

# UNIVERSIDAD DE CUENCA



## Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Eléctrica

*“Diseño e implementación de los circuitos de control para cuatro bahías de 69kV de la subestación de Velacruz”*

*Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico*

### **AUTORES:**

JOSÉ ERAZMO ROJAS CASTILLO  
C.I: 1102994439

PATRICIO EDUARDO VARGAS JARAMILLO  
C.I: 0702448788

### **DIRECTOR:**

ING. WILSON FERNANDO MOGROVEJO LEON, M.Sc  
C.I: 0105058820

### **TUTOR:**

ING. MARCOS FRANCISCO VALAREZO OREJUELA, M.Sc  
C.I: 1103694897

CUENCA – ECUADOR

2018



## RESUMEN

La subestación Velacruz perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), está siendo ampliada y modernizada con el fin de mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico; además de permitir la integración de la subestación con el sistema SCADA de la EERSSA. En el presente proyecto de titulación se desarrolla el diseño de los circuitos de control de las cuatro bahías de  $69kV$  de la subestación Velacruz, para el control del equipo de maniobra y protección del transformador de potencia y las tres líneas de subtransmisión Catamayo – Velacruz, Velacruz – Chaguarpamba y Velacruz – Catacocha. El estudio se desarrolla en la subestación Velacruz que está ubicada en el cantón Paltas de la provincia de Loja. Se ha realizado trabajo de campo y levantamiento de información de los equipos primarios, diagramas y planos para poder determinar las necesidades en cuanto a los circuitos de control y fuerza. Como resultado del proyecto se presenta la actualización de los planos de equipos y diagramas unifilares, los diagramas de cableado de control y fuerza de los paneles de  $69kV$  y el listado o planillas de cableado de los paneles. Finalmente se establecen las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

### Palabras Clave:

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN, EERSSA, CONTROL.



## ABSTRACT

The Velacruz substation belonging to the Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), is being expanded and modernized in order to improve the quality and continuity of the electric service; besides allowing the integration of the substation with the SCADA system of the EERSSA. The present graduation project presents the design of the circuits of control of the four bays of 69kV of the substation Velacruz, for the control of the equipment of maneuver and protection of the transformer of power and the three lines of subtransmisión Catamayo - Velacruz, Velacruz - Chaguarpamba and Velacruz - Catacocha. The study is carried out in the Velacruz substation, located in the Paltas canton of the province of Loja. Fieldwork and information survey of the primary equipment, diagrams and plans have been carried out in order to determine the needs in terms of control and force circuits. As a result of the project we present the update of the equipment drawings and single-line diagrams, the control and strength wiring diagrams of the 69kV panels and the list or wiring diagrams of the panels. Finally, the conclusions and recommendations of the project are established.

### **Key words:**

ELECTRIC SUBSTATION, SUBTRANSMISSION LINE, EERSSA, CONTROL.



## TABLA DE CONTENIDOS

<b>RESUMEN .....</b>	<b>2</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>3</b>
<b>CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>19</b>
<b>1.1. Antecedentes .....</b>	<b>19</b>
<b>1.2. Justificación.....</b>	<b>19</b>
<b>1.3. Alcance y contenido propuesto .....</b>	<b>20</b>
<b>1.4. Objetivos.....</b>	<b>21</b>
1.4.1. Objetivo general .....	21
1.4.2. Objetivos específicos .....	21
 <b>CAPITULO 2. SITUACION ACTUAL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	
<b>ECUATORIANO Y EERSSA .....</b>	<b>23</b>
<b>2.1 Sector eléctrico Ecuatoriano .....</b>	<b>23</b>
2.1.1 Origen y evolución .....	23
2.1.2 Estructura actual del sistema eléctrico .....	24
2.1.3 Generación .....	25
2.1.4 Sistema Nacional de Transmisión.....	26
2.1.5 Distribución del servicio eléctrico .....	29
<b>2.2 Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA).....</b>	<b>30</b>
2.2.1 Competencias, facultades y atribuciones .....	30
2.2.1.1 Aspectos Técnico y Tecnológico .....	30
2.2.1.2 Aspectos Económicos.....	31
2.2.1.3 Aspectos Legales y Políticos.....	31
2.2.1.4 Aspectos Ambientales y Seguridad .....	32
2.2.1.5 Aspecto Social.....	33
2.2.2 Rol de la EERSSA.....	33
2.2.2.1 Razón Social.....	33
2.2.2.2 Área Geográfica de Servicio .....	33
2.2.3 Sistema eléctrico de la EERSSA .....	34
2.2.3.1 Subestaciones .....	34
2.2.3.2 Subtransmisión.....	34
2.2.3.3 Distribución primaria.....	35
2.2.3.4 Distribución secundaria .....	35
<b>CAPÍTULO 3. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>36</b>
<b>3.1 Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).....</b>	<b>36</b>



3.1.1	Definición de sistema de potencia .....	36
3.1.2	Estructura de un SEP .....	36
3.1.2.1	Sistema de generación .....	37
3.1.2.2	Sistema de transmisión .....	37
3.1.2.3	Sistemas de distribución .....	38
<b>3.2</b>	<b>Subestaciones Eléctricas (S/E) .....</b>	<b>39</b>
3.2.1	Terminología sobre subestaciones según TRANSELECTRIC: .....	39
-	Subestación eléctrica.....	39
-	Ampliación y modernización .....	39
3.2.2	Tipos de subestaciones .....	41
3.2.3	Elementos principales de una S/E.....	42
3.2.3.1	Transformador de Potencia .....	42
3.2.3.2	Tipos de transformadores.....	43
3.2.3.3	Componentes principales de un transformador de potencia .....	44
3.2.4	Transformadores de potencial.....	46
3.2.4.1	Parámetros de los transformadores de potencial .....	47
3.2.5	Transformadores de corriente .....	47
3.2.5.1	Parámetros de los transformadores de corriente .....	49
3.2.6	Interruptores .....	50
3.2.7	Capacitores .....	52
3.2.8	Pararrayos.....	53
<b>3.3</b>	<b>Subestación Velacruz.....</b>	<b>54</b>
3.3.1	Descripción de la S/E Velacruz .....	54
<b>3.4</b>	<b>Tipos de cables de control e instrumentación para subestaciones.....</b>	<b>55</b>
3.4.1	Características de conductores para cableado interno de paneles .....	56
3.4.2	Identificación origen/destino de conductores.....	56
3.4.3	Identificación de los cables multipolares .....	57
3.4.4	Normalización de tipos de cables por función eléctrica .....	57
<b>CAPÍTULO 4. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE CONTROL PARA LAS BAHÍAS DE 69kV .....</b>		<b>59</b>
<b>4.1</b>	<b>Levantamiento de información y planos de la S/E Velacruz .....</b>	<b>59</b>
4.1.1	Equipos a nivel de 69kV .....	59
4.1.2	Equipos a nivel de 13.8kV .....	61
<b>4.2</b>	<b>Diseño de los circuitos de control para las bahías de 69kV .....</b>	<b>61</b>
4.2.1	Modernización y repotenciación de la S/E Velacruz .....	61
4.2.2	Descripción de los equipos de cuatro bahías de 69kV de la S/E Velacruz .....	65
4.2.2.1	Bahía de transformador.....	65



4.2.2.1.1	Transformador de potencia (T1) .....	65
4.2.2.1.2	Interruptor del transformador (2Q1) .....	66
4.2.2.1.3	Seccionador de barra (2Q2) .....	67
4.2.2.2	Bahía de línea Catamayo- Velacruz .....	69
4.2.2.2.1	Seccionador de barra (3Q2) .....	69
4.2.2.2.2	Interruptor de línea (3Q1).....	70
4.2.2.2.3	Seccionador de línea (3Q3, 4Q3 y 5Q3).....	71
4.2.2.2.4	Seccionadores de puesta a tierra (3Q4, 4Q4 y 5Q4) .....	72
4.2.2.2.5	Pararrayos de las líneas a 69kV.....	73
4.2.2.3	Bahía línea Velacruz - Chaguarpamba .....	73
4.2.2.3.1	Seccionador de barra (5Q2) .....	74
4.2.2.3.2	Interruptor de línea (5Q1).....	75
4.2.2.3.3	Seccionador de línea (5Q3).....	75
4.2.2.4	Bahía línea Velacruz - Catacocha .....	76
4.2.2.4.1	Seccionador de barra (4Q2) .....	76
4.2.2.5	Interruptor de línea (4Q1).....	76
4.2.3	Paneles y tableros de la S/E Velacruz.....	76
4.2.3.1	Panel 1 .....	76
4.2.3.2	Panel 2 .....	78
4.2.3.3	Panel 3 .....	79
4.2.3.4	RTU .....	80
4.2.3.5	Cargador de baterías .....	81
4.2.4	Diseño de los diagramas de control .....	81
4.2.4.1	Circuito de control transformador de potencia T1 .....	82
4.2.4.2	Circuito de control interruptor (2Q1) .....	83
4.2.4.3	Circuito de control seccionadores de barra (3Q2,4Q2,5Q2 y2Q2 ) .....	85
4.2.4.4	Circuito de control de transformadores de corriente .....	87
4.2.4.5	Circuito de control de interruptores de línea (3Q1,4Q1 y 5Q1) .....	87
4.2.4.6	Circuito de control de los seccionadores de línea 3Q3,4Q3 y 5Q3.....	89
4.2.4.7	Circuito de control de los seccionadores de puesta a tierra 3Q4,4Q4 y 5Q4.....	91
4.2.4.8	Circuito de control de los transformadores de potencial .....	91
<b>4.3</b>	<b>Listado de materiales.....</b>	<b>91</b>
<b>CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>		<b>93</b>
<b>5.1</b>	<b>Conclusiones.....</b>	<b>93</b>
<b>5.2</b>	<b>Recomendaciones.....</b>	<b>93</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>95</b>
<b>ANEXOS .....</b>		<b>96</b>





## INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Mapa de las obras a realizar del sistema nacional de transmisión.....	28
Figura 2.2. Áreas de servicio de las empresas distribuidoras.....	30
Figura 3.1. Estructura de un sistema de potencia típico. ....	36
Figura 3.2. Transformador trifásico con enfriamiento en aceite.....	42
Figura 3.3. Transformador de potencial.....	46
Figura 3.4. Transformador de corriente. ....	48
Figura 3.5. Interruptor de potencia.....	51
Figura 3.6. Banco de capacitores en paralelo.....	52
Figura 3.7. Vista de la S/E Velacruz en el año 2001. ....	54
Figura 3.8. S/E Velacruz en la actualidad. ....	55
Figura 4.1. Circuito unifilar de fuerza en la actualidad.....	59
Figura 4.2. Equipos de la subestación antes del nuevo diseño.....	60
Figura 4.3. Patio de 69kV con todos sus elementos. ....	63
Figura 4.4. Diagrama unifilar de fuerza proyectado de la S/E Velacruz. ....	64
Figura 4.5. Bahía del transformador de Potencia.....	65
Figura 4.6. Transformador de potencia de 2.5MVA de la S/E Velacruz.....	66
Figura 4.7. Interruptor tanque vivo en SF6. ....	67
Figura 4.8. Seccionador tripolar de barra con mando mecánico.....	68
Figura 4.9. Bahía de la línea Catamayo – Velacruz.....	69
Figura 4.10. Seccionador tripolar con mando mecánico ....	70
Figura 4.11. Interruptor tanque muerto con gas SF6. ....	71
Figura 4.12. Seccionador tripolar con puesta a tierra y mando eléctrico. ....	72
Figura 4.13. Bahía de la línea Velacruz-Chaguarpamba. ....	73
Figura 4.14. Seccionadores tripolar con mando mecánico.....	74
Figura 4.15. Interruptor tanque muerto para 69kV. ....	75
Figura 4.16. Tablero de servicios auxiliares y alarmas. ....	77
Figura 4.17. Barras para el voltaje AC. ....	77
Figura 4.18. Barras y breakers de voltaje CC. ....	78
Figura 4.19. Tableros para las borneras y equipos de protección. ....	78
Figura 4.20. Tablero para la bahía del transformador.....	79
Figura 4.21. Tablero de la RTU. ....	80
Figura 4.22. Tablero del cargador de batería.. ....	81
Figura 4.23. Diagrama de control del interruptor 2Q1. ....	84
Figura 4.24. Diagrama de control del seccionador 2Q2,3Q2,4Q2 y 5Q2. ....	86





Figura 4.25. Diagrama de control de interruptores de línea 3Q1,4Q1 y 5Q1. ....88

Figura 4.26. Diagrama de control de interruptores de línea 3Q1,4Q1 y 5Q1. ....90



## INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Potencia nominal y efectiva del parque generador del Ecuador. ....	25
Tabla 2.2. Sistema subtransmisión de EERSSA. ....	35
Tabla 2.3. Sistema de distribución primaria de EERSSA. ....	35
Tabla 2.4. Sistema de distribución secundaria de EERSSA. ....	35
Tabla 2. 5. Sección de conductores para cableado interno de paneles. ....	57
Tabla 4.1. Cuadro de datos de placa del transformador de potencia de 2.5MVA. ....	66
Tabla 4.2. Cuadro de datos de placa del disyuntor 2Q1. ....	67
Tabla 4.3. Cuadro de datos de placa del seccionador 2Q2. ....	68
Tabla 4.4. Cuadro de datos de placa del seccionador 3Q2. ....	70
Tabla 4.5. Datos de placa del interruptor. ....	71
Tabla 4.6. Datos de placa del seccionador de puesta tierra. ....	72
Tabla 4.7. Cuadro de datos de placa de los pararrayos. ....	73
Tabla 4.8. Datos de placa de los seccionadores de barra marca ASEA. ....	74
Tabla 4.9. Cuadro de datos de placa del interruptor tanque muerto marca ALSTOM. ....	75
Tabla 4. 10. Nomenclatura utilizada en el diseño de los circuitos de control ....	82
Tabla 4. 11. Lista de materiales para la bahía de 69kV del transformador de potencia.....	92



## INDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Planos y lista de cableado del circuito de control de la bahía de 69kV del transformador de potencia.....	96
Anexo 2 Planos y lista de cableado del circuito de control de la bahía de 69kV de la línea de subtransmisión Velacruz – Chaguarpamba .....	96
Anexo 3 Planos y lista de cableado del circuito de control de la bahía de 69kV de la línea de subtransmisión Velacruz – Catacocha .....	96
Anexo 4 Planos y lista de cableado del circuito de control de la bahía de 69kV de la línea de subtransmisión Velacruz – Catamayo .....	96



Cláusula de Licencia y Autorización para Publicación en el Repositorio Institucional

---

José Erazmo Rojas Castillo en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Diseño e implementación de los circuitos de control para cuatro bahías", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el Repositorio Institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 3 de octubre de 2018

José Erazmo Rojas Castillo

C.I: 1102994439



Cláusula de Licencia y Autorización para Publicación en el Repositorio  
Institucional

---

Patricio Eduardo Vargas Jaramillo en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Diseño e implementación de los circuitos de control para cuatro bahías", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el Repositorio Institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 3 de octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized letters, positioned above a horizontal line.

Patricio Eduardo Vargas Jaramillo

C.I: 0702448788



Cláusula de Propiedad Intelectual

---

José Erazmo Rojas Castillo, autor del trabajo de titulación "Diseño e implementación de los circuitos de control para cuatro bahías", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 3 de octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, reading "José E Rojas Castillo", enclosed within a large, loopy blue oval.

José Erazmo Rojas Castillo

C.I.:1102994439



Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Patricio Eduardo Vargas Jaramillo, autor del trabajo de titulación "Diseño e implementación de los circuitos de control para cuatro bahías", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 3 de octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, consisting of several loops and a horizontal line, positioned above a horizontal line.

Patricio Eduardo Vargas Jaramillo

C.I: 0702448788



## DEDICATORIA

A Dios, por permitirme cumplir todas la metas propuestas dentro del plano profesional y personal, mantenerme fuerte en momentos difíciles y permitiendo alcanzar el éxito siempre.

Mi madre Amanda Castillo, por darme la vida, creer en mí y por siempre apoyarme. Mamá gracias por darme el apoyo necesario para ser lo que hoy en día soy, y la bendición aun desde el cielo.

A mis hermanos, por ser parte fundamental en mi creciente personal siempre pendiente de mí.

A mi familia, por apoyarme y no dejar decaer, siempre prestos a darme un consejo y su apoyo necesario.

José Rojas

El presente trabajo de titulación lo dedico primero al creador todo poderoso Dios omnipotente por darnos la vitalidad; a mi madre por permitir mi nacimiento y darme toda su educación, a mi padre que se encuentra a lado del creador, a mi querida y respetuosa esposa Doris León y a mis hijos razón de vivir Steven, Kevin y Jhossue Vargas León que Dios les pague por todo el apoyo recibido en las buenas y las malas situaciones que pase por terminar mis estudios superiores.

Patricio Vargas J.





## AGRADECIMIENTO

A la Universidad de Cuenca, por haberme indicado el sendero del conocimiento y acogido en sus aulas todos estos años. A los profesores de esta facultad por su generosidad y entusiasmo, de manera especial al Ing. Fernando Mogrovejo, M.Sc, que sin su apoyo y guía incondicional este proyecto no hubiera sido posible.

A la EERSSA por su apoyo y colaboración en el desarrollo del presente proyecto, de manera especial al Ing. Marcos Valarezo por su apoyo incondicional.

A Patricio Vargas compañero del presente proyecto.

José Rojas

En primera instancia agradezco a la Universidad de Cuenca por la acogida, la formación y la paciencia que han tenido para brindarnos toda su profesionalidad, quienes se han esforzado por ayudarme a llegar a cumplir la meta en la que ahora me encuentro. A mis sobrinos, hermanos y hermana por estar en el momento que solicite su ayuda para cumplir con algunas consultas en la parte académica y así poder culminar con éxito la carrera escogida

Al término de este trabajo, agradezco el apoyo desinteresado de mi director de tesis Ing. Fernando Mogrovejo por todo su, esfuerzo, durante el proceso de este proyecto.

También agradecer, al Ingeniero Marcos Valarezo Orejuela Superintendente de subestaciones y comunicaciones por el apoyo desinteresado para el desarrollo de este trabajo técnico; al Ingeniero Andrés Orellana Lalangui por su asesoramiento en lo requerido para el avance del mismo, a mis compañeros del grupo de subestaciones quienes brindaron todas las facilidades necesarias para el desarrollo del presente trabajo

A mis compañeros de aula en especial a José Rojas compañero de aula que siempre nos apoyamos y estuvimos pendientes de alcanzar juntos nuestra meta.

Gracias a todos

.Patricio Vargas J.



**ESTA TESIS HA SIDO DESARROLLADA ENTRE LA UNIVERSIDAD DE  
CUENCA Y EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.**



## CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. Antecedentes

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA) tiene dentro de sus funciones principales la distribución y comercialización de energía eléctrica con alta calidad, confiabilidad y seguridad. Para ello posee un sistema de subtransmisión a  $69kV$ , un sistema de distribución primario a  $13.8kV$  en la provincia de Loja, un sistema a  $22kV$  en la provincia de Zamora Chinchipe y el Cantón Gualaquiza de la provincia de Morona Santiago; además posee un sistema de distribución secundario que consiste en redes baja tensión y acometidas a niveles de  $120/240V$  y  $127/220V$ .

Para mejorar la calidad y confiabilidad de su sistema eléctrico EERSSA está ejecutando la repotenciación y modernización del sistema de distribución y subtransmisión. Para ello está realizando la ampliación y modernización de sus subestaciones eléctricas (S/E). (EERSSA, 2018a)

La subestación Velacruz, se encuentra en la Provincia de Loja, cantón Paltas. Esta subestación también ha sido considerada dentro del plan de expansión y modernización, que consiste en el aumento de  $800kVA$  a  $2500kVA$  en la capacidad de la potencia del transformador principal, aquello se debe especialmente al crecimiento actual y futuro de la demanda, además de la necesidad de un sistema de subtransmisión en anillo con otra subestación cercana a la antes mencionada.

Dentro de los trabajos de ampliación de la S/E también se ha considerado el aumento de dos bahías de línea adicionales de  $69kV$  y el aumento de una bahía adicional de  $13.8kV$  para un alimentador primario. Actualmente se encuentran montados los equipos eléctricos primarios en las bahías de  $69kV$ .

### 1.2. Justificación

La EERSSA ejecutó el montaje electromecánico de estructuras y equipos principales de la S/E Velacruz. Con el fin de comandar la maniobras tanto local y remotamente de los equipos primarios, la EERSSA requiere el diseño e implementación de los diagramas de control de las bahías de  $69kV$ .



Como parte del diseño son necesarios la digitalización de todos los planos de control, diagramas de conexión, distribución de borneras, distribución general de corriente continua y alterna; y cableado para las conexiones de los equipos que van a intervenir en la subestación, en los diagramas de control debe agregarse un circuito de mando según la necesidades.

Otro de los requerimientos de EERSSA es comandar, controlar y vigilar la subestación por medio del sistema SCADA. Con este sistema se mejorará la calidad del servicio eléctrico, reducirá el tiempo total de las interrupciones y el tiempo de atención a los clientes y asimismo permitirá planificar su operación. Para ello es necesario el correcto diseño e implementación de los circuitos de fuerza, control, protección y medición de los equipos primarios de la subestación.

### **1.3. Alcance y contenido propuesto**

En el presente proyecto de titulación se pretende estudiar y diseñar los circuitos de control de las bahías de  $69kV$  de la S/E Velacruz perteneciente a la EERSSA mediante la actualización de los planos y diagramas eléctricos de los diferentes equipos primarios de la subestación.

Debido a que existe una mayor labor y complejidad en el diseño e implementación de los circuitos de control, protección y fuerza para las bahías de  $69kV$ , se ha estimado conveniente que el enfoque de este proyecto sea únicamente para dichas bahías, es decir para el conjunto compuesto de líneas de subtransmisión y el transformador de potencia de la subestación.

Las tareas de diseño que se han propuesto como resultado del presente proyecto son las siguientes:

- Actualización de planos generales de equipos.
- Actualización de los diagramas unifilares y nomenclatura operativa.
- Diagramas de cableado de control y fuerza de los tableros de  $69kV$ .
- Diagramas de servicios auxiliares del respectivo tablero.
- Planos de disposición de gabinetes.
- Listado de cableado de los paneles.



El contenido del proyecto está dividido en cinco partes, a continuación, se realizará una breve descripción de cada uno de los capítulos que se van desarrollar:

En el primer capítulo que es la introducción se presentará la justificación, alcance y objetivos del proyecto.

En el segundo capítulo se analiza la situación sistema eléctrico ecuatoriano, indicando su historia, evolución y como está conformado en la actualidad; además se muestra a detalle todo lo relacionado con la EERSSA y se describe la composición su sistema eléctrico.

El tercer capítulo consiste en el marco teórico y análisis de la S/E Velacruz , donde principalmente se detallan los conceptos y terminología asociada con las subestaciones eléctricas.

El cuarto capítulo consiste en el diseño de los circuitos de control de la S/E Velacruz, se indica el funcionamiento e utilidad de los mismos, se muestran los planos, diagramas e información resultante del diseño, además se describe a detalle los equipos primarios de la subestación.

En el capítulo cinco se expondrán los resultados y las conclusiones obtenidas a lo largo de este trabajo; finalmente se expondrán las recomendaciones.

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo general**

Diseñar e implementar los circuitos de control para las cuatro bahías de  $69kV$  de la subestación Velacruz, para el control de las salidas de tres líneas de subtransmisión que conectan a tres subestaciones y uno para el control del transformador de potencia de  $69$  a  $13.8kV$ , para cerrar el anillo de  $69kV$ .

### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Actualizar los diagramas unifilares de la subestación Velacruz.
- Diseñar los circuitos de control de las bahías, para la operación de cierre y apertura de las líneas de subtransmisión en sus diferentes salidas.
- Implementación de los circuitos de control eléctrico para las 4 bahías.





## CAPITULO 2. SITUACION ACTUAL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO Y EERSSA

### 2.1 Sector eléctrico Ecuatoriano

#### 2.1.1 Origen y evolución

La electrificación se inicia en el Ecuador en el año de 1897 con la instalación de dos turbinas hidroeléctricas de 12 kW cada una, ubicadas en la ciudad de Loja. En las décadas de 1920 y 1930 se suscribieron contratos con compañías norteamericanas para dotar de energía eléctrica a las ciudades de Quito, Guayaquil y Riobamba. A partir de la década de los 40 los municipios asumen la responsabilidad del suministro eléctrico, esto ocasiona que el sector eléctrico en el país se desarrolle sin ningún tipo de planificación. (Casco, 1995)

En 1961 existían más de 1.200 centrales eléctricas con un promedio de 100kW en cada una y administradas por más de 100 entidades municipales y locales. El índice de electrificación medio fue de 25 vatios por habitante, siendo este uno de los más bajos de Latinoamérica. Ante esta situación el gobierno promulga, en mayo de 1961 la Ley Básica de Electrificación que crea al Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), al que responsabiliza de la planificación, ejecución y control de la actividad eléctrica a nivel nacional. En el año de 1966 INECEL establece dos premisas: la creación de un Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la integración eléctrica regional.

El INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999, habiéndose encargado al Ministerio de Energía y Minas, a través de Decreto Ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999, ejecutar todo el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico. De esta manera, los activos del INECEL (de generación y transmisión) y las acciones en 19 de las 20 distribuidoras, fueron transferidos en propiedad al Fondo de Solidaridad, quien se constituiría en accionista mayoritario de las nuevas seis empresas de generación y una de transmisión que empezaron su operación en abril de 1999. (Neira & Ramos, 2003)

De esta manera el ex INECEL se dividió en:

- Empresas generadoras:
  1. Hidropaute S.A.,



2. Hidroagoyán S.A.,
  3. Hidropucará S.A.,
  4. Termoesmeraldas S.A.,
  5. Termopichincha S.A; y,
  6. Electroguayas S.A.
- Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica: TRANSELÉCTRIC S.A.
  - Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE.
  - Empresas de distribución: las cuales continuaron operando como lo hacían con el INECCEL, hasta la negociación de las respectivas concesiones con el CONELEC.(Neira & Ramos, 2003)

De esta manera inició el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano (MEM), constituido por unidades de negocio en generación, transporte, distribución y grandes consumidores incorporados al SNI, que operan bajo la dirección del CENACE.

### **2.1.2 Estructura actual del sistema eléctrico**

El 20 de octubre de 2008, el sector eléctrico es considerado como un sector estratégico y además, el servicio de energía eléctrica se configura como un servicio público. En este contexto, la Constitución en sus artículos 313, 314 y 315 dispone que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos (energía en todas sus formas, telecomunicaciones, recursos naturales no renovables, transportes, refinación de hidrocarburos, el agua, etc.), así como ser el proveedor de estos servicios; para ello, el Estado constituye empresas públicas para la gestión de dichos sectores, estas empresas pueden ser mixtas (participación privada) siempre que el Estado sea el accionista mayoritario.

Se crea el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) llamado a ser el ente rector del sector eléctrico ecuatoriano y de la energía renovable. Esta entidad es la responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos.

Con las disposiciones del Mandato No. 15 de la constitución de la república del Ecuador, que faculta la fusión de empresas del sector se crea La corporación Nacional





de Electricidad (CNEL) en diciembre de 2008 con la fusión de las 10 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 de las 10 empresas. Se crea también la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) en enero de 2009, se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A, con la fusión de las empresas HIDROPAUTE S.A., HIDROAGOYAN S.A., ELECTROGUAYAS S.A., TERMOESMERALDAS S.A., TERMOPICHINCHA S.A. y TRANSELECTRIC S.A.

Posteriormente mediante decreto ejecutivo Nro. 1459, de 13 de marzo de 2013, se creó la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), sucediendo en derechos y obligaciones a la CNEL S.A.(Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017)

En la actualidad, luego de la fusión de la CNEL EP con la Empresa Pública de Guayaquil EP, el sector eléctrico del país cuenta con once empresas: 10 empresas de distribución; y una empresa de generación y transmisión de energía, CELEC EP.(Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017)

### 2.1.3 Generación

Durante el desarrollo histórico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, se tuvo una matriz energética constituida en su mayoría por energía térmica mediante el uso de combustibles fósiles con una pequeña incidencia de energía hidráulica y casi nula participación de energías renovables.

En la actualidad debido al cambio de la matriz productiva que promueve el uso preferencial de fuente renovables, complementando con el uso eficiente de las fuentes energéticas no renovables que se disponen en el Ecuador, con el propósito de lograr la disminución radical del uso de combustibles importados y derivados del petróleo. La fuente de energía renovable como la energía hidráulica es la base del parque generador del Ecuador tal y como se observa en la Tabla 2.1, donde representa el 58% de la potencia efectiva generada.

**Tabla 2.1.** Potencia nominal y efectiva del parque generador del Ecuador.

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017



Sistema	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	%	(MW)	%
S.N.I	Hidráulica	4440,70	53,98	4412,78	58,02
	Eólica	16,50	0,20	16,50	0,22
	Térmica	2449,62	29,78	2148,19	28,24
	Biomasa	144,30	1,75	136,40	1,79
	Fotovoltaica	24,46	0,30	23,57	0,31
	Biogas	2,00	0,02	1,76	0,02
<b>Total S.N.I</b>		<b>7077,58</b>	<b>86,03</b>	<b>6739,20</b>	<b>88,60</b>
No Incorporado	Hidráulica	5,66	0,07	5,39	0,07
	Eólica	4,65	0,06	4,65	0,06
	Térmica	1136,52	13,82	854,83	11,24
	Fotovoltaica	2,02	0,02	2,02	0,03
<b>Total No Incorporado</b>		<b>1148,85</b>	<b>13,97</b>	<b>866,89</b>	<b>11,40</b>
<b>Total</b>		<b>8226,43</b>	<b>100,00</b>	<b>7606,09</b>	<b>100,00</b>

#### 2.1.4 Sistema Nacional de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión(SNT) en la actualidad está agrupado en cinco zonas operativas: Norte, Nororiental, Noroccidental, Sur y Suroccidental. A nivel de 230 *kV* existen 1.285 *km* de líneas en doble circuito y 885 *km* en simple circuito, gran parte de ellas formando un anillo entre las subestaciones Molino, Zhoray, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba, vinculando de forma directa a los principales centros de generación con los grandes centros de consumo del país.

A nivel de 138*kV* se cuenta con 807 *km* de líneas en doble circuito y 1.122 *km* en simple circuito, que fundamentalmente parten de manera radial desde el anillo de 230*kV*. Como parte de las instalaciones en operación del SNT existen además, a nivel de 230*kV*, algunas líneas de interconexión internacionales:

- Con Colombia: dos líneas de transmisión doble circuito de 212 *km* de longitud cada una, que enlazan las subestaciones Pomasqui en el lado ecuatoriano con Jamondino en el lado colombiano y que permiten la transferencia de hasta 500 *MW*.
- Con Perú: una línea de transmisión de 107 *km* de longitud, que conecta a las subestaciones Machala en el lado ecuatoriano con Zorritos en el lado peruano y



que permite la transferencia de hasta 100 *MW*.(Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017)

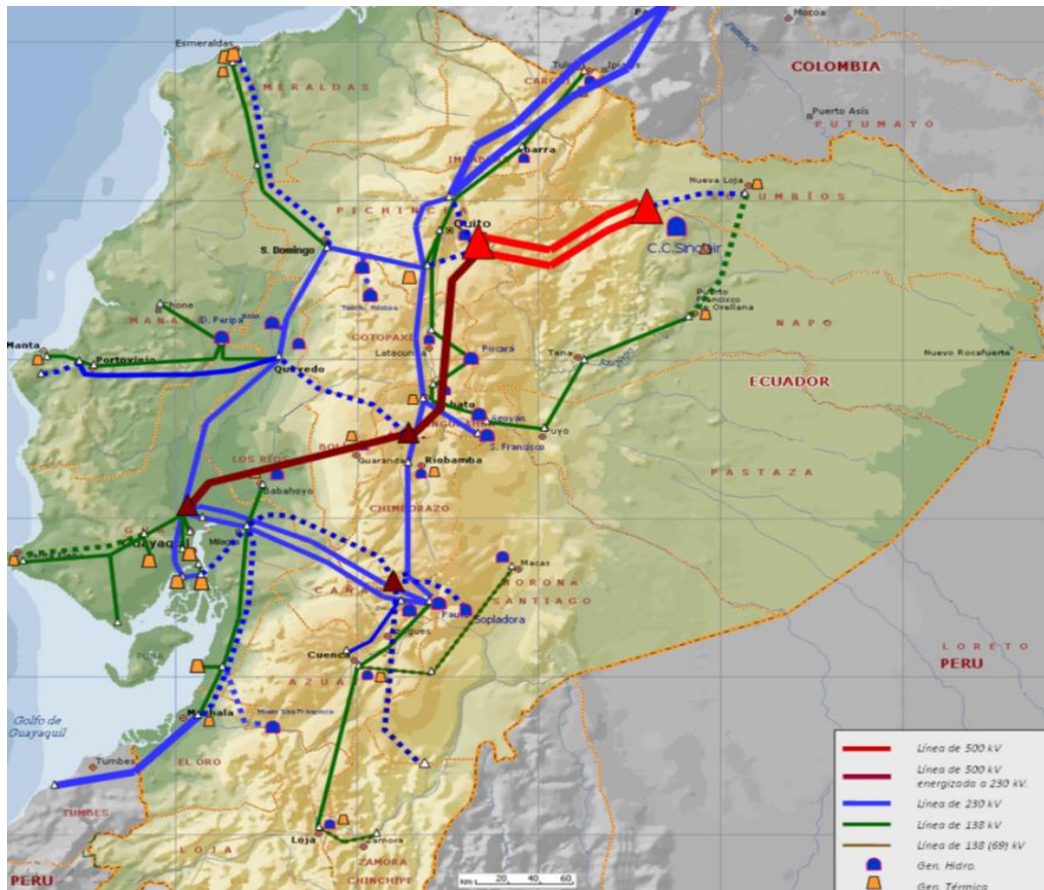
Un aspecto importante que contribuye a garantizar el abastecimiento de una demanda eléctrica creciente, se relaciona con una adecuada expansión del Sistema Nacional de Transmisión, SNT.

La necesidad de solucionar los problemas operativos detectados en el diagnóstico del sistema de transmisión, así como integrar al SNI La producción de los grandes proyectos de generación hidroeléctrica en construcción, especialmente Sopladora (487 *MW*) y Coca Codo Sinclair (1.500*MW*), previstos para los años 2015 y 2016, respectivamente (estos proyectos permitirán desplazar generación térmica, principalmente la existente en la ciudad de Guayaquil), requiere de un sistema de transmisión de capacidad suficiente para evacuar la energía de dichos proyectos.

El Plan de Expansión de Transmisión determina la necesidad de ejecutar varios proyectos, que se resumen en:

- La implementación de 2.065*km* de líneas de transmisión de simple y doble circuito.
- La instalación de 7.645 *MVA* de transformación adicionales.
- La incorporación de 390 *MVAR* de compensación capacitiva.
- La incorporación de 195 *MVAR* de compensación inductiva.

De los resultados del análisis del Plan de Expansión de Transmisión, se tiene que entre los años 2019 y 2022 no se necesitarán de obras de transmisión adicionales en el S.N.I.



**Figura 2.1.** Mapa de las obras a realizar del sistema nacional de transmisión.

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017

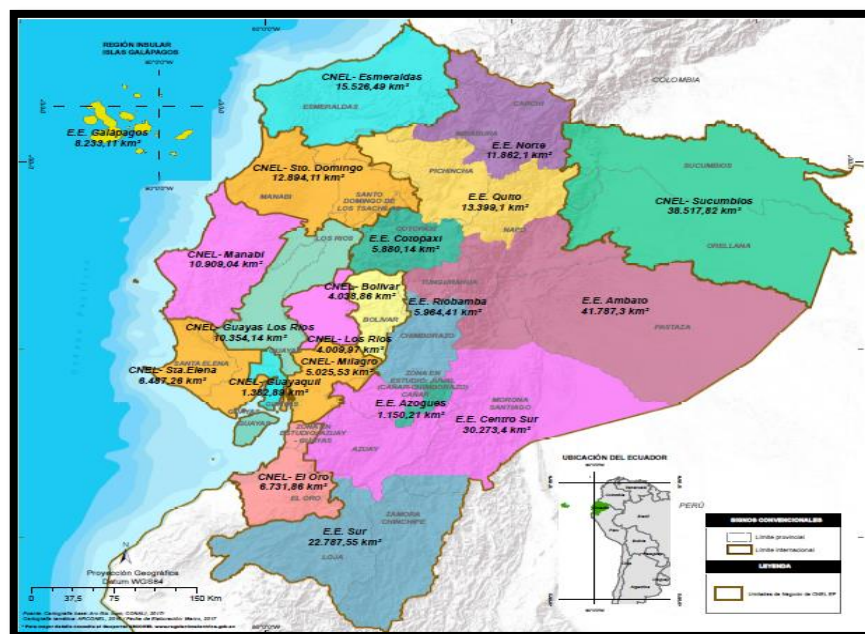
Para evacuar la generación del proyecto Coca Codo Sinclair se estableció como mejor alternativa la implementación de un sistema de  $500\text{kV}$  como se puede observar en la Figura 2.1, que además de vincular Coca Codo Sinclair con Quito (subestación El Inga) permitirá interconectarlo con el principal centro de carga del país, Guayaquil (subestación Daule).

Además es necesario mencionar que existirán cambios en la proyección de la demanda que consideran la sustitución del uso del gas licuado de petróleo GLP por electricidad para cocción de alimentos (incorporación de 3,5 millones de cocinas entre los años 2015 y 2017), la alimentación desde el SNI a las instalaciones de la Refinería del Pacífico ( $370\text{ MW}$ ) a partir del 2016, y el incremento de demanda por la interconexión del sistema petrolero al SNI. (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017)

## 2.1.5 Distribución del servicio eléctrico

El país cuenta con un área total de  $257.215,30\text{km}^2$ , la misma que ha sido asignada a 11 unidades de negocio de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) y nueve empresas que prestan el servicio de energía eléctrica. La CNEL EP dispone de  $115.877,98\text{ km}^2$ , que corresponde al 45,05% del área total del país, mientras que el 54,95% restante está repartido para las demás empresas distribuidoras. La información de la infraestructura de distribución se toma de las geodatabases del modelo nacional de datos que fue dispuesto por el MEER. Las áreas de prestación de servicio se generaron en base a la existencia de la red de suministro de servicio eléctrico de cada empresa, cuyos límites no corresponden a la organización territorial del Estado. Sin embargo, se han considerado los siguientes criterios con relación al cambio administrativo de algunas zonas territoriales:

- El sistema eléctrico de La Troncal de la CNEL EP Unidad de Negocio Milagro, se incluyó en el área de prestación de servicio de la E.E. Centro Sur.
- El sistema eléctrico La Maná de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos, es administrada por la E.E. Cotopaxi.
- El sistema eléctrico de la Zona Norte de CNEL EP Unidad de Negocio Manabí, es administrada por la CNEL EP Unidad de Negocio Santo Domingo.
- El sistema eléctrico de El Salto del Tigre de la E.E. Norte, es administrada por la E.E. Quito.





**Figura 2.2.** Áreas de servicio de las empresas distribuidoras.

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017

## 2.2 Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA)

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A, tiene como finalidad brindar la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor o usuario final, a través de las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica en el área de concesión, con alta calidad, confiabilidad y seguridad; así como el servicio de alumbrado público general según la regulación específica.(EERSSA, 2017)

### 2.2.1 Competencias, facultades y atribuciones

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A, tiene los siguientes ámbitos de competencias, facultades y atribuciones.

**Ámbitos de Competencia:** Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.

**Facultades:** Gestión.

**Atribuciones:** En el ámbito de competencias, para ejercer sus facultades, la EERSSA desarrolla sus actividades en el marco de los siguientes aspectos:

#### 2.2.1.1 Aspectos Técnico y Tecnológico

En lo técnico:

- Equipo técnico, multidisciplinario, calificado y competente.
- Personal proactivo y comprometido con la Institución.
- Relaciones interinstitucionales positivas.

En lo tecnológico:

- La EERSSA procura mantener tecnología actualizada a medida de las disponibilidades económicas, aprovechando el desarrollo de las tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC) para lograr una gestión eficiente y ofrecer servicios de calidad.





- La EERSSA, ha implementado el Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE) aunando esfuerzos con el MEER. Dentro del SIGDE están contemplados los siguientes proyectos: SCADA, SIG, OMS, DMS, EMS, CIS/CRM, ERP. Esta implementación automatiza los procesos especialmente de la cadena de valor.
- A través de la fibra óptica se mantiene la comunicación y control entre las diferentes subestaciones de la EERSSA acopladas al SCADA, además facilita las telecomunicaciones entre las sucursales y agencias, disponiéndose de un punto de enlace con la fibra óptica de CELEC EP - TRANSELECTRIC.
- La EERSSA ha implementado grupos especializados para trabajos con línea energizada con el objetivo de mejorar la calidad del servicio técnico.

#### **2.2.1.2 Aspectos Económicos**

- Las obras de inversión se ejecutan con asignaciones del Presupuesto General del Estado y en una parte con fondos propios de la EERSSA (costos de calidad y expansión), por lo tanto, un alto porcentaje de ejecución depende de las transferencias oportunas de recursos económicos por parte del MEER.

#### **2.2.1.3 Aspectos Legales y Políticos**

Aspecto legal:

- La EERSSA para asuntos tales como el régimen tributario, fiscal, laboral, contractual, de control y de funcionamiento de la empresa, observa las disposiciones contenidas en la normativa que rige al Sector Público.

Aspecto Político:

- La EERSSA, se ajusta a las políticas de gestión impartidas por del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, además de las regulaciones establecidas por el ARCONEL y demás instrumentos legales emitidos en acuerdos del Ministerio del Ambiente, Ministerio de Relaciones Laborales, IESS, entre otros.



#### 2.2.1.4 Aspectos Ambientales y Seguridad

Aspectos Ambientales:

- La EERSSA para dar cumplimiento a las disposiciones emitidas por la Autoridad Ambiental Nacional (MAE) cuenta con: fichas ambientales, estudios de impacto ambiental con sus respectivos planes de manejo ambiental (PMA), licencias ambientales y el control a través de auditorías ambientales anuales.
- Los planes de manejo ambiental resumen todas las actividades que evidencia cumplimiento para aprobación de las auditorías ambientales.
- Actividades como manejo de PCB's y su inventario, imposición de franjas de servidumbre en líneas y redes, manejo de residuos, monitoreos ambientales (ruido, emisiones a la atmósfera, caudales, campos electromagnéticos, entre otros), reforestación, mantenimiento de vegetación en franjas de servidumbre, mantenimiento de vegetación en subestaciones, plan de manejo de focos y lámparas usadas. Estas y otras actividades son documentadas y registradas para soporte a los requerimientos de las autoridades ambientales.
- Los resultados de las auditorías ambientales generan planes de acción, los cuales son de obligatorio cumplimiento y se encuentran en etapa de ejecución.

Seguridad Interna:

- Actualmente la EERSSA cuenta con los manuales, procedimientos, e instructivos necesarios para ejecutar de modo seguro sus actividades operativas y de mantenimiento.
- Se cumple con auditorías externas planificadas por los órganos de control (IESS).
- Está aprobado y vigente el Reglamento interno de seguridad y salud ante el Ministerio de Relaciones Laborales (MRL).

Seguridad Externa:

- Ante el riesgo que implica la presencia de redes y líneas eléctricas, se está mejorando la señalización e información al público, y se obtiene actualmente la marginación y registro de las respectivas servidumbres de tránsito en los sectores por donde atraviesan las líneas de subtransmisión.





- Se coordina la socialización previa a la ejecución de los proyectos eléctricos de la EERSSA, con GEPLA, GEOPE, GEGEA y GEICO.

#### **2.2.1.5 Aspecto Social**

- La EERSSA cuenta con el proyecto de impacto social positivo PEC y subsidios en tarifa de energía.
- La EERSSA cumple con un calendario de charlas de concientización para centros educativos en su área de concesión.

#### **2.2.2 Rol de la EERSSA**

El rol de la Empresa Eléctrica Regional del Sur Sociedad Anónima; es la de llegar con el servicio de energía eléctrica a sus abonados en toda su área de concesión; que son las provincias de Loja, Zamora y el Cantón Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago.

##### **2.2.2.1 Razón Social**

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., tiene por razón social la Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en su área de concesión, de conformidad con la Constitución de la República, Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, Ley de Empresas Públicas y Ley de Compañías.

##### **2.2.2.2 Área Geográfica de Servicio**

El área geográfica en la cual la EERSSA brinda el servicio público de energía eléctrica cubre una superficie de 22.788  $km^2$  y está compuesta por dieciséis (16) cantones en la provincia de Loja, nueve (9) cantones en la provincia de Zamora Chinchipe y un (1) cantón en la provincia de Morona Santiago. Se registran 195.236 clientes a diciembre de 2016, de los cuales 171.022 (87,6%) son residenciales, estimándose un nivel de cobertura del servicio eléctrico del 98%.(EERSSA, 2017)



### 2.2.3 Sistema eléctrico de la EERSSA

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la EERSSA, recibe la potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de dos puntos de entrega a  $138kV$ , actualmente TRANSELECTRIC se encuentra adecuando el patio de  $69kV$  en la subestación Virgenpamba y construyendo la subestación Bomboiza en el cantón Gualaquiza aislada a  $230kV$  con lo cual la EERSSA tendrá 4 puntos de entrega de energía con el SNI.

La EERSSA tiene como actividad fundamental la distribución, por lo que dispone del sistema de subtransmisión mayoritariamente a  $69kV$ , el sistema de distribución propiamente dicho con los niveles de  $13.8kV$  en la provincia de Loja y  $22kV$  en la provincia de Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza; en baja tensión mediante redes y acometidas en los niveles de  $240V$ ,  $220V$ ,  $127$  y  $120V$ .

#### 2.2.3.1 Subestaciones

Las subestaciones forman parte del sistema de subtransmisión en número de 24; la capacidad instalada de las mismas es de  $162,4MVA$ . La S/E's Obrapía (01), Catamayo (05) y Cumbaratza (23) son actualmente las principales, debido a que reciben directamente la energía del Sistema Nacional Interconectado – SNI y además sirven de enlace para el resto de subestaciones. Se clasifican en subestaciones de elevación, interconexión y distribución.

#### 2.2.3.2 Subtransmisión

El sistema de subtransmisión la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. está constituido por  $591,73 km$  de líneas de subtransmisión de  $69kV$ ; además se encuentra operando a  $138kV$  la línea Loja-Cumbaratza propiedad de TRANSELECTRIC que parte de la S/E Yanacocha ubicada en la ciudad de Loja y llega a la S/E Cumbaratza propiedad de TRANSELECTRIC ubicada en el cantón Zamora, desde esta subestación se alimenta a las subestaciones Cumbaratza, Yanzatza y El Pangui a nivel de  $69kV$  propiedad de EERSSA. En la

Tabla 2.2 se indica cómo está conformado el sistema de subtransmisión de EERSSA.



**Tabla 2.2.** Sistema subtransmisión de EERSSA.

Fuente: EERSSA, 2017

<b>Longitud de líneas de subtransmisión:</b>	<b>591,73 km</b>
<b>Número de subestaciones:</b>	24
<b>Número de transformadores potencia:</b>	24
<b>Capacidad en transformadores potencia:</b>	162,4 MVA

### 2.2.3.3 Distribución primaria

En la Tabla 2.3 se presenta como está formado el sistema de distribución primario de EERSSA.

**Tabla 2.3.** Sistema de distribución primaria de EERSSA.

Fuente: EERSSA, 2017

<b>Longitud de alimentadores primarios:</b>	<b>7 712,65 km</b>
<b>Número de alimentadores primarios:</b>	71
<b>Número de transformadores distribución:</b>	16655
<b>Capacidad en transformadores distribución:</b>	293,10 MVA

### 2.2.3.4 Distribución secundaria

En la Tabla 2.4 se ve como está conformado el sistema de distribución secundario de EERSSA.

**Tabla 2.4.** Sistema de distribución secundaria de EERSSA.

Fuente: EERSSA, 2017

<b>Longitud de redes secundarias:</b>	<b>4.700,80 km</b>
<b>Número de acometidas:</b>	163285
<b>Longitud de acometidas:</b>	6.078,23 km
<b>Número de Medidores:</b>	195207

## CAPÍTULO 3. MARCO TEÓRICO

### 3.1 Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

#### 3.1.1 Definición de sistema de potencia

Un sistema de potencia se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

También se puede definir a los sistemas de potencia como la red eléctrica que se encarga de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, hasta los consumidores o usuarios finales. (Gonzalez-Longatt., 2007)

La conformación de un sistema eléctrico de potencia permite distribuir la energía eléctrica generada en distintas centrales, hasta el consumidor final. Para ello atraviesa diferentes etapas de transformación, para que pueda ser utilizada bajo parámetros normados y estándares a nivel de clientes.

#### 3.1.2 Estructura de un SEP

La estructura de un SEP se indica en la Figura 3.1. La generación de energía eléctrica tiene lugar en las centrales eléctricas. La mayor parte de las centrales son hidráulicas y térmicas. Actualmente se está ampliando el uso de centrales basadas en energía renovables. La red de transporte es la encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Desde las subestaciones ubicadas cerca de las áreas de consumo, el servicio eléctrico es responsabilidad de la compañía suministradora (distribuidora), que ha de construir y mantener las líneas necesarias para llegar a los clientes. Las líneas de la red de distribución pueden ser aéreas o subterráneas.



**Figura 3.1.** Estructura de un sistema de potencia típico.

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017



### 3.1.2.1 Sistema de generación

El sistema de generación es la parte básica del sistema de potencia, esta se encarga de entregar la energía eléctrica al sistema, esto a partir de la transformación de distintos tipos de energía primaria. El conjunto de unidades generadoras reciben el nombre de centrales o plantas de generación, siendo su tarea tomar una fuente primaria de energía y convertirla en energía eléctrica. El tipo de central de generación y su ubicación depende de las condiciones físicas de la fuente primaria de utilización. La selección del tipo de central de generación eléctrica se realiza por criterios técnicos y económicos, siendo estos últimos los de mayor importancia. (Gonzalez-Longatt., 2007)

Existe una gran diversidad de métodos para generar energía eléctrica, de acuerdo a la forma de energía primaria a transformar se pueden distinguir los tipos siguientes:

- Generación Térmica.
- Generación Hidráulica.
- Generación Nuclear.
- Generación Mareomotrices.
- Generación Solar.
- Generación Geotérmica.
- Generación Eólica.
- Generación Magneto Hidrodinámica (MHD).
- Generación por Biomasas.

### 3.1.2.2 Sistema de transmisión

La red de transporte es la encargada de conectar los grandes centros de producción, geográficamente muy dispersos, con los grandes núcleos de demanda, normalmente ubicados cerca de ciudades y zonas industriales, así como de mantener la cohesión global del sistema eléctrico, funcionando en sincronismo. Esta red ha de transportar grandes cantidades de energía a largas distancias y por lo tanto debe funcionar a altos niveles de tensión. El sistema de transmisión es un elemento clave en el equilibrio dinámico entre la producción y el consumo, y esto adopta una configuración típicamente muy mallada, permitiendo que todas las centrales puedan servirse de respaldo, para cubrir eventuales fallos, y se dota de sofisticados equipos de medida, protección y control.



Los principales elementos que componen la red de transporte son: las líneas y las subestaciones.

Las subestaciones cumplen tres funciones principales son:

- Son centros de interconexión de todas las líneas entre sí.
- Son centros de transformación que alimentan las redes de distribución que llegan hasta el consumo.
- Son centros en donde se instalan los elementos de protección, corte y maniobra del sistema.

### 3.1.2.3 Sistemas de distribución

La distribución de energía eléctrica comprende las técnicas y sistemas empleados para la conducción de la energía hasta los usuarios dentro del área de consumo. La energía eléctrica es transmitida frecuentemente en bloques de magnitud considerable y en altas tensiones desde el punto de generación hasta el área donde se pretende distribuirla, de ahí que sea necesario ejecutar uno o más pasos de transformación para llevarla a los niveles de utilización. El sistema de distribución es el último elemento del sistema de potencia antes de llegar a los consumidores. Esta parte del sistema de potencia está compuesto de líneas y dispositivos para distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios. (Gonzalez-Longatt., 2007)

Estos pasos de transformación dan lugar a las diferentes etapas del sistema de distribución. Dentro del sistema de distribución se distinguen dos grandes niveles bien diferenciados:

- **Sistema de distribución Primaria:** El sistema de distribución primario comienza a la salida de las subestaciones de distribución, de este punto los circuitos subtransmisión alimentan a los transformadores de distribución. Las subestaciones de distribución transforman este voltaje al de los denominados alimentadores primarios, el voltaje de los circuitos generalmente se encuentra entre 6.9, 13.8 y 22kV.
- **Sistema de distribución Secundario:** Los circuitos secundarios (redes de baja tensión) constituyen la parte de un sistema de distribución que transportan la energía eléctrica desde el secundario del transformador de distribución hasta cada



uno de los usuarios con voltajes menores de 600V, ya sea en forma aérea o subterránea, siendo la más común la aérea con diferentes topologías predominando el sistema radial. Los niveles de tensión secundarios más comunes son 120/240V para sistemas monofásicos y para sistemas trifásicos 120/208 y 127/220V. (Castaño, 2004)

### 3.2 Subestaciones Eléctricas (S/E)

Una subestación eléctrica se puede definir como un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema.

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman una parte de un sistema eléctrico de potencia; sus principales funciones son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia. (Martin, 1987)

Las subestaciones y líneas de transmisión forman parte de la etapa de transmisión de un sistema eléctrico de potencia, siendo su principal objetivo el elevar o reducir el voltaje a un nivel requerido.

#### 3.2.1 Terminología sobre subestaciones según TRANSELECTRIC:

##### - Subestación eléctrica

Es un conjunto de elementos, equipos e instalaciones que intervienen en el proceso de transformación de energía eléctrica, de tal manera que permiten el suministro de energía a las empresas de distribución o la evacuación de la energía producida por las centrales de generación. Estas pueden ser de elevación, cuando mediante un transformador de potencia se incrementa el nivel de voltaje, por ejemplo de 13.8kV a 69 kV ó subestación de reducción cuando el nivel de voltaje disminuye como por ejemplo de 230kV a 138kV. (TRANSELECTRIC, 2010)

##### - Ampliación y modernización

Estos términos están relacionados con las subestaciones:



- **Ampliación**, se refiere a modificaciones de las subestaciones, como incremento de bahías de línea, o la instalación de un transformador de potencia.
- **Modernización**, es el cambio de los equipos de protección, control y medición de una tecnología antigua por equipos de mejor tecnología, a fin de brindar mayor confiabilidad, y seguridad.(TRANSELECTRIC, 2010)
  
- **Bahías:** Una bahía es un elemento de una subestación, conformada por equipos de maniobra: (interruptores, seccionadores) y equipos de protección, control, y medición.
- **Barra:** Una barra es un elemento de una subestación, en la que se recibe o desde la cual se distribuye la energía eléctrica; pueden ser de varios niveles de voltaje:  $230kV$ ,  $138kV$ ,  $69kV$ ,  $46kV$  ó  $34.5kV$ .
- **Capacitor:** Es un dispositivo eléctrico que sirve para almacenar electricidad o energía eléctrica en un punto determinado de un sistema eléctrico, a fin de modificar los perfiles de voltaje en dicho punto.
- **Equipo de interrupción:** Dispositivos (interruptores, seccionadores, etc.) que sirven para cerrar o abrir los elementos del Sistema Nacional de Transmisión como líneas de transmisión, transformadores de potencia, etc.
- **Sistema de control:** Está constituido por un conjunto de dispositivos, que permiten controlar el comportamiento de un sistema con el fin de lograr un funcionamiento predeterminado, y minimizar la probabilidad de ocurrencia de fallas.
- **Sistema de protecciones:** Conjunto de dispositivos que permiten la detección de situaciones anómalas en el sistema eléctrico y que permiten la eliminación de fallas, evitando daños en las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión.
- **Sistema de supervisión:** Está constituido por un conjunto de dispositivos, que permiten supervisar o monitorear el comportamiento de un sistema, con el fin de garantizar su funcionamiento dentro de valores preestablecidos.
- **Tableros:** Se encuentran ubicados en las subestaciones, son equipos eléctricos que concentran dispositivos de protección, control y medición. Los tableros permiten realizar acciones de maniobras de interruptores (apertura / cierre) de transformadores de potencia, líneas de transmisión, etc.
- **Transformadores:** Son equipos que permiten modificar las características de voltaje y corriente en un punto del sistema, a fin de adecuarlas a las necesidades





de transmisión y distribución de la energía eléctrica, para reducir o incrementar los niveles de voltaje. Su capacidad depende de los requerimientos de demanda o generación del sistema. (Ejemplo: transformador de elevación de 13.8/138kV de 125MVA de capacidad o transformador de reducción de 138/69kV de 150MVA de capacidad).(TRANSELECTRIC, 2010).

### 3.2.2 Tipos de subestaciones

De acuerdo a la función que desempeñan las subestaciones se pueden clasificar (Harper, 2003) como sigue:

- **Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas :** Se encuentran adyacentes a las centrales eléctricas y permiten modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, permitiendo la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión.
- **Subestaciones receptoras primarias:** Estas subestaciones son alimentadas directamente de las líneas de transmisión, y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o redes de distribución, de manera que dependiendo de la tensión de transmisión puede tener en su secundario tensiones del orden de 115 y 69kV o menores.
- **Subestaciones receptoras secundarias:** En general están alimentadas por las redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensión entre 34.5 y 6.9kV

Las subestaciones eléctricas también se pueden clasificar por el tipo de instalación como:

- **Subestación tipo intemperie:** Son aquellas que están construidas para operar a la intemperie y que requieren del uso de máquinas y aparatos adaptados para el funcionamiento en condiciones atmosféricas adversas (lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental) generalmente se usan para sistemas de alta y extra alta tensión.
- **Subestaciones tipo interior:** En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas que se usan están diseñados para operar en interiores, esta solución en la actualidad solo encuentra aplicación en ciertos tipos de subestaciones que ocupan poco espacio y que se conocen como subestaciones unitarias, que operan

con potencias relativamente bajas y se emplean en el interior de industrias o comercios.

- **Subestaciones tipo blindado:** En este tipo de subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran completamente blindados y el espacio que ocupan, a igualdad de potencia y tensiones; es muy reducido en comparación con los otros tipos de subestaciones convencionales, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación.

### 3.2.3 Elementos principales de una S/E

En una subestación eléctrica se encuentran varios dispositivos que desempeñan distintas funciones necesarias para el correcto funcionamiento de una subestación. Entre los principales elementos se tienen:

#### 3.2.3.1 Transformador de Potencia

Es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir energía eléctrica en un circuito a otro que son por lo general de diferente tensión y solo están acoplados magnéticamente, o bien por su costo con relación a las otras partes de la instalación, (Harper, 2003) Este dispositivo convierte la energía eléctrica alterna en un cierto nivel de voltaje, en energía eléctrica alterna de otro nivel de voltaje, por medio de la acción de un campo magnético.



**Figura 3.2.** Transformador trifásico con enfriamiento en aceite.



### 3.2.3.2 Tipos de transformadores

Los transformadores desde el punto de vista del medio de refrigeración se puede dividir en dos grupos:

- Transformadores con aislamiento en seco
- Transformadores con aislamiento en aceite

Los transformadores en seco tienen su parte activa en contacto directo con un medio aislante gaseoso (por lo general aire) o bien con algún medio aislante sólido como por ejemplos resinas, materiales plásticos, etc. Estas máquinas por lo general se construyen para voltajes que normalmente no exceden la clase de  $15kV$  por lo que su empleo es reducido casi a los servicios auxiliares de algunas otras instalaciones o como parte integrante de las instalaciones secundarias industriales o comerciales.

Los transformadores en aceite tienen en cambio su parte activa sumergida en aceite mineral (derivados del petróleo), por lo que en estas máquinas de hecho no se tiene limitaciones no en la potencia ni en las tensiones ya que es común encontrar transformadores hasta de  $400MVA$  y con tensiones del orden de  $500kV$  e inclusive en algunos casos con valores superiores de potencia y tensión.

El aspecto del medio de enfriamiento es tan importante que existe una clasificación de los transformadores con relación a esto y que están referidas a las recomendadas por la comisión internacional de electrotecnia como sigue:

- **Transformadores tipo seco**
  - Con enfriamiento por aire natural
  - Con circulación forzada del aire en el exterior por medio de ventiladores
  - Con circulación forzada de aire en el núcleo de los devanados
- **Transformadores en aceite**
  - Circulación natural del aire y del aceite
  - Circulación natural del aceite y aire auxiliado por circulación forzada del aire con ventiladores en los tubos radiadores
  - Circulación forzada del aceite y circulación natural del aire



- Circulación forzada del aceite y circulación forzada del aire
- Circulación forzada del aceite y circulación forzada del agua por medios externos
- Circulación forzada del agua

### 3.2.3.3 Componentes principales de un transformador de potencia

Se pueden considerar formado por tres partes principales (Harper, 2003):

- Parte activa
- Parte pasiva
- Accesorios
- **Parte activa:** Está formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:
  - **Núcleo:** Este constituye el circuito magnético, que está fabricado en láminas de acero al silicio. El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas del transporte.
  - **Bobinas:** Estas constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solero de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión del servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.
  - **Cambiador de derivaciones:** Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye por un transformador. Puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en el lado de alta o de baja dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.
  - **Bastidor:** Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.



- **Parte pasiva:** Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecen puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales. La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo.
- **Accesorios:** Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan en labores de mantenimiento.
  - **Tanque conservador:** Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de la carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmosfera si el tanque tiene respiración.
  - **Boquillas:** Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.
  - **Tablero:** Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.
  - **Válvulas:** Conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.
  - **Conectores a tierra:** Son unas piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.
  - **Placa de características:** Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en la que se graban los datos más importantes como son:
    - potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagrama vectorial y de conexiones, numero de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y años de fabricación.

### 3.2.4 Transformadores de potencial

Los transformadores de potencial (TP) se emplean para la mediciones y/o protección; su nombre se debe a que la cantidad principal a variar es la tensión, ósea que permiten reducir un voltaje de un valor que puede ser muy alto a un valor utilizado por los instrumentos de medición o protección.

Los TP desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión, (Martin, 1987). El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y protección que se requieren energizar. Estos transformadores se fabrican para servicio interior y exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana. A diferencia de los aparatos de corriente, los de potencial se construyen de un solo bobinado secundario.



**Figura 3.3.** Transformador de potencial.

Fuente: EERSSA, 2018b



### 3.2.4.1 Parámetros de los transformadores de potencial

- **Tensión:** Las tensiones primaria y secundaria de un transformador de potencial deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso.
- **Tensión primaria:** Se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación.
- **Tensión secundaria:** Los valores normalizados, según la ANSI son de 120 volts para aparatos de 25kV y de 115 volts para aquellos con valores superiores de 34.5 kV.
- **Potencia nominal:** Es la potencia secundaria expresada en volt-amperes, que se desarrollan bajo la tensión nominal y que se indica en la placa de características del aparato.
- **Carga.** Es la impedancia que se conecta a las terminales del devanado secundario.
- **Clase de precisión para medición.** La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador de potencia puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal. La precisión de un transformador se debe poder garantizar para los valores entre 90 y 110% de la tensión nominal.

### 3.2.5 Transformadores de corriente

Cuando se desean hacer mediciones cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien, cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que a tensiones elevadas es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos. Este aislamiento se logra por medio de los denominados transformadores de corriente cuya función principal es transformar o cambiar un valor de corriente en un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos y que por lo general es de cinco amperes según normas, proporcionando es aislamiento necesario en la tensión.





**Figura 3.4.** Transformador de corriente.

Fuente: EERSSA, 2018b

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, bobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieran mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección. Por lo tanto, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conectan a transformadores independientes.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos:

1. Transformadores de medición: Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20% sobre su valor nominal.
2. Transformadores de protección: Los transformadores cuya función es proteger el circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de 20 veces la magnitud de la corriente nominal. En el caso de los relés de sobrecorriente, solo importa la relación de la transformación, pero en otro tipo de relé como pueden ser los de impedancias, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de los valores predeterminados.





3. Transformadores mixtos: En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección.

### 3.2.5.1 Parámetros de los transformadores de corriente

- **Corriente:** Las corrientes primaria y secundaria de un transformador de corriente deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales.
- **Corriente primaria:** Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación. Para subestaciones de potencial, los valores normalizados son: 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000, y 4000 amperes.
- **Carga secundaria:** Es el valor de la impedancia en ohm, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, relés, cables, y conexiones conectados en serie con el secundario y que corresponde a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.
- **Límite térmico:** Un transformador debe soportar en forma permanente, hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado.
- **Límite de corto circuito:** Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente puede llegar a significar una fuerza del orden de varias toneladas.
- **Tensión secundaria nominal:** Es la tensión que se levanta en las terminales secundarias del transformador al alimentar este una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal.
- **Potencia nominal:** Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en volt-amperes (VA) y a veces en ohms, bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de características del aparato
- **Clase de precisión para medición:** La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en porcentaje, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.



- **Clase de precisión para protección:** Los transformadores con núcleos para protección, se diseñan para que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, para corrientes con valores de 20 veces el valor de la corriente nominal.

### 3.2.6 Interruptores

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, con condiciones normales o anormales. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir en lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Fallas de línea corta (fallas kilométricas).
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- Recierres automático rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra

El interruptor de potencia sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación, su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corriente eléctrica de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes y las corrientes inductivas de varias decenas de kilo amperes (corto circuito).

El interruptor se puede considerar formado por las tres partes principales:

- **Parte activa**

Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

- **Parte pasiva**

Formado por una estructura que soporta uno o tres dispositivos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa. En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- a. Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
  - b. Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
  - c. Soporta los recipientes de aceite, sí los hay, y el gabinete de control.
- **Accesorios**

Como accesorios se encuentran incluidas las siguientes partes:

- a. Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- b. Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- c. Conectores de tierra.
- d. Placa de datos.
- e. Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El accionamiento de los dispositivos de control pueden ser de tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.



**Figura 3.5.** Interruptor de potencia.

Fuente: EERSSA, 2018b

### 3.2.7 Capacitores

Son unos dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica. (Martin, 1987)

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño, herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de transformación de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo. En la **Figura 3.6** se indica un banco de capacitores.



**Figura 3.6.** Banco de capacitores en paralelo.

Fuente: Pedro & Bazua, 2017

Dependiendo del tipo de conexión al sistema los capacitores se clasifican en :

- **Serie:** Los bancos de capacitores con conexión serie al sistema eléctrico se utilizan para aumentar la capacidad de transmitir energía eléctrica manteniendo la estabilidad del sistema.



- **Paralela:** los bancos de capacitores con conexión paralela al sistema eléctrico se utilizan para regular el nivel de tensión en un nodo.

### 3.2.8 Pararrayos

Son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda cierto valor determinado.
- Convertirse en conductor al alcanzar la tensión de ese valor.
- Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal. El dispositivo de protección debe de interrumpir la corriente. Estas características se logran con el aparato llamado pararrayos

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

1. Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva del diseño.
2. Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
3. Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
4. No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
5. La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

La función del pararrayos no es eliminar las ondas de sobretensión, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo.

Cuando se origina una sobretensión, se produce el arqueo de los entrehierros y la corriente resultante es limitada por las resistencias a pequeños valores, hasta que en una de las paradas por cero de la onda de corriente, los explosores interrumpen definitivamente la corriente.

### 3.3 Subestación Velacruz

#### 3.3.1 Descripción de la S/E Velacruz

En el año 2001, en el sitio llamado Velacruz perteneciente al cantón Paltas, la EERSSA dispone de un terreno con un área aproximada  $600 \text{ m}^2$ , en el cual para cubrir la necesidad de entregar el servicio eléctrico a los diferentes barrios del Cantón Paltas y Olmedo, se realizó el montaje provisional de dos transformadores monofásicos con un nivel de voltaje de  $69/13.8 \text{ kV}$ , debido a que las dos subestaciones Catacocha y Chaguarpamba se encontraban demasiado alejadas de dichos barrios. En la Figura 3.7 se observa a la S/E Velacruz en sus inicios



**Figura 3.7.** Vista de la S/E Velacruz en el año 2001.

Fuente: EERSSA, 2018b

Se empieza a construir una pequeña subestación debajo de la línea de subtransmisión (L/S/T) Catamayo Catacocha, aquí se hace la instalación primero de dos transformadores monofásicos en  $69 \text{ kV}$ , se realiza una conexión delta abierta de  $69$  a  $13.8 \text{ kV}$ , con el pasar el tiempo la demanda crece y se tiene que construir una parte para el montaje de un transformador de  $800 \text{ kVA}$ , con sus respectivos seccionadores de barra, fusibles en  $69 \text{ kV}$  y un reconectador en  $13.8 \text{ kV}$ .

Luego de repotenciar la L/S/T Catamayo-Catacocha, se ve la necesidad de ingresar a la subestación Velacruz para cerrar el anillo en  $69 \text{ kV}$  y la Línea radial de Chaguarpamba en  $69 \text{ kV}$ , así mismo se cambia a un transformador de potencia de  $2.5 \text{ MVA}$ .





**Figura 3.8.** S/E Velacruz en la actualidad.

Fuente: EERSSA, 2018b

### **3.4 Tipos de cables de control e instrumentación para subestaciones**

Para el conexionado de los circuitos de fuerza, control, medida y protección se utiliza cable concéntrico flexible de calibre y longitud adecuada para cada aplicación.

Se utilizarán cables de control multiconductores, con voltaje de operación de 600V o más. Estos cables interconectarán los diferentes equipos de potencia y los tableros ubicados en el búnker o sala de control y canalizarán las señales de mando, enclavamientos, indicación, alarmas, alimentación CA, alimentación CD, medición y disparos.

Estos irán soportados en todo su trayecto sobre canastas tipo escalera y trincheras, las cuales no se deberán llenar en la medida de lo posible, más de un 70% de su área transversal total.

Los cables de control deben ingresar y salir del gabinete de un equipo de potencia por la parte inferior del mismo, en los tableros de control, protección y sala de control ingresarán de igual forma por la parte inferior del mismo. (SERVICIOS ASOCIADOS INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD PROYECTOS, 2006)



### 3.4.1 Características de conductores para cableado interno de paneles

Los conductores utilizados para el cableado interno de paneles (armarios, cuadros, cajas de centralización, cubículos de BT de cabinas, etc.) deberán cumplir con las características siguientes:

- Tensión nominal: 120-1000 V
- Conductor: Cobre electrolítico flexible clase 5.
- Aislamiento: Policloruro de vinil o Poliolefina termoestable
- No propagador de la llama.
- No propagador del incendio.
- Libre de halógenos.
- Baja emisión de humos opacos.
- Baja emisión de gases tóxicos.(SERVICIOS ASOCIADOS INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD PROYECTOS, 2006)

### 3.4.2 Identificación origen/destino de conductores

Cada conductor se identificará en sus dos extremos.

La identificación de cada conductor será mediante una etiqueta ORIGEN/DESTINO, leída de izquierda a derecha. Todas las etiquetas que se instalen en una bornera deberán poder leerse en el mismo sentido.

Considerando un borne, y la etiqueta del conductor que llega a él, el ORIGEN es dicho borne y el DESTINO es el borne al que está conectado el otro extremo del conductor.

La identificación del borne ORIGEN incluirá la identificación del borne y la identificación del borne DESTINO incluirá Tablero. celda. tramo. sector. borne.

Cuando el ORIGEN y el DESTINO estén en el mismo tablero, puede omitirse de la etiqueta la referencia al tablero; cuando, además, el ORIGEN y el DESTINO correspondan a bornes de la misma celda, puede omitirse de la etiqueta la referencia a la celda. Adicionalmente, si el ORIGEN y el DESTINO corresponden a bornes del mismo tramo, puede omitirse de la etiqueta la referencia al tramo.





La identificación de los conductores mediante etiquetas se implementará de forma tal que el ORIGEN/DESTINO sea fácilmente legible, indeleble, su contenido no debe borrarse con el tiempo.

### 3.4.3 Identificación de los cables multipolares

Los cables multipolares o mangueras se identificarán mediante dos campos de la siguiente manera:

- dos caracteres relacionados con el tipo de señal que transporta la manguera como sigue:

- AL: Cables de alimentación a equipos
- CO: Cables de corrientes
- TE: Cables de tensiones
- SC: Cables de señales y comandos.

- Un número, con una numeración correlativa comenzando desde el 01.

Por ejemplo, cable SC15, CO40, etc.

Las mangueras se identificarán con una etiqueta de aluminio de 10 cm. de largo y 2cm. de ancho. En los laterales, a 1cm de cada lado, la etiqueta tendrá orificios en los que se pondrán collarines para sujetarla a la manguera.

Las mangueras llevarán una etiqueta en intervalos no mayores de 5m.

### 3.4.4 Normalización de tipos de cables por función eléctrica

Las secciones a considerar para los distintos tipos de circuitos se indican en la Tabla 2. 5. (SERVICIOS ASOCIADOS INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD PROYECTOS, 2006)

**Tabla 2. 5.** Sección de conductores para cableado interno de paneles.

Fuente: SERVICIOS ASOCIADOS INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD PROYECTOS, 2006

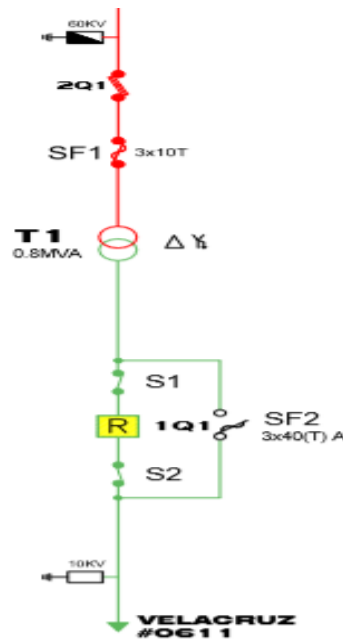
**SECCIÓN DE CONDUCTOR PARA CABLEADO  
INTERNO DE PANELES**



<b>Circuitos de mando, control y protección:</b>	16 AWG (1,5 mm <sup>2</sup> )
<b>Circuitos secundarios de tensión:</b>	16 AWG (1,5 mm <sup>2</sup> )
<b>Circuitos secundarios de intensidad:</b>	14 AWG (2,5 mm <sup>2</sup> )
<b>Circuitos de protección de puesta a tierra:</b>	12 AWG (4 mm <sup>2</sup> )
<b>Circuitos de alumbrado, fuerza y calefacción</b>	16 AWG (1,5 mm <sup>2</sup> )

## CAPÍTULO 4. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE CONTROL PARA LAS BAHÍAS DE 69kV

### 4.1 Levantamiento de información y planos de la S/E Velacruz



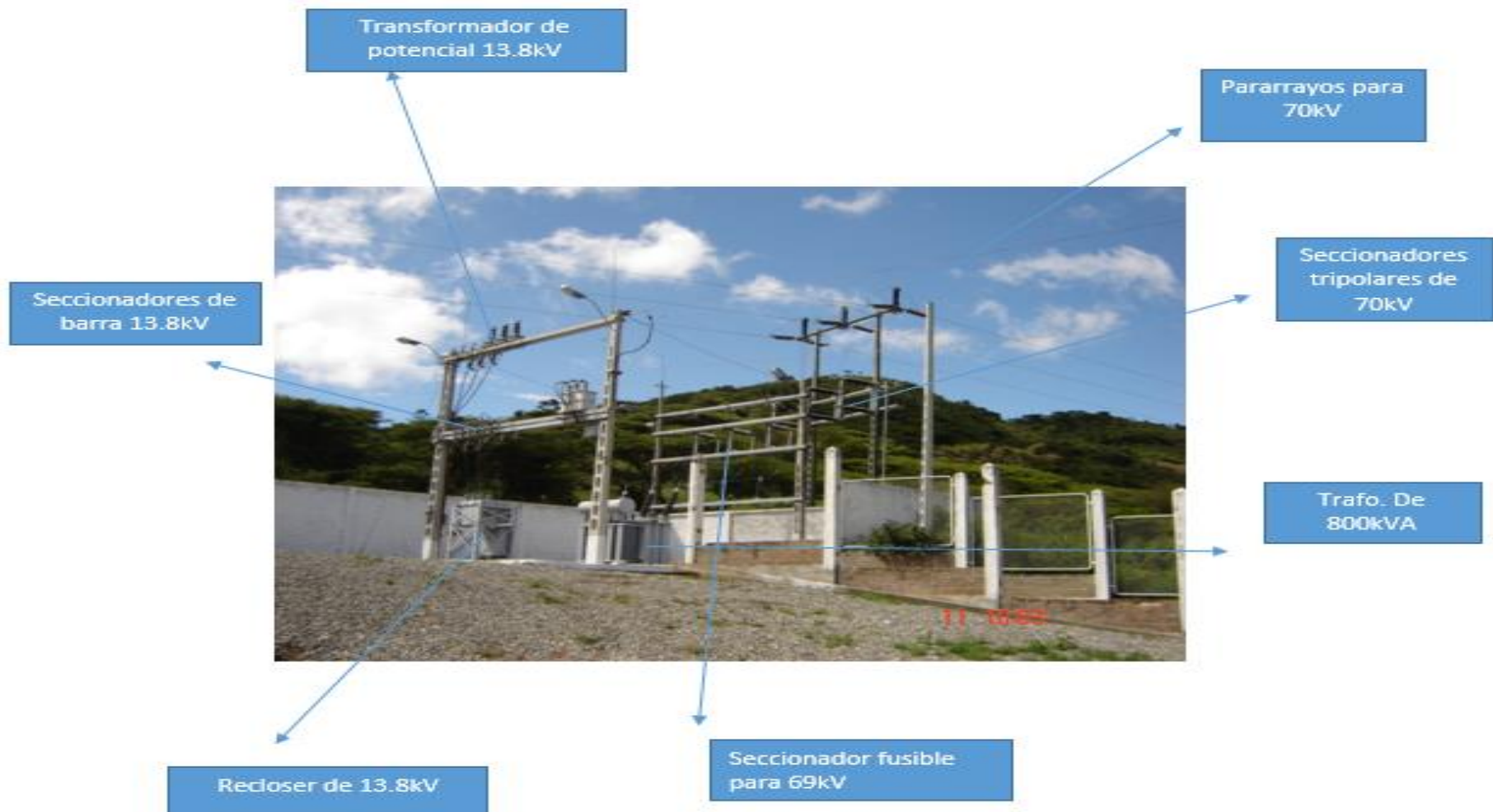
**Figura 4.1.** Circuito unifilar de fuerza en la actualidad.

Fuente: EERSSA, 2018a

En la Figura 4.1, se presenta la subestación Velacruz conectada a través de una línea de subtransmisión de 69kV, que se va desde la subestación Catamayo a la subestación Catacocha. Los equipos primarios que en la actualidad se encuentran instalados y operando son los siguientes:

#### 4.1.1 Equipos a nivel de 69kV

- Un transformador de potencia de 800kVA marca ABB.
- Tres pararrayos para 60kV.
- Un seccionador tripolar de barra marca ABB.
- Un juego de tres seccionadores portafusiles para 69kV.



**Figura 4.2.** Equipos de la subestación antes del nuevo diseño.

Fuente: EERSSA, 2018b



#### 4.1.2 Equipos a nivel de 13.8kV

Dentro de los equipos que se tienen en la bahía de 13,8kV se destacan los siguientes:

- Nueve seccionadores portafusibles para el interruptor de 15kV.
- Un interruptor en vacío para 27kV.
- Tres seccionadores para by pass.
- Tres transformadores de potencial 13.8kV.

Dado que existe un alimentador en 13.8kV trifásico hacia el Cantón Olmedo, este alimentador sale desde los seccionadores de barra del reconectador a través de puntas terminal con cable XLP de calibre 1/0, y una línea monofásica para el sitio Velacruz.

Actualmente por seguridad del sistema eléctrico de potencia y la necesidad de poder comandar, controlar y vigilar. En la S/E Velacruz se ha diseñado un patio de 69kV para alojar equipos de potencia que tengan la característica de poderlos manipular local y remotamente, también se diseñó una nueva bahía de 13.8kV, con nuevos equipos, y por último se hizo el montaje de un transformador de potencia de 2.5MVA que reemplaza al transformador de 0.8MVA.

Luego de tener el diseño la EERSSA contrató el montaje de los equipos de potencia, como seccionadores tripolares de barra, interruptores para 69kV, transformadores de potencial y el montaje del transformador de potencia. Por no disponer de los recursos necesarios, no se pudo contratar la parte del control de los equipos ya colocados en los diferentes patios.

#### 4.2 Diseño de los circuitos de control para las bahías de 69kV

##### 4.2.1 Modernización y repotenciación de la S/E Velacruz

La EERSSA se encuentra en necesidad de repotenciar y modernizar la S/E Veracruz debido al crecimiento actual y futuro de la demanda, además de considerar la automatización de la S/E con la implementación del SCADA, con el fin de mejorar la calidad de servicio técnico y reducir el tiempo total de las interrupciones.

Actualmente la S/E Velacruz dispone de cuatro bahías para 69kV tal y como se observa en la Figura 4.3 , y está distribuida de la siguiente manera:



- **Bahía de transformador:** que aloja al transformador de potencia y sus respectivos equipos de maniobra, control y protección.
- **Bahía de línea Catamayo – Velacruz:** contiene la LT y sus equipos de maniobra, control y protección.
- **Bahía de línea Velacruz – Catacocha:** contiene la LT y sus equipos de maniobra, control y protección.
- **Bahía de línea Velacruz– Chaguarpamba :** contiene la LT y sus equipos de maniobra, control y protección.

En la Figura 4.3 se presentan todos los equipos de las diferentes bahías de 69kV de la S/E Velacruz.

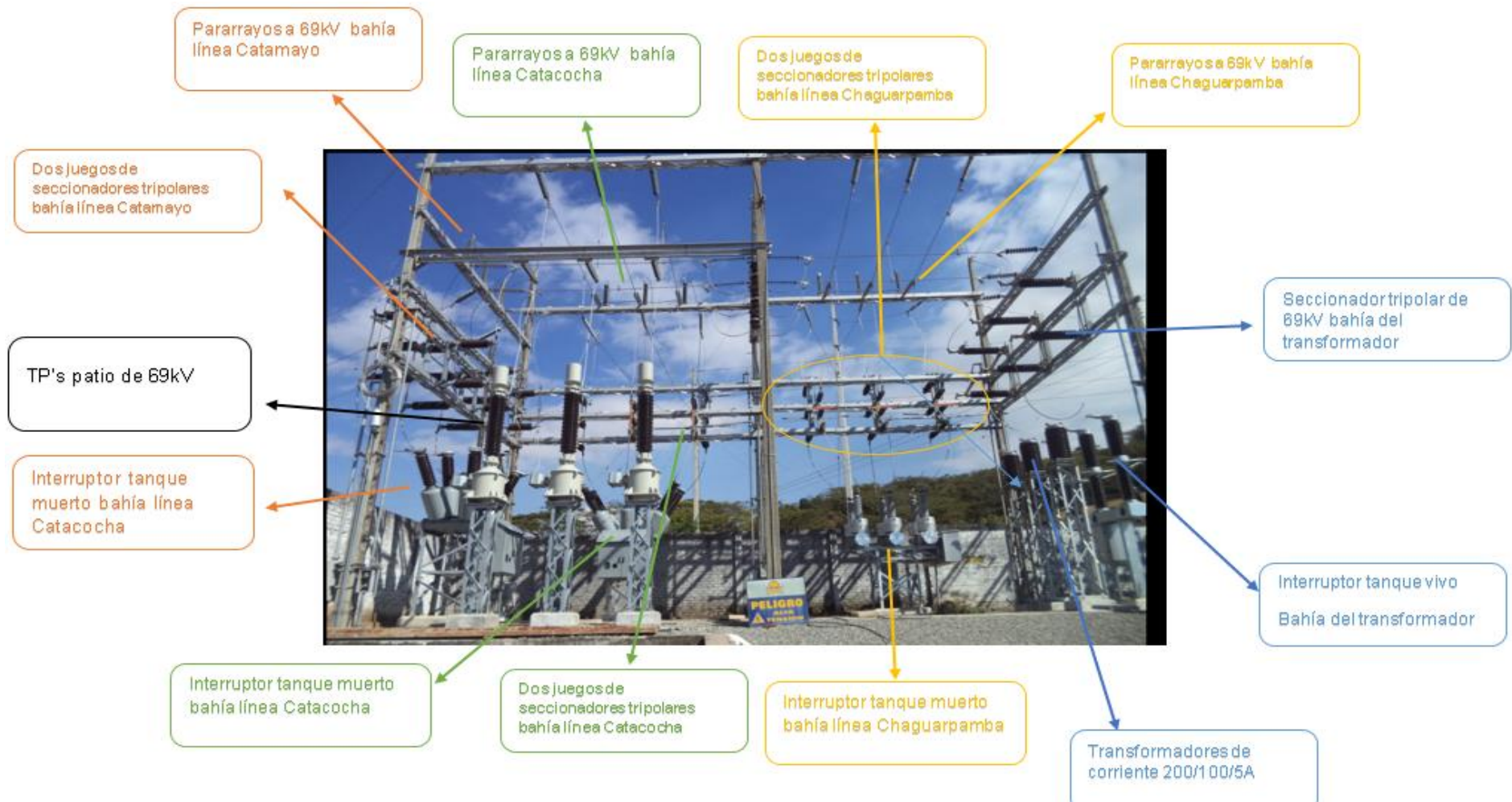
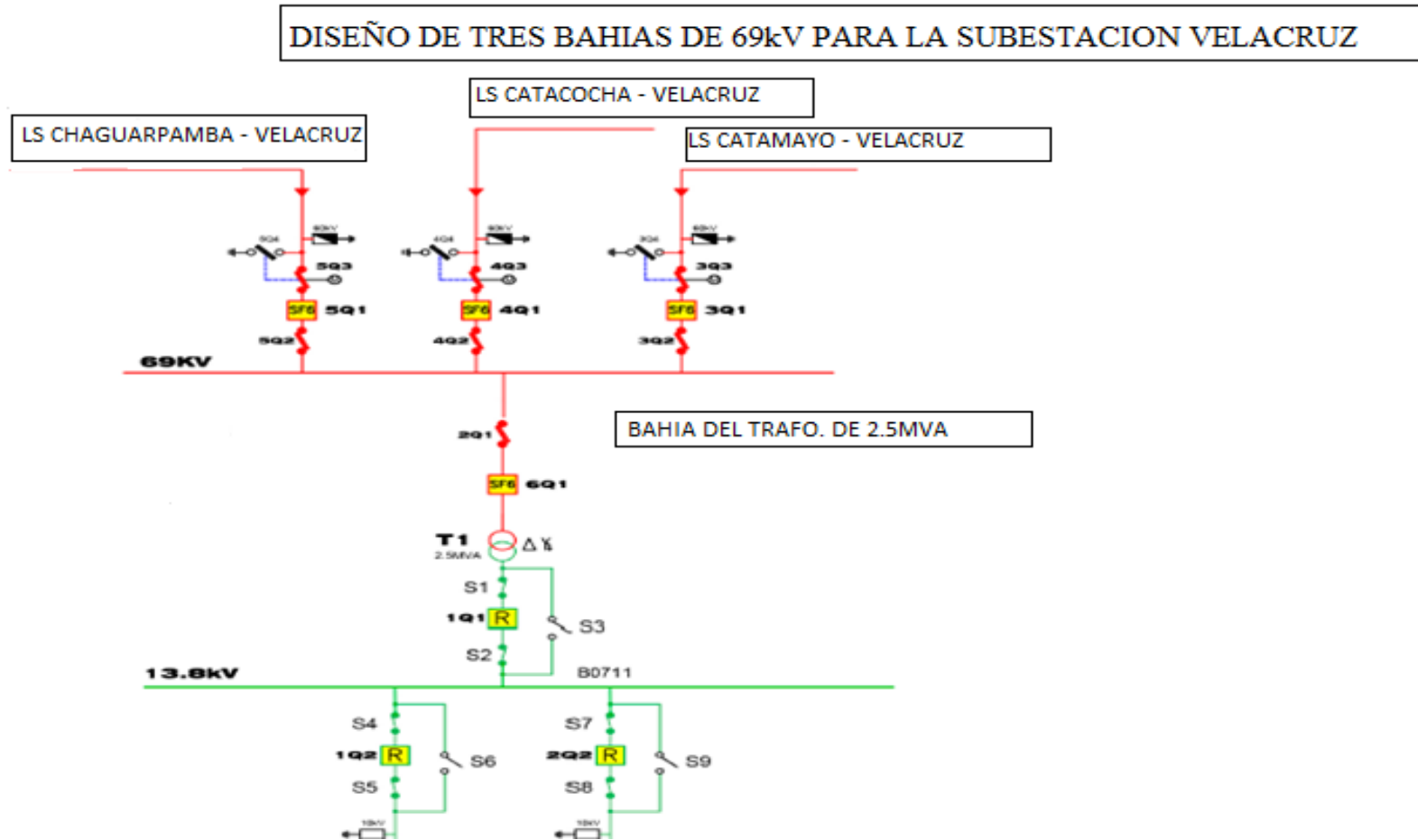


Figura 4.3. Patio de 69kV con todos sus elementos.

Fuente: EERSSA, 2018b



En la Figura 4.4, se observa el diagrama unifilar proyectado S/E Velacruz resultado de la modernización y repotenciación .



**Figura 4.4.** Diagrama unifilar de fuerza proyectado de la S/E Velacruz.

Fuente: EERSSA, 2018a



## 4.2.2 Descripción de los equipos de cuatro bahías de 69kV de la S/E Velacruz

El patio de 69kV de la S/E Velacruz está conformado por cuatro bahías que corresponden al transformador de potencia y a las tres líneas de subtransmisión Catamayo, Catacocha y Chaguarpamba. A continuación se describirá a detalle los equipos que conforman cada una de las bahías de 69kV.

### 4.2.2.1 Bahía de transformador

La bahía del transformador de potencia está conformada por un transformador, un interruptor tanque vivo en SF<sub>6</sub>, tres transformadores de corriente y un seccionador tripolar.



**Figura 4.5.** Bahía del transformador de Potencia.

Fuente: EERSSA, 2018b

#### 4.2.2.1.1 Transformador de potencia (T1)

El transformador de potencia (T1) de la Figura 4.6, está actualmente montado en la bahía del transformador es de 2.5 MVA, marca MITSUBISHI y tiene la siguientes características:



**Figura 4.6.** Transformador de potencia de 2.5MVA de la S/E Velacruz.

Fuente: EERSSA, 2018b

**Tabla 4.1.** Cuadro de datos de placa del transformador de potencia de 2.5MVA.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018

TRANSFORMADOR T1	
<b>POTENCIA</b>	2500/3125 kVA
<b>FRECUENCIA-FASES</b>	60Hz- TRIFASICO
<b>TIPO</b>	ACORAZADO
<b>TIPO DE ENFRIAMIENTO</b>	ONAN/ONAF
<b>AT</b>	69000 V
	20.9/26.1 A
<b>BT</b>	13800 V
	105/131 A

#### 4.2.2.1.2 Interruptor del transformador (2Q1)

El interruptor tripolar en SF6 de la Figura 4.7, es de tipo tanque vivo para 69kV que protege el transformador de potencia es de marca SIEYUAN posee las siguientes características:



**Figura 4.7.** Interruptor tanque vivo en SF6.

Fuente: EERSSA, 2018b

**Tabla 4.2.** Cuadro de datos de placa del disyuntor 2Q1.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018

DISYUNTOR DE SF6 2Q1	
TENSIÓN NOMINAL	<b>69 kV</b>
TENSION SOPORTADA AL IMPULSO TIPO RAYO	<b>350 kV</b>
TENSION SOPORTADA A FRECUENCIA INDUSTRIAL	<b>160 kV</b>
FRECUENCIA NOMINAL	<b>60 Hz</b>
CORRIENTE NOMINAL	<b>3150 A</b>

#### 4.2.2.1.3 Seccionador de barra (2Q2)

La Figura 4.8 corresponde al seccionador tripolar de barra con accionamiento mecánico; es el que permite el corte para la bahía del transformador de potencia.



**Figura 4.8.** Seccionador tripolar de barra con mando mecánico.

Fuente: EERSSA, 2018b

El seccionador de barra de la bahía del transformador es de marca ABB, y sus principales características se indican en la Tabla 4.3.

**Tabla 4.3.** Cuadro de datos de placa del seccionador 2Q2.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018

SECCIONADOR 2Q2	
TENSIÓN NOMINAL	<b>72.5 kV</b>
NIVEL DE AISLAMIENTO	<b>10/325 kV</b>
CORRIENTE NOMINAL	<b>1600 A</b>
CORRIENTE DE CORTA DURACIÓN	<b>40 kA - 1s</b>
FRECUENCIA	<b>60 Hz</b>
MASA	<b>250 kg</b>

#### 4.2.2.2 Bahía de línea Catamayo- Velacruz



**Figura 4.9.** Bahía de la línea Catamayo – Velacruz.

Fuente: EERSSA, 2018b

La bahía Catamayo está conformada por el seccionador de barra (3Q2), el interruptor tanque muerto con SF<sub>6</sub> (3Q1), el seccionador de línea tripolar (3Q3) y el seccionador para poner a tierra la línea (3Q4).

##### 4.2.2.2.1 Seccionador de barra (3Q2)

En la Figura 4.10 corresponde al seccionador tripolar de barra para 69kV, con mando mecánico; sirve para el ingreso al interruptor de la bahía de Catamayo, marca DELMAR.





**Figura 4.10.** Seccionador tripolar con mando mecánico

Fuente: EERSSA, 2018b

El seccionador de barra de la bahía de línea Catamayo – Velacruz , es de marca DELMAR y tiene las siguientes características:

**Tabla 4.4.** Cuadro de datos de placa del seccionador 3Q2.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018

SECCIONADOR 3Q2	
TENSIÓN NOMINAL	<b>72.5 kV</b>
TENSION SOPORTADA AL IMPULSO TIPO RAYO	<b>450 kV</b>
CORRIENTE NOMINAL	<b>630 A</b>
CORRIENTE DE CORTA DURACIÓN	<b>25 kA - 1s</b>
FRECUENCIA	<b>60 Hz</b>
MASA	<b>810 kg</b>

#### 4.2.2.2.2 Interruptor de línea (3Q1)

La Figura 4.11 corresponde al interruptor tanque muerto con gas SF<sub>6</sub>, incorporados transformadores de corriente en cada aislador; se compone de seis aisladores, tres reciben de la barra de 69kV y tres para la salida a la línea.



**Figura 4.11.** Interruptor tanque muerto con gas SF6.

Fuente: EERSSA, 2018b

El interruptor de la línea Catamayo – Velacruz de la Figura 4.11, es de marca CHINA XD GROUP y posee las siguientes características:

**Tabla 4.5.** Datos de placa del interruptor.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018

INTERRUPTOR 3Q1	
TENSIÓN NOMINAL	<b>72,5 kV</b>
TENSION SOPORTADA AL IMPULSO TIPO RAYO	<b>350 kV</b>
CORRIENTE NOMINAL DE RUPTURA DE CORTOCIRCUITO	<b>20 kA</b>
FRECUENCIA NOMINAL	<b>60 Hz</b>
CORRIENTE NOMINAL	<b>600 A</b>

#### 4.2.2.2.3 Seccionador de línea (3Q3, 4Q3 y 5Q3)

La Figura 4.12 corresponde al seccionador tripolar de barra en él está incorporado el seccionador de puesta a tierra, sirve para la salida de la línea de 69kV a la subestación Catamayo.



**Figura 4.12.** Seccionador tripolar con puesta a tierra y mando eléctrico.

Fuente: EERSSA, 2018b

El seccionador de la línea Catamayo – Velacruz se indica en la Figura 4.12, es de marca MESA y tiene las siguientes características:

**Tabla 4.6.** Datos de placa del seccionador de puesta tierra.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018

SECCIONADOR 3Q3	
TENSIÓN NOMINAL	<b>123 kV</b>
TENSION SOPORTADA AL IMPULSO TIPO RAYO	<b>550 kV</b>
CORRIENTE NOMINAL PERMANENTE	<b>1250 A</b>
CORRIENTE DE CORTA DURACIÓN	<b>25 kA - 1s</b>
FRECUENCIA	<b>60 Hz</b>

Los seccionadores de línea para las tres líneas de subtransmisión de 69kV, son similares.

#### 4.2.2.2.4 Seccionadores de puesta a tierra (3Q4, 4Q4 y 5Q4)

El seccionador de puesta a tierra (3Q4, 4Q4 y 5Q4) viene incluido dentro del seccionador de línea.



#### 4.2.2.2.5 Pararrayos de las líneas a 69kV



**Figura 4.11.** Pararrayos para las salidas en las tres bahías en 69kV.

Fuente: EERSSA, 2018b

Los pararrayos de las líneas de 69kV que salen de la subestación son los mismos para cada línea, son de marca EATON COOPER y poseen las siguientes características:

**Tabla 4.7.** Cuadro de datos de placa de los pararrayos.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018

PARARRAYOS	
TENSIÓN NOMINAL	<b>60 kV</b>
TENSIÓN MÁXIMA DE SERVICIO CONTINUO	<b>48 kV</b>
CAPACIDAD ALIVIO DE PRESION	<b>63 kA</b>
CLASE	<b>ESTACIÓN</b>
FRECUENCIA	<b>50-60 Hz</b>

#### 4.2.2.3 Bahía línea Velacruz - Chaguarpamba



**Figura 4.13.** Bahía de la línea Velacruz-Chaguarpamba.

Fuente: EERSSA, 2018b

#### 4.2.2.3.1 Seccionador de barra (5Q2)

La Figura 4.14, corresponde al seccionador tripolar de barra, sirve para el ingreso al interruptor 5Q1, son con mando mecánico.



**Figura 4.14.** Seccionadores tripolar con mando mecánico.

Fuente: EERSSA, 2018b

El seccionador de barra de la bahía de línea Velacruz – Chaguarpamba es de marca ASEA y tiene las siguientes características:

**Tabla 4.8.** Datos de placa de los seccionadores de barra marca ASEA.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018

SECCIONADOR 5Q2	
MARCA	ASEA
TENSIÓN NOMINAL	72.5 kV
CORRIENTE NOMINAL	1250 A
CORRIENTE DE CORTA DURACIÓN	300 kA - 1s
FRECUENCIA	60 Hz

#### 4.2.2.3.2 Interruptor de línea (5Q1)



**Figura 4.15.** Interruptor tanque muerto para 69kV.

Fuente: EERSSA, 2018b

El interruptor de la línea Velacruz - Chaguarpamba es de marca ALSTOM y posee las siguientes características:

**Tabla 4.9.** Cuadro de datos de placa del interruptor tanque muerto marca ALSTOM.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018

INTERRUPTOR EN SF6 5Q1	
TENSIÓN NOMINAL	<b>72,5 kV</b>
TENSION SOPORTADA AL IMPULSO TIPO RAYO	<b>450 kV</b>
CORRIENTE NOMINAL DE RUPTURA DE CORTOCIRCUITO	<b>40 kA</b>
FRECUENCIA NOMINAL	<b>60 Hz</b>
CORRIENTE NOMINAL	<b>1200 A</b>

#### 4.2.2.3.3 Seccionador de línea (5Q3)

El seccionador de línea Velacruz - Chaguarpamba es el mismo en las tres líneas de 69kV.



#### 4.2.2.4 Bahía línea Velacruz - Catacocha

##### 4.2.2.4.1 Seccionador de barra (4Q2)

El seccionador de barra para la línea Velacruz - Catacocha es el mismo que el de barra para la bahía de línea Velacruz - Chaguarpamba

##### 4.2.2.5 Interruptor de línea (4Q1)

El interruptor de línea Velacruz - Catacocha es el mismo que el mismo que el interruptor de la bahía de línea Catamayo- Velacruz.

El resto de equipo primario, es decir seccionador de línea, seccionador de puesta a tierra y pararrayos es el mismo para las tres líneas de  $69kV$ .

#### 4.2.3 Paneles y tableros de la S/E Velacruz

La S/E Velacruz dispone de tres paneles, una RTU, un rack y un tablero de cargador de baterías, los cuales serán descritos a continuación:

##### 4.2.3.1 Panel 1

El panel uno contiene el tablero de servicios generales que indica en la Figura 4.16 y está conformado por los siguientes elementos:

- Un panel de alarmas para reconocimiento de las diferentes señales de las fallas que se pueden producir en la subestación
- Conjunto de luces de señalización
- Dos botoneras para prueba de luces, para apagar la señal de alarmas y reposición de la misma.



**Figura 4.16.** Tablero de servicios auxiliares y alarmas.

Fuente: EERSSA, 2018b

El tablero de servicios generales también posee tres barras de cobre donde llega el voltaje alterno del transformador de servicios generales a 220 V, una barra de neutro y una de tierra. Cada barra de fase se encuentra un TC de relación 200/5 para medición del medidor de auto consumo

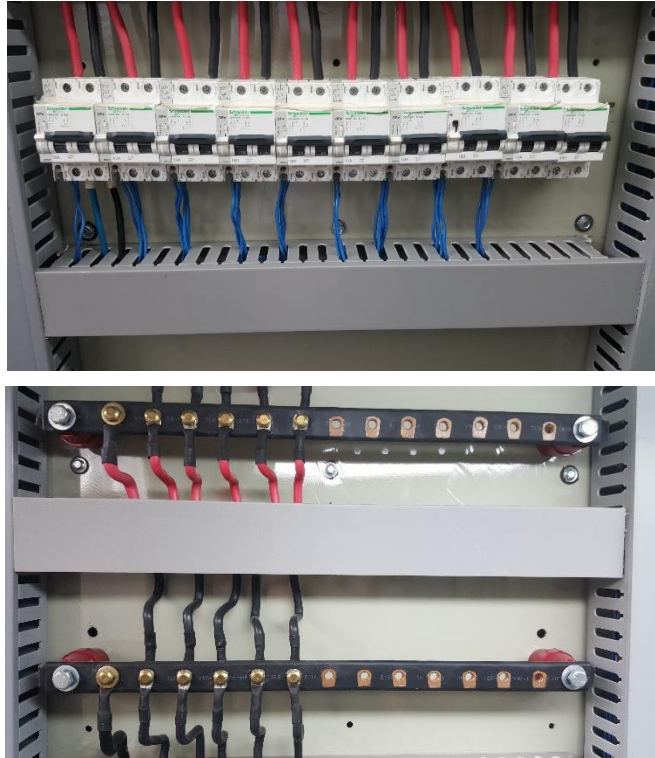


**Figura 4.17.** Barras para el voltaje AC.

Fuente: EERSSA, 2018b

El panel de corriente continua posee las barras positivas y negativas donde llegan las conexiones del cargador de baterías estas conexiones están protegidas por sus respectivos breakers .





**Figura 4.18.** Barras y breakers de voltaje CC.

Fuente: EERSSA, 2018b

#### 4.2.3.2 Panel 2

El panel dos contiene el tablero de circuitos de control, protección y medición de  $69kV$  que indica en la Figura 4.19.



**Figura 4.19.** Tableros para las borneras y equipos de protección.

Fuente: EERSSA, 2018b

El tablero de  $69kV$  se ha diseñado para colocar e instalar tres relés de sobrecorriente, además se acoplarán rieles para ubicar las borneras donde llegarán los cables de control

desde el patio de 69kV, también se colocan las canaletas de plásticas donde se alojaran los diferentes cables de las señales de corriente continua y alterna, señales para las aperturas, cierres y disparos de los interruptores y seccionadores, señales de corriente y voltajes que salen de los TC's y TP's. Además se colocaran los diferentes breakers para la distribución y protección de los cables, botoneras de apertura y cierre, selectores para local-remoto y sus luces de señalización.

#### 4.2.3.3 Panel 3

El tablero es señalado como panel 3 y contendrá los circuitos de control y protección de 13.8kV, este tablero se ha diseñado para colocar e instalar el relé diferencial de protección del transformador de potencia, se colocaran rieles para ubicar las borneras donde llegaran los cable de control desde el interruptor 6Q1, seccionador 6Q2 y las salidas de corriente de los tres transformadores de corriente, también se colocan las canaletas de plástico donde se alojaran los diferentes cables de las señales de corriente continua y alterna, señales para las aperturas, cierres y disparos del interruptor y seccionador, Además se colocaran los diferentes breakers para la distribución y protección de los cables, botoneras de apertura y cierre, selectores para local-remoto y sus luces de señalización.

También en este tablero se instalará un medidor digital para llevar el registro de consumo de energía eléctrica los alimentador primarios, para ello se tiene que obtener las señales de voltaje de los transformadores de potencia del patio de 13.8kV.



**Figura 4.20.** Tablero para la bahía del transformador.

Fuente: EERSSA, 2018b.



#### 4.2.3.4 RTU

La RTU su función principal es recopilar los datos tanto analógicos y digitales de los equipos de la subestación, para luego enviarla a través de las diferentes comunicaciones que mantiene la EERSSA a centro de control y llegan con señales digitales.

Las RTU de la S/E Velacruz están equipadas con los siguientes módulos:

- D20K- K1, D20S- S1, D20SS2 y D20 AC. D20K- K1 es el módulo de salidas digitales conformado por 16 salidas para Local, y 16 salidas para Remota.
- D20S- S1, D20S-S2 Módulos digitales de 64 entradas.
- D20 AC Modulo de entradas analógicas desde los TC's Y TP's.

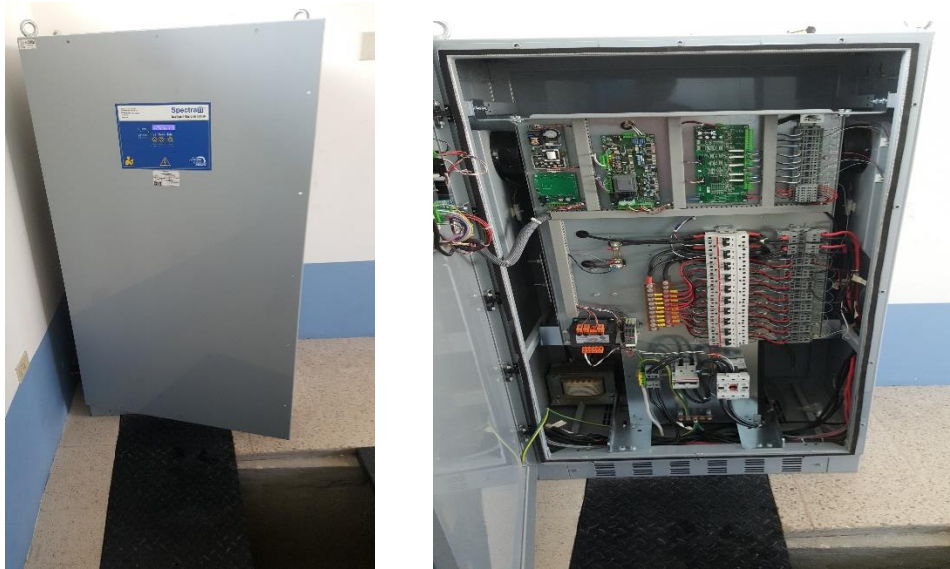


**Figura 4.21.** Tablero de la RTU.

Fuente: EERSSA, 2018b



#### 4.2.3.5 Cargador de baterías



**Figura 4.22.** Tablero del cargador de batería..

Fuente: EERSSA, 2018b

El tablero de cargador de baterías de la Figura 4.22, se encuentra en la parte posterior de los paneles y se lo utiliza para cargar el banco de baterías y alimentar los diferentes circuitos de corriente continua ; también en el cargador existen los diferentes breakers para la distribución de algunos circuitos.

#### 4.2.4 Diseño de los diagramas de control

La nomenclatura utilizada para la realización de los diagramas de control se indica en la Tabla 4. 10, esta nomenclatura se utiliza en el Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4.



**Tabla 4. 10.** Nomenclatura utilizada en el diseño de los circuitos de control

Fuente: (Rojas & Vargas, 2018)

NOMECLATURA	SIGNIFICADO
TC	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
TP	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL
DC	CORRIENTE DIRECTA
AC	CORRIENTE ALTERNA
BAC	BREAKER EN AC
BDC	BREAKES EN DC
3X1	GRUPO DE BORNERA TABLERO Nro.3
S1	BORNERAS EN INTERRUPTORES
KX	BORNERAS QUE VAN A LA RTU
TB	BORNERAS EN INTERRUPTORES
X1- 3	GRUPO DE BORNERAS INTERRUPTOR BAHIA TRANSFORMADOR
2X1-2	GRUPO DE BORNERAS CON EL TERMINAL
2X2	GRUPO DE BORNERAS EN TABLEROS Nro. 2
1F1	FUSIBLES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL
0X6	BORNERAS PROYECTADAS
5Q1	INTERRUPTOR BAHIA CHAGUARPAMBA
5Q2	SECCIONADOR BARRA CHAGUARPAMBA
5Q3	SECCIONADOR LINEA CHAGUARPAMBA
5Q4	SECCIONADOR TIERRA CHAGUARPAMBA
2Q1	INTERRUPTOR BAHIA TRANSFORMADOR
2Q2	SECCIONADOR BARRA TRANSFORMADOR
3Q1	INTERRUPTOR BAHIA CATAMAYO
3Q2	SECCIONADOR BARRA CATAMAYO
3Q3	SECCIONADOR DE LINEA CATAMAYO
3Q4	SECCIONADOR DE TIERRA CATAMAYO
4Q1	INTERRUPTOR BAHIA CATACOCHA
4Q2	SECCIONADOR BARRA CATACOCHA
4Q3	SECCIONADOR LINEA CATACOCHA
4Q5	SECCIONADOR DE TIERRA CATACOCHA

#### 4.2.4.1 Circuito de control transformador de potencia T1

Para el circuito de control del transformador T1, se tomó en cuenta un circuito de alimentación DC, circuito de alimentación AC para la calefacción y el motor ventilador,



señales de alarmas y disparo de sobretensión de devanados, sobretensión de aceite, presión súbita y nivel mínimo de aceite y señales de los TC's.

Para el diseño del circuito de control del transformador de potencia ver los diagramas de conexión y lista de cables del Anexo 1.

#### **4.2.4.2 Circuito de control interruptor (2Q1)**

En el diseño del circuito de control del interruptor 2Q1, se desarrolló dos circuitos de alimentación CD uno para el control y otro para el motor, un circuito de alimentación de CA para calefacción e iluminación, señales de estado del interruptor y señales de interbloqueo, falla motor y falla AC. Los diagramas se pueden observar en la Figura 4.23 y Anexo 1.

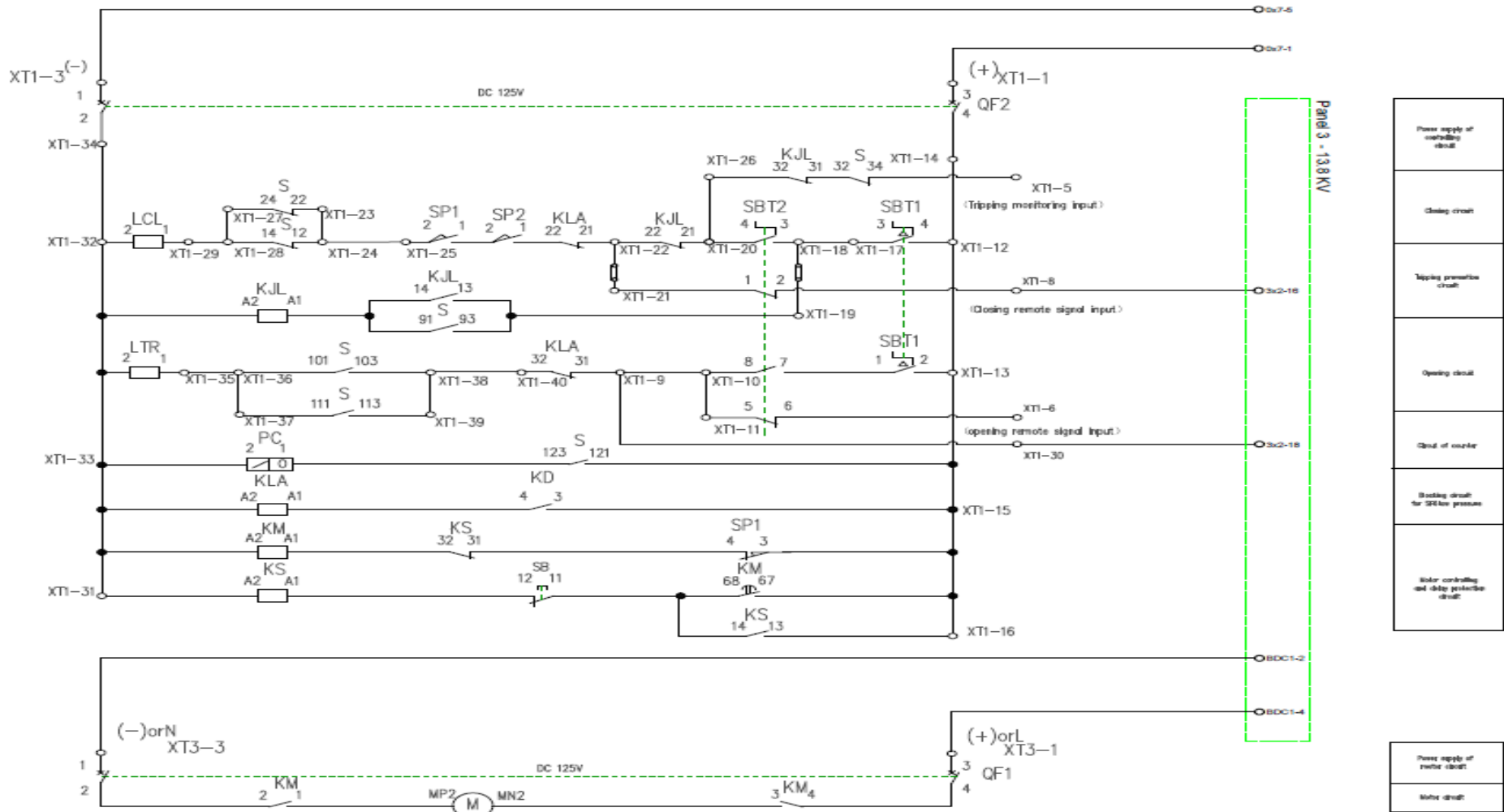


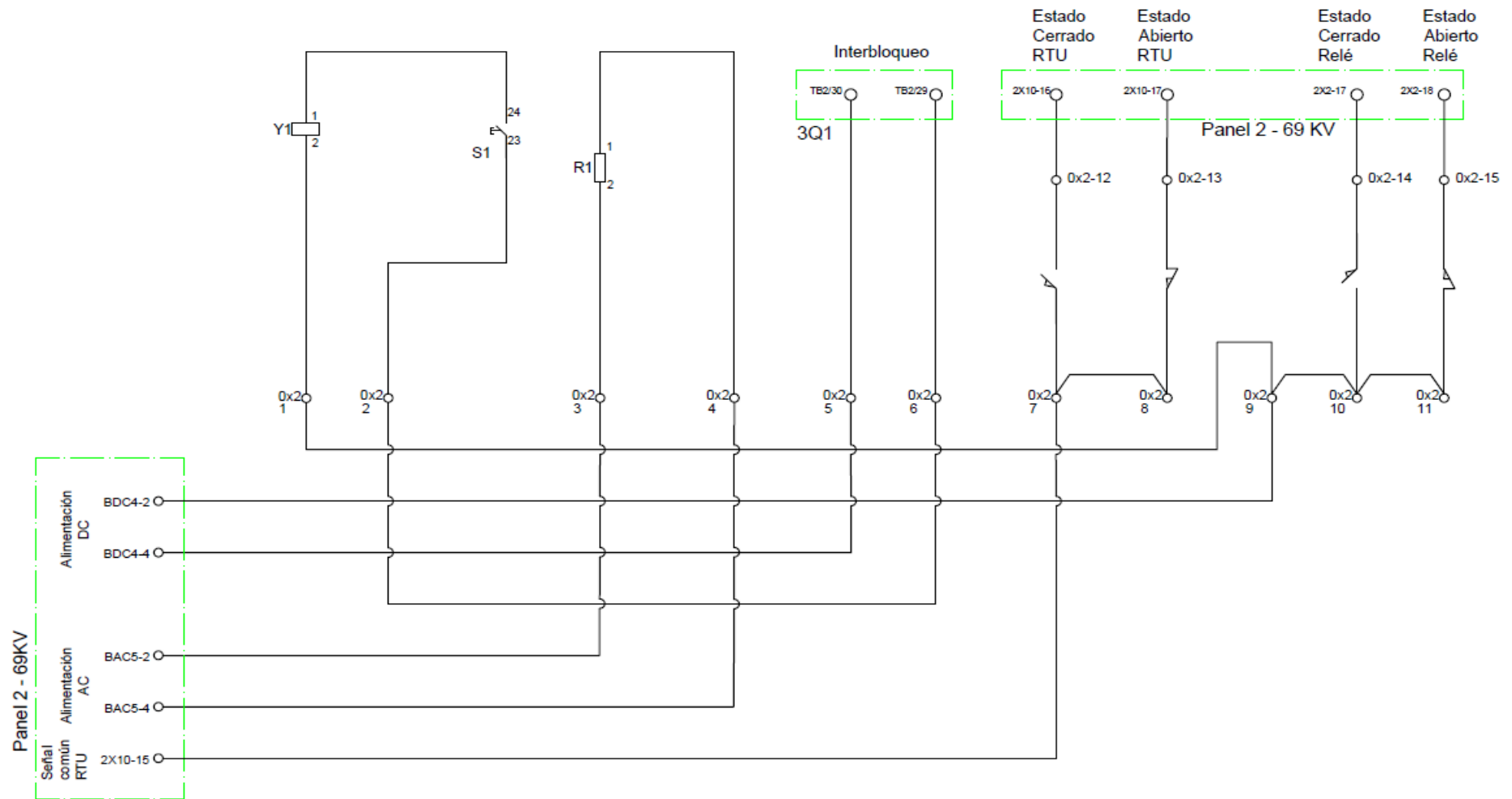
Figura 4.23. Diagrama de control del interruptor 2Q1.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018



#### **4.2.4.3 Circuito de control seccionadores de barra (3Q2,4Q2,5Q2 y2Q2 )**

Para el circuito de control del seccionador de barra 2Q2, se tomó en cuenta un circuito de alimentación CD para la bobina de bloqueo, circuito de alimentación AC para la calefacción y señales de estado e interbloqueo del seccionador, el diagrama de control se puede observar en la Figura 4.24 y Anexo 1.



**Figura 4.24.** Diagrama de control del seccionador 2Q2,3Q2,4Q2 y 5Q2.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018



#### **4.2.4.4 Circuito de control de transformadores de corriente**

Para el circuito de control de los TC's se diseñaron los diagramas para las señales de corriente ver Anexo 1.

#### **4.2.4.5 Circuito de control de interruptores de línea (3Q1,4Q1 y 5Q1)**

En el diseño del circuito de control de los interruptores, se desarrolló dos circuitos de alimentación CD uno para el control y otro para el motor, un circuito de alimentación de CA para calefacción e iluminación, señales de estado del interruptor, señales de interbloqueo, falla motor y falla AC y señales de corriente de los TC's, ver Anexo 1, Anexo 2 y Anexo 3.

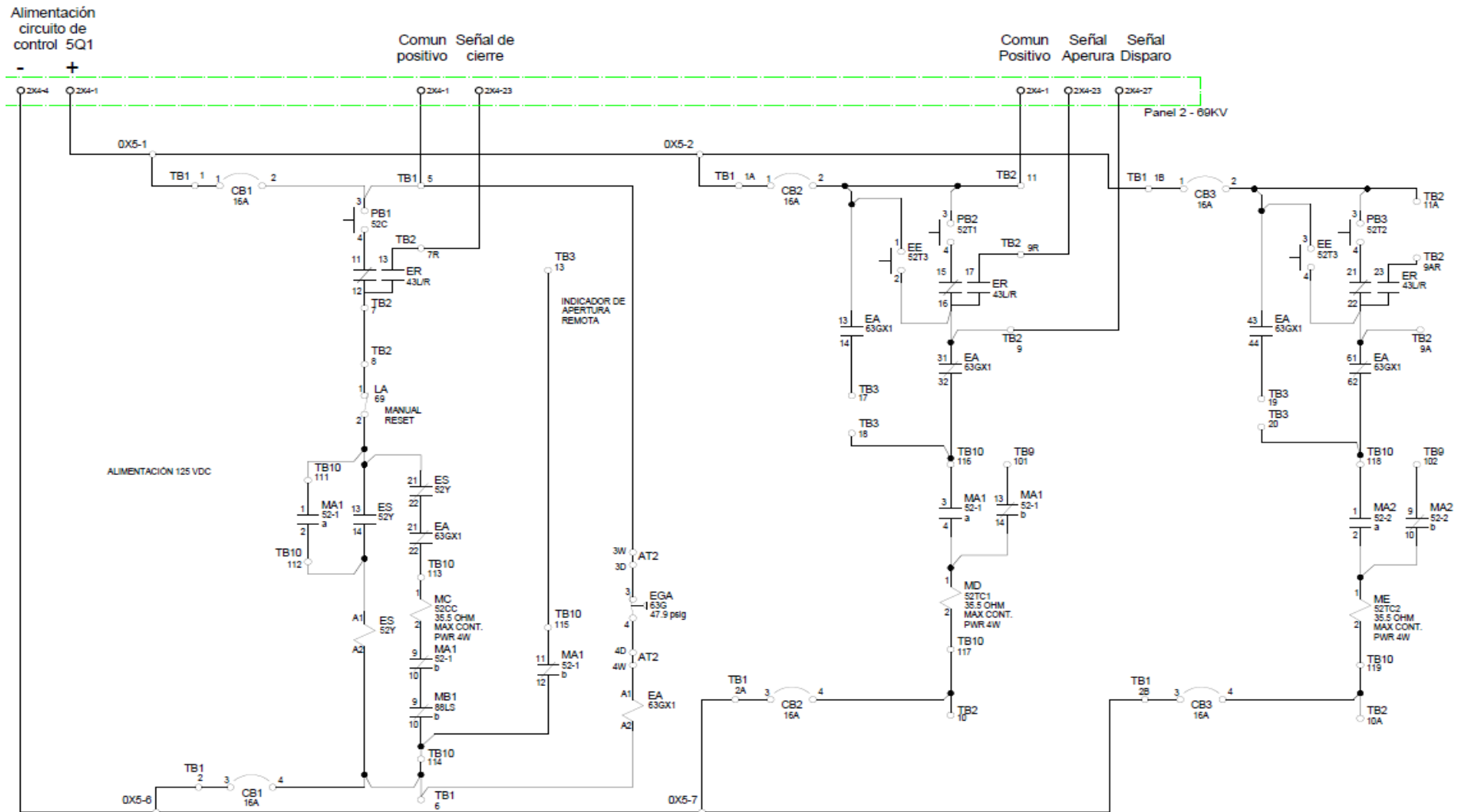


Figura 4.25. Diagrama de control de interruptores de línea 3Q1,4Q1 y 5Q1.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018





#### **4.2.4.6 Circuito de control de los seccionadores de línea 3Q3,4Q3 y 5Q3**

Para el circuito de control de los seccionadores de línea, se tomó en cuenta un circuito de alimentación CD para el motor y bobina de bloqueo, circuito de alimentación AC para iluminación y calefacción; señales de estado e interbloqueo de los seccionadores. Ver Figura 4.26, Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4.

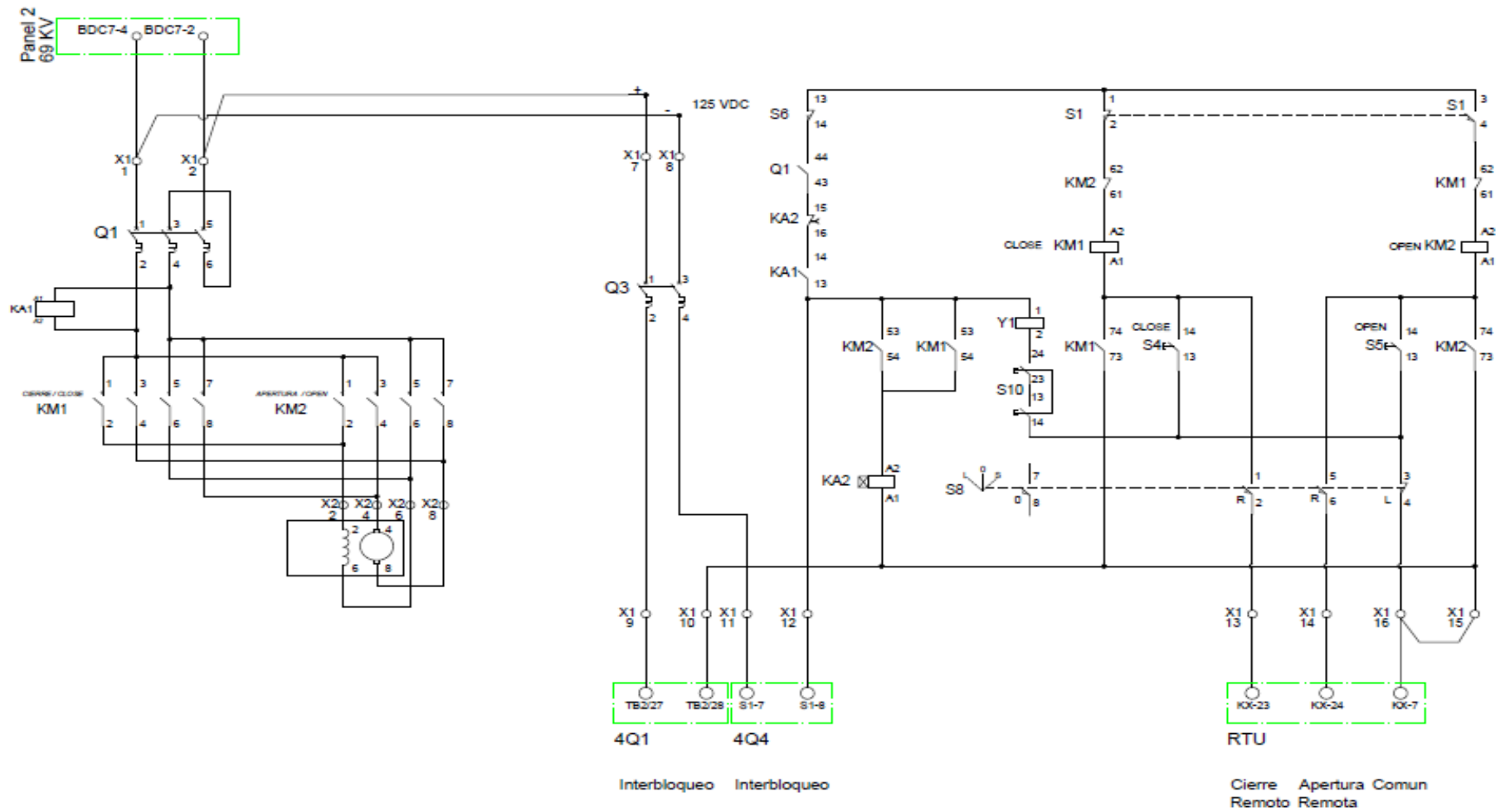


Figura 4.26. Diagrama de control de interruptores de línea 3Q1,4Q1 y 5Q1.

Fuente: Rojas & Vargas, 2018



#### **4.2.4.7 Circuito de control de los seccionadores de puesta a tierra 3Q4,4Q4 y 5Q4**

Para el circuito de control de los seccionador de puesta a tierra , se tomó en cuenta un circuito de alimentación CD para la bobina de bloqueo, circuito de alimentación AC para la calefacción y señales de estado e interbloqueo del seccionador Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4.

#### **4.2.4.8 Circuito de control de los transformadores de potencial**

Para el circuito de control de los TP's se diseñaron los respectivo diagramas de las señales de voltaje, ver Anexo 2.

### **4.3 Listado de materiales**

En la

Tabla 4. 11, se presenta la tabla con la lista de materiales a usarse en el conexionado de los circuitos de control de la bahía del transformador de potencia.

**Tabla 4. 11.** Lista de materiales para la bahía de 69kV del transformador de potencia

Fuente: Rojas &amp; Vargas, 2018

LISTA DE MATERIALES			
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1	Conductor concéntrico 2x12 AWG	m	8
2	Conductor concéntrico 2x14 AWG	m	275
3	Conductor concéntrico 2x16 AWG	m	11
4	Conductor concéntrico 4x10 AWG	m	8
5	Conductor concéntrico 4x12 AWG	m	130
6	Conductor concéntrico 4x16 AWG	m	193
7	Conductor concéntrico 12x16 AWG	m	104
8	Breaker Riel Din 15 A DC ( 2 polos)	u	3
9	Breaker Riel Din 6 A DC ( 2 polos)	u	3
10	Breaker Riel Din 6 A AC ( 1 polo)	u	4
11	Luz Indicadora (VERDE)	u	2
12	Luz Indicadora (ROJO)	u	2
13	Pulsante NC/NA	u	4
14	Selector Local Remoto 3NA/3NA	u	2
15	Borne de Paso para Control	u	183
16	Borne Seccionable y Cortocircuitable para TC's	u	8
17	Borne Seccionable para TP's	u	8
18	Canaleta 60x40 mm	m	10
19	Carril riel DIN 35	m	8



## CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

- Este proyecto de titulación ha servido para reforzar y aplicar los amplios conocimientos teóricos adquiridos en la Universidad, mediante el desarrollo y ejecución de los respectivos diagramas y planos.
- Mediante la realización de los planos y diagramas de control del transformador, interruptores y seccionadores de la subestación Velacruz, se pudo conocer y entender el funcionamiento y las características de los equipos. Además se debe tener en cuenta todas las señales de los circuitos de fuerza, protección y medición.
- Con la actualización de los diagramas unifilares, se tiene claro el esquema actual de la S/E, en donde se incluyen la información gráfica más importante de los equipos primarios como son nomenclatura, simbología, conexiones, etc.
- Para el desarrollo del listado de cableado se deben tener los planos actualizados de los diagramas unifilares y conexiones de control, fuerza y medición, ya que se debe tener en cuenta todos los elementos de la S/E para poder definir con exactitud el número de cables, la distribución de borneras, marquillado de llegada y salida de cables y finalmente determinar la función de cada circuito.
- El listado de cableado es de vital importancia ya que permite la correcta y segura conexión de los equipos y circuitos de los paneles, además permite evitar problemas de confusión con los puntos de conexión y que se trabaje con mayor rapidez y facilidad.

### 5.2 Recomendaciones

- Previo a la actualización y realización de los planos de equipos y diagramas unifilares se debe visitar el sitio de la S/E para identificar con exactitud los equipos, paneles y circuitos existentes y proyectados, con el fin de desarrollar adecuadamente el diseño de los circuitos de control.



- Un próximo paso a dar sería la implementación del sistema SCADA en la S/E Velacruz, para poder operar, controlar y vigilar la subestación desde el centro de control de la EERSSA.
- Se recomienda seguir con este tipo de convenios inter institucionales que permiten el desarrollo de trabajos y proyectos técnicos, que ayudaran a mejorar la operación del sistema eléctrico de la EERSSA.
- Siempre el sitio que se escoja para el diseño de los patios deberían ser con áreas lo suficientemente grandes; esto para poder ingresar con los equipos para el mantenimiento o para el cambio de algún equipo de potencia.
- Se recomienda que los patios se deberían confeccionar con pórticos, y no con los postes de concreto.
- Se debería tomar en cuenta que en el barraje de 69 y 13.8kV, se debe empezar a utilizar cables ecológicos o semiaislados para evitar la muerte de aves y también para evitar desconexiones eléctricas.
- Se recomienda a la EERSSA la adquisición de relés de respaldo para las cuatro posiciones de 69kV, esto permitirá mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de la EERSSA.



## BIBLIOGRAFÍA

Casco, E. C. (1995). Sector electrico ecuatoriano.

Castaño, S. R. (2004). *Redes de Distribución de Energía*.  
<http://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6938875>

EERSSA. (2017). PLAN ESTRATEGICO EERSSA 2017-2021.

EERSSA. (2018a). Archivos EERSSA.

EERSSA. (2018b). Registro fotograficos cuadrilla mantenimiento.

Gonzalez-Longatt., F. M. (2007). CURSO SISTEMAS DE POTENCIA I Introducción,  
1–81.

Harper, H. (2003). *Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas*. LIMUSA.

Martin, J. R. (1987). *Diseño de subestaciones eléctricas*. Mc Graw Hill.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2017). PLAN MAESTRO DE  
ELECTRICIDAD 2016-2025. Media Naranja Publicidad.

Neira, E., & Ramos, E. (2003). *DIAGNOSTICO DEL SECTOR ELECTRICO  
ECUATORIANO*.

Pedro, L., & Bazua, A. (2017). *Estructuras y equipos de Subestaciones Eléctricas*.

Rojas, J., & Vargas, P. (2018). ELABORACIÓN PROPIA.

SERVICIOS ASOCIADOS INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD  
PROYECTOS. (2006). PROCEDIMIENTO PARA TENDIDO DE CABLES DE  
CONTROL EN UNA SUBESTACION ELECTRICA.

TRANSELECTRIC, C. E. (2010). GLOSARIO DE TERMINOS SISTEMA  
ELÉCTRICO ECUATORIANO.



## ANEXOS

**Anexo 1** Planos y lista de cableado del circuito de control de la bahía de  $69kV$  del transformador de potencia

**Anexo 2** Planos y lista de cableado del circuito de control de la bahía de  $69kV$  de la línea de subtransmisión Velacruz – Chaguarpamba

**Anexo 3** Planos y lista de cableado del circuito de control de la bahía de  $69kV$  de la línea de subtransmisión Velacruz – Catacocha

**Anexo 4** Planos y lista de cableado del circuito de control de la bahía de  $69kV$  de la línea de subtransmisión Velacruz – Catamayo



