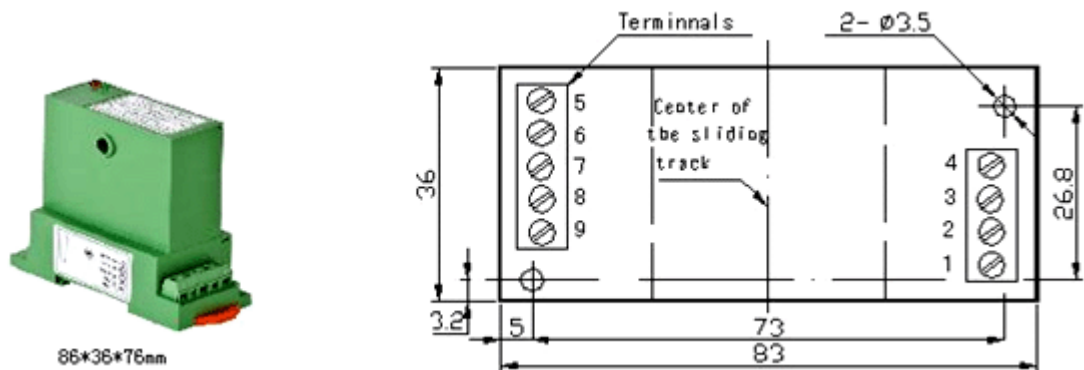


Figura 6.6. Transductor de corriente a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.

6.5.2 SELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR DE CORRIENTE.-

El transductor seleccionado es el CE AI-32 es capaz de medir corriente de una o tres fases del transformador de la subestación, consta de transmisión y recepción de datos que son los terminales 8 y 9, la información que ingresa a estos terminales proviene de los transformadores de corriente, el terminal 5 y 6 es la alimentación para el transductor (positiva y negativa, respectivamente), el terminal 7 corresponde a la salida de los 4 voltios y 20 mA del transductor, éste transductor es de tipo din para riel.

El protocolo de comunicación que soporta este transductor RS-232, ASCII format RS-485, MODBUS.

El presente transductor es capaz de soportar hasta 50 A de corriente de entrada y hasta 50°C, trabaja a una frecuencia de 50 ó 60 Hz.

El CE AI-32 es de fabricación china, se lo puede conseguir fácilmente en el mercado.

En la figura 6.7. se muestra los pines de conexión que tiene el transductor CE AI-32

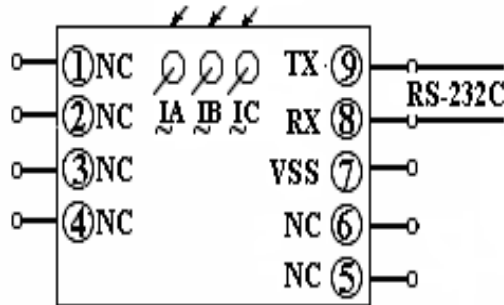


Figura 6.7. Diagrama del transductor de corriente a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.

El usuario selecciona el rango en el cual va a trabajar el transductor CE AI-32, el transductor debe ser configurado a través de la computadora antes que comience a trabajar, la información se transmite a través de la norma RS-232 que se utiliza para el intercambio de una serie de datos binarios entre un DTE (*Equipo Terminal de Datos*) y un DCE (*Data Communication Equipment*) que en el caso de las subestaciones es la RTU, el transductor se coloca en un rack o armario apropiado para instalar los demás transductores que se utilizan.

Las señales que ingresan en los terminales IA, IB, IC, son las tres fases que proviene del transformador de corriente, las cuales van a ser utilizadas para proporcionar las salidas del transductor hacia la RTU.

Se ha escogido este transductor porque cumple con los requerimientos técnicos para su funcionamiento en las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

Las corrientes que se va a medir son las de salida del transformador de la subestación, porque son estas las que se dirigen a la red urbana y podría dañar equipos particulares.

6.5.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL TRANSDUCTOR DE VOLTAJE.-

Este transductor tendrá la capacidad de recibir voltajes de entrada de 110, 220, 380, 500 voltios y entregar salidas que se dirigen a la RTU con cualquiera de estos protocolos de comunicación RS-232, ASCII format RS-485, MODBUS, a una velocidad de 19.2 K bps.

Soportará alimentación de corriente y voltaje directo de 5, 12, 24, 48 V de corriente continua, soporta temperatura 0° a 50° C.

Al igual que el transductor de corriente es de tipo DIN para riel que será colocado en un armario especializado para este tipo de equipos.

A continuación mostramos en la figura 6.8. el transductor de voltaje.



Figura 6.8. Transductor de voltaje a utilizarse el sistema de automatización de las subestaciones.

6.5.4. SELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR DE VOLTAJE.-

El transductor seleccionado es el CE AV-42, este transductor consta de 2 entradas de datos que son los terminales 8 y 9, la información que ingresa a estos terminales proviene de los transformadores de voltaje, el terminal 1 y 4 es la alimentación para el transductor (positiva y negativa, respectivamente), el

terminal 7 corresponde a la salida de los 4 voltios y 20 mA del transductor, éste transductor es de tipo din para riel.

El protocolo de comunicación que soporta este transductor RS-232, ASCII format RS-485, MODBUS.

El presente transductor es capaz de soportar hasta 50 A de corriente de entrada, trabaja a 50°C y funciona a una frecuencia de 50 ó 60 Hz.

Al igual que el anterior transductor se escoge este por su fácil acceso en el mercado nacional, y porque cumple con las características técnicas que se determinaron para el sistema de automatización para La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

A continuación se muestra el diagrama de los pines de conexión del transductor CE AV-42 en la figura 6.9.

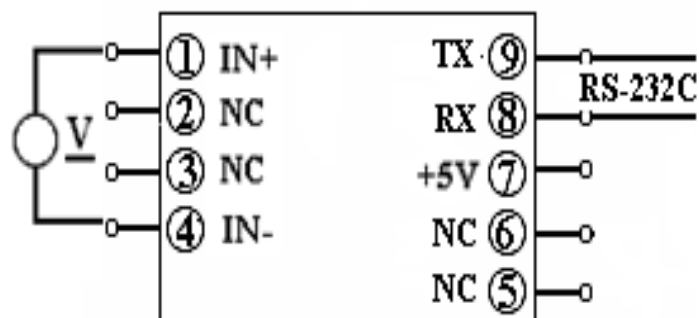


Figura 6.9. Diagrama del transductor de voltaje a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.

El usuario selecciona el rango en el cual va a trabajar el transductor CE AV-42, el transductor debe ser configurado a través de la computadora.

La información se transmite a través de la norma RS-232 que se utiliza para el intercambio de una serie de datos, el transductor se coloca en el armario donde se encontrarán los demás transductores.

La razón por la que se escogió este transductor es porque cumple con lo requerido para el sistema que se esta diseñando, su fácil acceso en el mercado y sus precios. Este transductor es de la misma fabricación del anterior.

De igual manera este transductor medirá las tensiones de salida del transformador de la subestación, que son las que se dirigen a los abonados.

6.5.5 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSDUCTOR DE POTENCIA REACTIVA.-

Este tipo de transductor tendrá la capacidad de medir potencia reactiva de tres fases, con voltajes de entrada de 75 a 500 V, soporta corrientes de 1 a 50 A como máximo, la salida que producirá es una señal de 4 V a 20 mA y consume una potencia de 960 mW.

Los protocolos de comunicación en los que puede funcionar serán los siguientes RS-232, ASCII format RS-485, MODBUS. A velocidad de 19.2 K bps.

El transductor es de tipo DIN para riel.

A continuación en la figura 6.10. se muestra el transductor.



Figura 6.10. Transductor de potencia reactiva a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.

A continuación se determinará el transductor a utilizarse en las subestaciones, se da las especificaciones técnicas y la razón por la cual se escogió dicho transductor.

6.5.6 SELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR DE POTENCIA REACTIVA.-

El transductor seleccionado es el CE Q-31, capaz de medir potencias reactivas de una o tres fases del transformador de la subestación, consta de transmisión y recepción de datos que son los terminales 8 y 9, el terminal 5 y 6 es la alimentación para el transductor (positiva y negativa, respectivamente), el terminal 7 corresponde a la salida de los 5 voltios y 20 mA del transductor, éste transductor es de tipo Din para riel.

El protocolo de comunicación que tolera este transductor RS-232, ASCII format RS-485, MODBUS.

El transductor CE Q-31 es capaz de soportar hasta 25 A de corriente de entrada y hasta 50°C, trabaja a una frecuencia de 50 ó 60 Hz.

El CE Q-31 soporta potencias de 12500 VA como máximo, su tiempo de respuesta es de 60 ms, puede ser alimentado con diferentes fuentes que varían de 12, 15 y 24 V de corriente continua.

En la figura 6.11. se muestra los pines de conexión que tiene el transductor CE Q-31.

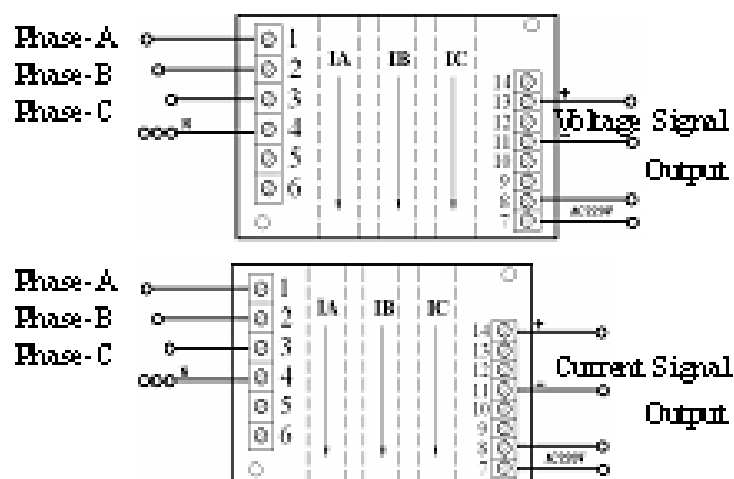


Figura 6.11. Diagrama del transductor de potencia reactiva a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.

El transductor CE Q-31 se configura desde la computadora antes de ponerlo en funcionamiento, la información se transmite a través de la norma RS-232, al igual que los otros transductores éste se colocará en el mismo armario o rack.

Las señales que ingresan en los terminales IA, IB, IC, son las tres fases que proviene del transformador de corriente y potencial, las cuales van a ser utilizadas para proporcionar las salidas del transductor hacia la RTU.

Se ha escogido este transductor porque cumple con las características antes señaladas, además se lo encuentra en el mercado y su precio es accesible.

6.5.7 CARACTERÍSTICAS DEL TRANSDUCTOR DE POTENCIA ACTIVA.-

El transductor deberá medir potencia activa de tres fases, con voltajes de entrada de 500 V como máximo y corrientes de 25 A, la salida que produce es una señal de 4 V a 20 mA y consume una potencia de 960 mW.

Los protocolos de comunicación que podrá soportar son los mismos del transductor anterior y a la misma velocidad de transmisión, deberá colocarse en las mismas rieles din.

A continuación en la figura 6.12. se muestra el transductor.



Figura 6.12. Transductor de potencia activa a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.

6.5.8 SELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR DE POTENCIA ACTIVA.-

El transductor seleccionado es el CE P-31 capaz de medir potencias activas de una o tres fases del transformador de la subestación, constan de los mismos pines de conexión del transductor anterior y produce el mismo valor de salida.

El protocolo de comunicación que soporta este transductor RS-232, ASCII format RS-485, MODBUS.

El transductor CE P-31 es capaz de soportar hasta 25 A de corriente de entrada y hasta 50°C, trabaja a una frecuencia de 50 ó 60 Hz.

El CE P-31 soporta potencias de 1250 VA como máximo, su tiempo de respuesta es de 60 ms, puede ser alimentado con diferentes fuentes que varían de 12, 15 y 24 V de corriente continua.

En la figura 6.13. se muestra los pines de conexión que tiene el transductor CE P-31.

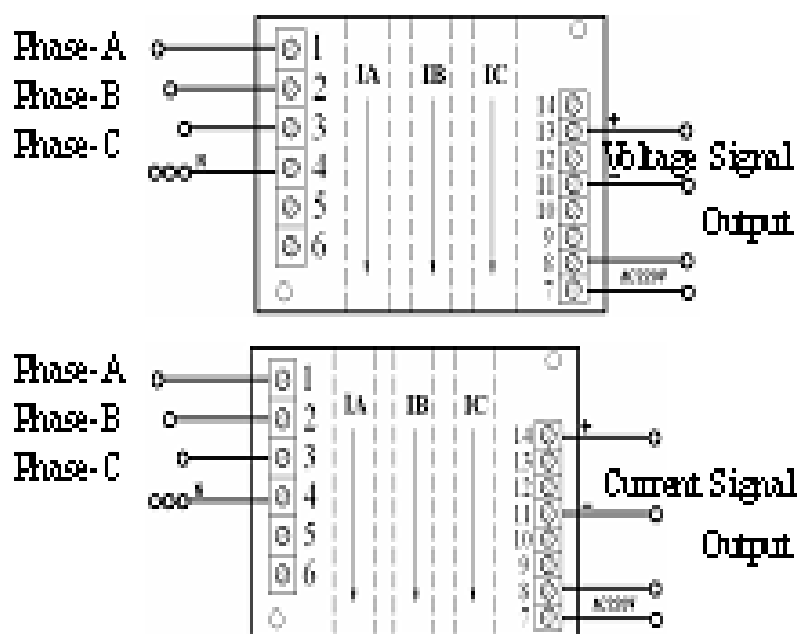


Figura 6.13. Diagrama del transductor de potencia activa a utilizarse en el sistema de automatización de las subestaciones.

El transductor CE P-31, cumple con las mismas indicaciones de configuración y tratamiento de las señales que los anteriores transductores.

Las señales que ingresan en los terminales IA, IB, IC, son las tres fases que proviene del transformador de corriente y potencial, las cuales van a ser utilizadas para proporcionar las salidas del transductor hacia la RTU.

Se ha escogido este transductor porque cumple con las características antes señaladas, además se lo encuentra en el mercado y su precio es accesible, de igual manera medirá la potencia activa de la salida del transformado de la subestación.

6.6 SELECCIÓN DE LA UNIDAD TERMINAL REMOTA (RTU).-

Para satisfacer las necesidades de las subestaciones Guanujo y Guaranda de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar se ha recurrido a la Empresa Eléctrica Ambato S.A., ya que en la misma existe un sistema de control y monitoreo de las subestaciones, con la información brindada por el ingeniero a cargo del sistema, se ha llegado a determinar cual sería la RTU apropiada para el sistema de automatización de las subestaciones de Guanujo y Guaranda.

Se ha escogido la RTU ELIOP E4000 de fabricación norteamericana ya que esta cumple con las necesidades requeridas por las subestaciones, además ésta RTU cuenta con un gran apoyo por parte de otras empresas que ya utilizan la RTU antes mencionada.

Este tipo de RTU se ha utilizado con éxito en la Empresa Eléctrica Ambato S.A., demostrando que funciona de manera eficiente y ayudando a la empresa antes mencionada a mejorar sus sistemas de control y monitoreo.

La RTU ELIOP E4000 tiene la posibilidad de comunicarse y recibir la información que llega a ella, en modos de comunicación serie como son el RS-232 y RS-485, que son los que más se utiliza en la actualidad para la transmisión de datos en la industria a altas velocidades y por medios que producen altos

niveles de ruido, ya que reduce el ruido eléctrico que aparece en líneas de transmisión.

La RTU ELIOP E4000 puede ser conectada a cualquier tipo de transductor que existente en el mercado ya que estos son compatibles y pueden comunicarse con la RTU y viceversa, como se menciona anteriormente en las especificaciones de los transductores estos tienen el protocolo de comunicación RS-485, RS-232 y cuenta con el estándar 61850 que es el que determina la comunicación entre todos los equipos del sistema de automatización.

La RTU ELIOP E4000 tiene una estructura modular según la necesidad del usuario, hasta 2700 puntos de telecontrol, consta de borneras y relés, tiene una tarjeta CON-462, tarjeta PEA (Tarjeta de protección) y una tarjeta CON- 461.

La RTU ELIOP E4000 consta de un procesador 486-DX a 250 MHz, comunicación por medio de protocolo GESTEL y otros protocolos diferentes.

También consta de una base de datos, almacenamiento de datos, auto diagnóstico.

La comunicación entre la RTU's y la MTU de las subestaciones de Guanajuato y Guaranda se utilizará el estándar 61850 que permite la interoperabilidad de equipos.

En la figura 6.14 se muestra el esquema de comunicación de la RTU ELIOP 4000, este tipo de RTU cuenta con dos puertos para la comunicación uno para RS-485 y el otro para RS-232.

6.6.1. COMUNICACIÓN UTILIZADA POR LA RTU ELIOP E4000.-

La RTU ELIOP E4000 puede ser conectado con la Estación Central con diferentes medios de comunicación (generalmente de serie RS-232 , RS-485 , RS-422 o Ethernet). La RTU ELIOP E4000 puede apoyar protocolos estándar (Modbus , IEC 60870-5-101/103/104 IEC 61850, DNP3, CIPC, etc.) a la interface de software de terceros.

La RTU difiere de Controladores Lógicos Programables (PLC) y RSAmables porque las RTU's son más adecuados para la telemetría geográfica amplia, a

menudo mediante comunicaciones interurbanas, mientras que los autómatas son más adecuados para el control de área local (plantas, líneas de producción, etc.) donde el sistema utiliza medios físicos para el control.

La IEC 61131 es la herramienta de programación más popular para el uso con PLC.

La RTU utiliza a menudo herramientas propias de programación suministradas por la empresa proveedora.

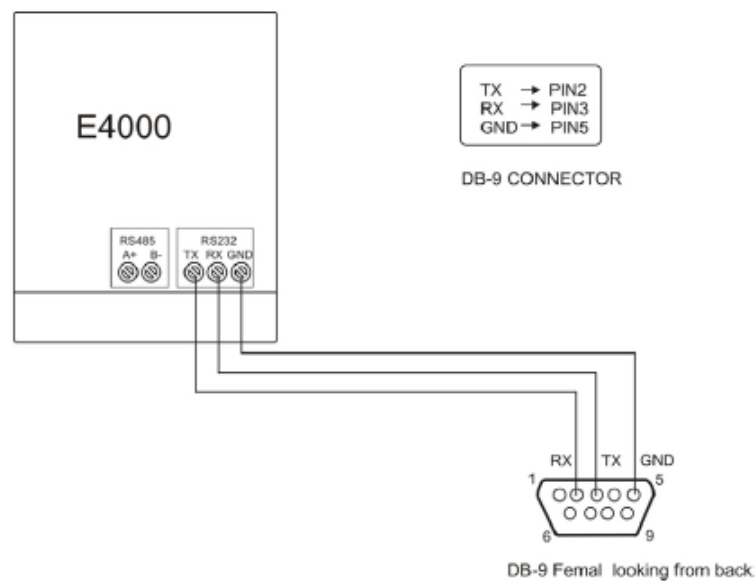


Figura 6.14. Esquema de comunicación RS-232 de la RTU ELIOP 4000

6.6.2 ESTÁNDAR IEC 61850.-

IEC 61850 es un estándar para la comunicación entre la RTU con los dispositivos de campo y a la vez la comunicación entre cada RTU con la MTU por cualquier medio de comunicación existente, es el estándar más utilizado en la actualidad y que proporciona interoperabilidad entre los diferentes fabricantes que existen, IEC 61850 es parte de la International Electrotechnical Comisión (IEC) Comité Técnico 57 (TC57) arquitectura de referencia para la energía eléctrica de sistemas. Los modelos abstractos de datos definidos en la norma IEC 61850 se pueden asignar a una serie de protocolos. Las asignaciones actuales de la norma son para

MMS (mensaje especificaciones de fabricación), OCA , SMV, y pronto a los Servicios Web. Estos protocolos pueden ejecutarse sobre TCP / IP de redes y / o subestación de redes de área local con alta velocidad con conmutación Ethernet para obtener los tiempos de respuesta necesaria de <4 ms para la retransmisión de protección.

Este es el estándar que se utiliza para la comunicación entre la RTU y la MTU porque reduce los costos de mantenimiento, diseño y operación en las redes para la parte de automatización, es de alta flexibilidad para adaptarse a diferentes fabricantes, se adapta a cualquier tipo de subestación, por estas razones se ha escogido este estándar que comunicará a la RTU de Guaranda con la MTU que se instalará en la subestación de Guanujo.

Su utilización en el sistema de automatización de las subestaciones de Guanujo y Guaranda es para la comunicación de los equipos de diferentes fabricantes, pudiendo estos comunicarse correctamente sin que afecte que sean de diferentes marcas, es el estándar más difundido en la actualidad para la comunicación de equipos industriales.

6.6.3 SEÑALES RECIBIDAS POR LA RTU.-

Mediante el sistema de automatización de las subestaciones, se adquiere los datos de campo de la subestación y son enviadas al centro de control para que esta información sea procesada y permita que el operador pueda visualizar el estado de cada uno y las señales que se están monitoreando.

Entre los componentes eléctricos que hay que considerar principalmente se tiene a los transformadores, interruptores y transductores. Estos componentes deben mostrarse al operador mediante despliegues de pantallas gráficas donde se indiquen de forma clara los valores y estados de cada uno de estos equipos.

Dentro del sistema se presentarán algunas señales de cada uno de estos componentes y que de acuerdo a su origen deben ser procesadas y almacenadas de

forma diferente, las señales que se van a presentar se clasificarán principalmente en las siguientes:

Señales Analógicas: este tipo de señales son de tipo numérico y principalmente se las van a considerar como los valores de algo que se está midiendo en el sistema (por ejemplo el voltaje, la corriente, potencia activa y reactiva, etc).

Señales Digitales: son señales de tipo on/off (1 o 0), entre este tipo de señales se va a tener el estado de los interruptores.

Además para cada una de estas señales se debe tener alarmas asociadas a cada uno de los estados. Entre estas señales digitales se deben considerar las siguientes:

- (1) Open/Closed
- (2) Alarm/Normal
- (3) On/Off
- (4) Auto/Manual
- (5) Remote/Local
- (6) Locked/Unlocked

Para puntos de tres estados: puntos con tres estados de posición, típico “open, closed, o en transit” (caso de las señales obtenidas de los interruptores).

Cada uno de estas señales al ser enviadas al centro de control deben constar con “Estampa de tiempo”, y cuyo valor debe ser fijado por las unidades de control y protección y no por la estación maestra. La precisión de esta estampa de tiempo debe ser menor o igual a 1 milisegundo.

Es importante conocer el número de señales con que va a contar el sistema debido a que cuando se realice el diseño del sistema SCADA estas señales son las que van a permitir dimensionar a la RTU.

La RTU Eliop E4000 se ajusta a este tipo de señales es esta otra razón por lo que se ha escogido a la RTU.

En la figura 6.15 se puede apreciar el ingreso de las señales a la RTU en una forma muy general. Debido a que son diferentes tipos de señales se debe realizar previamente un acondicionamiento de señales distinto para cada una de ellas y luego ingresar a la RTU.

Las señales de salida de la RTU son solo de tipo digital y estas son las que se enviarán hacia el centro de control, en la figura 6.15 se muestra algunas de las variables que llegan a la RTU provenientes de los equipos de campo.

En el caso de las subestaciones de Guanajuo y Guaranda las señales que se presentarán en cada una de las subestaciones son las siguientes: estado del interruptor, valor de la potencia reactiva, valor de la potencia activa, valor del voltaje y valor de la corriente del transformador.

La RTU antes señalada cumple con la suficiente capacidad para procesar estas señales y por medio del sistema de comunicación puedan ser transmitidas a la MTU.

Las señales recibidas por la MTU serán de valores inmediatos de cada una de las variables, estas serán almacenadas en el software, la MTU al recibir los valores de potencia activa y reactiva calculará la potencia aparente y el factor de potencia, esta información será guardado de igual manera por el software para tener una bitácora de los valores con los cuales ha estado trabajando la subestación.

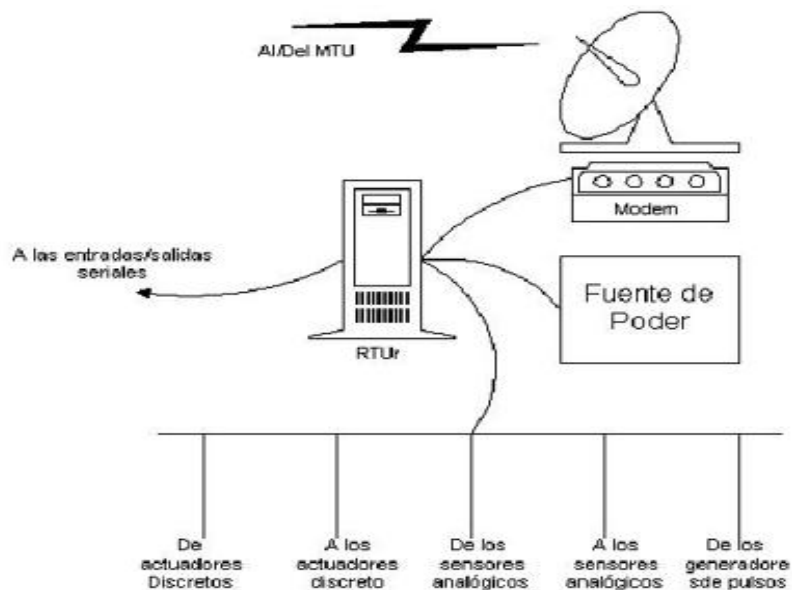


Figura 6.15. Variables que llegan a la RTU

6.6.4 CONEXIÓN DE LOS TRANSDUCTORES Y LA RTU.-

La conexión de los transductores y la RTU se realiza por medio de cable de cobre que llega a la RTU portando la información proporcionada por los transductores.

En la figura 6.16 esta la conexión de los transductores de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. en la subestación La Quigo en donde se muestra la conexión de la RTU con los transductores.

En los extremos derecho e izquierdo se ve los cables que transportan la información de los transductores a la RTU en el centro se encuentra el tranceptor para la transformación de la información de eléctrica a óptica.



Figura 6.16. Figura del Armario con el Transductor Empresa Eléctrica Ambato S.A.

6.6.5 COLOCACIÓN DE ELEMENTOS PARA EL SISTEMA DE CONTROL DE LAS SUBESTACIONES.-

Los elementos descritos antes, como son los transductores, RTU y tranceptor se colocaran en un armario, el cual se encuentra en cada una de las subestaciones, en un cuarto que la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar construirá con este objetivo.

El cuarto que albergará los equipos de cada subestación tendrá una superficie de 12 metros cuadrados con la suficiente ventilación e iluminación para poder manipular y controlar los equipos, existirá un armario en donde se colocaran los equipos.

El cuarto debe constar con las tuberías correspondientes para transportar los cables que conectan a los transformadores de potencial y corriente con los transductores, se debe realizar la puesta a tierra de los elementos para evitar percances.

El armario a utilizarse para colocación de los equipos es el armario tipo rack con ventilación, este armario consta de rieles din para la colocación de los transductores, reglillas para el transporte de los cables que llegan desde los transformadores a los transductores.

También hay reglillas para los cables que van de los transductores (el transductor es el elemento electrónico que se encarga de la conversión de señales ópticas en señales eléctricas) a la RTU, hay un compartimiento especial para la RTU y otro para el transceptor, los transductores se colocará en los rieles din para los cuales ya está diseñados los transductores.

El armario tiene las dimensiones de 180*120*100 mm que corresponden a la altura, anchura y profundidad respectivamente, el armario es de la marca Beacoup.

Para el cuarto de control de todas las subestaciones las dimensiones serán de 20 metros cuadrados, debe constar de ventilación e iluminación adecuada, espacio para colocar los escritorios para los 3 equipos de computación necesarios para el control y monitoreo de las subestaciones, un armario pequeño sujeto a la pared para colocar el switch de telecomunicaciones.

A continuación se muestra el diagrama y distribución de los elementos que se colocarán en el armario en cada subestación.

En la Figura 6.17 se muestra la colocación de los elementos en el armario y la distribución de los mismos.

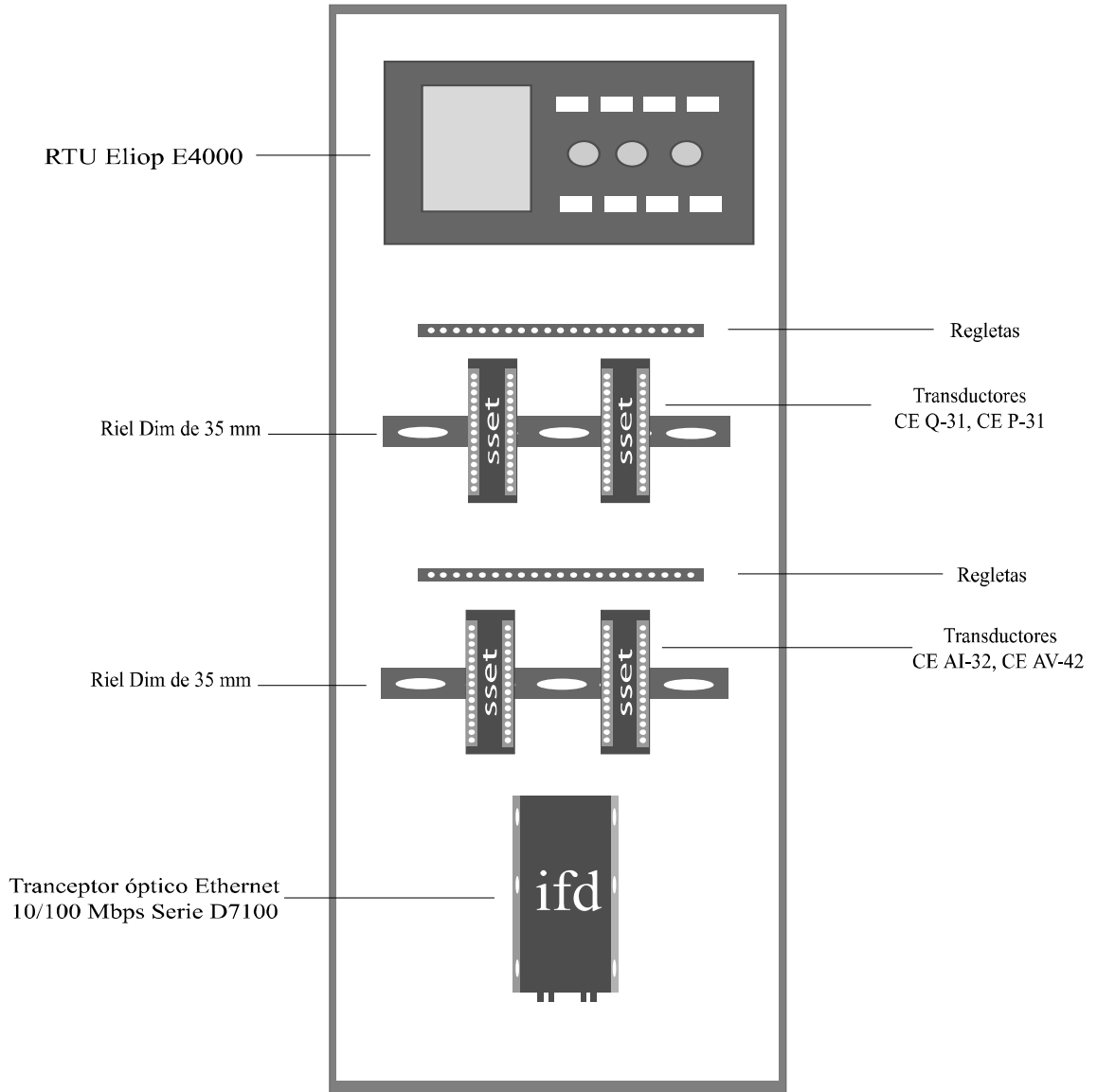


Figura 6.17. Colocación de elementos en el armario Beacoup

6.7 ESTACIÓN MAESTRA.-

El termino "Estación Maestra" se refiere a los servidores y al software responsable para comunicarse con el equipo del campo (UTRs, PLCs, etc.) en estos se encuentra el software HMI para las estaciones de trabajo en el cuarto de control, o en cualquier otro sitio donde sea ubicado.

El sistema SCADA usualmente presenta la información al personal operativo de manera gráfica, en forma de un diagrama de representación.

Esto significa que el operador puede ver un esquema que representa la planta que está siendo controlada.

En el caso de las subestaciones, la representación de éstas es un diagrama unifilar con sus respectivas salidas de potencia, se puede controlar y monitorear el estado de los interruptores y se puede verificar medidas analógicas de todo el sistema que compone la subestación.

Los bloques software de un SCADA (módulos), permiten actividades de adquisición, supervisión y control.

Características que se requieren para el sistema de automatización de las subestaciones:

- Configuración: permite definir el entorno de trabajo del SCADA, adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.
- Interfaz gráfico del operador: proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. El proceso se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete.
- Módulo de proceso: ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas.
- Gestión y archivo de datos: almacenamiento y procesado ordenado de datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.
- Comunicaciones: transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y también entre ésta y el resto de elementos informáticos de gestión.

6.7.1 INTERFAZ HOMBRE MAQUINA (HMI).-

HMI significa “Human Machine Interface” por sus siglas en inglés, es decir es el dispositivo o sistema que permite el interface entre la persona y la máquina.

Tradicionalmente estos sistemas consistían en paneles compuestos por indicadores y comandos, tales como luces pilotos, indicadores digitales y análogos, registradores, pulsadores, selectores y otros que se interconectaban con la máquina o proceso.

En la actualidad, dado que las máquinas y procesos en general están implementadas con controladores y otros dispositivos electrónicos que dejan disponibles puertas de comunicación, es posible contar con sistemas de HMI bastante más poderosos y eficaz, además permitir una conexión más sencilla y económica con el proceso o máquinas.

El método tradicional de presentación de la interface hombre máquina, básicamente tiene dos tipos de HMI's:

Terminal de Operador, consistente en un dispositivo, generalmente construido para ser instalado en ambientes agresivos, donde pueden ser solamente de despliegues numéricos, alfanuméricos o gráficos. Pueden ser además con pantalla sensible al tacto (touch screen).

PC + Software, esto constituye otra alternativa basada en un PC en donde se carga un software apropiado para la aplicación.

La opción de Software + PC es la opción que se instalará en el cuarto de control de las subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

La forma de presentación del diagrama para subestación es casi general, se presenta un diagrama unifilar de la subestación con todos los interruptores y variables que se obtienen por los dispositivos de campo antes mencionados.

En el diagrama se tiene la opción de cambiar el estado de los interruptores, así como observar corriente, voltaje y potencias obtenidas por los dispositivos de campo.

Para las subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar se utilizará el segundo tipo de HMI, este se implementará en la subestación Guanujo en un departamento para el control de todas las subestaciones que componen la empresa.

Los equipos adquiridos para la parte del software serán computadores de última generación con gran capacidad para el procesamiento de información en memoria RAM.

Computadores con procesadores de escritorio core I7, capacidad de procesamiento de 3,7 GHz, DH 61-WW 3DM Marko 6 Marter Graphics ultra Durable compatible Windows Seven 7 Video y USB 3.0 con 6 salidas, Red 10 / 100 Full Internet, Disco Duro Sata 1 TERABYTE (1000 GB) Súper Tamaño y Grande. Memoria RAM 4 GB 4000 DDR III Soporta 16 GB.

Multigrabador DVD+DRW todo formato, tarjeta de Video 1GB 1000Mb GEFORCE FULL GRAFICA 4DX III. Ultimo Sistema Windows SEVEN 7 Full Español más paquete Windows.

Tendrán la capacidad suficiente para realizar cálculos requeridos por los operadores, por ejemplo el cálculo de la potencia aparente y factor de potencia del transformador de la subestación a cada instante.

Se necesita de 3 equipos de computo para el monitoreo y control de todas las subestaciones, además cabe recordar que en el cuarto de control de las subestaciones de electricidad de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., existen 3 computadoras que realizan funciones complementarias del sistema de monitoreo y control.

6.7.2 CARACTERÍSTICAS DEL SOFTWARE INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA (HMI).-

Este software permite entre otras cosas las siguientes funciones: Interface gráfica de modo que se puede visualizar el proceso e interactuar con él, registro en tiempo real e histórico de datos, manejo de alarmas. Si bien es cierto sólo con la primera función enunciada es la HMI, casi todos los proveedores incluyen las otras dos ya sea en el mismo paquete o bien como opcionales.

Al igual que en los terminales de operador, se requiere de una herramienta de diseño o desarrollo, la cual se usa para configurar la aplicación deseada, y luego debe quedar corriendo en el PC un software de ejecución (Run Time).

Por otro lado, este software puede comunicarse directamente con los dispositivos externos (proceso) o bien hacerlo a través de un software especializado en la comunicación.

6.7.3 SELECCIÓN DEL SOFTWARE PARA LA INTERFACE HOMBRE MÁQUINA.-

El software para el sistema de monitoreo y control para las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar que se utiliza es el que provee la compañía Survalent Technology Corporation que ha abastecido a muchas otras empresas de este tipo de software desde 1964.

La confiabilidad, funcionalidad y seguridad de la plataforma SCADA anteriormente mencionada ha sido demostrada con sistemas implementados, actualmente operando en el país y a nivel mundial.

PROCETRADI cuenta con la representación de Survalent Technology de Canadá, empresa reconocida dedicada al desarrollo de hardware y software para empresas de Servicio Público (utilities) y Minería.

Las principales características del Software SCADA Survalent son:

- Arquitectura completamente abierta y fácilmente escalable, preparada para crecer modularmente sobre el mismo software desde un sistema con un solo servidor hasta un sistema cuádruplo redundante.
- Poderosa Interfaz Gráfica que permite mostrar vistas geográficas de áreas de jurisdicción y mediante funciones de zoom, ingresar desde este nivel de vista hasta una estación remota cualquiera y operar sus equipos en forma convencional.
- Cumple con las especificaciones MultiSpeak de la National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), garantizando una arquitectura abierta desde el punto de vista de la comunicación con cualquier proveedor GIS (Geographic Information System) y CIS (Customer Information System).
- Edición en línea de la Base de Datos de tiempo real. No necesita rearranques pues se puede extender el sistema sin comprometer su funcionamiento.
- Integra RTUs, PLCs, medidores, relés de protección de cualquier fabricante mediante protocolos abiertos IEC61850, IEC-870-5-101, IEC-870-5-104, DNP3.0, Modbus.
- Soporte para cualquier medio de comunicación como Onda Portadora, Línea Dedicada, Línea Conmutada, Internet, Microondas (VHF, UHF), GPRS, CDPD, WLAN, WIMAX, SONET etc.
- Manejo de un básico de 200,000 puntos con capacidad de llegar al 1'000,000, lo que asegura la integración completa de todas las instalaciones del cliente.
- Sistema con protocolo ICCP TASE 2.0 nativo, escribe y lee los valores directamente desde y hacia la base de datos del SCADA en tiempo real, evitando retrasos que ocurren con otras tecnologías.

Cumplimiento de estándares de Sistemas Abiertos

- MS Windows Operating System
- MS SQL Server Relational Database

- DXF and DWG graphics import
- ODBC (Open Database Connectivity)
- TCP/IP
- OPC (OLE for Process Control)
- MultiSpeak 3.0

Características básicas del Software SCADA Survalent

- Múltiple Redundancia
- Interfaz de usuario de tipo Full Graphical User Interface (GUI)
- Comunicación con RTUs, IEDs, CDS
- Procesamiento de puntos de estado
- Procesamiento de puntos analógicos
- Procesamiento de puntos totalizadores de pulsos
- Procesamiento de secuencia de eventos (SOE)
- Procesamiento de puntos de control (digitales y del tipo set-point).
- Zonas de Responsabilidad · Cálculos · Códigos de calidad de datos
- Derechos y privilegios de usuario
- Procesamiento de alarmas
- Prioridades de alarmas
- Definición de formatos de alarmas
- Generación de Reportes
- Editor de reportes
- Sistema de manejo histórico de la información

Interfaz Gráfica WorldView

- Visualización del tipo geográfico
- "Pan" y "Zoom" continuo
- Control de capas a nivel de zoom (Declutter)
- Importación de archivos DWG y DXF
- Edición de gráficos y objetos
- Herramientas de dibujo y alineación
- Pantalla de Eventos del Operador

- Pantalla de Alarmas
- Librería extendida de símbolos , colores y estilos de texto
- Soporte de imágenes en formatos JPG, GIF, y BMP
- Configuración amigable de sonidos para los tipos de alarmas
- Gráficos de tendencia en tiempo real e histórica

Aplicaciones avanzadas

- Programación de secuencia de comandos
- Captura de disturbios
- Registro de datos de eventos
- Programación IEC 61131-3
- Supresión de Alarmas Maestro / Esclavo
- Sistema de proyección
- Anuncio remoto de alarmas
- Interacción con Excel y Access
- Interacción hacia SQL, ORACLE y SYBASE
- Control Panel · IED Wizard.

Protocolos de comunicación

- DNP3
- DNP3 TCP/IP
- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104
- MODBUS RTU
- MODBUS TCP
- ICCP
- SNMP
- IEC 61850
- OPC (CLIENT AND SERVER)
- UCA 2.0
- LG 8879
- RTC 1032

- MDO-11
- TEJAS SERIE 3 & 5
- LANDYS & GYR 8979

En la figura 6.19. se muestra unos de los servicios del software para subestaciones.

La Interface Hombre Máquina para subestaciones de Survalent proporciona capacidades SCADA e información gráfica que permiten mejorar las operaciones y el mantenimiento, e incrementar la eficiencia a nivel de subestación. Dos de las herramientas empleadas para esto son Control Panel e IED Wizard.

La experiencia de PROCETRADI aunada a las características del Software SCADA Survalent, hacen posible la integración de todos los IEDs y equipamientos de una subestación en una forma amigable y sencilla.

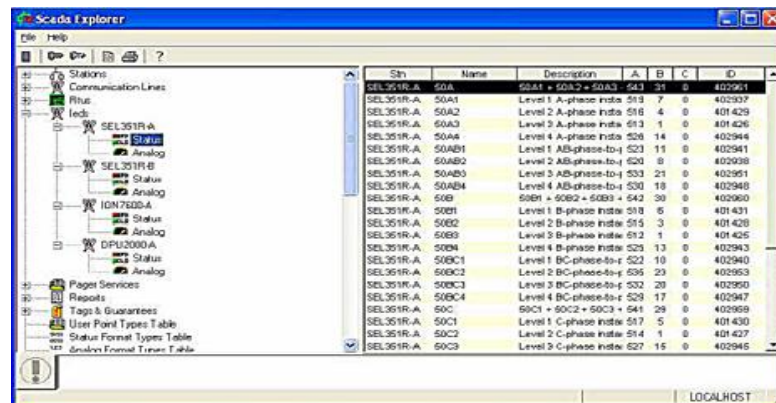


Figura. 6.18. Pantalla del software para el sistema SCADA.

Siendo representantes de Survalent Technology, suministramos e integramos sus Concentradores de Subestación / RTUs (Scout, y Hunter) en donde el cliente puede elegir de acuerdo a sus necesidades, la que mejor se adapte, contando con su asesoría.

Las características mostradas anteriormente cumplen con las expectativas para el sistema de Control y Monitoreo requerido para implementar el sistema en las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar.

6.8 DISEÑO DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN PARA EL CONTROL Y MONTERO DE LAS SUBESTACIONES.-

El sistema de comunicación diseñado en este proyecto para controlar y monitorear las subestaciones en su primera etapa conectará las subestaciones de Guanujo y Guaranda, estas subestaciones son las que en distancia se encuentran más cercanas, la directiva de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar ha optado por desarrollar en un inicio el sistema de comunicación en estas subestaciones. Se ha concluido que la construcción de una red de fibra óptica a largo plazo resulta más económica para el sistema de comunicación.

Se consideró inicialmente un sistema de comunicaciones por medios de propagación radioeléctrica, pero el costo de las frecuencias a largo plazo es más caro que la construcción de una red de fibra óptica, además la confiabilidad de una red de fibra óptica es mucho más alta en comparación con enlaces radioeléctricos.

Adicionalmente la transmisión de los datos por una red óptica da mayores ventajas con respecto a otros tipos de transmisiones de datos que existen como las transmisiones radioeléctricas a continuación se explican algunas ventajas que tiene la red de fibra óptica con respecto a las otras redes.

- Tamaño, peso, flexibilidad. Las fibras ópticas tienen diámetros muy pequeños. Un número muy grande de fibras puede llevarse en un cable del espesor de un cable coaxial.

Por poner un ejemplo, un cable de 10 fibras tiene un diámetro entre 8 a 10 nm y proporciona la misma o mayor información que una troncal de 10 cables coaxiales.

- Aislamiento eléctrico. Las fibras ópticas son casi completamente inmunes a los campos externos. Ellos no padecen diafonía (cross talk), radio interferencia, etc. Además no transporta corrientes eléctricas peligrosas.

- Seguridad. Es sumamente difícil realizar derivaciones para robar la información en una línea óptica sin que pase inadvertido.

Esto es debido a que es un medio dieléctrico y la luz no es sensible a ningún fenómeno de tipo inductivo. Esto explica porque cerca del 10% de la producción mundial de fibra se destina a instalaciones militares.

- Baja pérdida de transmisión. La fibra óptica moderna tiene mejores características de pérdida que los cables convencionales.

Se han fabricado fibras con pérdidas tan bajas, además el valor de atenuación es independiente de la velocidad de transmisión de la señal, aunque dicha atenuación si es dependiente de sus parámetros físicos, siendo más importante la longitud de onda a la que se transmite.

Dicha atenuación, como se vio anteriormente, esta determinada en lo que se denominan ventanas de transmisión, situadas en los intervalos de 800 a 900 nm y de 1500 a 1600 nm.

- Gran Ancho de Banda. La fibra óptica presenta un gran ancho de banda, lo que representa más información transmitida sobre el núcleo que sobre los conductores convencionales. Se manejan desde cientos de MHz hasta decenas de GHz.
- Tamaño reducido, bajo peso, elevado ancho de banda, nivel de pérdidas mínimo, inmunidad al ruido, eliminación de cortes. Materiales de fabricación de bajo costo y abundantes.
- Gran rango de temperatura de trabajo, riesgo de incendio nulo, Mantenimiento reducido.

Una de las mayores desventajas es su alto costo por lo cual no se recomienda la instalación de redes de fibra óptica a particulares, pero en el caso de La

Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar ésta es la mejor opción, ya que cuenta con los recursos necesarios para este tipo de red.

6.8.1 REQUERIMIENTOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA RED DE FIBRA ÓPTICA.-

Los requerimientos de la red de fibra óptica que se diseña para la comunicación de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar son los siguientes:

- Velocidad de la red: 100 Mbps
- Tiempo de uso: Todo el día y noche
- Tipo de datos que se transmitirán en la red: principalmente datos y ocasionalmente multimedia
- Tiempo de respuesta: Inmediato
- Topología: Anillo Doble
- Tecnología: Giga Ethernet
- Distancia del enlace de fibra óptica: 7 Km.
- Número de usuarios de la red: no excederá de 10 personas

6.8.2 SELECCIÓN DE LA TOPOLOGÍA DE RED.-

Al adoptar una determinada topología de red para el sistema de control y monitoreo de las subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, se debe considerar como aspectos más críticos a lograr: una adecuada seguridad, confiabilidad, y disponibilidad, es decir un adecuado grado de “tolerancia a fallas”.

Los requerimientos mencionados implican por una parte, definir una topología adecuada para alcanzar esos objetivos, pero por otra parte, es necesario mantener la inversión acotada, obviamente teniendo en cuenta las características de configuración y nivel de tensión de cada estación.

Es por ello que la topología que se adopte adquiere una importancia fundamental.

La topología de red a utilizarse sería la de anillo doble porque con este tipo de topología se obtiene un mínimo rango de errores al transmitir la información.

A continuación en la figura 6.20 se muestra la topología de anillo doble.



Figura 6.19. Topología de red de anillo doble.

Al principio de la construcción de la red de las subestaciones no se podrá cerrar la red de anillo doble, hasta que todas las subestaciones se integren al sistema automatizado, adicionalmente en la primera etapa solo se conectará directamente las dos subestaciones sin ningún tipo de red, el costo al ya tener todo el sistema de monitoreo y control deberá reajustarse para cumplir con la condición que toda la red de monitoreo de las subestaciones sea de anillo doble.

6.8.3 SELECCIÓN DEL TIPO DE FIBRA ÓPTICA

Una ventaja de los sistemas de fibra óptica es la gran distancia que puede recorrer una señal antes de necesitar un repetidor para recuperar su intensidad. En la actualidad, los repetidores de fibra óptica están separados entre sí unos 100 km.

Para la construcción de la red de fibra óptica se utilizará fibra monomodo, porque este tipo de fibra ofrece la mayor capacidad de transporte de información. Tiene una banda de paso del orden de los 100 GHz/km. Los mayores flujos se consiguen con esta fibra, pero también es la más compleja de implantar.

El cable que se escoge es cable para la intemperie ADDS con mensajero de 12 hilos, a demás al momento de escoger la marca del cable, cualquiera que sea ésta todos los demás accesorios como conectores, patchcords, cajas de empalme, racks se recomienda sean de la misma marca para que no exista problemas en su instalación y conexiones.

Para la construcción de la red de fibra óptica, se instalará en los postes que La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar tiene ya implantados en la ciudad de Guaranda, Guanujo y en la carretera que une estas dos ciudades.

La fibra óptica escogida es la fibra de 12 hilos ADSS (Cable de fibra óptica totalmente dieléctrico autosoportado), construida con la norma ITUT-G 652B o D, para ser utilizada en sistemas de comunicación, la fibra óptica trabaja en forma normal en un rango de temperatura de 60 a 85 grados centígrados sin que resulten afectadas sus características ópticas o mecánicas.

La chaqueta exterior está fabricada con material de alta resistencia al fenómeno del tracking para líneas de transmisión con tensiones de hasta 69 kV, es resistente a la radiación ultravioleta, posee alta capacidad mecánica, puede ser instalada en vanos de hasta 300 metros conservando la distancia de seguridad a tierra.

Los herrajes y accesorios para fijación del cable de fibra óptica ADSS deberán ser adquiridos según los requerimientos aplicables de las normas internacionales, en particular la norma IEC 1284.

Para la construcción de la red de fibra óptica se contratará a una empresa especializada en este tipo de obras, a esta empresa se le proporcionarán los materiales necesarios para la construcción de la red.

Para La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar se utilizará la banda de 1311 nm, porque esta puede trasladar la información a mayor distancia sin necesidad de regenerar la señal, además los equipos a utilizar están diseñados para este tipo de banda de transmisión.

6.8.4 RUTA A SEGUIR PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA RED DE FIBRA ÓPTICA.-

El tipo de fibra óptica que se va a utilizar para la comunicación del sistema de automatización entre la MTU y la subestación de Guaranda, es fibra óptica monomodo, esta red como ya se vio anteriormente cumple con todos los requerimientos.

A continuación se muestra en la figura 6.21 la ruta ha seguir para la colocación de la red de fibra óptica que unirá las subestaciones de Guanujo y Guaranda.

En la figura tomada de Google Earth se encuentra en color rojo la ruta que se determino para el tendido de fibra óptica, la distancia que existe entre las dos subestaciones es de aproximadamente 6.8 Km.

La construcción de la red de fibra óptica se realizará de manera aérea, ubicando el cable de fibra óptica en la postería de hormigón perteneciente a La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar entre la ciudad de Guanujo y Guaranda.

La construcción de la red de fibra óptica queda a mano de contratistas, estos nos han proporcionado los precios para la construcción de la red, estos valores se describen mas adelante.

6.8.5 TRANSCEPTOR DE FIBRA ÓPTICA.-

Al hablar de una red de fibra óptica no se debe olvidar que el transceptor o transceiver es uno de los aparatos medulares de una red de fibra óptica, este aparato es el encargado de la conversión de las señales eléctricas en señales ópticas y viceversa para que puedan ser transportadas por la fibra óptica y sean procesada por la computadora.



Figura 6.20. Ruta del tendido de fibra óptica para la unión de las subestaciones de Guanujo y Guaranda.

Para la red que se instala entre las subestaciones de Guanujo y Guaranda de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar se conectará un transceptor en cada una de las subestaciones para que estas a través de esta red puedan transportar la información que llegaría a la MTU, en la cual existe un switch que se encarga de conectar todas las subestaciones con la MTU.

El transceptor elegido en este trabajo es el Transceptor Óptico Ethernet 10/100 Mbps serie D7 100 de fabricación norte americana, este transceptor fue elegido por su costo, su fácil adquisición y por las características técnicas descritas a continuación.

El transceptor esta diseñado para recibir y enviar datos a una velocidad de 10/100 Mbps, puede trabajar en fibra monomodo ó multimodo sin necesidad de ningún

ajuste, esta proyectado para operar en altas temperaturas y en ambientes industriales.

El transceptor funciona inmediatamente al conectarse porque es plug and play, no necesita ningún tipo de calibración, tiene la posibilidad de ser colocado de manera individual o en un armario destinado para el mismo.

Además tiene un alcance de 45 Km., y es compatible con la norma IEEE 802.3, funciona con un voltaje de 12 Vcd y una corriente de 200 mA, consta de comunicación Half Duplex y Duplex Pleno, dependiendo del que se requiera, utiliza un conector RG 45 para el ingreso de la información. En la figura 6.22 se muestra el transceptor descrito.

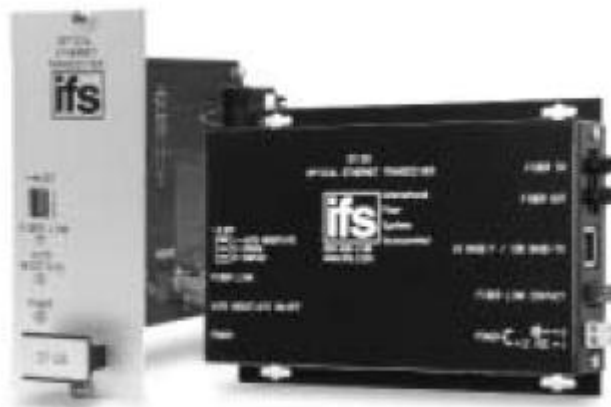


Figura 6.21. Transceptor Óptico Ethernet 10/100 Mbps serie D7100

Más información técnica del transceptor podemos encontrar en el **Anexo 4**.

6.8.9 SELECCIÓN DEL SWITCH PARA LA RED DE LAS SUBESTACIONES.-

El Switch elegido para la red de las subestaciones de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar es el ESW 540 Series de marca cisco, fabricación norte americana, este switch es utilizado para redes de Gigabit Ethernet que es la que se ha diseñado en el presente trabajo.

El ESW 540 Series cumple con la normas IEEE 802.3z que es la norma que se encarga de la transmisión de datos en la en una red Gigabit Ethernet, cuenta con 8 puertos RG 45, tiene un consumo de potencia de 180 W, cuatro ranuras Gigabit SFP, utiliza cable UTP categoría 5 sin blindaje.

Es alimentado por medio de 110 V, trabaja a una frecuencia de 60 Hz, en la figura 6.23 se muestra el switch EWS 540.



Figura 6.22. Switch EWS 540

La información transportada por la red llegará al transceptor, en el cual ésta será transformada en pulsos eléctricos y se la conectará por medio de una cala UTP categoría 5 al switch antes mencionado.

Este enviará la información al software elegido en este proyecto y será procesada, de igual manera la información viajará del sistema HMI al Switch y de ahí se trasladará al transceptor el cual enviará la información a las RTU's.

El tráfico de información que soportará la red no será muy alto con respecto a otras redes, tendrá 5 señales de control y 4 señales de información el ancho de banda que ocupará no excede de 200 Mb/s, este ancho de banda no se ocupará todo el tiempo.

Algo importante que recalcar es que la red de fibra óptica se ha pensado a futuro, con lo cual puede utilizarse la red para el control y vigilancia del personal que laborará y para la seguridad de los equipos que componen la subestación.

Además se podría construir un circuito de video cerrado que utiliza la red de fibra óptica para transportar la información generada por este sistema.

Estas constituyen las características básicas del Switch ESW 540, más características del mismo podemos encontrar en el **Anexo 5**.

6.9 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA AUTOMATIZADO.-

Para satisfacer las necesidades del presente sistema se necesita de instalaciones adecuadas para la MTU del sistema, personal capacitado para el manejo del sistema, construcción de cuartos para albergar los equipos en cada subestación.

Para el primer punto la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, construirá un cuarto adecuado que sirva para el control y monitoreo de todas las subestaciones, éste cuarto estará en la subestación de Guanujo, ya que es en ésta subestación donde existe el espacio suficiente y se encuentra en una posición muy adecuada geográficamente.

En cada subestación ya existen cuartos que alberguen los equipos para el monitoreo, los equipos ha utilizar no ocuparán mucho espacio, todos irán en el armario como ya se explico anteriormente.

El personal requerido para el manejo del sistema de HMI será capacitado por la empresa proveedora del sistema para el manejo del sistema de control y monitoreo de las subestaciones.

Los operadores del sistema tendrán que trabajar las 24 horas al día para dar el soporte indicado a la empresa, estos operadores se dividirán en turnos de 8 horas desde las 6 de la mañana, así se cumplirán las 24 horas requeridas para el manejo del sistema.

Son todos los requerimientos que necesita el sistema para que funcione de manera óptima, en lo que se refiere a los operadores del sistema.

La empresa que provee del sistema se encarga de la instalación de los equipos y del funcionamiento de los mismos al principio, después de las capacitaciones necesarias al personal de La Corporación Nacional de Electricidad Regional

Bolívar el sistema quedará a cargo del personal designado para el manejo del sistema.

6.9 COSTO DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN.-

Se proceda a detallar el costo del sistema de automatización de las subestaciones de Guanujo y Guaranda, se determina todos los equipos a utilizar así también el sistema de monitoreo y control para las subestaciones.

El costo del software HMI para las subestaciones de Guanujo y Guaranda está detallado en la tabla 6.8, en ésta se muestra el valor solo de las dos subestaciones que se conectaran, para las demás subestaciones se debe adicionar el costo del software HMI.

6.10 COSTOS DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN.-

Los costos del sistema de comunicaciones presentados por la compañía contratista que se encargará de la construcción de la red de fibra óptica entre las dos subestaciones de Guanujo y Guaranda se detalla en la tabla 6.9, allí se describe los materiales a utilizar en la construcción y los equipos que se encargarán de la comunicación entre éstas dos subestaciones.

Adicional a ello se presente el valor de la mano de obra para el tendido de fibra óptica, la distancia que tendrá es de aproximadamente 7 Km.

La razón porque se ha escogido una red de fibra óptica es porque a largo plazo la instalación y mantenimiento de la red resulta más económico que el alquiler de frecuencias para la comunicación de las diferentes subestaciones.

Adicionalmente los equipos que se utilizan como son multiplexores, radios, antenas, cable, y conectores elevan el costo del sistema de comunicación por radioenlaces.

Este costo al principio llegan para las dos subestaciones a unos 40.000 USD., entre equipos, el alquiler de las frecuencias para el radioenlace cuesta 500 UDS por mes, esto nos da un valor de 6000 dolares al años.

La provincia de Bolívar es muy accidentada geográficamente en algunos sitios, esto dificulta la transmisión de datos por medio de radioenlaces y hace que muchos de estos radioenlaces tengan muchas perdidas de información.

En el caso de que las subestaciones se encuentren muy lejanas se podría utilizar radioenlaces, alquilando la frecuencia necesaria, pero para las subestaciones que se encuentran relativamente cerca una red de fibra óptica es la solución más económica.

Además como una posibilidad la red de fibra óptica de La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar podría ser arrendada para transmisión de datos entre diferentes empresas, porque solo se utilizará dos hilos de los 12 que tiene el cable.

El mantenimiento de la red de fibra óptica estará a cargo de la empresa contratista, esta proveerá el mantenimiento preventivo y correctivo.

De los equipos de comunicaciones se encargará la empresa que provee los mismos, los equipos cuentan con garantía de 5 años.

6.11 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO.-

Normalmente el mantenimiento de cada subestación toma alrededor de 2 a 3 veces al mes, este mantenimiento hace que la subestación detenga sus funciones, el mantenimiento es preventivo y en algunas ocasiones para corregir algún problema que se presenta.

Tabla 6.8. Costo del sistema de Control y Monitoreo para las subestaciones Guanujo y Guaranda

REQUERIMIENTOS Y COSTOS DEL SISTEMA AUTOMATIZADO					
Ítem	Material y Equipo	Unidad	Cantidad	V. Unit.USD	V. Total USD
	Equipo de campo				
1	Transductor para corriente	c/u	2	850	1700
2	Transductor para voltaje	c/u	2	850	1700
3	Transductor para potencia activa	c/u	2	850	1700
4	Transductor para potencia reactiva	c/u	2	850	1700
5	Cable de cobre	por metros	200	0,8	160
6	Armario tipo Rack	c/u	4	843,25	3373
7	Reglillas para armario	c/u	50	2,5	125
8	Rieles tipo Din 35 mm	c/u	40	5	120
9	Unidad Termina Remota Eliop E 4000	c/u	2	15500	31000
	Equipos para el monitoreo				
10	Sis. para la Adquisición y Control PROCETRADI	c/u	2	91000	182000
11	HMI	c/u	2	1790	3580
13	Todo el software y licencias	c/u	2	2680	5360
14	Demás componentes			1550	1550
15	Computadora Core I7 centro de control	c/u	3	1079	3237
				TOTAL	220885

Cada mantenimiento cuesta aproximadamente 2000 dólares si no excede del medio día de pausa a la empresa, además hay que tomar en cuenta que se utiliza recursos humanos y materiales para cada mantenimiento.

El valor total del mantenimiento de una subestación por más o menos 4 horas le cuesta a la empresa unos 2000 dólares, al mes le cuesta a la empresa al rededor de 8000 dólares por todas las subestaciones.

Los tipos de inconvenientes que se presentan son fallas en los interruptores de línea, falla en el aislante del transformador, falla en los equipos análogos que se utilizan para la medición de las variables del transformador, además de los sucesos eventuales como pueden ser la rotura de la red y caída de un poste que provoca la interrupción del servicio.

El mantenimiento correctivo también hace que las subestaciones detengan su funcionamiento, con esto se puede llegar al cálculo que se indico anteriormente.

Con el sistema de automatización una falla en la subestación podría evitarse y el mantenimiento se reduciría a máximo 2 paradas por mes lo que representaría un costo de 3000 dólares en el mejor de los casos, con lo cual el ahorro sería de 5000 dólares.

Además ahora la mayor parte del mantenimiento preventivo se realiza de manera manual lo cual lleva mucho más tiempo hasta que los trabajadores lleguen al lugar del inconveniente y puedan solucionar el problema.

Por ultimo se ahorraría el recurso humano, puesto que el monitoreo de las subestaciones ayudaría a prevenir cualquier tipo de falla que pudiera ocurrir, el tiempo de respuesta se reduciría y en lugar de mantenimiento correctivo se podría dar mantenimiento preventivo a mayor escala.

Tabla 6.9. Costo de la construcción de la red de fibra óptica para las subestaciones de Guaranda y Guanujo

**REQUERIMIENTOS Y COSTOS DE LA CONSTRUCCIÓN DE DE LA RED DE
FIBRA ÓPTICA**

Ítem	Material y Equipo	Unidad	Cantidad	V. Unit.USD	V. Total USD
	Tendido de la fibra óptica				
1	Cable de fibra óptica 12 hilos ADDS	por pie	23100	0,51	11781
2	Abrazaderas para poste	c/u	218	4,92	1072,56
3	Cinta Bandit	c/u	7	26,17	183,19
4	Hebilla Bandit	c/u	95	0,28	54,6
8	candado de sujeción	c/u	497	4,11	2042,67
6	Varilla para aterrizaje	c/u	53	1,63	86,39
7	Tuerca ojo	c/u	658	1,34	881,72
8	Tuerca Jota	c/u	76	1,99	151,24
	Equipos para la comunicación				
9	Tranceptor IFS D7100	c/u	2	850	1700
10	Switch EWS 540	c/u	1	1517,02	1517,02
11	Patch cord 5E	c/u	4	10	40
12	Conector multipar categoría 5E	c/u	4	10	40
13	Mano de Obra	por metro	6500	0,85	5525
				TOTAL	25627.18

El ahorro neto es de 5000 dólares al mes, esto representaría aproximadamente 60.000 dólares al año, con esto en 5 años se pagaría el costo del sistema de automatización de las subestaciones y el valor de la construcción de la red de fibra óptica.

En el Anexo 6 se encuentra la memoria técnica de la construcción del sistema de automatización de las subestaciones de Guanujo y Guaranda.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES.-

Se concluye:

- Todos los dispositivos y equipos que se presenta en este trabajo están al acceso del publico en general, su costo es elevado para particulares pero para empresas estos costos son módicos y accesibles.
- En la actualidad el software para la HMI es elaborado por muchas empresas que desarrollan software para la industria eléctrica, lo comercializan se realiza por medio de paquetes de software, el usuario puede escoger el que más se ajuste a sus necesidades, las empresas proveedoras al vender el software también lo instalan y acoplan a los requerimientos del usuario.
- La utilización de un sistema de control y monitoreo permite que muchas de las funciones realizadas anteriormente de manera manual puedan realizarse de forma automática, con esto se ahorra tiempo en cualquiera de las funciones que se desarrollen y el proceso que anteriormente se lo realizaba con varias personas puede ser ejecutado con un solo operador y a mucha distancia, también se previene y protege la integridad física de los trabajadores de la empresa, que antes de un sistema automatizado realizaban tareas como la conexión y desconexión del transformador de manera manual, ahora puede ser realizadas de manera remota.

- Este proyecto si se lleva a su ejecución podrá ayudar a La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar a tecnificar el control de las subestaciones optimizando el monitoreo y buen funcionamiento de las mismas, con esto se mejorará los servicios brindados a sus abonado.
- Se ha escogido una red de fibra óptica para las subestaciones por las siguientes razones: El costo de la instalación y mantenimiento de la red y equipos que la componen es menor al ser comparado con otras formas de transmisión como por ejemplo radioenlaces, la alta inmunidad al ruido eléctrico que presenta la fibra óptica la hace adecuada, la situación geográfica de la provincia de Bolívar dificulta en muchos sectores la comunicación por medio de radioenlaces.
- Se ha seleccionado transductores para el sistema de automatización, porque su costo es económico comparado con IED's, estos últimos se están utilizando con más frecuencia en sistemas de monitoreo y control para subestaciones pero su costo es elevado y se necesita de personal más especializado para manejar este tipo de equipos, para la etapa inicial los transductores cubrirían a cabalidad los requerimientos del sistema.
- El protocolo 61850 es el que brinda las facilidades para operar entre equipos de diferentes marcas, además es el que se ha desarrollado como protocolo para la comunicación en sistemas de automatización, asimismo en el futuro se podrá utilizar el mismo protocolo con equipos como los IED's para que se comuniquen directamente con la MTU.
- Es importante destacar, que para cualquier compañía moderna sus bases se fundamentan en tener un buen sistema de control en todas sus áreas, esto ayuda a que en caso de presentarse algún problema se tomen las medidas necesarias para corregirlo y que en el futuro se eviten este tipo de contra tiempos para brindar servicios de calidad.

7.2 CONCLUSIONES.-

Se recomienda:

- El sistema de automatización debe ser flexible a los cambios que se puedan realizar en el futuro y ser adaptable a las nuevas tecnologías que puedan crearse, para lo cual se recomienda a La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar actualice las tecnologías y equipos cada vez que sea necesario.
- La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar debe tomar en cuenta el sistema de comunicaciones que se presenta en este trabajo, éste es el más adecuado para el control y monitoreo, al no utilizar este sistema de comunicación existirá muchas falencias en la transmisión de datos y por ende problemas en el sistema de control.
- El diseño del sistema de control y monitoreo para las subestaciones de Guanujo y Guaranda debe servir de modelo para las demás subestaciones, estas podrán mejorar sus sistemas en caso de que haya algún cambio en el sistema.
- Una recomendación importante es que en el diseño del sistema de comunicaciones se escoge fibra óptica pensando en la inmunidad que ésta tiene al ruido eléctrico, como se trabaja en subestaciones el ruido eléctrico es elevado. Por esta razón se debería elegir fibra óptica para este sistema, su costo puede ser alto pero sus beneficios son muy grandes.
- El sistema esta diseñado a base de transductores que son los que transforman las señales analógicas en señales digitales para ser enviadas a la RTU, ahora ya existen equipos llamados IED que realizan la función de todos los transductores y se conectan a la RTU, en el futuro La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar debería

implementar este tipo de equipos en todas sus subestaciones, porque permiten mayor flexibilidad en los sistemas.

- Se debe reajustar los valores de costo del software HMI para las demás subestaciones ya que el proveedor del software realiza el mismo para cada subestación, al existir más subestaciones se desarrollará el software para cada una de éstas, por consiguiente el costo del software HMI cambiará.
- En el futuro todas las subestaciones deberían comunicarse por medio de la red de fibra óptica, porque como se expuso anteriormente ésta brinda más seguridad a los datos transportados, además al modernizarse el sistema de control y monitoreo el tráfico de datos se incrementará y exigirá más al sistema de comunicaciones.
- También debemos tomar en cuenta que cada persona que labora en las empresas debe seguir un régimen de normas establecidas por el control para llevar a cabo sin dificultad la misión que tenga dicha organización, por esto se debe capacitar al personal para que optimice su trabajo y brinde un excelente servicio.

BIBLIOGRAFÍA

LIBROS.-

- MARTÍNEZ V. *Automatización Industrial Moderna*, 1ra. Ed. ALFA OMEGA GRUPO EDITOR S.A. (2001)
- RODRÍGUEZ Penin A. *Sistemas SCADA*, 2da. Ed. MARCOMBO EDICIONES TÉCNICAS (2007)
- FIGUERA Vineupau, *Optimización de Productos y Servicios Industriales* 2 da. Ed. EDICIONES GESTIÓN (2006)
- TARI Guillo J.J, *Calidad Total Fuente de Ventaja Competitiva* 1ra. Ed. PUBLICACIONES UNIVERSIDAD DE ALICANTE. (2009)
- MORENO E. *Automatización de Procesos Industriales* 2da. Ed. ALFA OMEGA GRUPO DE EDITORES S.A. (2001)

INTERNET.-

Corporación Nacional de Electricidad:

- CNEL. ec [en línea] Corporación Nacional de Electricidad CNEL (2012) Sobre nosotros Políticas <<http://www.cnel.ec/politicas.html>>
- CNEL. ec [en línea] Corporación Nacional de Electricidad CNEL (2012) Sobre nosotros Quienes somos <http://www.cnel.ec/quienes-somos/bolivar.html>

Automatización Industrial:

- Instrumentación y control.net [en línea] José Carlos Villujulca (2011) Cursos Libres Sistemas SCADA
<<http://www.instrumentacionycontrol.net/es/curso-sistemas-scada/167.html>>
- instrumentación y control.net [en línea] José Carlos Villujulca (2011) Cursos Libres Sistemas SCADA
<<http://www.instrumentacionycontrol.net/es/curso-sistemas-scada/149.html>>
- galeón.com [en línea] Hispano Vista Hamdtronix Henry Mendiburo (Enero 2005) Sistemas de Control Automático Sistema SCADA
<<http://www.galeon.com/hamd/pdf/scada.pdf>>
- monografías.com – Tesis Publicaciones y Recursos Educativos [en línea] Trabajos
<<http://www.monografias.com/trabajo11/sisco/sisco.html>>
- wikipedia.org [en línea] Fundación Wikipedia Inc. Wikipedia la enciclopedia libre SCADA
<<http://es.wikipedia.org/wiki/SCADA>>

Optimización:

- monografías.com – Tesis Publicaciones y Recursos Educativos [en línea] Trabajos

<<http://www.monografias.com/trabajos11/conge/conge.shtml>,
www.monografias.com>

Subestación:

- [wikipedia.org](http://es.wikipedia.org/wiki/Subestaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica) [en línea] Fundación Wikipedia Inc. Wikipedia la enciclopedia libre Subestación Eléctrica
<http://es.wikipedia.org/wiki/Subestaci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica>

Transformador de Potencial:

- [u-cursos.cl](https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2007/2/EL57C/1) [en línea] Taller de Diseño en sistemas de potencial Ingeniería <<https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2007/2/EL57C/1>>

Transformador de Corriente:

- [maresa.com](http://www.maresa.com) [en línea] Material de Refasamiento MARESA S.A. (2012) Productos
<<http://www.maresa.com/.../p%201013%20transformadores%20de%20corriente>>

Interruptor de línea:

- [slideshare.net](http://www.slideshare.net/teoriaelectro/interruptores-de-potencia) [en línea] SlideShared Inc. (2012) Upload and Shared Power Point Presentation and Documents Interruptores de Potencia
<<http://www.slideshare.net/teoriaelectro/interruptores-de-potencia>>

Transductores:

- sset.com [en línea] Shenzhen Sensor Electronic Technology Co. Ltd. (2006) <http://www.ce-transducer.com/cpqy_cpjismndlgx.asp>
- sset.com [en línea] Shenzhen Sensor Electronic Technology Co. Ltd. (2006) Current Transducer <http://www.ce-transducer.com/CE-IJ21-1.asp>
- sset.com [en línea] Shenzhen Sensor Electronic Technology Co. Ltd. (2006) Voltage Transducer <<http://www.ce-transducer.com/CE-VJ31-1.asp>>
- sset.com [en línea] Shenzhen Sensor Electronic Technology Co. Ltd. (2006) Power Transducer <<http://www.ce-transducer.com/CE-P023141-1.asp>>
- sset.com [en línea] Shenzhen Sensor Electronic Technology Co. Ltd. (2006) Power Transducer <<http://www.ce-transducer.com/CE-P023141-1.asp>>

RTU (Unidad Terminal Remota):

- Paper RTU Eliop E4000 [en línea] Carlos Andrés Echeverri Fernández (Agosto 2005) Universidad de Antioquia <http://www.electronica.udea.edu.co/academicos/.../paper_rtu_elio_p_e-4000.pdf>
- trinityenergy.co [en línea] Trinity Energy System Pvt. Ltd. Operacional Manual <http://www.trinityenergy.co.in/.../E4000_Manual.pdf >

- sisco.net [en línea] Sisco Inc. (2012) The Standard Based Integration Company IEC 61850 Substation Automation Networking <<http://www.sisconet.com/>>

Sistema HMI (Software Procetradi):

- estudios y Proyectos de Ingeniería [en línea] Productos y Soluciones SCADA Y Automatización Survalent HMI para subestaciones <http://www.procetradi.com/prodsol_scada_survalent02.htm>
- estudios y Proyectos de Ingeniería [en línea] Productos y Soluciones SCADA Y Automatización Survalent HMI para subestaciones <<http://www.survalent.com/solutions/smart-scada>>

Fibra Óptica Monomodo ADDS:

- cables de Fibra Óptica Autosoportados COTECOSA [en línea] cables de fibra óptica <http://www.cotecosa.es/catalogo.php?id_producto=107>
- monografías.com – Tesis Publicaciones y Recursos Educativos [en línea] Trabajos Redes <<http://www.monografias.com> › Computación › Redes>

Transceptor de fibra óptica:

- fibraópticaahoy.com [en línea] NTDhoy, S.L., (2001) Transceptor Fibra Óptica <<http://www.fibraopticaahoy.com/transceptor-de-fibra-optica/>>

Switch cisco EWS 540:

- cisco.com [en línea] Cisco System Inc.(2000) Products and Service
<http://www.cisco.com/en/US/prod/collateral/switches/ps5718/ps10143/data_sheet_c78-521740.html>
- ciscocignal.com [en línea] 2GC S.H. (2012) Switches
<<http://www.ciscocignal.com/products/view/55-switch-serie-cisco-esw-540-24p-k9.html>>

REFERENCIAS.-

- [1] wikipedia.org [en línea] Fundación Wikipedia Inc. Wikipedia la enciclopedia libre Electrónica
<<http://es.wikipedia.org/wiki/Electr%C3%B3nica>
www.wikipedia.org>
- [2] wikipedia.org [en línea] Fundación Wikipedia Inc. Wikipedia la enciclopedia libre Electrónica de Control
<http://es.wikipedia.org/wiki/Electr%C3%B3nica_de_control,ww
w.wikipedia.org>
- [3] dspace.epn.edu.ec [en línea] D Space (2002) Repositorio Digital EPN Sistema de Automatización de Subestaciones, Automatización,
<<http://dspace.epn.edu.ec/bitstream/123456789/907/8/T10328CAP2.pdf>, www.dspace.epn.edu.ec>
- [4] monografías.com – Tesis Publicaciones y Recursos Educativos [en línea] Trabajos Calidad Total, Calidad Total,

<<http://www.monografias.com/trabajos11/conge/conge.shtml>,www.monografias.com>

- **[5]** monografías.com – Tesis Publicaciones y Recursos Educativos [en línea] Trabajos Control de Calidad Total, Control de Calidad Total, <<http://www.monografias.com/trabajos34/control-calidad/control-calidad.shtml>,www.monografias.com>
- **[6]** wikipedia.org [en línea] Fundación Wikipedia Inc. Wikipedia la enciclopedia libre Distribución de energía Eléctrica, Sistemas de distribución de energía eléctrica, <http://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica, [www.wikipwdia.org](http://www.wikipedia.org)>

ANEXOS

**ANEXO 1: ENCUESTA DIRIGIDA A LOS EMPLEADOS DE LA
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL
BOLÍVAR**

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
FACULTAD DE INGENIERÍA EN SISTEMAS, ELECTRÓNICA E
INDUSTRIAL
CARRERA DE ELECTRÓNICA Y COMUNICACIONES**

Encuesta dirigida a los Empleados del área técnica de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar para recabar información sobre el diseño del sistema de automatización de las E/S de las subestaciones.

Los datos consignados en la encuesta son confidenciales y solo se utilizarán para fines señalados.

ENCUESTA:

1.- ¿Cree Ud. que con el diseño de un sistema SCADA el monitoreo y la detección de fallas se realizará de manera más rápida?

SI ()

NO ()

2.- ¿Cree Ud. que la utilización de PLC's en el sistema SCADA es la mejor opción para la automatización de las subestaciones?

SI ()

NO ()

3.- ¿Cree Ud. que al obtener medidas de tensión, corriente y potencia de las subestaciones se podría tomar medidas correctivas para el mejor funcionamiento de las subestaciones?

SI ()

NO ()

4.- ¿Cree Ud. que el control de los servicios brindados por las subestaciones ayudaría a realizar una distribución eficaz de energía eléctrica?

SI ()

NO ()

5.- ¿Cree Ud. que el mantenimiento preventivo ayudaría a reducir el tiempo de arreglo de alguna falla en el sistema?

SI ()

NO ()

6.- ¿Cree Ud. que si la operación de las subestaciones serían eficientes habría un mejor control de los servicios?

SI ()

NO ()

ANEXO 2: PLANO UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBESTACIONES DE LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD REGIONAL BOLÍVAR.

En la figura A1 se aprecia el diagrama unifilar de las subestaciones de la Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar, al final del presente trabajo existe un plano de este diagrama.

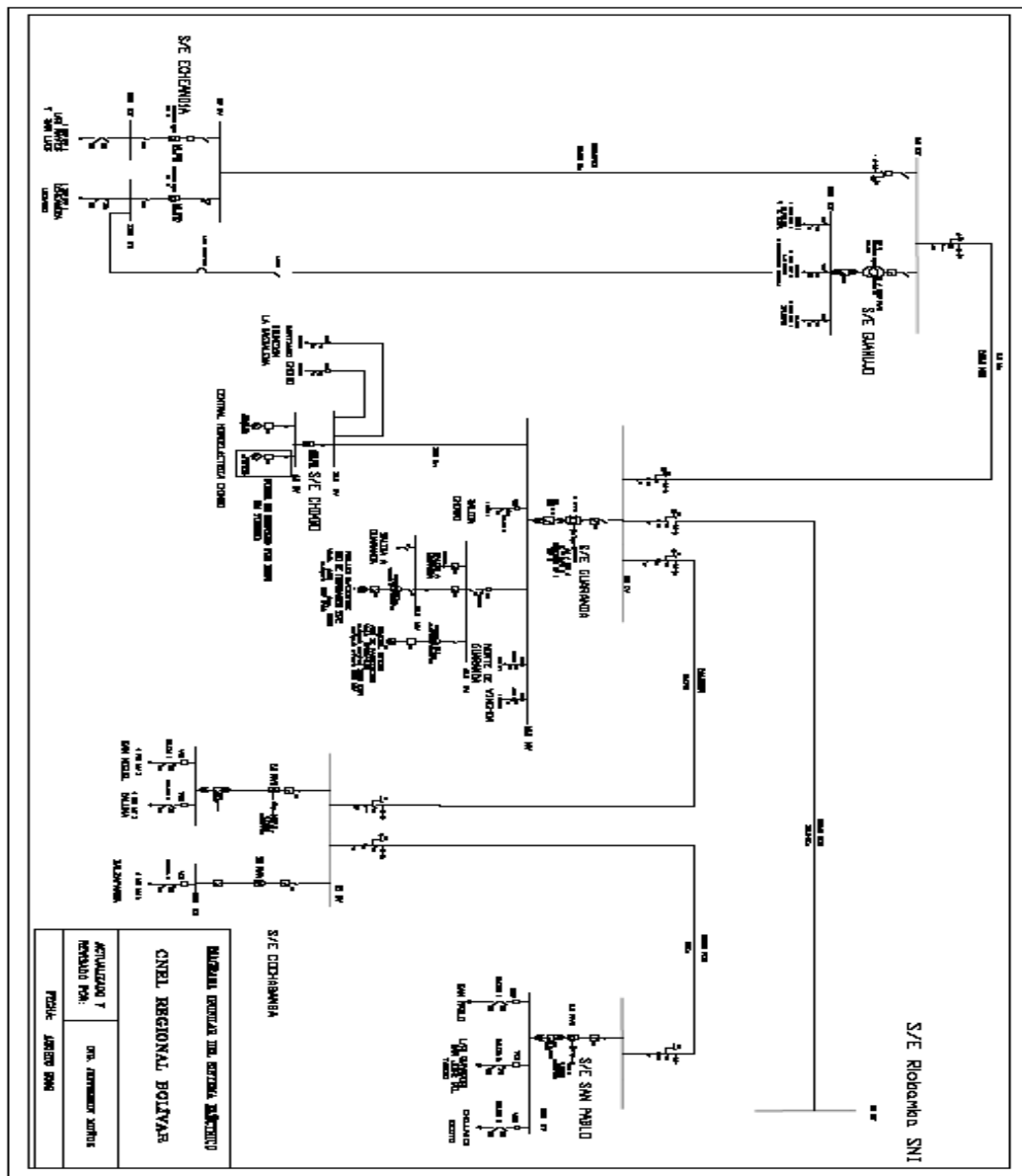


Figura A1.- Diagrama unifilar de las subestaciones de La Corporación nacional de Electricidad Regional Bolívar

ANEXO 3: HOJAS DE DATOS TÉCNICOS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Transformadores de corriente





SACT

Transformadores de corriente

Aplicación

Son dispositivos indispensables en todos los sistemas eléctricos y tienen dos (2) funciones principales:

- Medir altas intensidades de corriente con instrumentos de bajo alcance.
- Separar eléctricamente el circuito a medir, de los instrumentos de medición.







RECALZOS DE CONCRETO EN B Y FRENTE VES

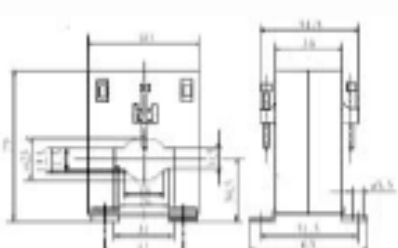
Características generales

Tensión de operación máxima	720 V.
Factor de seguridad	F ₀ = 5.
Tensión de ensayo	360 (para cable 3 mts. a 7 mts. en la conexión)
Frecuencia	60 Hz.
Grado de precisión de corriente máxima (Clase)	0.5%
Grado de precisión de corriente (Clase)	1.0 %.
Salida energía continua	3.7 VA.
Normas	IEC 60044-1 / IEC 61869-1 / IEC 61869-2 / IEC 61869-3 / IEC 61869-4 / IEC 61869-5 / IEC 61869-6 / IEC 61869-7 / IEC 61869-8 / IEC 61869-9 / IEC 61869-10 / IEC 61869-11 / IEC 61869-12 / IEC 61869-13 / IEC 61869-14 / IEC 61869-15 / IEC 61869-16 / IEC 61869-17 / IEC 61869-18 / IEC 61869-19 / IEC 61869-20 / IEC 61869-21 / IEC 61869-22 / IEC 61869-23 / IEC 61869-24 / IEC 61869-25 / IEC 61869-26 / IEC 61869-27 / IEC 61869-28 / IEC 61869-29 / IEC 61869-30 / IEC 61869-31 / IEC 61869-32 / IEC 61869-33 / IEC 61869-34 / IEC 61869-35 / IEC 61869-36 / IEC 61869-37 / IEC 61869-38 / IEC 61869-39 / IEC 61869-40 / IEC 61869-41 / IEC 61869-42 / IEC 61869-43 / IEC 61869-44 / IEC 61869-45 / IEC 61869-46 / IEC 61869-47 / IEC 61869-48 / IEC 61869-49 / IEC 61869-50 / IEC 61869-51 / IEC 61869-52 / IEC 61869-53 / IEC 61869-54 / IEC 61869-55 / IEC 61869-56 / IEC 61869-57 / IEC 61869-58 / IEC 61869-59 / IEC 61869-60 / IEC 61869-61 / IEC 61869-62 / IEC 61869-63 / IEC 61869-64 / IEC 61869-65 / IEC 61869-66 / IEC 61869-67 / IEC 61869-68 / IEC 61869-69 / IEC 61869-70 / IEC 61869-71 / IEC 61869-72 / IEC 61869-73 / IEC 61869-74 / IEC 61869-75 / IEC 61869-76 / IEC 61869-77 / IEC 61869-78 / IEC 61869-79 / IEC 61869-80 / IEC 61869-81 / IEC 61869-82 / IEC 61869-83 / IEC 61869-84 / IEC 61869-85 / IEC 61869-86 / IEC 61869-87 / IEC 61869-88 / IEC 61869-89 / IEC 61869-90 / IEC 61869-91 / IEC 61869-92 / IEC 61869-93 / IEC 61869-94 / IEC 61869-95 / IEC 61869-96 / IEC 61869-97 / IEC 61869-98 / IEC 61869-99 / IEC 61869-100
Tamaño de conexión	Habitualmente en la serie con barra o de cable.
Carcasa	Habitualmente en material plástico anti-estático, de material ignífugo a prueba con lámpara y con diéctrico.
Módulo en el gabinete	Habitualmente en aluminio de 19 pulgadas de ancho y de 3U de altura.
Tipología	Patas para sujetar en un panel. De 2 (2) separadores en la serie para sujetar en un panel. Cable (2) separadores y dos (2) patas de aluminio en el caso de barra en cable. Med. IEC 61869-100/101 (de la posibilidad especial).

Modelos



TU-10
Primario pasante.
Barra: 30 x 10 mm
Cable: φ 22 mm
Secundario: 5A



Potencia (VA)					
Modelo	I _{pn} (A)	Clase 0,5	Clase 1	Clase 2	Peso
TU-10-100VA	25.0	3,5	3,5	3,5	0,38
TU-10-200VA	25.0	2,5	2,5	2,5	0,38
TU-10-300VA	25.0	3,5	3,5	3,5	0,38
TU-10-400VA	30.0	3,5	3,5	3,5	0,2
TU-10-500VA	40.0	3,5	3,5	3,5	0,38
TU-10-600VA	60.0	3,5	3,5	3,5	0,2

MARESA

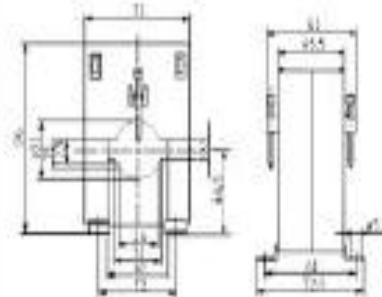
10-13

10

Modelos



TI-40
Primario pasante.
Barras: 40 x 10 mm.
Cable: ϕ 30 mm.
Secundario 5A.



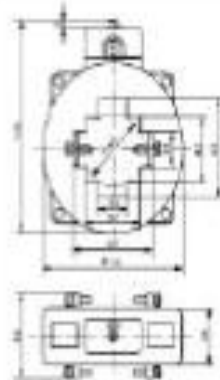
Soporte para riel: 50P-TI40



Potencia (VA)

Modelo	Typ (A)	Clase 0,5	Clase 1	Clase 2	Peso (kg)
TI-40 40/5	40	-	2,5	2,5	0,125
TI-40 40/5	40	-	2	2	0,125
TI-40 100/5	100	2,5	5	7,5	0,132
TI-40 150/5	150	2,5	5	7,5	0,132
TI-40 200/5	200	2,5	5	7,5	0,136
TI-40 250/5	250	5	7,5	10	0,140
TI-40 300/5	300	7,5	10	15	0,175
TI-40 400/5	400	10	15	20	0,195
TI-40 400/5	400	10	15	20	0,19
TI-40 400/5	400	10	15	20	0,18
TI-40 500/5	500	15	20	30	0,22

TI-5
Secundario: 5A



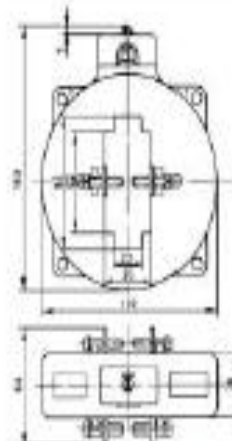
Potencia (VA)

Modelo	Typ (A)	Clase 0,5	Clase 1	Clase 2	Peso (kg)
TI-5 400/5	400	20	20	30	0,74
TI-5 750/5	750	20	20	30	0,96
TI-5 1000/5	1000	20	20	30	0,945
TI-5 1200/5	1200	20	20	30	0,910
TI-5 1200/5	1200	20	30	45	0,915
TI-5 1500/5	1500	30	45	60	0,700
TI-5 2000/5	2000	30	60	90	0,700

TI-4
Secundario: 5A

Potencia (VA)

Modelo	Typ (A)	Clase 0,5	Clase 1	Clase 2	Peso
TI-4 400/5	400	10	15	20	0,155
TI-4 500/5	500	15	20	30	0,165
TI-4 1000/5	1000	15	30	45	0,195
TI-4 1200/5	1200	20	30	45	0,195
TI-4 1500/5	1500	30	45	60	0,19
TI-4 2000/5	2000	30	60	90	0,192



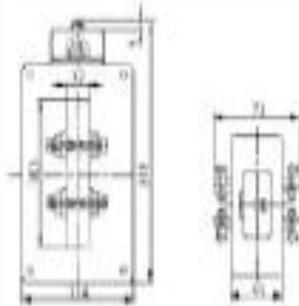
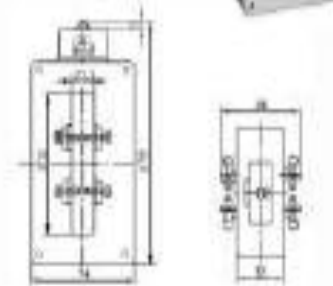
Modelos

TL2
 Secundario: 5A.
 Barra: 100 x20 mm.
 Cable: ϕ 20 mm.
 Tapa de bornes: preconfigurada.

Potencia (VA)

Modelo	Ip (A)	Clase 0,5	Clase 1	Clase 3	Peso
TL2-000/N	3000	25	20	30	0,40
TL2-000/N	3000	20	30	45	0,47
TL2-0200/N	3200	20	30	45	0,76
TL2-0500/N	3500	30	45	60	0,85
TL2-0500/N	2000	30	60	90	0,86

Dimensiones (mm)



TL3
 Secundario: 5A.
 Barra: 100 x20 mm.
 Cable: ϕ 30 mm.
 Tapa de bornes: preconfigurada.

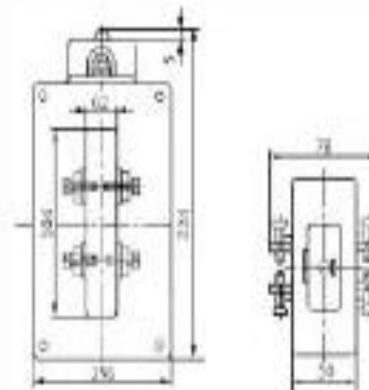
Potencia (VA)

Modelo	Ip (A)	Clase 0,5	Clase 1	Clase 3	Peso
TL3-000/N	3000	25	25	40	0,66
TL3-000/N	2500	25	30	45	1,17
TL3-000/N	3000	30	45	60	1,3

TL4
 Secundario: 5A.
 Barra: 100 x50 mm.
 Cable: ϕ 60 mm.
 Tapa de bornes: preconfigurada.

Potencia (VA)

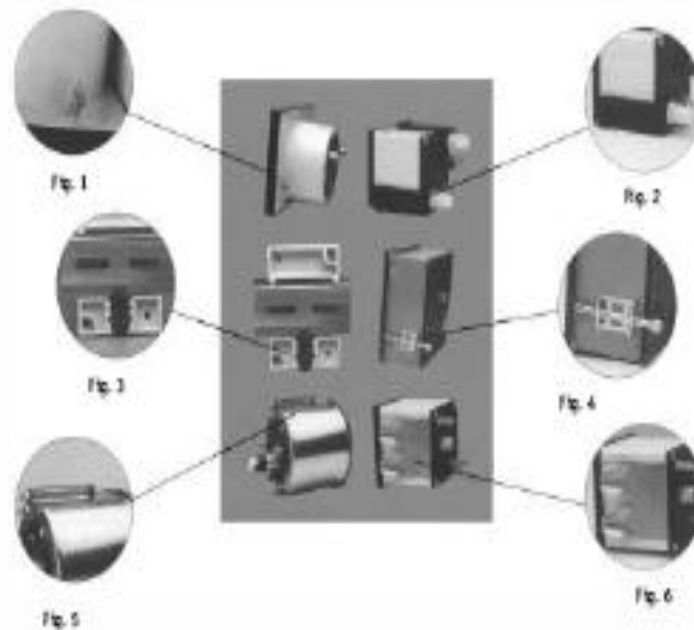
Modelo	Ip (A)	Clase 0,5	Clase 1	Clase 3	Peso (kg)
TL4-000/N	2000	30	20	30	1,25
TL4-000/N	2000	30	20	30	1,25
TL4-000/N	3000	20	30	45	1,6
TL4-000/N	4000	30	40	60	1,72
TL4-000/N	6000	30	60	90	1,71



Sistemas de fijación

Los instrumentos SACI pueden ser fijados al panel a través de los siguientes mecanismos:

- Dos (2) escudillas de hierro o plástico (Fig. 3; 4).
- Tuercas y espárragos traseros en el propio instrumento (Fig. 5).
- Posibilidad de fijación por fricción en los modelos de x 46 (Fig. 4).
- Sopete para riel en los modelos ad especificatos (Fig. 3).



Nota:

Existe una amplia gama de instrumentos que no se han descrito en este catálogo y que pueden ser solicitados, bajo pedido especial. Favor contactar nuestro departamento técnico.

Instrumentos y equipos disponibles para:

- Medición de otras variables: R.P.M., temperatura, aislamiento, gases de tracción, potencia demanda eléctrica, etc.
- Equipos de sincronización.
- Instrumentos con selectores industriales.
- Relés con ajustes de máximo y mínimo valor, para control y supervisión de tensión, corriente, frecuencia, etc.
- Instrumentos con escalas en diversas formas:
 - Doble escala.
 - Escala a 240°.
 - Escala anti-paralaje.
 - Escala fondo negro, dígitos, números y agujas blancos o amarillos.
 - Doble numeración.
 - Trazo de color, franja de color.
 - Dibujos adicionales.

Potencia de la carga (VA)/BURDEN

Se define como la potencia consumida por la carga a conectar en el secundario del transformador, incluyendo los dos (2) conductores de conexión.

La tabla A, refleja los valores calculados de la potencia disipada en dos (2) conductores, que unen los instrumentos con el transformador. La longitud de la conexión considerada es de 10 mts., material cobre (coeficiente de conductibilidad= 57) y el factor de potencia de la carga es 0,8 inductivo.

Tabla A

Sección de los conductores	Potencia (VA)	
	I=10 A	I=20 A
2 x 1,5 mm ²	7,25	0,29
2 x 2,5 mm ²	4,5	0,18
2 x 4 mm ²	2,75	0,11
2 x 6 mm ²	1,68	0,06
2 x 10 mm ²	1,13	0,05

Valores típicos de potencia consumida

Tabla B

Instrumentos	Consumo (VA)
ANEMÓMETROS	
Electromagnético	0,9 x 1,5
Electrodinámico	2 x 1
Medido estático con rectificador	0,3 x 0,5
Electrónico	2 x 1
VALORES	
Electrodinámico	1,5 x 3
Paralelo con el devanado	2 x 4
INSTRUMENTOS DE POTENCIA	
Por cable directo	1 x 5
VALORES	
Inducción	2 x 1,5
Electrónica	1

Potencia de la carga (VA)/ BURDEN**Ejemplo:****Selección de un transformador de corriente****Problema**

Se tiene una instalación en baja tensión, con capacidad nominal para 250 A, en la cual se quiere medir intensidad nominal y potencia activa. El panel de instrumentos se colocará a una distancia de aproximadamente 30 mts. del tablero en donde se realizan las mediciones, dentro, el hilo de conexión de 2,5mm² y las dimensiones de la barra del primario de: 40 x 30 mm de sección.

Respuesta**1.- Intensidad**

La intensidad primaria normalizada, inmediatamente superior, es de 400 A. De los modelos descritos en las páginas anteriores, se obtiene que cumplen con este requerimiento los modelos: TU-10 y TU-40.

2.- Consideración relativa a la potencia de la carga (De la tabla A y B se obtiene)

- *Consumo anemómetro electromagnético: 1 VA.
- *Consumo anemómetro electrodinámico: 2 VA.
- *Potencia disipada en los conductores de conexión (14m x 4,5 VA/10m) = 6,3 VA.
- Potencia Total: 9,3 VA.

De esta forma resulta que la potencia total es de 9,3 VA, por lo que se obtiene que el único modelo que cumple con esta potencia (de 4 a 6 VA) es el TU-40.

Forma y dimensiones del bobinado primario

Ahora, es necesario verificar la geometría y dimensiones del bobinado primario, y se obtiene que este modelo admite perfiles de 10 x 40 mm, lo que demuestra que será el transformador de corriente utilizado para realizar las mediciones.

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Transformadores de Potencial Tipos VOZ-75, VOZ-11 y VOY-11

8.7 y 15 kV, 75 y 110 kV BIL, Exterior
Boletín de Producto 1VAP429631-DB



ABB

Características del Producto

- 8.7 y 15 kV, uso exterior
- 75 y 110 kV BIL
- 60 Herzs
- Voltaje Primario 2400 - 14400
- Capacidad Térmica:
Refiérase a la Guía de Selección
- Posición de Medición IEEE:
Refiérase a la Guía de Selección
- Distancias Eléctricas:
Anso: 11.5" (292 mm)
Fuga: 28.2" (716 mm)
- Patente Pendiente

Aplicación

Los transformadores de potencial uso exterior VOZ-75, VOZ-11 y VOY-11, están diseñados para aplicaciones de medición y séis al exterior.

Características de Construcción

Las bobinas del primario y del secundario están de vueltas usando técnicas especiales de arrollamiento y blindaje para una distribución mejorada de los esfuerzos de tensión. Cada bobina está aislada cuidadosamente con película de nylon para proporcionar un medio de alto dieléctrico entre capas. La estructura completa de arrollamiento y los núcleos de doble hazo se ensamblan en una estructura de soporte.

Para aislamiento y protección, el ensamblaje es fundido en epoxy dihidrógeno hidrofóbico (HCEP) usando un proceso automático de gelificación a presión. El material HCEP ofrece excelentes propiedades de resistencia al arqueo superficial, ozono y a rayos ultravioleta, mientras mantiene la resistencia física. Las propiedades de la superficie hidrofóbica del HCEP aseguran un comportamiento altamente confiable en ambientes húmedos o contaminados.

Terminales

Los terminales primarios de línea son de cobre con acabado electrolítico y accionan conductores calibre #10 a 250 MCM. Los terminales secundarios tipo gusap accionan alambres #14 hasta #3. También se proporciona un terminal para puesta a tierra del circuito de cuidado del transformador.

Caja de Unión

La caja de unión se proporciona con huecos para tubo eléctrico de 1" en cualquier extremo y una pre-perforación para instalar un tubo eléctrico de 1" en la parte inferior. La caja está sujeta al cuerpo del transformador con pernos y se la puede sacar fácilmente simplificando procedimientos de instalación y de cambio.

Placa base

La placa base está fabricada de aluminio resistente a la corrosión y está sujeta al soporte de base encapsulado.

Montaje

Las unidades VOZ-75, VOZ-11 y VOY-11 se pueden instalar en posición vertical, en cantilever o invertida. Se deben usar aparatos de alivio para soportar las conexiones de cable.

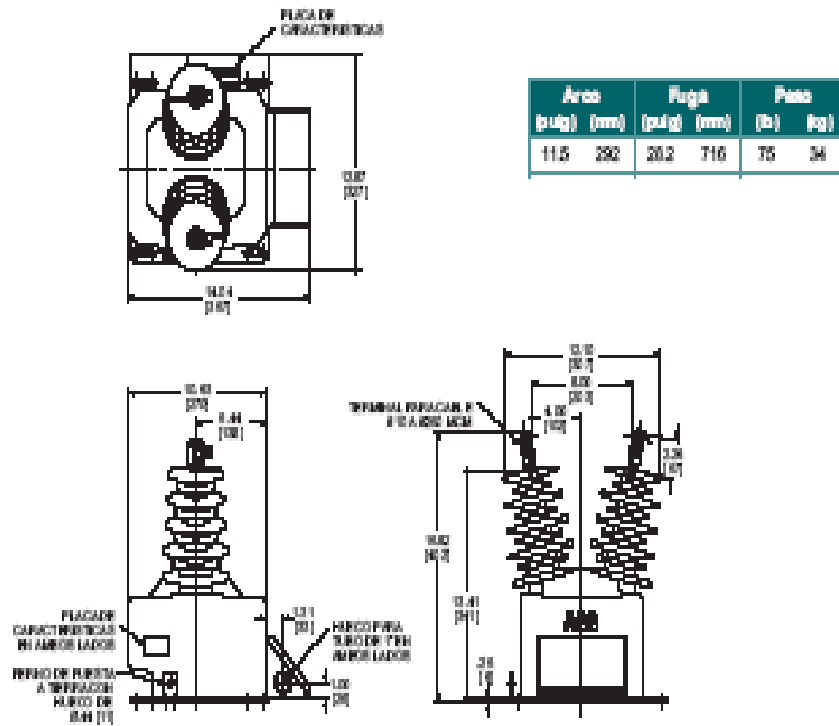
Reportes de Prueba

Los reportes de prueba IEEE están almacenados electrónicamente y se pueden enviar por correo electrónico en varios formatos al momento del despacho.

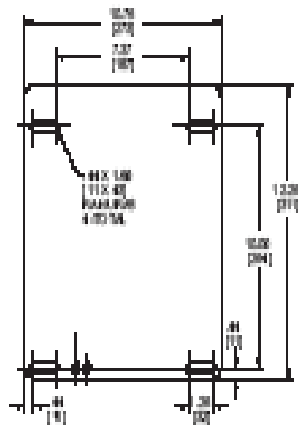
Normas

Estas unidades cumplen con todas las normas aplicables IEEE y NEMA y bajo pedido se pueden fabricar para cumplir otras normas tales como CSA o IEC.

Dimensiones de la Unidad



Dimensiones de la Placa Base



Nota: Las dimensiones métricas se indican en [mm].

Guía de Selección

Tensión Primaria	Tensión Secundaria	Relación Arrollamientos	Precisión Medición IEEE	Factor Transform. Nominal	Capacidad Térmica @ 30°C	Número Estilo
Tipo VOZ-75						
2400/4160V	120	20:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G01
4200/7200V	120	35:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G02
4800/8320V	120	40:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G03
7200/1200V	120	60:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G04
Tipo VOZ-11						
7200/1200V	120	60:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G05
7620/1320V	120	63.5:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G06
8400/1450V	120	70:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G07
12000/1200V	120	100:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G08
13200/1320V	120	110:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G09
14400/1440V	120	120:1	0.3 W, X, M, Y, & Z	1.1	1500	E-7525A09G10
Tipo VOY-11						
7200/1200V	120	60:1	0.3 W, X, N, & Y	1.1	1500	E-7525A23G05
7620/1320V	120	63.5:1	0.3 W, X, N, & Y	1.1	1500	E-7525A23G06
8400/1450V	120	70:1	0.3 W, X, N, & Y	1.1	1500	E-7525A23G07
12000/1200V	120	100:1	0.3 W, X, N, & Y	1.1	1500	E-7525A23G08
13200/1320V	120	110:1	0.3 W, X, N, & Y	1.1	1500	E-7525A23G09
14400/1440V	120	120:1	0.3 W, X, N, & Y	1.1	1500	E-7525A23G10

Disponibles bajo pedido estilos adicionales. Contáctenos a nuestros centros de Venta de ABB o llámenos al #1-252-427-3212 para más información.

Accesorios Opcionales de Montaje

Los transformadores tipo VOZ-75, VOZ-11 y VOY-11 están diseñados para montaje en postes o estructuras de subestación, con los bujes de alta tensión en cualquier posición, vertical u horizontal. Cuando se instalan con los bujes de alta tensión en el plano horizontal, se recomienda que ese plano sea paralelo al suelo y no un buje sobre otro. Esta precaución evita la formación de hielo o nieve que podría provocar flujos entre los bujes.

Montaje vertical con abrazaderas de montaje y placas de respaldo:

Abrazadera de montaje 463C035G02
Placa de respaldo 28D2876G01

Montaje vertical con abrazaderas de montaje y soporte colgante:

Abrazadera de montaje 463C035G02
Soporte colgante 261A233G01

Montaje vertical con abrazaderas de perfil para montaje en sistemas de transformadores de potencial y de corriente:

Abrazadera de perfil 332B955G02

Montaje horizontal con soportes colgantes:

Soportes colgantes 261A233G01

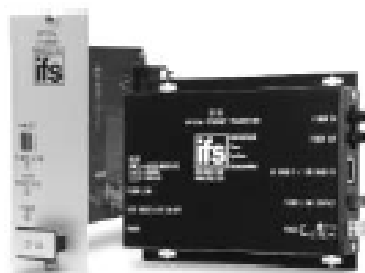


ABB Inc.
3032 NC 43 North
Pinebluffs, NC 27864
Tel: +1-252-427-3212
www.abb.com/mail/uvvci/leg

P1-ABB020015-000 sp. Rev. A Septiembre 2005
 © Copyright 2005 ABB. All rights reserved.

ANEXO 4: HOJAS DE DATOS TÉCNICOS DEL TRANSCPTOR ÓPTICO A UTILIZAR EN LAS SUBESTACIONES DE GUANUJO Y GURANDA.

ifs ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO SERIE D7100 TRANSCPTOR OPTICO ETHERNET 10/100 Mbps



DESCRIPCIÓN

El transceptor IFSmat serie D7100 de la IFS fue proyectado para transmitir y recibir 10 o 100 Mbps de datos en una fibra monomodo o multimodo. La serie D7100 de la IFS funciona como un link Ethernet de 10 Mbps o de 100 Mbps, sin necesidad de ningún ajuste. La serie D7100 es ambientalmente testada para operar en altas temperaturas. Lleva LED indicadores de estado para cada tipo de datos y alimentación a través del conector RJ-45 y en la extremidad del transceptor de fibra óptica. El proyecto "Plug and Play" permite fácil instalación y no hay necesidad de ningún ajuste óptico o eléctrico. Los modelos están disponibles en versiones como unidades autónomas o para armado en bastidor.

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

- Ethernet de 10/100 Mbps
- Línea de alta velocidad

CARACTERÍSTICAS

- Ethernet de 10/100 Mbps
 - Negociación automática
 - 10/100 seleccionable
 - Datos Half Duplex ó Duplex Full
- Detección automática de red MDIX/MDI-X
- Alcance de hasta 45 km (28 millas)
- Excede las especificaciones de equipamiento de control de señal de tráfico NEMA TS-1/TS-2 & Calibra para temperatura, humedad, choques, vibración y protección transitoria de voltaje
- Disponible en versiones monomodo y multimodo
- Conectores ópticos ST pedida
- No requiere ningún ajuste eléctrico u óptico en campo
- Lleva LEDs indicadores de Status de datos de alimentación, transmisión y recepción
- Módulos de bastidor sustituible en funcionamiento
- Compatible con IEEE 802.3
- Opción de Por Vida Compresiva



Diseño

Disponible en www.ifs.com

- Especificaciones A & E, (CSI)
- Detalles de Conexiones
- Manuales de Operación
- Boletines Técnicos

INFORMACIONES PARA ORDEN DE COMPRA

	MODELO	DESCRIPCIÓN	FIBRAS NECESARIAS	TOLERANCIA DE POT. ÓPTICA	DISTANCIA MÁXIMA*
MULTIMODO 62.5/125µm**	D7120	Ethernet de 10/100 Mbps (1310 nm)	2		
	D7120WDM-A	Ethernet de 10/100 Mbps (1310 /1550 nm)	1	10 dB	6,2 millas (10 km)
	D7120WDM-B	Ethernet de 10/100 Mbps (1550/1310 nm)	1		
MONOMODO 9/125µm	D7130WDM-A D7130WDM-B	Ethernet de 10/100 Mbps (1310 /1550 nm) Ethernet de 10/100 Mbps (1550/1310 nm)	1	15 dB	28 millas (45 km)
ACCESORIOS ¹	PS-12VDC "Puede de alimentación Plug-In" 12 voltios CC (Incluido) PS-12VDC-200 12 "Puede de alimentación Plug-In" 12 Voltios CC, Entrada de 200 VCA (Excluido el especificado en el pedido)				
OPCIONES	Añadir "R" al número del modelo para armado en bastidor (Adquirir bastidor RJ en separado) Añadir "C" para placa de circuito impreso (Corte adicional, consultar a la fábrica)				

* El alcance de transmisión óptica es limitado por la pérdida óptica de la fibra y cualquier pérdida adicional provocada por conexiones, empalmes y curvas de curvatura. El alcance también puede ser limitado por la longitud de onda de la fibra. ** Para fibra OM3, consultar el dB de la tolerancia de potencia óptica.

1. NEMA debe cumplir con un MCMR.

2. Todos los accesorios son fabricados por terceros personas.

International Fiber Systems, Incorporated ☐ CENTRO DE DISEÑO (888) 869-8195 o (203) 428-1180
FAX (203) 428-3328 ☐ sales@ifs.com
Europe, Medio Oriente, Africa TEL +44(0) 1753 522 777 ☐ Asia Pacific TEL +85 6395 2681 ☐ Latinoamérica TEL (512) 477-8767



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

SERIE D7100

TRANSECTOR OPTICO ETHERNET 10/100 Mbps

ESPECIFICACIONES

DATOS

Interfaz de datos: Ethernet
 Tasa de datos: 10/100 Mbps
 Compatible con IEEE 802.3
 Half Duplex ó Full Duplex

AMPLITUD DE ONDA

D7120 1310 nm, Multimodo
 D7120WDM 1310/1550 nm, Multimodo
 D7130WDM 1310/1550 nm, Monomodo

NÚMERO DE FIBRAS

1 x 2

CONECTORES

Óptica: ST
 Alimentación: Cierre de contacto con terminal de 5 pines.
 Datos: RJ-45

ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS

Potencia: 12 VDC @ 300 mA
 Montaje de superficie: Desde el Rack
 Rack: Desde el Rack
 Número de fibras por bucle: 2
 Regulador de voltaje: Circuito sólido, independiente en cada placa.
 Protección de corriente: Limitador de corriente en estado sólido de reserva automática.
 De acuerdo con estándar IPC
 Placa de circuito: De acuerdo con estándar IPC
 Dimensiones (pul/inch.) (C/L/A)
 Ancho de superficie: 7.0 x 4.9 x 1.0 pul., 17.8 x 12.5 x 2.5 cm
 Ancho en bucle: 7.7 x 5.0 x 2.0 pul., 19.6 x 12.7 x 5.1 cm
 Peso de transporte: $\leq 1.0 \text{ lb. } 0.9 \text{ kg}$

AMBIENTALES

MTBF: > 100,000 horas
 Temperatura de operación: -40° C a +70° C
 Temperatura de almacenamiento: -40° C a +85° C
 Humedad relativa: de 0% a 95% (sin condensación)

† Puede ser sensible a las variaciones de temperatura extremas al salir de "OFF" al estado "ON" debido a su naturaleza piezoeléctrica.

AGENCIAS REGULADORAS



RECIBO EN SEJUL

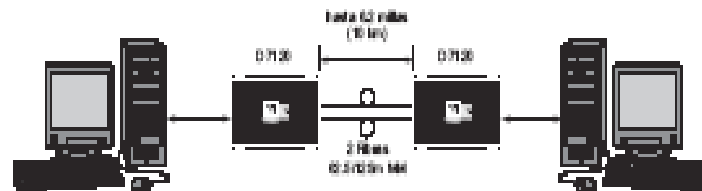
En conformidad con el artículo de Disposición de F&E para Productos a Usar, Título 21, Código de las Reglas estatales Federales, Subcapítulo J

DATOS DE DESEMPEÑO

FIBRA	COMP. DE ONDA	TRANSECTOR MODELO	TOLERANCIA DE POT. ÓPTICA	MAX. DISTANCIA*
Multimodo 62.5/125µm**	1310 nm	D7120	10 dB	6.2 millas (10 km)
	1310/1550 nm	D7120WDM (1310/1550 nm) D7120WDMB (1550/1310 nm)		
Monomodo 50/125µm	1310/1550 nm	D7130WDM (1310/1550 nm) D7130WDMB (1550/1310 nm)	15 dB	28 millas (45 km)

* El alcance de transmisión óptica es limitado por la pérdida óptica de la fibra y cualquier pérdida adicional provocada por los conectores, empalmes y curvas de radio. El alcance también puede ser limitado por la amplitud de banda de fibra. ** Para fibra OM3, consulte el dB de la referencia de potencia óptica.

DISEÑO DEL SISTEMA



TEL (203)428-1100 □ FAX (203)428-3328 □ www.ifs.com □ sales@ifs.com
 16 Commerce Road □ Newtown, CT 06470

Con nuestro continuo esfuerzo en el avance tecnológico, las especificaciones son modificadas sin aviso previo.

ANEXO 5: HOJAS DE DATOS TÉCNICOS DEL SWITCH PARA EL CONTROL DE LA RED DE LAS SUBESTACIONES DE GUANUJO Y GUARANDA.



Planilla de datos

Cisco Confidential.

Switches Cisco ESW 500 Series Small Business Pro

Una base de red rentable y de alto rendimiento para mantener a las empresas en movimiento

En un mundo que nunca se detiene, su empresa necesita seguir avanzando. Esto significa mantener a los empleados permanentemente conectados, entre ellos y con las aplicaciones empresariales que necesitan para realizar su trabajo. Imagine una red que le brinda una única plataforma de alto rendimiento para todas sus aplicaciones empresariales. Una red que permita que sus empleados no se preocupen de si su productividad disminuye porque la red está inactiva, no disponible o muy lenta. Imagine poder administrar toda su plataforma de red desde una única interfaz, y poder agregar fácilmente nuevas aplicaciones de red inalámbrica, datos, voz y vídeo a medida que su empresa evoluciona.

Cisco ofrece un switch de red para pequeñas y medianas empresas que es capaz de transformar esta visión en una realidad. Los switches Cisco® ESW 500 Series son switches rentables y fáciles de usar, que proporcionan una base sólida para la red de su pequeña o mediana empresa. Estos switches de alto rendimiento ofrecen la confiabilidad que usted necesita para mantener a sus empleados conectados y productivos, ya que preservan la disponibilidad de sus aplicaciones y servicios fundamentales para mantener a su empresa en movimiento.

Switches Cisco ESW 500 Series

Cisco ESW 500 Series, que integra la serie de productos Cisco Small Business Pro Series, es un grupo de switches Ethernet administrados que proporcionan conectividad Fast Ethernet y Gigabit Ethernet a velocidad de cable, seguridad integrada, calidad de servicio (QoS) y alimentación por Ethernet (PoE) para cubrir todas las necesidades de su red empresarial. Estos switches se integran fácilmente con otros productos Cisco Small Business Pro Series y con el sistema Cisco Smart Business Communications System, de modo que brindan una solución completa de red inalámbrica, datos, voz y vídeo para su empresa. Con los switches Cisco ESW 500 Series puede aprovechar soluciones de red comprobadas y una amplia cartera de switches fáciles de usar de alto rendimiento, con diseños y precios ideales para pequeñas y medianas empresas.

La Figura 1 muestra la cartera de switches Cisco ESW 500 Series.

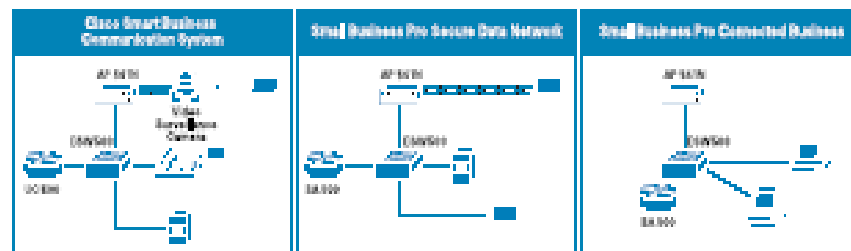
Figura 1. Switches Cisco ESW 500 Series



Escenarios de implementación de los switches Cisco ESW 500 Series

La Figura 2 destaca los escenarios de aplicación para los que son adecuados los diversos modelos de switches Cisco ESW 500 Series.

Figura 2. Ejemplos de implementaciones de switches Cisco ESW 500 Series



- **Supere el sistema tradicional de telefonía:** el sistema Cisco Smart Business Communications System reúne todas sus comunicaciones en una única red y, de este modo, le permite transformar su empresa. Los switches ESW 500 Series funcionan muy bien con productos del sistema Smart Business Communications System, como la serie [Cisco Unified Communications 500 Series for Small Business](#). Juntos, le brindan una solución que le permite cubrir todas las necesidades de su empresa en lo que respecta a llamadas telefónicas, mensajería y datos. Sus empleados pueden alcanzar una mayor productividad, y usted puede ahorrar dinero al tener que administrar y pagar sólo una red.
- **Extienda el acceso a la red de modo seguro con conexión inalámbrica:** los switches ESW 500 Series pueden conectar y alimentar los puntos de acceso inalámbrico, a la vez que admiten una potente seguridad y servicios de verificación de identidad con el fin de proteger su entorno inalámbrico. Al elegir los switches ESW 500 Series, con conectividad PoE o Gigabit Ethernet, puede integrar fácilmente el punto de acceso de agrupaciones Cisco AP 541N, 802.11n de banda doble, a su red. Este punto de acceso ofrece tecnologías inalámbricas avanzadas, como 802.11n, y prolonga la vida útil de su inversión en tecnología inalámbrica.
- **Conecte su pequeña o mediana empresa:** los switches Cisco ESW 500 Series cubren las necesidades de una variedad de pequeñas y medianas empresas. Los switches FastEthernet 10/100 pueden suministrar una excelente conectividad de equipos de escritorio en redes pequeñas para computadoras, impresoras y servidores. Son aptos para empresas en su fase de inicio, o para empresas que antes utilizaban switches básicos no administrados pero que ahora requieren tener capacidad para funciones adicionales, como la priorización de tráfico de calidad de servicio (QoS) y seguridad avanzada. Los switches Gigabit Ethernet de la serie Cisco ESW 500 Series pueden aún más al ayudarlo a lograr un rendimiento óptimo desde las computadoras, servidores y otros dispositivos compartidos de su escritorio con conectividad Fast Ethernet o Gigabit Ethernet.

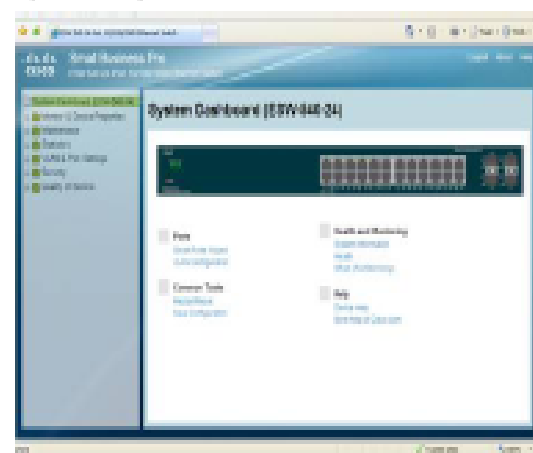
Funciones y ventajas

Los switches Cisco ESW 500 Series brindan seguridad, administración y otras capacidades que van mucho más allá de lo que los switches no administrados o inteligentes pueden ofrecer, sin necesidad de configurar (ni de pagar para que configuren) funciones que usted no necesita. Estos switches están diseñados para integrar la línea completa de los productos de comunicaciones de voz y redes Cisco Small Business Pro Series, que funcionan juntos como parte de una solución empresarial comprobada, totalmente integrada y fácil de usar para pequeñas y medianas empresas. Cisco ESW 500 Series ofrece:

- **Rendimiento extraordinario:** Cisco ESW 500 Series admite hasta velocidades Gigabit Ethernet para brindar un óptimo rendimiento de la red, lo que le permite agregar aplicaciones de red inalámbrica, datos, voz y video con uso intensivo de ancho de banda. En última instancia, los switches le dan la capacidad de satisfacer las más rigurosas demandas de aplicaciones, y de ayudar a garantizar que sus empleados siempre tengan acceso a las herramientas que necesitan para responder a los requerimientos propios y de los clientes.

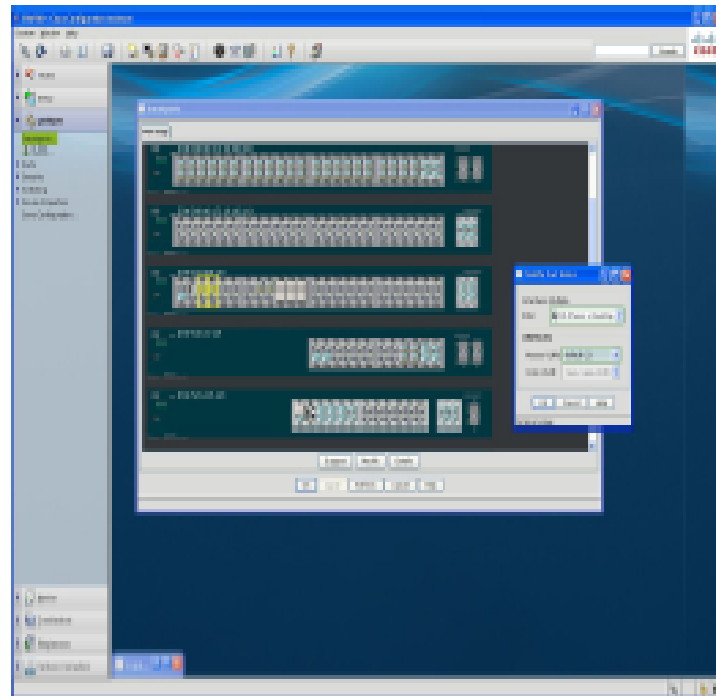
- **Alta confiabilidad:** los switches Cisco ESW 500 Series se han desarrollado y han pasado por estrictas pruebas con el fin de que proporcionen conectividad y rendimiento confiables, especialmente cuando trabajen con servicios avanzados de red inalámbrica, voz y vídeo. También admiten una fuente de alimentación redundante opcional, que brinda conmutación ininterrumpida por falla para ayudar a garantizar el funcionamiento continuo, sin necesidad de tener que reiniciar, aunque falle la fuente de alimentación principal. Estas características lo ayudan a mantener la red disponible, a evitar costosos tiempos de inactividad y a que sus empleados y clientes se mantengan conectados a las aplicaciones que necesitan.
- **Alimentación por Ethernet:** los switches Cisco ESW 500 Series están disponibles con hasta 48 puertos PoE de conectividad Fast Ethernet y 24 puertos PoE de conectividad Gigabit Ethernet. PoE le permite alimentar dispositivos conectados a la red, como teléfonos IP, cámaras de vídeo y puntos de acceso inalámbrico, directamente por la conexión Ethernet, sin una fuente de alimentación externa. El resultado es una implementación más simple y económicamente más accesible, sin necesidad de instalar una fuente de alimentación diferente para cada terminal conectada.
- **Calidad de servicio:** los switches Cisco ESW 500 Series cuentan con funciones de QoS inteligente para priorizar el tráfico de la red sensible a la demora y con uso intensivo del ancho de banda, de este modo, mejora el rendimiento de la red y las empresas pueden ofrecer servicios con requerimientos exigentes, como los de vídeo y voz en tiempo real.
- **Configuración y administración simples:** los switches Cisco ESW 500 Series están diseñados para ser configurados y administrados por pequeñas y medianas empresas o por los partners de Cisco que las atienden. Ya sea que instale un único switch o un sistema avanzado de comunicaciones de voz y vídeo, las interfaces gráficas del usuario (GUI) simples ayudan a que el personal configure, administre y resuelva problemas de su red fácilmente. Cisco ESW 500 Series incluye una utilidad de configuración integrada basada en web, diseñada especialmente para configurar el switch ESW 500 (Figura 3).

Figura 3. Configuración de Cisco ESW 500



Para implementaciones en todo el sistema, puede utilizar Cisco Configuration Assistant, una aplicación basada en una interfaz gráfica de usuario (GUI) que configura todos los dispositivos que forman parte de la serie Small Business Pro Series y del sistema Cisco Smart Business Communications System. Tanto la utilidad de configuración integrada como Cisco Configuration Assistant cuentan con la función Cisco Discovery Protocol que detecta y analiza automáticamente todos los dispositivos de Cisco y permite que compartan la información entre sí. Las herramientas también emplean tecnología Cisco Smartports, que brinda opciones predeterminadas para configurar rápidamente todos los puertos del switch Cisco ESW 500 Series, incluidas las funciones de calidad de servicio y seguridad (Figura 4). Una vez que se ha implementado la red, Cisco Configuration Assistant puede generar informes de estado, sincronizar contraseñas y actualizar el software en todos los dispositivos de red de Cisco. Todas estas funciones reducen el tiempo y el esfuerzo que el personal debe dedicar a la implementación de la red y a la resolución de problemas, de modo que puedan centrarse en las prioridades de su empresa. Puede descargar Cisco Configuration Assistant sin cargo en <http://www.cisco.com/go/configassist>.

Figura 4. Cisco Configuration Assistant: vista del panel frontal



- **Podérea seguridad de la red:** los switches Cisco ESW 500 Series proporcionan varias capas de seguridad para proteger su empresa. La compatibilidad con la seguridad de puertos IEEE 802.1x puede ayudar a garantizar que sólo las aplicaciones y los usuarios autorizados tengan acceso a las redes LAN cableadas e inalámbricas de su empresa. Las listas de control de acceso (ACL) pueden restringir el acceso a partes importantes de la red y protegerla frente a ataques, ya que evitan que se conecten usuarios no autorizados. Los switches Cisco ESW 500 Series también admiten redes LAN virtuales (VLAN) para separar el tráfico y los grupos de trabajo, y funciones de notificación de direcciones MAC para permitir que los administradores rastreen dónde y cuándo ingresan usuarios a la red.
- **Fácil integración con Cisco Smart Business Communications System:** Cisco ESW 500 Series está diseñado para integrarse al sistema Smart Business Communications System (SBCS) con el fin de brindar una solución de red inalámbrica, datos, voz y video para su empresa. Por ejemplo, el ESW 500 Series se entrega con una configuración predeterminada que permite funcionalidades preconfiguradas que no requieren instalación en una implementación del sistema SBCS de voz. Simplemente conecte un teléfono IP a la red; inmediatamente recibirá alimentación y dará tono de marcado.
- **Puertos de expansión:** Cisco ESW 500 Series ofrece ranuras de expansión SFP (factor de forma pequeño enchufable) que le dan la opción de agregar conectividad de fibra óptica o Gigabit Ethernet ascendente al switch. La capacidad de aumentar la variedad de opciones de conectividad de los switches le brinda una mayor flexibilidad para diseñar la red para el entorno específico de su empresa, y para conectar fácilmente switches en los diferentes pisos o en toda la empresa.
- **Garantía de 5 años ampliable de Cisco:** los switches Cisco ESW 500 Series vienen con una garantía limitada de 5 años para el hardware, que incluye el reemplazo de hardware avanzado al día hábil siguiente (donde está disponible). Además, Cisco ofrece servicio de corrección de errores en las aplicaciones de software mientras dure la garantía, y soporte técnico telefónico a través del Cisco Small Business Support Center, sin costo durante los primeros 90 días a partir de la fecha de compra. La garantía también brinda acceso sin cargo al servicio de soporte en línea por chat para clientes, por un año durante el horario comercial local.

Para obtener más información acerca de los países en los que está disponible el reemplazo de hardware avanzado al día hábil siguiente, comuníquese con el soporte técnico telefónico o con el servicio de soporte en línea por chat para clientes en: <http://www.cisco.com/usa/mn/1/usa/mnrcort>.

- Cisco Small Business Pro Service: el servicio opcional Cisco Small Business Pro Service para los switches ESW 500 Series extiende el tiempo de derecho al soporte técnico del producto y ofrece actualizaciones de software para proporcionarte una tranquilidad adicional a un precio accesible. Esta extraordinaria propuesta de servicio proporciona soporte técnico telefónico adicional de tres años, de modo que pueda obtener el máximo beneficio de su switch Cisco ESW 500 Series. Para obtener mayor información visite:

<http://www.cisco.com/coloservice>

En la Tabla 1 se detallan las especificaciones de los switches Cisco ESW 500 Series.

Tabla 1. Especificaciones del producto

Característica	Descripción
Rendimiento	
Capacidad de switching	<ul style="list-style-type: none"> • ESW-520-8P: 3,6 Gbps • ESW-520-24: 12,9 Gbps • ESW-520-24P: 12,9 Gbps • ESW-520-48: 17,6 Gbps • ESW-520-48P: 17,6 Gbps • ESW-540-8P: 18 Gbps • ESW-540-24: 48 Gbps • ESW-540-24P: 48 Gbps • ESW-540-48: 80 Gbps
Capacidad de envío	<p>Velocidad de envío basada en paquetes de 64 bytes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ESW-520-8P: 3,7 millones de paquetes por segundo (Mpps) • ESW-520-24: 9,5 Mpps • ESW-520-24P: 9,5 Mpps • ESW-520-48: 13 Mpps • ESW-520-48P: 13 Mpps • ESW-540-8P: 13,4 Mpps • ESW-540-24: 36,7 Mpps • ESW-540-24P: 36,7 Mpps • ESW-540-48: 71 Mpps
Switching de capa 2	
Ámbito de extensión	<ul style="list-style-type: none"> • Ámbito de extensión de IEEE 802.1D • Ámbito de extensión rápida de IEEE 802.1w • Ámbito de extensión múltiple de IEEE 802.1s • Transferencia rápida
Redes VLAN	<p>Soporte de redes VLAN para:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Redes VLAN basadas en etiquetas 802.1Q • VLAN basada en protocolo • VLAN de administración • VLAN de redistribución Tr • Patrón de VLAN privada (PVST) • Protocolo genérico del registro de la VLAN (GVRP)
Bloqueo en la cabecera de la línea (HCL)	Prevención de bloqueos HCL
Smartports (Configuración de red, QoS y seguridad predeterminadas que recomienda Cisco)	
Escritorio	<ul style="list-style-type: none"> • Optimizado para conectividad de equipos de escritorio • Capacidad configurable para VLAN • Seguridad de puertos habilitada para evitar accesos no autorizados a la red
Teléfono IP más equipos de escritorio	<ul style="list-style-type: none"> • QoS optimizada para configuraciones de teléfono IP y equipos de escritorio • Tráfico de voz en VLAN de Cisco preparada para voz • VLAN de datos configurable • El nivel de QoS garantiza que el tráfico de voz sobre IP (VoIP) tenga prioridad • Seguridad de puertos habilitada para evitar accesos no autorizados a la red
Router	Configurado para conexión rápida a un router o firewall para conectividad WAN
Switch	<ul style="list-style-type: none"> • Configurado como un puerto ascendente de otro puerto de switch o router de capa 2 para convergencia rápida • Admite solución de enlaces troncales 802.1Q

Punto de acceso	<ul style="list-style-type: none"> Configurado para conexión inalámbrica a un punto de acceso inalámbrico VLAN configurada
Usuarios temporales	<ul style="list-style-type: none"> A los usuarios temporales se les permite el acceso a Internet pero no a la red de la empresa Todos los puertos de usuarios temporales se colocan en la VLAN de Cisco para usuarios temporales Se habilita la seguridad de puertos para limitar accesos no autorizados a la red
Diagnóstico	<ul style="list-style-type: none"> Los clientes pueden conectar dispositivos de diagnóstico para monitorear el tráfico en otros switches (sólo pueden configurarse mediante Cisco Network Assistant)
Servidor	<ul style="list-style-type: none"> Puede clasificarse como servidor con labio, oficina, empresarial o estándar: Criterios para utilizar con Cisco Unified Communications 500 Series; misma definición de CoS que para voz (se prioriza al tráfico VoIP) Criterio para servidores críticos con una definición de CoS superior a la predeterminada Empresarial: configuración predeterminada; definición de CoS superior al tráfico de Internet de equipos de escritorio Estándar: para servidores con definiciones en el mismo nivel que el tráfico de Internet estándar de equipos de escritorio. Seguridad de puertos de la VLAN configurable habilitada para limitar accesos no autorizados a la red
Vigilancia por vídeo	<ul style="list-style-type: none"> Configurado para óptima conexión a una videocámara de vigilancia, como la videocámara para Internet empresarial Cisco PCC500
Impresora	<ul style="list-style-type: none"> Las definiciones de CoS son las mismas que para el equipo de escritorio, el punto de acceso y el servidor estándar VLAN configurada Se habilita la seguridad de puertos para limitar accesos no autorizados a la red
Otros	<ul style="list-style-type: none"> Conectividad flexible para dispositivos no especificados VLAN configurada Sin seguridad Sin políticas de CoS
Seguridad	
SSL	Cifra todo el tráfico HTTPS, lo que permite acceso seguro a la GUI de administración basada en navegador en el switch
IEEE 802.1x	Autorización de RADIUS, algoritmo hash MD5, VLAN para usuarios temporales, modo host único/múltiple
ACL	Filtro o limitación del flujo de tráfico basado en patrones de control de acceso (ACP) de capa 2, capa 3 o capa 4
Calidad de servicio (CoS)	
Niveles de prioridad	4 clases de hardware
Programación	Configuración de clases de prioridad y operación por lotes ponderada (WRR)
Clase de servicio	<ul style="list-style-type: none"> Basado en puerto Basado en prioridad de VLAN (802.1p) Basado en precedencia IP (Pre) tipo de servicio (Tipo) punto de código de servicios diferenciados (DSCP) Servicios diferenciados (DiffServ) ACL de clasificación y remarcación
Limitación de tráfico	Política de tráfico entrante; control de tráfico saliente; por VLAN
Disponibilidad	
Agregación de enlaces	Con el protocolo de control de agregación de enlaces (LACP) de IEEE 802.3ad, hasta 8 puertos en todo el grupo
Control de tormentas	Difusión, difusión múltiple y unificación desactivada
Prevención de denegación de servicio (DoS)	Prevención de ataques por DoS
Reserva de RSVP (versiones 1 y 2)	El RSVP limita el tráfico multimedial de uso intensivo del ancho de banda e incrementa los colapsos; admite 256 grupos multimedial
Redundancia de alimentación	Conexión a una fuente de alimentación redundante para obtener redundancia de alimentación
Administración	
Utilidad de configuración del switch ESW 200	Utilidad basada en navegador integrado para configuración sencilla de dispositivos (HTTP/HTTPS). Admite configuración, tablero del sistema, y mantenimiento y monitoreo del sistema.
Cisco Configuration Assistant	Permite la configuración de dispositivos y la administración del sistema para una perfecta integración con Cisco Smart Business Communications System y otros productos de Cisco Small Business Pro Series
Protocolo simple de administración de redes (SNMP)	Versiones 1, 2c y 3 del SNMP; admiten capturas
Análisis de dispositivos	Cisco Discovery Protocol
Configuración automática	Descarga de archivos de configuración del switch a través del protocolo de configuración distribuida de host (DHCP)

Monitoreo remoto (RMON)	El agente de software de RMON integrado admite 4 grupos de RMON (Historia, estadísticas, alarmas y eventos) para una mejor administración, monitoreo y análisis del tráfico				
Actualización de firmware	Actualización de navegador web (HTTP/HTTPS) y protocolo binario de transferencia de archivos (TFTP) Actualización de Cisco Configuration Assistant Imágenes de bits para actualizaciones con recuperación de firmware				
Puertos reflejados	El tráfico de un puerto puede reflejarse en otro puerto para que lo analice un analizador de red o una RMON				
Especificaciones de alimentación por Ethernet					
	ESW-520-6P	ESW-520-24P	ESW-520-48P	ESW-540-6P	ESW-540-24P
PoE de IEEE 802.3af suministrado por cualquiera de los puertos RJ-45 dentro de los presupuestos de potencia enumerados	Potencia máxima de 15,4 W a cualquiera de los puertos 10/100; total 90 W	Potencia máxima de 15,4 W a cualquiera de los puertos 10/100; total 180 W	Potencia máxima de 15,4 W a cualquiera de los puertos 10/100; total 370 W	Potencia máxima de 15,4 W a cualquiera de los puertos 10/100/1000; total 120 W	Potencia máxima de 15,4 W a cualquiera de los puertos 10/100/1000; total 360 W
Puertos	<ul style="list-style-type: none"> ESW-520-6P: 6 conectores RJ-45 para 10BASE-T/100BASE-TX; un puerto 10BASE-T/100BASE-TX/1000BASE-T; 1 ranura SFP combinada ESW-520-24 y ESW-520-24P: 24 conectores RJ-45 para 10BASE-T/100BASE-TX; dos puertos 10BASE-T/100BASE-TX/1000BASE-T; 2 ranuras SFP combinadas ESW-520-48 y ESW-520-48P: 48 conectores RJ-45 para 10BASE-T/100BASE-TX; dos puertos 10BASE-T/100BASE-TX/1000BASE-T; 2 ranuras SFP ESW-540-6P: 6 conectores RJ-45 para 10BASE-T/100BASE-TX/1000BASE-T; un puerto 10BASE-T/100BASE-TX/1000BASE-T; 1 ranura SFP combinada ESW-540-24 y ESW-540-24P: 24 conectores RJ-45 para 10BASE-T/100BASE-TX/1000BASE-T con 4 ranuras Gigabit SFP combinadas ESW-540-48: 48 conectores RJ-45 para 10BASE-T/100BASE-TX/1000BASE-T con 4 ranuras Gigabit SFP combinadas <p>Todas las unidades: puerto de consola; detección automática de cables cruzados (MDI/MDIX); configuración de negociación automática/manual; puerto para conectar a una fuente de alimentación redundante</p>				
Botones	Botón para reiniciar el sistema				
Tipo de cableado	Par trenzado sin blindaje (UTP) de categoría 5 o superior para 10BASE-T/100BASE-TX; se recomienda 1000BASE-T				
Indicadores LED	Potencia, velocidad, actividad, PoE, velocidad, fuente de alimentación redundante (no disponible en los modelos ESW-520-6P y ESW-540-6P)				
Normas	<ul style="list-style-type: none"> IEEE 8 Ethernet 10BASE-T IEEE 8a Fast Ethernet 100BASE-TX IEEE 8a/b Gigabit Ethernet 1000BASE-T IEEE 8a Gigabit Ethernet IEEE 8a control de flujo IEEE 8a LLACP IEEE 8a PoE IEEE 1a protocolo de árbol de extensión (STP) IEEE 1a/vp VLAN IEEE 1a STP rápido IEEE 1a STP en caliente IEEE 1a autenticación de puerto de acceso 				
Condiciones ambientales					
Dimensiones ancho x profundidad x alto	<ul style="list-style-type: none"> Modelos de 24 y 48 puertos: 440 x 370 x 44 mm (17,32 x 14,76 x 1,73 pulg.) Modelos de 6 puertos: 220 x 170 x 44 mm (8,66 x 6,70 x 1,73 pulg.) 				
Peso de la unidad	<ul style="list-style-type: none"> ESW-520-6P: 1,60 kg (3,52 libras) ESW-520-24: 2 kg (4,41 libras) ESW-520-24P: 2,25 kg (4,96 libras) ESW-520-48: 3,15 kg (6,93 libras) ESW-520-48P: 3,75 kg (8,26 libras) ESW-540-6P: 1,60 kg (3,52 libras) ESW-540-24: 2,15 kg (4,73 libras) ESW-540-24P: 2,80 kg (6,17 libras) ESW-540-48: 3,25 kg (7,16 libras) 				
Alimentación	<ul style="list-style-type: none"> Modelos de 24 y 48 puertos: 100-240 V, 47-63 Hz, interna, universal; también equipado con conector de fuente de alimentación redundante externa para fuente de alimentación externa, 48 V de CC ESW-520-6P: universal 100-240 V de CA, 50-60 Hz, adaptador de energía de 80 W externo, 48 V de CC ESW-540-6P: universal 100-240 V de CA, 50-60 Hz, adaptador de energía de 150 W externo, 48 V de CC 				

Certificaciones	<ul style="list-style-type: none"> Modelos de 24 y 48 puertos: UL (UL 8962), CSA/CSA 22-2, marca CE, FCC Parte 15 (CFR Título 47) Clase A Modelos de 8 puertos: UL (UL 8962-1), CSA/CSA22-2, CE (EN60950-1), FCC Parte 15B (CFR Título 47) Clase A, marca CE, C-Tick 		
Temperatura de funcionamiento	0 a 40 °C (32 a 104 °F)		
Temperatura de almacenamiento	-20 a 70 °C (-4 a 158 °F)		
Humedad de funcionamiento	De 10 a 90%, relativa, sin condensación		
Humedad de almacenamiento	De 10 a 90%, relativa, sin condensación		
Tiempo medio entre fallas (MTBF) promedio	<ul style="list-style-type: none"> ESW-520-8P: 340.960 horas ESW-520-24: 300.000 horas ESW-520-24P: 187.507 horas ESW-520-48: 165.000 horas ESW-520-48P: 60.010 horas ESW-540-8P: 340.960 horas ESW-540-24: 175.700 horas ESW-540-24P: 100.000 horas ESW-540-48: 90.400 horas 		
Ruido acústico	Modelo	Ventilador (Cantidad/velocidad)	Menos de 20° Celsius
	ESW-520-8P	Sin ventilador	
	ESW-520-24	1x3000 rpm	40,6 dBi
	ESW-520-24P	2x3000 rpm	50 dBi
	ESW-540-8P	Sin ventilador	
	ESW-540-24	2x3000 rpm	40,2 dBi
	ESW-540-48	2x3000 rpm	41,4 dBi
Contenido del paquete			
<ul style="list-style-type: none"> Switch ESW 500 Serie de Cisco Small Business Pro Cable de electricidad (para modelos de 24 y 48 puertos) Adaptador de energía y cable (para modelos de 8 puertos) Placas de montaje Cable en serie CD-ROM con documentación para el usuario (PDF) Guía de inicio rápido 			
Requisitos mínimos			
<ul style="list-style-type: none"> Navegador web: Mozilla Firefox versión 1.5 o superior; Microsoft Internet Explorer versión 6.0 o superior Cable de red Ethernet de categoría 5 TCP/IP, adaptador de red y sistema operativo de red (como Microsoft Windows, Linux o Mac OS X) instalado en cada computadora de la red 			

Información para realizar pedidos

La Tabla 2 brinda información para realizar pedidos de switches Cisco ESW 500 Series.

Tabla 2. Información para realizar pedidos

Modelos de switches	
Número de placa	Descripción
ESW-520-8P-40	<ul style="list-style-type: none"> 8 puertos 10/100 PoE 1 puerto de expansión: dos 10/100/1000BASE-T y 1 ranura SFP combinada*
ESW-520-24-40	<ul style="list-style-type: none"> 24 puertos 10/100 Ethernet 4 puertos de expansión: dos 10/100/1000BASE-T y 2 ranuras SFP combinadas*
ESW-520-24P-40	<ul style="list-style-type: none"> 24 puertos 10/100 PoE 4 puertos de expansión: dos 10/100/1000BASE-T y 2 ranuras SFP combinadas*
ESW-520-48-40	<ul style="list-style-type: none"> 48 puertos 10/100 Ethernet 4 puertos de expansión: dos 10/100/1000BASE-T y 2 ranuras SFP
ESW-520-48P-40	<ul style="list-style-type: none"> 48 puertos 10/100 PoE 4 puertos de expansión: dos 10/100/1000BASE-T y 2 ranuras SFP

ANEXO 6: MEMORIA TÉCNICA DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE GUANUJO Y GUARANDA.

Para la construcción del sistema de automatización de las subestaciones se deberá seguir los pasos a continuación detallados.

Se construirá tuberías galvanizadas para el transporte del cable que va desde los transformadores de potencial y corriente hasta los transductores, estas tuberías deben ser de una pulgada con aislamiento metálico, deberán llegar al armario donde se encuentran los transductores y la distancia máxima que deben recorrer es de 20 metro según normas internacionales.

Una vez en el armario deben conectarse del transformador de corriente al transductor de corriente y a los transductores de potencia activa y reactiva.

De igual manera al transductor de potencial llegará un hilo del transformador de potencial y un hilo a los transductores de potencia activa y reactiva.

El cable a utilizar es cable sólido de cobre No. 10 marquillado para que la identificación sea fácil al momento de dar mantenimiento.

En el transductor de corriente, potencial, de potencia activa y reactiva recibirán un hilo de cada salida el transformador de la subestación, a los transductores de potencia activa y reactiva llegará un hilo de los transformadores de potencial y corriente, los transductores antes mencionados se encargan de la transformación.

A continuación se muestra la conexión de los transductores de potencial, de corriente, de activa y reactiva.

En las figuras A1, A2 y A3 se muestra como se conectan los transductores de manera general y como estos se conectan a la RTU en la parte que se refiere a

radio es el tipo de comunicación que tendrá la subestación en nuestro caso por medio de una red de fibra óptica.

En la figura A1 y A2 se ve el diagrama de la conexión de una de las líneas del transformador a los transductores de cada fase, los transductores a utilizarse en el presente trabajo ya conectan las tres fases del transformador.

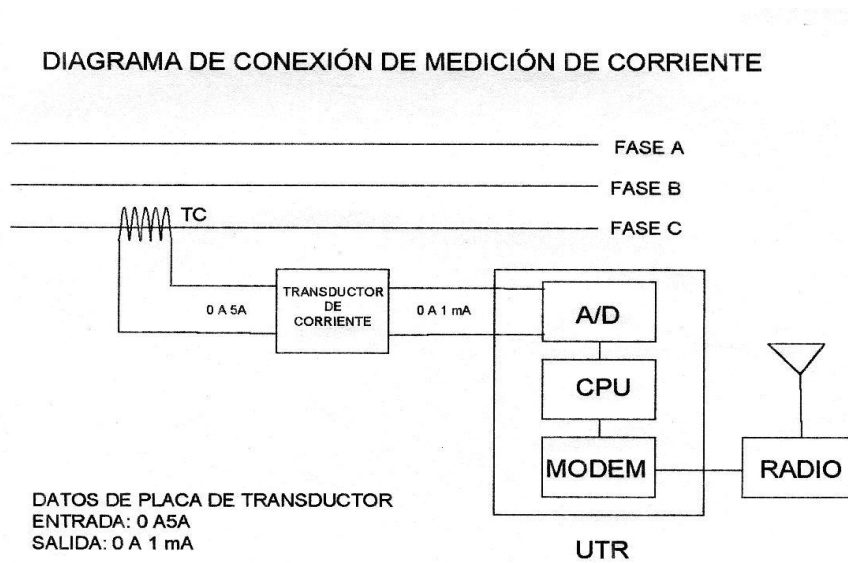


Figura A2.- Diagrama de conexión del transductor de corriente

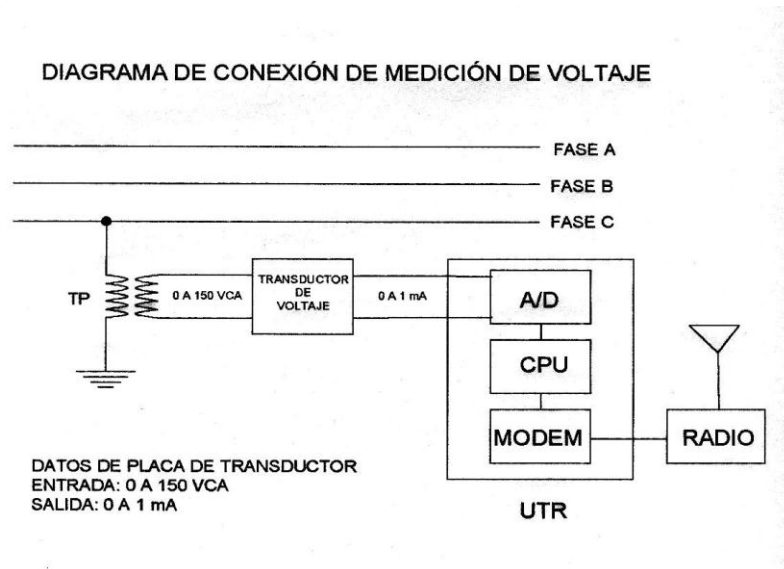


Figura A3.- Diagrama de conexión del transductor de voltaje

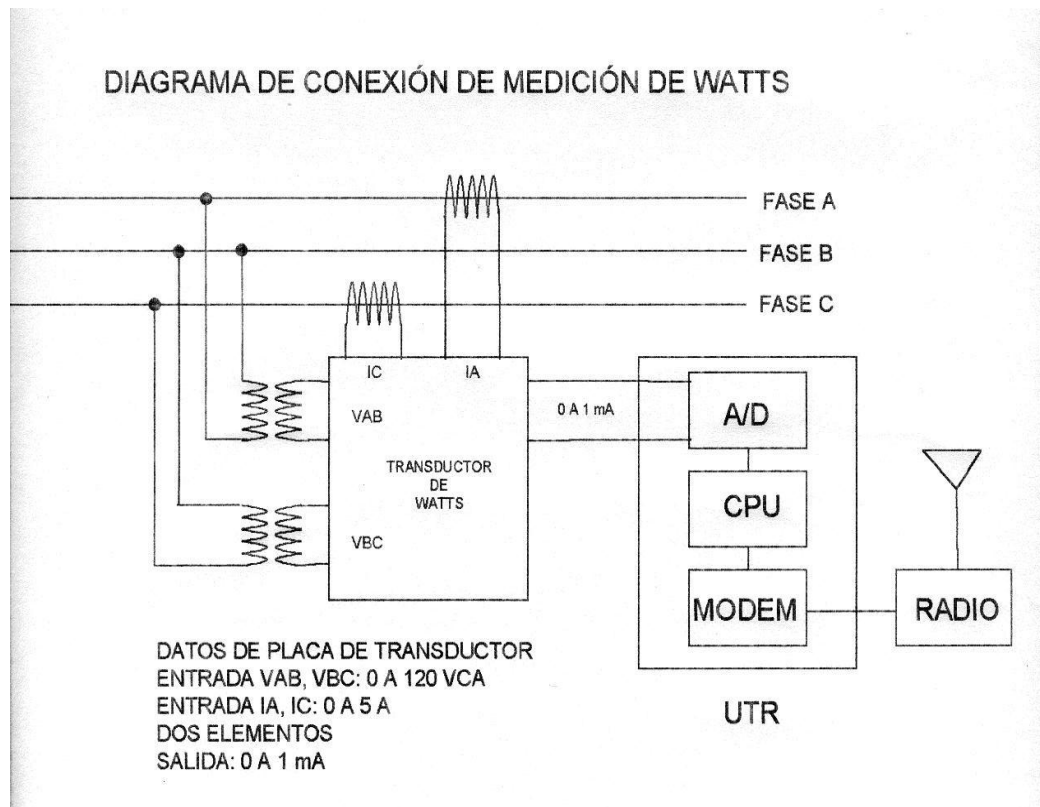


Figura A4.- Diagrama de conexión del transductor de potencia

Las señales que llegan al transductor son transformadas para ser enviadas a la RTU, la información viaja por cable de cobre y se conecta a la RTU, el protocolo de transmisión que se utiliza es el RS 232, este protocolo lleva información en forma serial.

La información en la RTU se transporta al transceptor, este transforma la señal de eléctrica a óptica y la envía por medio de la red de fibra óptica al transceptor en el cuarto donde se encuentra la MTU, del transceptor se conecta por medio de cable UTP categoría 5E blindado y conectores RJ 45 al switch, este es el que distribuye la señal a los computadores donde es procesada la información y donde está la interfaz hombre máquina.

Ahora se hablará del cuarto donde se encontrará la MTU del sistema, este cuarto como ya se describió anteriormente debe poseer las comodidades necesarias para

la manipulación del sistema, en este cuarto existirá tres computadores, en uno de ellos se podrá ver y guardar la información de las subestaciones.

En la otra esta la interfaz gráfica del sistema, aquí estará los diagramas unifilares de cada subestación, como también el diagrama unifilar de todas las subestaciones, se podrá visualizar las salidas de las subestaciones con sus respectivos valores y el estado de los interruptores.

Los tres computadores estarán en red y todas se conectarán al switch cisco, por medio de cable UTP categoría 5E con blindaje para evitar el ruido eléctrico.

La calibración de los elementos, como transductores de todo tipo se realiza por medio de software que provee la empresa que proporciona los equipos en este caso es la compañía SSET esta es la que calibra los transductores para que operen de manera correcta.

Esta última también da soporte técnico y capacita al personal que estará en contacto directo con los equipos.

Los transductores se colocaran en el armario como se muestra en la figura, cada transductor deberá estar debidamente marcado para su mantenimiento, entre las especificaciones que existirán estarán de cual de las salidas es, la capacidad máxima de valores nominales que soporta.

A los transductores se los colocará en las rieles din que previamente ya estarán armadas en cada armario.

En la figura A4 se puede apreciar las rieles a las cuales esta sujeto el transductor, todas las especificaciones que posee como los valores de alimentación que posee, el tipo de resistencia que presenta, la frecuencia la que trabaja y a cual de las salidas pertenece.

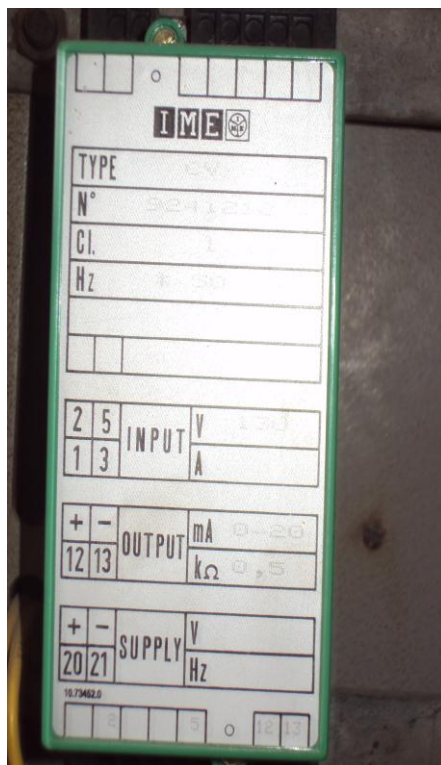


Figura A4.- Colocación de Transductores en el armario

Todos los equipos antes mencionados deben estar correctamente aterrizados para evitar cualquier tipo de descarga que pueda ocasionar daños a los aparatos.

Algo importante y fuera del tema de automatización, los equipos en las subestaciones así como en el cuarto de control deben tener sistemas de respaldo como por ejemplo UPS o bancos de baterías para cuando haya fallas en el sistema de alimentación, este tipo de realimentación de emergencia conmutará de forma automática cuando haya alguna falla.

En las figuras A5 y A6 se muestra a las subestaciones de Guanujo y Guaranda con sus respectivas conexiones e infraestructuras.

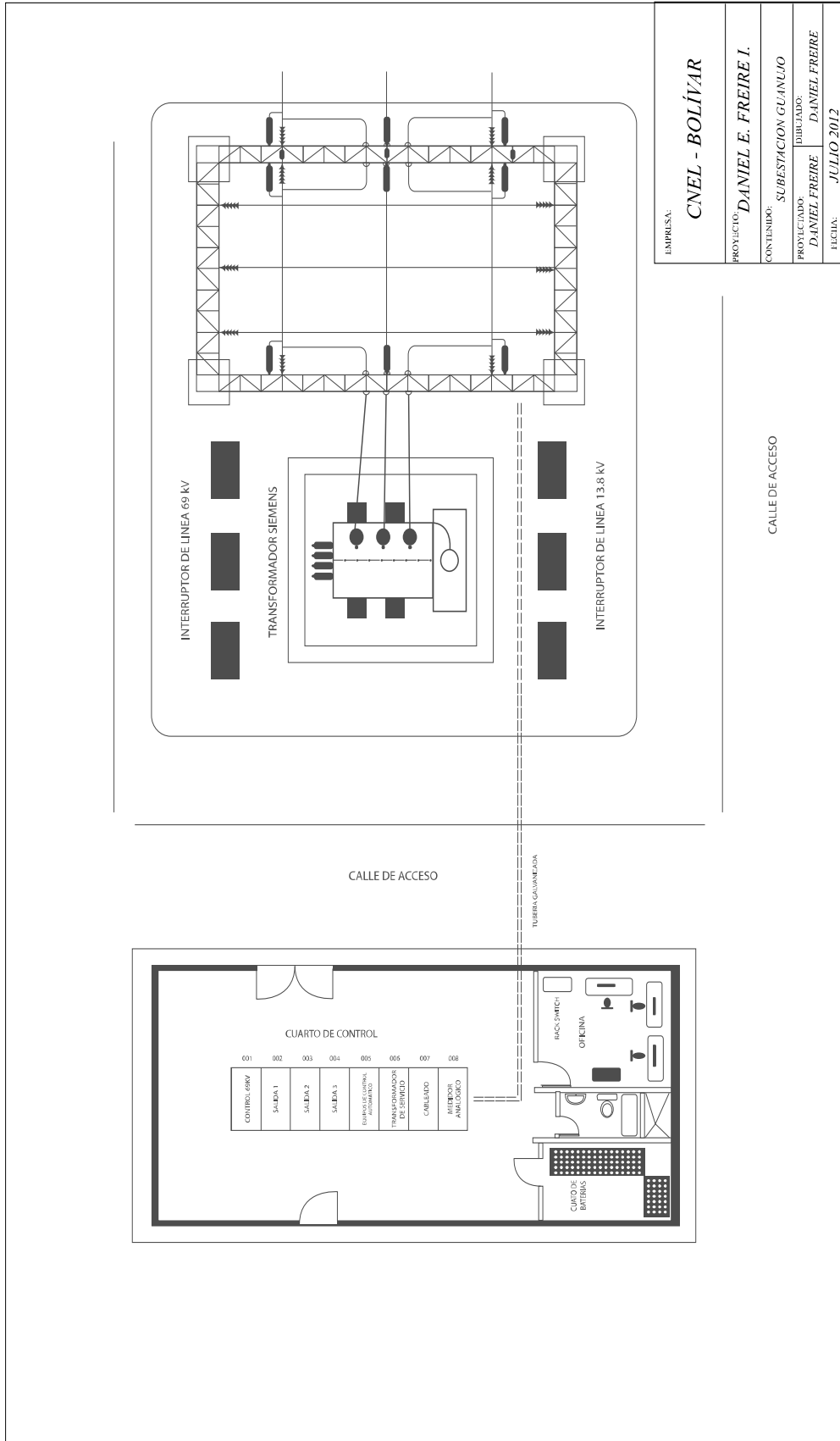


Figura A5.- Infraestructura subestación Guanajujo

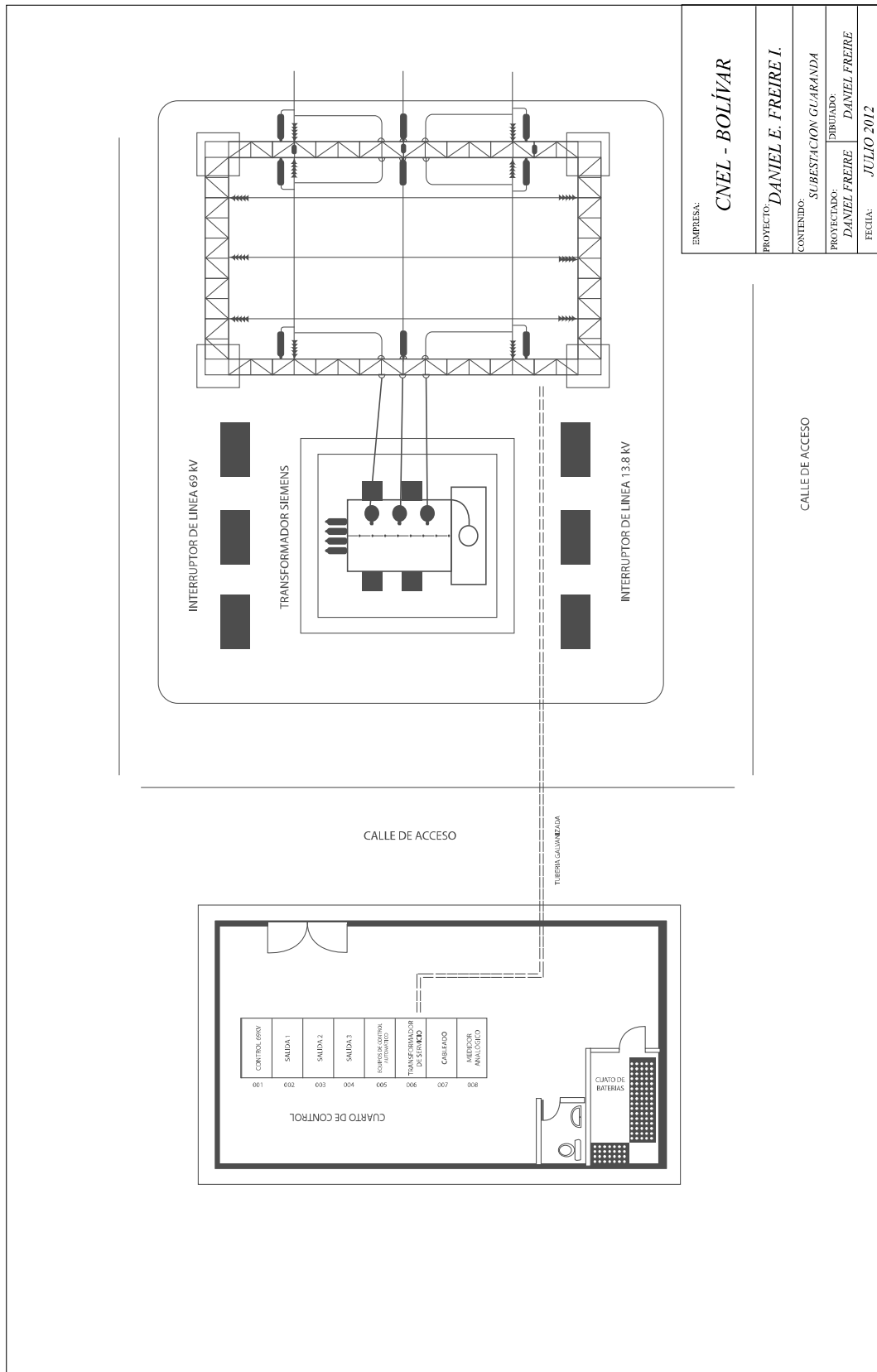


Figura A6.- Infraestructura subestación Guaranda

En lo que se refiere la RTU esta será puesta en funcionamiento al igual que los transductores por la compañía proveedora ellos se encargarán de todos los aspectos técnicos para que funcione correctamente.

La RTU estará en el mismo armario, se comunica con los transductores por medio de cables de cobre, el sistema de comunicación es el RS 232 que trabaja de forma serial y se adapta a equipos de diferentes fabricantes.

En la figura A7 se muestra la RTU en el armario y ya funcionando, esta imagen fue tomada de la subestación La Quigo de La Empresa Eléctrica Ambato S.A., cabe resaltar que en el sistema de automatización para La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar se utilizará la misma RTU.



Figura A7.- RTU Eliop E4000 Subestación La Quigo

La comunicación entre la RTU y la MTU se realizará por medio del estándar 61850 que es el que permite la interacción de equipos de diferentes fabricantes, además está ya en funcionamiento en La Empresa Eléctrica Ambato S.A.

La MTU y la HMI serán proveídas por la empresa canadiense PORCETRADI la que se encargará de la puesta en marcha del sistema SCADA para cada subestación, además proveerá de asesoramiento para el personal que se encargará de manipular el sistema.

En la figura A8 se muestra el esquema general de lo que será el sistema automatizado de las subestaciones de Guanujo y Guaranda de La Corporación nacional de Electricidad Regional Bolívar.

En este se aprecia todos los componentes existentes en el presente diseño, la construcción de la parte del sistema de automatización estaría a cargo de contratistas, al igual que la construcción de la red de fibra óptica estaría a cargo de contratistas, ellos se encargan de la puesta en marcha del sistema, La Corporación Nacional de Electricidad Regional Bolívar fiscalizaría y utilizaría dicho sistema.

