



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

TEMA:

“Estudio para la implementación de una subestación eléctrica de transformación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos”

AUTORES:

Rivera Plúas Jonathan Manuel

Cerna Vinueza Carlos Raúl

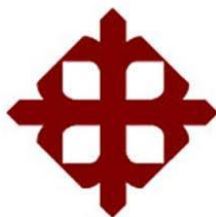
**Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del título de
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

TUTOR:

Ing. Jaime Rafael Hidalgo Aguilar, MSc.

GUAYAQUIL – ECUADOR

2024



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por Rivera Plúas, Jonathan Manuel y Cerna Vinuesa Carlos Raúl, como requerimiento para la obtención del Título de INGENIERO ELÉCTRICO.

TUTOR:

f.  _____

Ing. Jaime Rafael Hidalgo Aguilar, MSc.

DIRECTOR DE LA CARRERA:

f.  _____

Ing. Bohórquez Escobar Celso Bayardo, PhD.

Guayaquil, a los 14 días del mes de Febrero del año 2024



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Nosotros, Rivera Plúas Jonathan Manuel y Cerna Vinueza Carlos Raúl


DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, “**Estudio para la implementación de una subestación eléctrica de transformación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos**” previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias bibliográficas. Consecuentemente éste trabajo es de total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 14 días del mes de Febrero del año 2024

AUTORES

f. 

Rivera Plúas Jonathan Manuel

f. 

Cerna Vinueza Carlos Raúl



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**


**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
AUTORIZACIÓN**

Nosotros, Rivera Plúas Jonathan Manuel y Cerna Vinueza Carlos Raúl

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, “Estudio para la implementación de una subestación eléctrica de transformación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos” cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 14 días del mes de febrero del año 2023

AUTORES

f. 

Rivera Plúas Jonathan Manuel

f. 

Cerna Vinueza Carlos Raúl



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
REPORTE DE COMPILATIO

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

D TESIS CORREGIDA JONATHAN RIVERA
,CERNA VINUEZA PDF[1]

4%
Textos sospechosos

4% Similitudes
< 1% similitudes entre comillas
< 1% entre las fuentes mencionadas
< 1% Idiomas no reconocidos

Nombre del documento: D TESIS CORREGIDA JONATHAN RIVERA ,CERNA VINUEZA PDF[1].pdf	Depositante: Ricardo Xavier Ubilla Gonzalez	Número de palabras: 26.210
ID del documento: 72ef2eacd131420fcdad63ddb966a1283151ff5	Fecha de depósito: 6/2/2024	Número de caracteres: 183.741
Tamaño del documento original: 2,86 MB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 6/2/2024	

Ubicación de las similitudes en el documento:



Reporte Compilatio del trabajo de titulación de la carrera de Ingeniería en Electricidad denominada: “**Estudio de implementación de una subestación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia De Los Ríos**”, de los estudiantes Rivera Plúas Jonathan Manuel y Cerna Vinueza Carlos Raúl se encuentra al 4% de coincidencias.

Atentamente,

TUTOR:

f. 

Ing. Jaime Rafael Hidalgo Aguilar, MSc.

DEDICATORIA

Por carisma, tolerancia, paciencia y apoyo incondicional en todo momento, dedico mi trabajo de titulación a Dios, mi esposa, hijo e hijas ya que han sido ellos los motivos directos en el incremento de la fortaleza y las energías necesarias para no rendirme en el camino y así poder cumplir con otra de mis metas, sin importar todo el tiempo que el estudio absorbía y que no me podía dedicarme por varias ocasiones a tiempo completo el estar juntos.

A mis Padres, hermanos y sobrinos por su apoyo moral en mi desarrollo de vida y educación, inspirando en lo absoluto buenos valores, gracias a todos por los detalles y animo que me han dado en esta etapa de estudio.

Jonathan Manuel, Rivera Plúas

Dedico este trabajo de tesis a Dios, por su amor y bondad.

A mi esposa, mis hijos, mis padres y mis hermanas por todo su apoyo moral e intelectual, demostrándome que solo basta el amor y la dedicación para cumplir con todos los objetivos propuestos en nuestras vidas.

Carlos Raúl, Cerna Vinuesa

AGRADECIMIENTO

A Dios porque es El, quien da el entendimiento y la sabiduría para lograr los objetivos.

A nuestra familia porque ellos son parte fundamental de este proceso académico que nos permite enseñar a nuestros hijos que un camino se debe forjar con esfuerzos y sacrificios y que el fruto de la constancia y perseverancia es tener hoy este progreso profesional culminado.

A las personas que nos brindaron su asesoría y colaboración para recopilar información necesaria para obtener las bases necesarias para el estudio del presente trabajo de grado.

A la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, a los profesores y en especial a nuestro tutor Ing. Jaime Rafael Hidalgo Aguilar, MSc por la guía e instrucción que fue necesaria para lograr con este objetivo, hoy cumplido que es la culminación de nuestra tesis.

Quedamos muy agradecidos con todos por la ayuda brindada.

Rivera Plúas Jonathan Manuel
Cerna Vinuesa Carlos Raúl



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

f. _____

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, PhD.

Director de Carrera

f. _____

Ing. Ubilla González, Ricardo Xavier MSc.

Coordinador de Titulación

f. _____

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando MSc.

Oponente

Guayaquil, a los 14 días del mes de febrero del año 2024

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	XXI
ABSTRACT.....	XXII
INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO I.....	3
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1. Breve descripción del sistema eléctrico actual	3
1.2. Sistema eléctrico Terminal Terrestre	3
1.3. Sistema eléctrico IESS	3
1.4. Sistema eléctrico Juan x Marcos	3
1.5. Sistema eléctrico By-Pass sector Sol Brisa	3
1.6. Formulación del problema	4
1.6.1. Problema	4
1.7. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.7.1. Hipótesis General.....	5
1.7.2. Hipótesis específica.	5
1.8. JUSTIFICACIÓN	5
1.8.1. ¿Por qué el estudio de este nuevo proyecto?	5
1.8.2. ¿Para qué el estudio de este proyecto?	5
1.8.3. ¿A quiénes beneficia este estudio?	6
1.8.4. Lo ideal para esta investigación	6
1.9. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	6
1.9.1. Objetivo General	6
1.9.2. Objetivos específicos	6
1.9.3. Metodología de la investigación usada en este documento	6
CAPITULO II.....	7
2. Marco Teórico.....	7

2.1.	SUSTENTO FORMAL	7
2.2.	SUSTENTO LEGAL Y TEÓRICO PARA LAS INSTALACIONES DE MEDIA A ALTA TENSIÓN.....	7
2.3.	PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD	7
2.4.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE	7
2.4.1.	Montaje electromecánico de equipos y estructuras	7
2.5.	MARCO NORMATIVO.....	8
2.6.	SUMINISTRO ENERGÉTICO Y MONTAJE DE EQUIPO SCADA	9
2.7.	SUMINISTRO Y MANO DE OBRA PARA EL PROYECTO SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TERMINAL TERRESTRE II	10
2.8.	GENERALIDADES	11
2.8.1.	Demanda eléctrica	11
2.8.2.	Subestación eléctrica	12
2.8.3.	Componentes de una subestación de energía eléctrica	13
2.8.4.	Transformador de potencia	13
2.8.5.	Interruptores	13
2.8.6.	Tipos de interruptores	13
2.8.7.	Barras	14
2.8.8.	Seccionadores y disyuntores:	14
2.8.9.	Pararrayos	14
2.8.10.	Maniobra	15
2.8.11.	Protección eléctrica.....	15
2.8.12.	Importancia de las Protecciones eléctricas en subestaciones	16
2.8.13.	Reconectores	16
2.8.14.	Sistema de puesta Tierra	16
2.8.15.	Estudio en los sistemas de potencia.....	16
2.8.16.	Patio de 69 Kv	16
2.8.17.	Cargas	16

2.8.18.	Proyección de la energía eléctrica	17
2.8.19.	Líneas de subtransmisión Eléctrica	17
2.8.20.	Servicios auxiliares SS.AA.	17
2.8.21.	Estructuras y soportes.....	17
2.8.22.	Transformador de corriente	17
2.8.23.	Transformador de potencial	18
2.8.24.	Distancias basadas en BIL en relación del aire	18
2.9.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	18
2.9.1.	Tipos de investigación.....	18
2.9.2.	Investigación de campo	18
2.9.3.	Investigación Exploratoria:	18
2.9.4.	Investigación Cuantitativa:	18
2.9.5.	Investigación Cualitativa:	19
2.9.6.	Método analítico:	19
2.9.7.	Método de la medición	19
CAPITULO III.....	20
3.	Subestación Terminal terrestre	20
3.1.	Ubicación subestación terminal terrestre actual	20
3.2.	Diagrama unifilar del actual flujo de potencia en la ciudad de Babahoyo.....	22
3.3.	Fuentes de subtransmisión	23
3.4.	Memoria técnica	23
3.5.	Ubicación de la SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	24
3.6.	Diseño eléctrico	25
3.6.1.	Normas	25
3.6.2.	Características de la Subestación Eléctrica en estudio	26
3.6.3.	Tensión y Frecuencia Asignadas	27
3.6.4.	Nivel de aislamiento	27
3.6.5.	NIVEL DE CONTAMINACIÓN	28

3.6.6.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	28
3.6.7.	DISTANCIAMIENTO EN AIRE	28
3.6.8.	DISTANCIAMIENTO AL CERRAMIENTO	29
3.6.9.	DISTANCIA DE FUGA	29
3.7.	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN	29
3.7.1.	TRANSFORMADOR DE PODER	29
3.7.2.	SECCIONADOR DE ENTRADA y SALIDA DE 69KV	31
3.7.3.	SECCIONADOR DE BYPASS DE 69KV	31
3.7.4.	PARARRAYOS DE 69KV	32
3.7.5.	INTERRUPTOR DE POTENCIA EN SF6 DE 69KV	33
3.7.6.	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	34
3.7.7.	CELDAS DE MEDIA TENSIÓN	34
3.7.8.	TABLEROS DE CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDICIÓN	35
3.7.8.1.	Tablero de Protección de Línea:.....	35
3.7.8.2.	Tablero de Protección de Transformador:	35
3.7.8.3.	Tablero de Protección de Barra:	36
3.7.9.	Medidores.....	36
3.7.10.	Conductores	36
3.7.10.1.	CONDUCTORES DE 69KV	36
3.7.10.2.	CONDUCTORES DE 13.8 KV.....	38
3.7.10.3.	CONDUCTOR DE CONTROL.....	39
3.7.11.	AISLADORES	39
3.7.11.1.	AISLADORES TIPO ESTACIÓN DE 69KV	40
3.7.11.2.	AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN 69KV	40
3.7.11.3.	AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN 69KV (CADENA).....	40
3.7.12.	SERVICIOS AUXILIARES	40
3.7.13.	ILUMINACIÓN	41
3.7.14.	NORMATIVA UTILIZADA PARA EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	42
3.7.14.1.	CONDUCTOR.....	42
3.7.14.2.	UNIONES	42

3.7.14.3.	DISTANCIA ENTRE VARILLAS	42
3.7.14.4.	PROFUNDIDAD DE LA MALLA	42
3.7.14.5.	RESISTENCIA MÁXIMA DE PUESTA A TIERRA	42
3.7.15.	SISTEMA DE APANTALLAMIENTO.....	42
3.7.16.	PLANOS	43
3.7.17.	Presupuesto.....	43
CAPITULO IV.....	44
4.	RESULTADOS Y DISCUSIONES.....	44
4.1.	RESULTADO DEL OBJETIVO GENERAL.....	44
4.2.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	44
4.3.	CONSIDERACIONES GENERALES	45
4.3.1.	Normas	45
4.3.2.	Conductor	45
4.3.3.	Uniones	45
4.3.4.	Distancia entre varillas	45
4.3.5.	Profundidad de la malla	45
4.3.6.	Resistencia máxima de puesta a tierra.....	45
4.4.	CALCULO PARA CONSTRUCCIÓN DE MALLA A TIERRA	46
4.4.1.	Objetivo de la malla.....	46
4.4.2.	Cálculo de sección de conductor	46
4.4.3.	Cálculo de los voltajes máximos permitidos por paso y toque.	48
4.4.4.	Voltaje de paso máximo permitido.....	49
4.4.5.	Voltaje de toque máximo permitido.....	50
4.4.6.	Cálculo de longitud de conductor	50
4.4.7.	Cálculo de corriente simétrica de falla inyectada en la malla y corriente máxima de falla.....	52
4.4.8.	Cálculo y verificación de las tensiones en malla Em y de paso Es.	53
4.4.9.	Cálculo de la resistencia para el sistema de puesta a tierra.....	54
4.5.	SERVICIOS AUXILIARES.....	57

4.5.1.	CRITERIO DE DISEÑO	57
4.5.2.	FUENTES DE ALIMENTACIÓN.....	57
4.5.3.	SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA	58
4.5.4.	SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA.....	58
4.6.	NIVEL DE VOLTAJE	58
4.6.1.	Voltajes de servicios de corriente alterna:	58
4.6.2.	Voltajes de servicios de corriente continúa:	59
4.7.	ESQUEMAS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.....	59
4.8.	DIMENSIONAMIENTO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES	59
4.9.	ALCANCE DEL ESTUDIO.....	59
4.10.	CARGAS DE SS.AA DE AC	60
4.11.	DISEÑO DE PANEL DE CUARTO DE CONTROL (PD – CONTROL).....	60
4.12.	DISEÑO DE PANEL DE GARITA (PD – GARITA)	64
4.13.	DISEÑO DEL TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DC – AC.....	67
4.14.	DISEÑO DEL TABLERO DE DISTRIBUCIÓN AC	67
4.15.	DISEÑO DEL TABLERO SERVICIOS AUXILIARES TRIFÁSICO (TSA)	72
4.16.	CARGAS DE SS.AA DE DC.....	76
4.16.1.	DISEÑO DE TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DC.....	76
4.17.	EQUIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES DC.....	79
4.17.1.	Cargador de Baterías	79
4.17.2.	Banco de Baterías.....	79
4.18.	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE C.A.	80
4.19.	ILUMINACIÓN EXTERIOR E INTERIOR.....	81
4.19.1.	ILUMINACIÓN EXTERIOR	81
4.19.1.1.	Normativas	81
4.19.1.2.	Criterio de diseño de Iluminación.....	82
4.19.1.3.	Simulación en el programa.....	82
4.19.1.4.	Equipos de iluminación	83
4.19.1.5.	Ubicación de Luminarias	83

4.19.1.6.	Diseño de poste de alumbrado.....	84
4.19.2.	ILUMINACIÓN INTERIOR.....	85
4.19.2.1.	Normativas	86
4.19.2.2.	Criterio de diseño de iluminación.....	86
4.20.	SIMULACIÓN EN EL PROGRAMA.....	88
4.21.	CUARTO DE CONTROL	88
4.21.1.	Tipo de iluminación y ubicación	89
4.22.	GARITA	90
4.22.1.	Tipo de iluminación y ubicación	90
4.23.	ILUMINACIÓN NATURAL.....	91
4.24.	CALCULO Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS 13.8 KV PARA ALIMENTADORAS	92
4.24.1.	CONFIGURACIÓN DE BARRA DE 13.8KV	92
4.24.2.	CELDAS DE MEDIA TENSIÓN.....	92
4.24.3.	DIMENSIONAMIENTO DE CELDAS DE ALIMENTADORAS.....	93
4.24.4.	INTERRUPTOR AUTOMATICO.....	94
4.24.5.	COMPARATIVA DE EQUIPO PROPUESTO VS EL CALCULADO	97
4.25.	INTRODUCCIÓN AL CÁLCULO DE SECCIÓN DE CONDUCTOR.....	98
4.25.1.	CALCULO DE SECCIÓN DE CONDUCTOR	98
4.25.1.1.	Característica de línea	99
4.25.1.2.	Determinación de sección de conductor	99
4.26.	PRESUPUESTO	105
4.27.	SIMULACIÓN Y COMPARACIÓN CON SOFTWARE ETAP 12.6.0.....	122
4.28.	ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN.....	125
CAPÍTULO V.....		127
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	127
5.1.	CONCLUSIONES.....	127
5.2.	RECOMENDACIONES	128
BIBLIOGRAFÍA		129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Características de la línea de Subtransmisión Nelson Mera.....	23
Tabla 2 Coordenadas geográficas	24
Tabla 3 Espaciamiento según la norma IEC 60071-2 y ANSI C2-2002.....	28
Tabla 4 Impedancia de cortocircuito.	30
Tabla 5 Conductor de 69KV.	36
Tabla 6 Conductor desnudo de aluminio	37
Tabla 7 Conductor de 13.8KV aislado.	38
Tabla 8 Conductor aislado XLPE Cu 350MCM.....	39
Tabla 9 Constante de Material.	47
Tabla 10 Datos para cálculo de Sección de Conductor.....	48
Tabla 11 Datos para cálculo de Voltaje de paso máximo permitido.....	49
Tabla 12 Hoja de cálculo de longitud de Conductor.	51
Tabla 13 Datos para cálculo y resultados de Corriente simétrica de falla inyectada y máxima corriente de falla.	52
Tabla 14 Datos para cálculo de tensiones en malla Em y Es	53
Tabla 15 Resultados de tensiones en malla Em y Es.	53
Tabla 16 Datos para cálculo y resultados de resistencia de la malla a tierra.	54
Tabla 17 Resumen de la malla a tierra.	56
Tabla 18 Planilla de circuitos derivados del panel PD-CONTROL.....	61
Tabla 19 Planilla de circuitos derivados del panel PD-GARITA.	65
Tabla 20 Planilla de circuitos derivados del tablero de distribución AC.	68
Tabla 21 Planilla de circuitos derivados del tablero de servicios auxiliares TSA.....	73
Tabla 22 Planilla de las cargas que comprenden el Tablero de Distribución DC.	77
Tabla 23 Valores mínimos recomendados de iluminación por la CIE	82
Tabla 24 Valores obtenidos de simulación.....	82
Tabla 25 Iluminación Media por actividades y clases de local.....	86

Tabla 26 Valores obtenidos de simulación.....	89
Tabla 27 Valores obtenidos de simulación.....	90
Tabla 28 Tabla comparativa	97
Tabla 29 Característica de línea de 13.8kV.	99
Tabla 30 Consideraciones para determinación de sección de conductor subterráneo.	99
Tabla 31 Listado de rubros y presupuestos	105
Tabla 32 Datos de simulación de la actual subestación.....	125
Tabla 33 Datos de simulación de la actual subestación y la subestación en estudio	126

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura: 1 Curva de demanda.....	11
Figura: 2 Subestación Eléctrica.....	12
Figura: 3 Subestación terminal terrestre 69Kv/20MVA	20
Figura: 4 Ubicación S/E Terminal Terrestre	21
Figura: 5 Diagrama de subestación terminal terrestre (ArcGIS)	21
Figura: 6 Diagrama unifilar de la actual S/E terminal terrestre Babahoyo.	22
Figura: 7 Ubicación del proyecto Subestación Terminal Terrestre II	24
Figura: 8 Diagrama de barra simple para 69Kv	26
Figura: 9 Ubicación de luminarias patio	84
Figura: 10 Poste de Alumbrado	85
Figura: 11 Ubicación de luminaria cuarto de control.....	89
Figura: 12 Ubicación de luminarias Garita	91
Figura: 13 Factor de corrección para diferentes profundidades.....	101
Figura: 14 Factor corrección destinado a la temperatura del terreno	101
Figura: 15 Factor de corrección destinada a la resistividad térmica del terreno.....	102
Figura: 16 Factor de corrección destinada a las agrupaciones de conductores trifásicos o ternas de conductores unipolares	102

Figura: 17 Intensidad máxima admisible en amperios (A) en conductores de cobre para conductores en instalación enterrada.	103
Figura: 18 Simulación en ETAP 12.6.0 de la Subestación Terminal Terrestre actual	122
Figura: 19 Simulación en ETAP 12.6.0 de la Subestación Terminal Terrestre II en estudio	124

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AC	Corriente Alterna
DC	Corriente Continua
SS.AA	Servicios Auxiliares
TDP	Tablero de distribución principal
PD	Panel de distribución
kV	Kilovoltios
A	Amperios
Vac	Voltaje de corriente alterna
Vcc	Voltaje de corriente continua
V_n	Voltaje Nominal. [kV]
V_m	Voltaje Nominal. [kV]
I_n	Intensidad de Corriente. [kA]
f	Frecuencia. [Hz]
BIL	Nivel básico de aislamiento [kV]
SIL	Nivel de aislación de sobretensión de maniobra [kV]
S_n	Potencia nominal. [MVA]
$S''k3$	Corriente de corto circuito simétrica. [kA]
I_a	Capacidad de poder de desconexión de los interruptores. [kA]
I_S	Capacidad de poder de conexión de los interruptores. [kA]
I_{th}	Corriente térmica. [kA]

LED	Diodo emisor de luz
LUX	Nivel de Iluminación
W	Watios
A	Amperios
K	Temperatura de color luminaria
h	Vida útil luminaria
P	Potencia a transferir por la línea. [W]
V	Voltaje Nominal. [V]
I	Intensidad de Corriente. [A]
$\cos \rho$	Factor de Potencia.
$I_{\max-ad}$	Intensidad máxima admisible. [A]
F_c	Factor de Corrección.
F_g	Factor de Corrección global.
MVA	Mega voltamperios [MVA]
MW	Megavatio [MW]
S/E	Subestación eléctrica
XLPE	Polietileno Reticulado

RESUMEN

La subestación nueva llamada Terminal Terrestre II acoge una tarea muy fundamental de entregar la energía eléctrica necesaria para el sector Sol Brisa del cantón Babahoyo, incluso de aliviar la carga que exige la demanda eléctrica para la actual subestación que abastece a cada usuario, con la finalidad de estabilizar el sistema interconectado de la ciudad de Babahoyo, mitigando posibles pérdidas o daños a futuro que económicamente representan un mal estar para la ciudadanía e incluso la misma empresa, el estudio determinará la viabilidad de contar con el proyecto de la mencionada subestación con la finalidad de estabilizar el sistema redistribuyendo el suministro actual específicamente los alimentadores Juan x Marcos, IESS y By-pass, así mismo solventar las necesidades energéticas de las nuevas cargas en proyecto por el dragado, aplicando la metodología necesaria en la investigación como recursos para argumentar y sustentar el contenido de este documento, que será el resultado esperado en el cumplimiento del objetivo general, de acuerdo a los cálculos realizados en validación del respectivo análisis con relación al sistema eléctrico de potencia (SEP), para que esto sea posible visualizar y tener un grado de confianza, se utiliza la herramienta ETAP 12.6.0 para comparar el funcionamiento de actual subestación y posterior a eso ambas con el arreglo que se plantea en este estudio, sin dejar de lado las debidas protecciones y sus equipos eléctricos, posterior a esto presentar el presupuesto estimado en el área eléctrica culminando al emitir las conclusiones y recomendaciones.

Palabras claves: Subestación eléctrica, Alimentadores, Energía eléctrica, SEP, demanda eléctrica.

ABSTRACT

The new substation called Terminal Terrestre II hosts a very fundamental task of delivering the necessary electrical energy for the Sol Brisa sector of the Babahoyo canton, including alleviating the load required by the electrical demand for the current substation that supplies each user, with the purpose to stabilize the interconnected system of the city of Babahoyo, mitigating possible losses or damages in the future that economically represent a bad situation for the citizens and even the company itself, the study will determine the viability of having the aforementioned substation project with the purpose to stabilize the system by redistributing the current supply, specifically the Juan x Marcos, IESS and Bypass feeders, as well as solving the energy needs of the new loads in the project due to dredging, applying the necessary methodology in the research as resources to argue and support the content of this document, which will be the expected result in compliance with the general objective, according to the calculations carried out in validation of the respective analysis in relation to the electrical power system (SEP), so that this is possible to visualize and have a degree trustworthy, the ETAP 12.6.0 tool is used to compare the operation of the current substation and after that both with the arrangement proposed in this study, without leaving aside the due protections and its electrical equipment, after this present the estimated budget in the electrical area culminating in issuing conclusions and recommendations.

Keywords: Electrical substation, Feeders, Electrical energy, SEP, electrical demand

INTRODUCCIÓN

El suministro eléctrico es un servicio indispensable en la actualidad por cuanto a la tranquilidad de la ciudadanía y por las diferentes cargas según su utilidad, siempre que sea un servicio de calidad y permanente. Por eso la empresa eléctrica CNEC se caracteriza por garantizar la distribución de energía a todos los sectores cuyos usuarios soliciten. Pero a medida que transcurre el tiempo las demandas energéticas cambian y existe un incremento en la población más aún si se considera un dragado que trae consigo más construcciones residenciales e industriales, por ende, un aumento de la demanda energética.

Entonces se nota que la empresa distribuidora mantiene una preocupación de analizar la carga actual para planificarse en la construcción de una nueva subestación que cumpla con todos los lineamientos reglamentados y legales, por el compromiso que mantiene de estabilizar el sistema, aliviando el trabajo de la actual subestación y suministrando un servicio de calidad a los diferentes usuarios.

La ciudad de Babahoyo provincia Los ríos es el lugar donde estará ubicado el nuevo proyecto de subestación en donde existe la necesidad de analizar las cargas de la actual demanda y la factibilidad que acoge en cuanto a su transmisión para solventar el alivio y el incremento de una futura demanda.

Para esto se lleva a cabo el presente estudio de la nueva subestación eléctrica terminal terrestre II que mediante sus características supla las nuevas necesidades de los usuarios según la demanda futura y el alivio de la actual subestación en cuanto a la redistribución o planificación de los diferentes consumos de potencia.

El capítulo I muestra las normativas que permiten el sustento del diseño, el capítulo II explica los conceptos básicos eléctricos en una subestación, el capítulo III está considerado el sustento de los cálculos previos a la construcción de la subestación específicamente las instalaciones eléctricas y sus equipos, el capítulo IV detalla el resultado de la nueva subestación simulada con la estimación de alivio de cargas incluyendo la posible demanda en incremento con el programa Etap 12.6.0 "basado en un análisis no experimental en contraste de los cálculos realizados.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. BREVE DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL

Las instalaciones inmiscuidas en el proyecto de estudio fueron las pertenecientes en los sistemas eléctricos de 13.8 kV del pequeño sistema eléctrico de la subestación Terminal Terrestre en la ciudad de Babahoyo encargada de suministrar el nivel de tensión que se necesita para solventar las cargas a los diferentes usuarios oriundos de la zona y con proyecciones a no tener inconvenientes o limitaciones para las nuevas demandas que a la empresa eléctrica le corresponde satisfacer.

1.2. SISTEMA ELÉCTRICO TERMINAL TERRESTRE

Este sistema eléctrico con un punto de introducción de potencia a inicios de la subestación de transformación (reductora) 69/13.8 KV de Babahoyo y a través de la línea de subtransmisión 69 kV Nelson Mera en ruta Babahoyo – CEDEGE.

1.3. SISTEMA ELÉCTRICO IESS

El sistema eléctrico cuenta con una entrega de potencial eléctrico de 13.8KV mediante el alimentador IESS Terminal terrestre conectado a la subestación Terminal Terrestre, Red de energía eléctrica fluminense ecuatoriana quien suministra de energía eléctrica desde la subestación por la calle Vargas machuca y sectores aledaños hasta las calles Vargas machuca y Roldós. Carga actual que se estima transferir a la nueva subestación eléctrica de transformación (reductora) de 69/13.8KV en proyecto de implementación en la ciudad, de tal forma que ayudará en el alivio de las cargas que mantiene la actual subestación antes mencionada.

1.4. SISTEMA ELÉCTRICO JUAN X MARCOS

El sistema eléctrico cuenta con una inyección de potencial eléctrico de 13.8KV mediante el alimentador Juan x Marcos conectado a la subestación Terminal Terrestre, Red de energía eléctrica fluminense ecuatoriana quien suministra de energía eléctrica desde la subestación por la calle Juan X Marcos y sectores aledaños hasta la Avenida Camilo Ponce. Carga actual que se estima transferir a la nueva subestación eléctrica de transformación (reductora) de 69/13.8KV en proyecto de implementación en la ciudad, de igual forma que ayudará en el alivio de las cargas que mantiene la actual subestación antes mencionada.

1.5. SISTEMA ELÉCTRICO BY-PASS SECTOR SOL BRISA

Actualmente el creciente sector Sol Brisa tiene un suministro energético mediante el alimentador By-Pass conectado a la subestación Terminal Terrestre, Red de energía eléctrica fluminense ecuatoriana, carga actual que se pretende transferir a la nueva subestación de transformación (reductora) de 69/13.8KV en proyecto de construcción de

Babahoyo. Así como una carga eléctrica futura que representará la zona en desarrollo e incremento de demanda por el dragado ejecutado.

1.6. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Es satisfactorio el suministro energético para el incremento de la demanda en la ciudad de Babahoyo después del nuevo dragado cercano a la terminal terrestre?

Las nuevas demandas en crecimiento generadas en base a las ampliaciones de edificaciones o nuevos proyectos que se aprovecha después del dragado en la ciudad requieren de un mayor flujo de potencia eléctrica disponible, ya actualmente el suministro de energía eléctrica hacia esos sectores se encuentra un poco limitado por los alimentadores By-Pass, Mamey (UTB), Centro Babahoyo, Juan x Marcos, IESS-terminal terrestre y subestación de potencia (reductora) utilizada es de 20/25MVA, 69/13.8KV por lo que será algo insuficiente una vez que se ejecuten los nuevos proyectos de construcción.

Se debe tener en cuenta además que por criterios establecidos en la normativa vigente es recomendable que la zona modificada por el dragado del By-Pass y áreas cercanas de la ciudad de Babahoyo cuente con una fuente de energía en alta tensión con la finalidad de reducir el nivel de fallas e interrupciones eléctricas consecuentemente en el lado de media tensión (MT)

1.6.1. Problema

En relación a lo antes mencionado el mercado eléctrico en oferta de energía eléctrica y proyección de demanda se encuentra insatisfecha, viéndose reflejado en contar con el estudio para la implementación de una subestación eléctrica de transformación 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos. planteado en este documento, finalmente se resuelve con la ejecución del mismo.

1.7. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

1.7.1. Hipótesis General.

Una nueva subestación de 69/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos., podrá otorgar un mayor flujo de potencia al sector u otros sectores aledaños o cercanos.

1.7.2. Hipótesis específica.

El estudio para la implementación de un proyecto de subestación eléctrica de transformación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos.

1.8. JUSTIFICACIÓN

1.8.1. ¿Por qué el estudio de este nuevo proyecto?

Las razones por llevar a la efectividad de realizar el actual documento están determinadas por la necesidad de satisfacer las elevadas exigencias de energía eléctrica que se pueden presentar en utilización de las nuevas cargas en el sector Sol Brisa resultantes del dragado en la provincia de los Ríos cantón Babahoyo, que consecuentemente con las nuevas construcciones que se están realizando, se traduce en la necesidad de los ciudadanos al solicitar un servicio energético dentro del cantón, para la indispensable ejecución según la planificación de obras de vivienda, civiles, y otras más que requieren de este indispensable proyecto de estudio y aumento en demanda adicionando el material de construcción.

De igual forma la demanda social de contar con el servicio de energía eléctrica en el extremo del By-Pass en el cantón Babahoyo, como borde del sector y etapa de remodelación, obliga a contar con la presencia de una subestación eléctrica con requerimientos específicos así también con equipos modernos como el sistema de control y adquisición de datos SCADA, lo cual se logra haciendo en primera instancia un estudio para tener la certeza de la implementación de una subestación eléctrica de transformación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA.

1.8.2. ¿Para qué el estudio de este proyecto?

El actual estudio se canaliza realizarlo como paso previo a la ejecución de implementar la subestación eléctrica señalada, dado que sin este estudio no es procedente dicha ejecución, siendo que en el propuesto estudio se determinan las características técnicas prioritarias de la obra eléctrica que se estimaría desarrollar, y que otorga como resultado la trayectoria técnica a nivel definitivo de la obra.

1.8.3. ¿A quiénes beneficia este estudio?

La ejecución del presente documento beneficiará a la empresa eléctrica suministradora de este servicio manteniendo clientes satisfechos reduciendo preocupaciones, el alivio en el flujo de potencia de la vigente subestación Terminal Terrestre incluido, los diferentes alimentadores que mediante aquella socialmente a la población como usuario de este activo son satisfactoriamente bien atendidos, de la misma forma la cobertura de las necesidades crecientes de demanda energética en la zona principal enfocada para este caso en estudio, el sector Sol Brisa perteneciente a la ciudad de Babahoyo.

1.8.4. Lo ideal para esta investigación

Lo ideal del presente contenido consiste en utilizar información real del sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) de la subestación de potencia e igual manera la que está en proyecto de construcción contara con el mismo sistema, para generar un antecedente técnico de suma importancia y mantener un criterio a futuro de satisfacción por la inversión realizada.

1.9. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.9.1. Objetivo General

Desarrollar el estudio para la implementación de una subestación eléctrica de transformación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos, que permite disponer de un mayor flujo de potencia al área en crecimiento de construcciones, atender el incremento de demanda en la actual subestación y compensando las cargas de los alimentadores con la finalidad de evitar problemas al brindar un servicio de calidad.

1.9.2. Objetivos específicos

- Adquirir la información necesaria del sistema interconectado en el cantón Babahoyo y los datos bibliográficos como sustento base del documento.
- Desarrollar ciertos criterios de cálculos eléctricos enfocados a la construcción de la nueva subestación.
- Realizar la comparación cualitativa del funcionamiento actual de control eléctrico convencional, versus el sistema con la nueva subestación.

1.9.3. Metodología de la investigación usada en este documento

Para este estudio se toma en cuenta las metodologías de investigación de campo, exploratoria, cualitativa, cuantitativa y analítica.

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. SUSTENTO FORMAL

Este sustento del presente estudio es el reglamento del sistema de investigación en la carrera de ingeniería eléctrica de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG), en Ecuador con respecto al Título V del proceso de presentación, revisión y aprobación de propuestas de proyectos de investigación, y sus artículos pertinentes.

2.2. SUSTENTO LEGAL Y TEÓRICO PARA LAS INSTALACIONES DE MEDIA A ALTA TENSIÓN.

Está regulada por el MERNNR-PAC 2022 dentro del ministerio de energía y minas del Ecuador y por medio de plan maestro de electricidad, siendo una de las razones porque se citan otras normativas, quienes por su volumen documental se las adjuntará en el anexo de la presente investigación.

2.3. PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

El Plan Maestro de Electricidad (PME) organiza un insumo estratégico de consulta o cuestión de materia eléctrica para estudiantes, expertos, académicos y ciudadanía en general, donde se puede conocer minuciosamente las acciones que está iniciando e implementando el Gobierno Nacional, en beneficio del actual sector eléctrico del Ecuador.

Este escrito constituye una herramienta de trabajo y de planificación, capaz de producir o generar beneficios en pilar de las acciones emprendidas en el desarrollo eléctrico y energético ecuatoriano. Como parte de este plan, se encuentra en su Capítulo 5 (MEM, 2022), el Plan de Expansión de Transmisión con específico detalle de los proyectos u obras previstas en el corto, mediano y largo plazo característica que beneficia en este estudio.

Esto implica que no deja de ser un documento estratégico que establece las metas, objetivos y estrategias para el desarrollo y gestión del sector eléctrico en el Ecuador. Este plan aborda diversos aspectos, desde la generación y transmisión de electricidad hasta la distribución y consumo eficiente.

2.4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE

2.4.1. Montaje electromecánico de equipos y estructuras

Como principio en la ejecución de este trabajo, es prioritario conocer que el proyecto está sujeto a especificaciones técnicas, normas, procedimientos y regulaciones dadas por CNEL o CELEC EP y en coordinación con (ARCERNNR, 2023), anteriormente "ARCONEL",

para la construcción de sistemas de distribución de energía eléctrica, en resolución por parte del ministerio de energía y minas.

El montaje electromecánico de estructuras radica directamente en el ensamblaje de estructuras de dispositivos que combinan partes eléctricas y mecánicas para satisfacer su mecanismo de funcionamiento. Un ejemplo de esto son los mecanismos de transmisión de potencia, transformadores, capacitores y motores.

2.5. MARCO NORMATIVO

- Constitución de la República del Ecuador, 2008. Asamblea Constituyente de Montecristi y los siguientes artículos (Constitución, 2008):

Art. 52: "Las personas tienen derecho a disponer de bienes y servicios de óptima calidad y a elegirlos con libertad, así como a una información precisa y no engañosa sobre su contenido y características (...)" (DRETSE, 2023).

Art. 313: "El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia."

Art. 314: "El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias y los demás que determine la ley.

El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos y establecerá su control y regulación."

- Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE, 2015 y sus posteriores reformas.

Artículo 64.- Sistemas aislados e insulares:

"Los sistemas que, por condiciones especiales, no puedan estar conectados al S.N.I., se considerarán como no incorporados; los clientes regulados de estos sistemas podrán tener cargos tarifarios diferentes de las zonas interconectadas, aprobados por ARCONEL. Los subsidios que se puedan originar en estos sistemas serán cubiertos por los consumidores o usuarios finales del S.N.I. o asumidos por el Estado, según las políticas establecidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable."

- Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – RGLOSPEE, 2019, y sus posteriores reformas.

Artículo 25, obligaciones del generador, literal f:

"Presentar la información técnica, operativa y económica exigida por los organismos y entidades competentes;"

Artículo 28, obligaciones del transmisor, literal d:

"Proporcionar la información técnica y económica requerida por la ARCONEL para el cálculo del costo medio de transmisión, dentro de los plazos que para el efecto se fijen;"

Artículo 34, obligaciones de la distribuidora, numeral 12:

Proporcionar la información técnica y económica requerida por la ARCONEL para el cálculo del costo de distribución y del Servicio de Alumbrado Público General, dentro de los plazos que para el efecto se fijen."

Artículo 45, aplicación de peajes de transmisión y distribución:

"Los peajes de transmisión y distribución, determinados anualmente por la ARCONEL en el estudio de costos, serán pagados por las distribuidoras, por los grandes consumidores y por los auto generadores, en función de retiros de potencia y energía en el punto de conexión."

Artículo 94, Ámbito de competencia o responsabilidad. - El CENACE:

"... operará el sistema eléctrico optimizando los recursos de generación y coordinando la ejecución de mantenimientos, de manera de minimizar el riesgo de falla en el abastecimiento y observando criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico; y, al mínimo costo posible."

2.6. SUMINISTRO ENERGÉTICO Y MONTAJE DE EQUIPO SCADA

Actualmente el sector de la distribución eléctrica, está fortaleciendo su gestión empresarial a través de la homologación y unificación de procesos confiables y eficientes, que están facilitando la toma de decisiones gracias a la consistencia, integridad, oportunidad y disponibilidad de la información provenientes de los sistemas empresariales y operativos, como el caso del Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de la Distribución (SCADA) (PME, 2018)

Es importante considerar ciertas acciones los cuales otorgan una confiable ayuda en el estudio relacionándolo con el suministro, estos pueden ser: Equipos controladores, tablero de comunicaciones, tablero para la automatización, procesador de comunicaciones en lo que respecta a la toma de datos generales y datos nominales, esto se refiere que se

considera para el montaje en diferentes casos i.e. inspección visual, montaje propiamente dicho, inspección y pruebas.

CNEL EP en la Sección VII. Especificaciones y condiciones de cumplimiento del proyecto suministro, montaje y automatización de equipos (Relés, Re – conectadores, concentradores) y accesorios para la automatización en alimentadores y subestaciones de distribución de CENEL EP, expresa para el suministro y montaje, Pruebas de aceptación, despacho y transporte, plazos de entrega, referencias, garantía y consideraciones de evaluación técnica por parte de las propuestas, entrenamiento (CNEL, 2017)

2.7. SUMINISTRO Y MANO DE OBRA PARA EL PROYECTO SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TERMINAL TERRESTRE II

En los estatutos ya presentados en CENEL EP unidad de negocio Los Ríos por el incremento de la demanda en el sector Sol Brisa resultante del dragado ya planificado por parte del municipio de Babahoyo, se estima los diseños definitivos de la subestación, teniendo como objetivo la adquisición de equipos y elementos eléctricos necesarios para su construcción.

Normativa:

- NFPA 70. Código Nacional Eléctrico NEC 2002.
- IEEE C2-2017. Código Nacional Eléctrico de Seguridad NESC.
- ANSI/IEEE980-1987. Guía para el control de derrames de aceite en Subestaciones.
- IEEE 1119/1988. Guía para distancias mínimas de seguridad al cerramiento en Subestaciones.
- IEC 60529 Grado de protección IP.
- IEEE STD 142-1990. Recommended practice for grounding of industrial and commercial power System.
- IEEE STD 80. Guía para seguridad en la puesta a Tierra de subestaciones.
- ELECTRIC POWER SUBSTATION ENGINEERING (By John D. McDonald).
- Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2 ediciones Mejía Villegas.
- IEEE Std 979-2004 Guide Substation fire.
- IEEE C37.123 1996 Guía de especificaciones para equipos de subestaciones con aislamiento de gas.
- IEEE STD 485-2000 recommended practice for sizing lead acid batteries for stationary application.
- Design Guide for Substation. - Recopilación de boletines IEEE.
- IEC 60071-1 (Insulation coordination: Definition, Principles and Rules).

- IEC 60071-2 (Insulation coordination: Application Guide).
- IEEE std 1185-2010 – Recommended practice for cable installation in generating stations and industrial facilities.
- NEC (National Electrical Code /NFPA 70).
- IEEE STD 1427-2006 (IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances).
- Regulación ARCONEL 001/18 “Distancias de Seguridad”.

2.8. GENERALIDADES

Figura: 1

Curva de demanda por la carga instalada de un usuario en un intervalo de tiempo, estos intervalos generalmente son en minutos u horas, dependiendo del caso en el que se desee analizar (Briones, 2019), el intervalo de minutos comúnmente es usado para estudios de balanceo de carga y selección de capacidad de equipos, el intervalo de horas para la elaboración de perfiles de carga y planes de expansión de un sistema de distribución eléctrico.

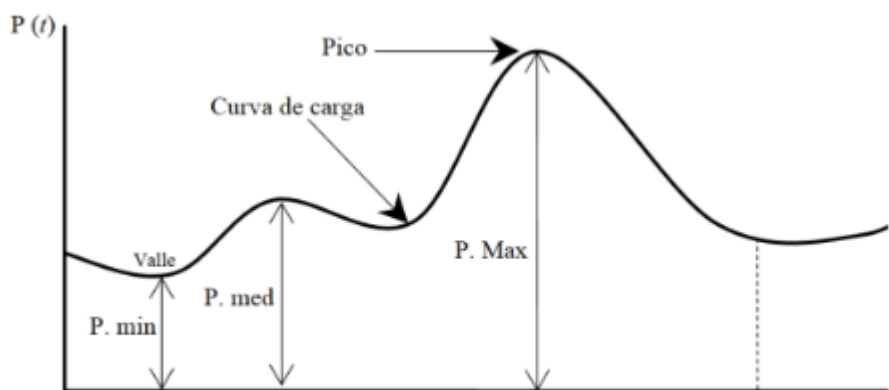
En cierto caso existe decrecimiento de demanda, pero en su totalidad o comúnmente se ve un incremento de ella según las necesidades de los usuarios, esta demanda se refleja en los sistemas de control de las empresas reguladoras de energía literalmente se puede observar una curvatura que relacione este concepto (Chávez, 2016).

La demanda tiene sus variaciones en el tiempo, en la figura 1 presenta patrones tendenciales. En general, existen crecientes patrones estacionales asociados a los horarios de consumo, los cuales tienen la siguiente clasificación:

Demanda mínima: se le da correspondencia al valor mínimo de consumo asentado en un intervalo de tiempo, este se lo reconoce en la curva de demanda debido a la cuenca que se forma en la curva de demanda.

Demanda media: se le da correspondencia al valor medio de consumo registrado en un intervalo de tiempo, esta demanda se la puede observar entre la demanda mínima y máxima.

Demanda máxima: Es establecida como el valor máximo de consumo inscrito en un intervalo de tiempo, este se lo puede reconocer debido al pico que se forma en la curva de demanda.



Fuente: (Briones, 2019).

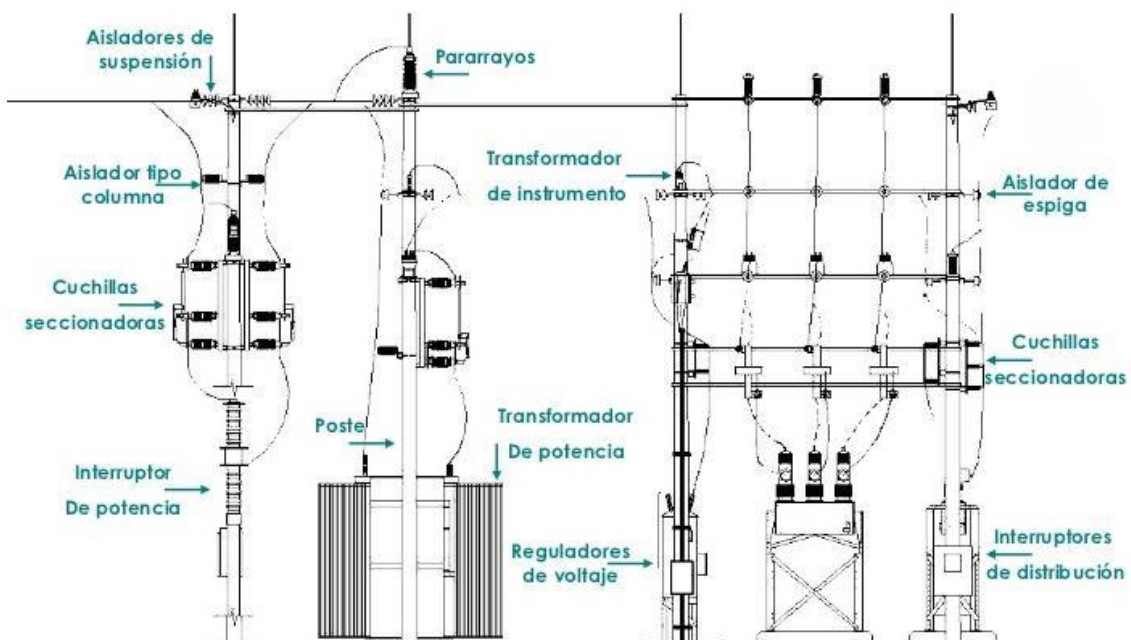
2.8.2. Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es una instalación en el sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica que realiza varias funciones importantes con la particularidad de asegurar la eficiencia y confiabilidad del suministro eléctrico en un área predeterminada según los estudios de factibilidad (Eléctricas, 2023). Estas subestaciones son puntos clave en la red eléctrica y desempeñan diversas tareas, algunas de las cuales incluyen, transformación de voltaje, conmutación y control, protección del sistema, medición y monitoreo, Interconexión de líneas de transmisión, acondicionamiento de energía, lo ideal es que pueden clasificarse en varios tipos, como subestaciones elevadoras (donde se eleva el voltaje para la transmisión), subestaciones reductoras (donde se reduce el voltaje para la distribución), y subestaciones de transformación (que realizan ambas funciones), sin dejar de lado las conocidas como de maniobra.

En cuanto a la ubicación y el diseño de las subestaciones dependen de la topología de la red eléctrica y de las necesidades específicas de transmisión y distribución en una región o área determinada. Las subestaciones como se muestra en la figura 2 son esenciales para la entrega eficiente y segura de electricidad desde las plantas generadoras hasta los usuarios finales.

Figura: 2

Subestación Eléctrica



2.8.3. Componentes de una subestación de energía eléctrica

Sistemas de energía eléctrica en corriente alterna modernizados que trabajan en conjunto para el objetivo al cual está diseñada la subestación en este caso para una de tipo reductora y que pueda suplir las necesidades del incremento de la demanda, estos componentes trabajan en conjunto para las diferentes maniobras según el operador para garantizar el correcto suministro energético (LOPEZ, 2001).

2.8.4. Transformador de potencia

Los transformadores de potencia son dispositivos eléctricos utilizados para transferir energía eléctrica entre dos o más circuitos mediante la inducción electromagnética. Son una parte fundamental de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica, son utilizados en sistemas de transmisión de energía eléctrica para elevar el voltaje en la etapa de transmisión y reducirlo antes de la distribución a los consumidores (ECHEVERRÍA, 2021).

También se utilizan en subestaciones eléctricas para adaptar los niveles de voltaje, funcionan según el principio de inducción electromagnética de Faraday. Consisten en dos bobinas de alambre aisladas eléctricamente, conocidas como el devanado primario y el devanado secundario. Cuando se aplica una corriente alterna (CA) al devanado primario, crea un campo magnético que induce una corriente en el devanado secundario.

2.8.5. Interruptores

Son dispositivos utilizados para controlar y proteger los circuitos eléctricos en una subestación. Estos interruptores son esenciales para asegurar la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico. Tienen la finalidad de cortar y dar paso al flujo energético cuando está alimentado (Castro, 2021).

2.8.6. Tipos de interruptores

Interruptores de potencia: Diseñados para abrir y cerrar circuitos bajo carga. Pueden ser del tipo de aceite, vacío o gas (como el SF6).

Interruptores de circuito: Estos interruptores pueden manejar corrientes de carga normales y también interrumpir corrientes de cortocircuito. Son comúnmente utilizados en subestaciones de alta tensión.

Interruptores de aislamiento: Utilizados para aislar secciones de la red eléctrica para realizar mantenimiento. No están diseñados para interrumpir corrientes bajo carga.

2.8.7. Barras

Son conductores de gran tamaño que actúan como un sistema de interconexión para conectar diversos equipos y circuitos dentro de la subestación. Estas barras eléctricas forman una red troncal que facilita la distribución eficiente de la energía eléctrica para varios destinos (SANTILLÁN, 2021).

Barras principales (o bus principal): Conducen la corriente principal desde la fuente de energía, como transformadores, hacia los diferentes puntos de consumo o distribución (PÉREZ, 2004).

Barras de transferencia (o bus de transferencia): Permiten la transferencia de carga de una barra principal a otra, lo que puede ser útil para mantenimiento o en situaciones de emergencia.

Barras de acoplamiento (o bus de acoplamiento): Proporcionan puntos de conexión para equipos adicionales o futuras expansiones.

2.8.8. Seccionadores y disyuntores:

Se utilizan seccionadores en las barras para permitir el aislamiento de secciones específicas de la subestación para mantenimiento o reparaciones, además de la maniobra de seleccionar maneras de conexión o desconexión en circuitos (Salcedo, 2020).

Los disyuntores pueden instalarse en las barras para proteger la subestación contra corrientes excesivas o cortocircuitos.

2.8.9. Pararrayos

También conocido como pararrayos Franklin, es un dispositivo diseñado para proteger estructuras y equipos eléctricos contra los efectos dañinos de los rayos durante una tormenta eléctrica. La función principal del pararrayos es proporcionar un camino seguro para que la corriente de un rayo viaje hacia la tierra (Peralta, 2022). Esto evita daños a los edificios o equipos conectados. Aquí hay información clave sobre los pararrayos:

Principio de funcionamiento del pararrayo:

Un pararrayos funciona efectivamente aprovechando la propiedad de los extremos puntiagudos de atraer las cargas eléctricas. La punta del pararrayos, que suele ser puntiaguda, favorece la formación de un campo eléctrico en su entorno (Carlos, 2020).

Tipos de pararrayos:

Pararrayos Franklin: Este diseño clásico, propuesto por Benjamín Franklin, utiliza una punta puntiaguda metálica afilada que se coloca en la parte superior de un mástil o estructura para ionizar el aire y proporcionar un camino de baja resistencia para la corriente del rayo hacia la tierra (Javier, 2023). La punta puede ser de cobre u otro material conductor.

Pararrayos de punta simple: Similar al diseño de Franklin, pero con una sola punta. Siendo un tipo de pararrayos que se basa en el principio de utilizar una punta puntiaguda para favorecer la ionización del aire alrededor de la punta y proporcionar un camino conductivo para la descarga eléctrica de un rayo (Gonzales, 2021).

Cuando se forma una tormenta eléctrica y hay una acumulación de carga eléctrica en la atmósfera, la punta del pararrayos puede facilitar la descarga de esa carga, reduciendo así la probabilidad de un impacto directo del rayo en la estructura.

Pararrayos de malla: también conocido como captadora, consiste en una malla conductora que cubre la superficie de un edificio, proporcionando múltiples rutas para la corriente del rayo. Pararrayos ionizadores: Utilizan emisiones de iones para crear un camino conductivo hacia la tierra. Es un dispositivo diseñado para proteger estructuras y equipos contra los efectos dañinos de los rayos. A diferencia de los pararrayos convencionales, que utilizan puntas afiladas para capturar los rayos, los pararrayos de malla tienen una estructura de malla conductora que cubre la superficie de la estructura a proteger.

Es importante destacar que, aunque los pararrayos de malla pueden reducir la probabilidad de impacto directo, no eliminan completamente el riesgo de daños por rayos. Además, es esencial que estos dispositivos sean instalados y mantenidos de acuerdo con las normativas y recomendaciones de seguridad aplicables.

2.8.10. Maniobra

Este concepto es la acción que se ejecuta en la subestación considerada como un conjunto de procedimientos tendientes a operar una red eléctrica en forma segura, con la finalidad de solventar cualquier necesidad que se suscite en la subestación (Zozaya, 2020). Es importante destacar que todas las maniobras en una subestación eléctrica deben llevarse a cabo siguiendo procedimientos y protocolos estrictos para garantizar la seguridad de los operadores y la integridad del sistema eléctrico.

2.8.11. Protección eléctrica

La principal función o trabajo de un sistema de protecciones es despejar o eliminar una falla en cualquier magnitud debido a cualquier circunstancia que se presente, considerando que la capacidad de poner en funcionamiento el disyuntor o interruptor no debe verse

comprometida, por esa razón la energía necesaria para activar el sistema de protección no sería ideal tomarse desde la red lo menciona (Morales, 2019).

2.8.12. Importancia de las Protecciones eléctricas en subestaciones

Es imprescindible garantizar la seguridad y fiabilidad de las subestaciones de electricidad en consecuencia de los peligros naturales o errores humanos que ocasionarían daños o interrupciones en las zonas a la cual suministra el poder eléctrico, con la finalidad de salvaguardar el personal y los equipos se emplean relés de defensas como instrumentos especializados en base de varios estudios para hallar las posibles dificultades lo indica (Llumitaxi, 2023).

2.8.13. Reconectores

Los reconectores son utilizados en subestaciones eléctricas para la protección y control de las redes de distribución de energía, tienen la particularidad de cierre automático ajustable. Estos dispositivos están diseñados para restablecer automáticamente la alimentación eléctrica después de una interrupción, siempre y cuando la falla que causó la interrupción sea temporal (Jordán, 2019).

2.8.14. Sistema de puesta Tierra

Es un sistema de protección en cualquier superficie conductora que esté expuesta o cercana de un punto no energizado que provoque una vinculación para descargar la zona energizada en caso de fallo, para esto se utiliza un material conductor como medida de seguridad según (Muñoz, 2023).

2.8.15. Estudio en los sistemas de potencia

Para los diferentes factores energéticos es necesario el estudio de los sistemas eléctricos de potencia para que opere de manera adecuada y dentro de sus límites, una de las principales características comúnmente conocida es el estudio de flujo de potencia además del estudio de cortocircuito y estudios dinámicos (Nuñez, 2014).

2.8.16. Patio de 69 Kv

En este estudio siendo el área o zona de riesgo se destacan las características estructurales y elementos o accesorios necesarios para la instalación de los demás sistemas que conducirán la energía eléctrica así mismo la protección debida según los eventos que los active (Cuesta, 2014).

2.8.17. Cargas

Una de las razones por construir suministros o derivaciones eléctricas son las cargas a las cuales se someten las fuentes de generación eléctrica, siendo estas las principales

responsables de los estudios para un sistema eléctrico de potencia quienes se destacan como un consumo (Morante, 2020).

2.8.18. Proyección de la energía eléctrica

Es la perspectiva futura que se aspira anticipar en cuanto a los estudios teóricos sustentados en la mitigación de un fallo o también para mantener una calidad de energía suministrada donde los usuarios queden satisfechos ayudando o en aporte de un plan de contingencia para prevenir cualquier suceso distinto al planificado (Briones, 2019).

2.8.19. Líneas de subtransmisión Eléctrica

Estas líneas no forman parte del sistema de transmisión, es decir que son propiedad de las empresas distribuidoras que trabajan en tensión hasta de 69Kv dando paso a la transmisión de energía desde una subestación eléctrica a la subestación de distribución (Fuentes, 2022).

2.8.20. Servicios auxiliares SS.AA.

Es conocida como un conjunto de equipos e instalaciones con la función de alimentar cargas en el lado de baja tensión de corriente alterna y continua, útiles para la operación de la subestación. Se exige garantizar que, en condiciones normales de funcionamiento, de falla o mantenimiento, haya la presencia de fuentes que alimenten las cargas que se manifiesten como indispensables (Toquica, 2017).

2.8.21. Estructuras y soportes

En las instalaciones de patio se encuentran las estructuras metálicas de intemperie correspondiente a los soportes para los embarrados principales y secundarios y la aparamenta del nivel más alto de tensión. Estarían acompañadas con herrajes y ferreterías auxiliar de acero inoxidable para sujetar los cables, fijar las cajas de centralización y otros elementos accesorios (Gómez, 2023). Además, hay la existencia de soportes de apoyo para proyectores de iluminación perimetral del edificio y exteriores.

2.8.22. Transformador de corriente

Es el elemento que cuyas características de construcción son para manifestarse en funcionamiento cerca de las líneas de alimentación en el patio, internamente tiene un devanado primario, un núcleo y un devanado secundario su diseño está enfocado principalmente en cumplir la tarea de mantener una relación precisa entre la corriente de un circuito primario y secundario según el rango (Rubio, 2020).

2.8.23. Transformador de potencial

Es un dispositivo utilizado en sistemas eléctricos para medir voltajes de alta tensión de manera segura y precisa. Su función principal es reducir los niveles de voltaje a un valor más manejable que pueda ser utilizado por instrumentos de medición, relés de protección y otros dispositivos de control (Almachi, 2018).

2.8.24. Distancias basadas en BIL en relación del aire

Estas distancias mínimas están destinadas a prevenir descargas eléctricas y garantizar la seguridad de las personas y el equipo cercano a las líneas eléctricas. Es crucial consultar las normativas locales y los estándares de seguridad eléctrica específicos, ya que estos pueden variar según la ubicación y las regulaciones aplicables (ALFREDO, 2016).

2.9. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La metodología de la investigación se refiere al conjunto de pasos y procedimientos sistemáticos que se siguen para llevar a cabo un estudio o investigación de manera organizada y rigurosa (ABRIL, 2022) .

2.9.1. Tipos de investigación

Existen varios y muy conocidos tipos de investigación, y su elección tiene dependencia de la naturaleza del problema de investigación y los objetivos del estudio como en este caso se dará a conocer algunos tales como:

2.9.2. Investigación de campo

Es realizada en entornos naturales fuera de un laboratorio según su enfoque, pero mantiene sus métodos que serían observación directa, entrevistas, encuestas en ubicaciones del mundo real.

2.9.3. Investigación Exploratoria:

Consiste en explorar, indagar y empaparse de un tema para el mejor entendimiento, con la finalidad de llevar a cumplir su objetivo con las experiencias de otros autores, reserva sus generalidades de manera cualitativa, busca identificar preguntas de investigación y generar hipótesis.

2.9.4. Investigación Cuantitativa:

Su enfoque lo vincula a la recopilación y análisis de datos numéricos, aplicando la metodología de encuestas, experimentos, análisis estadístico, aunque para este caso tiene miras a la formulación de extracción de información.

2.9.5. Investigación Cualitativa:

En esta investigación enfatiza su enfoque a la exploración y comprensión profunda de fenómenos a través de datos no numéricos. También se ejecuta con entrevistas, observación participante, análisis de contenido.

Eso atrae la manera o el método que se debe aplicar como es en este caso de estudio:

2.9.6. Método analítico:

Este método consiste en un enfoque de investigación y resolución de problemas que se determina en el análisis detallado de los componentes individuales de un sistema o fenómeno. Implica descomponer un problema o situación en partes más pequeñas y examinar cada una de ellas de manera exhaustiva para comprender su funcionamiento y relación con el conjunto (Stalin, 2020).

2.9.7. Método de la medición

Es la forma de adquirir todos los datos con respecto a lo que se va hacer en este caso serían los niveles de tensión, amperaje, potencia entre otros con los diferentes sensores o manual con la respectiva variedad de operación (Stalin, 2020).

CAPITULO III

3. SUBESTACIÓN TERMINAL TERRESTRE

La presente subestación fue construida en el año 2002 con un área predial de 1870.625 m² ubicada en las calles Juan Anoletto, Cia. El manantial, Escuela "San José", y calle C, terreno cuyas medidas están comprendidas en sus lados paralelos con un aproximado de 47.20 y 37.50m, 47.50 y 41.50m. Su alimentación proviene de la línea de subtransmisión Nelson Mera como interconexión a nivel de 69Kv, en el lado de alta del transformador 16/20MVA contiene una tensión de 69Kv y en el lado de baja tensión establece una configuración de barras principal a nivel de 13.8Kv. en este patio las distintas alimentadoras se sujetan a la protección de un re – conectador que da lugar al flujo de corriente en condiciones normales de funcionamiento como se ve en la figura 3.

Figura: 3

Subestación terminal terrestre 69Kv/20MVA



Fuente: campo

3.1. UBICACIÓN SUBESTACIÓN TERMINAL TERRESTRE ACTUAL

La ubicación geográfica de la subestación terminal terrestre que actualmente distribuye en cada sector de la ciudad de Babahoyo se la puede observar en la plataforma Google Map, a disposición de cualquier usuario como se muestra en la figura 4.

Figura: 4

Ubicación S/E Terminal Terrestre

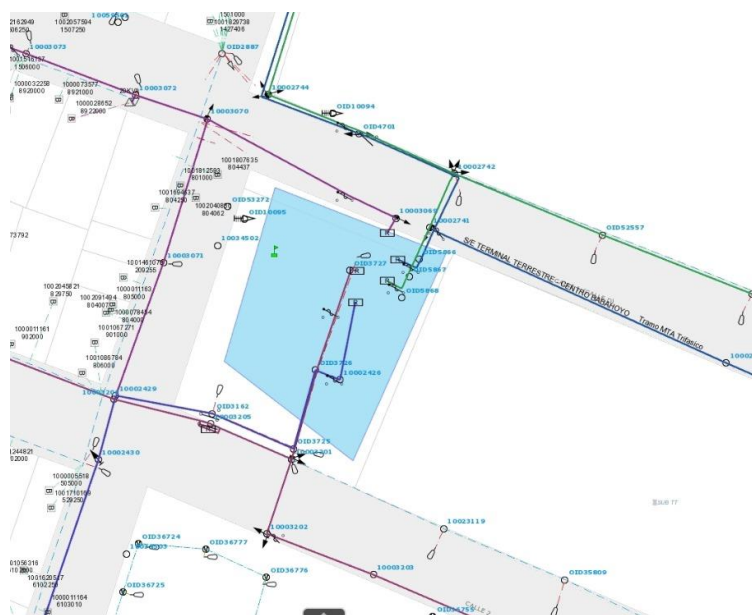


Fuente: Google earth

Además, se puede visualizar en la figura 5 por medio de la plataforma ArcGIS el diagrama y la ubicación de la actual subestación que suministra la potencia a los diferentes usuarios de la ciudad incluso se aprecia las líneas trifásicas y monofásicas vinculadas al mencionado propósito.

Figura: 5

Diagrama de subestación terminal terrestre (ArcGIS)



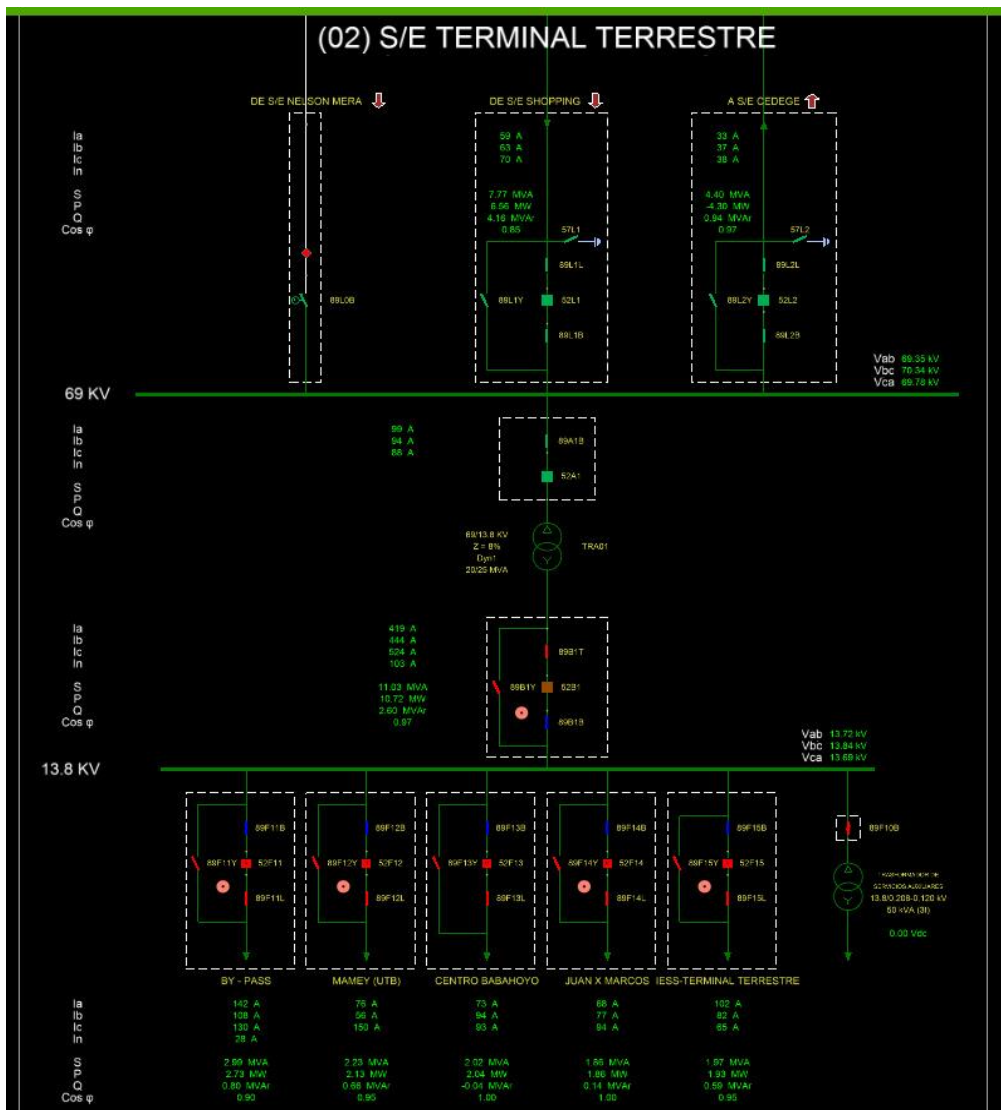
Fuente: ArcGIS

3.2. DIAGRAMA UNIFILAR DEL ACTUAL FLUJO DE POTENCIA EN LA CIUDAD DE BABAHOYO.

El diagrama que se muestra a continuación en la figura 6 es el funcionamiento actual de la S/E que entrega energía eléctrica a los diferentes usuarios de la ciudad, por medio de los alimentadores By-pass, Mamey (UTB), centro Babahoyo, Juan x Marcos, less-Terminal Terrestre y equipos.

Figura: 6

Diagrama unifilar de la actual S/E terminal terrestre Babahoyo.



Fuente: campo

3.3. FUENTES DE SUBTRANSMISIÓN

La subestación eléctrica terminal terrestre está ligada en conexión con la línea de subtransmisión detallada a continuación en la tabla 1:

Tabla 1

Características de la línea de Subtransmisión Nelson Mera.

Capacidad	Capacidad suministrada	Conductores
21.33 MVA	20.9 MVA	2/0 ACSR 72 MVA

3.4. MEMORIA TÉCNICA

Debido al incremento de la carga proyectada en los últimos años, la unidad de negocio CNEL EP Los Ríos ha tomado la decisión de aumentar la capacidad de distribución de su sistema eléctrico para lo cual ha considerado la construcción de una nueva subestación eléctrica TERMINAL TERRESTRE de 18/24MVA a fin de poder atender mejor a los abonados alimentados por esta subestación eléctrica.

La hipótesis general no es experimental, en virtud a lo mencionado, no mantiene contenido experimental.

La hipótesis específica por la forma de toma de datos, sistema actual y convencional es una comparación en el sistema convencional y actual, tanto así que el material experimental lo constituyen los instrumentos adquisición de datos, para el sistema tradicional, amperímetro voltímetro, ohmímetro ya sean convencionales aislados análogos y electrónicos o digitales en relación del sistema digital no tangible ETAP 12.6.0 que se emplea para fines de estudio fortaleciendo el resultado en el cumplimiento de los objetivos propuestos.

Entonces el alcance del documento presente comprende los diseños definitivos de la subestación, teniendo como objetivo la adquisición de equipos y elementos eléctricos necesarios para su construcción.

- Estudios Eléctricos.
- Estudio de malla a tierra y Plano de diseño.

Antes de los estudios es importante conocer la ubicación en donde sería la construcción de la nueva subestación Terminal terrestre II, en favor al sector que gozaría de este servicio.

3.5. UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La Nueva subestación eléctrica “TERMINAL TERRESTRE II” se encuentra ubicado en la Provincia de los Ríos, en la ciudad de Babahoyo, atrás del Shopping de Babahoyo. En la figura 7 se muestra la ubicación de la subestación que está en estudio.

Figura: 7

Ubicación del proyecto Subestación Terminal Terrestre II



Fuente: Google Earth

Las coordenadas geográficas son las indicadas en la tabla 2 presentada a continuación:

Tabla 2

Coordenadas geográficas

Coordenadas	X	Y
P1	661944.722	9799573.273
P2	661976.283	9799549.671
P3	661953.361	9799518.403
P4	661914.283	9799544.520
P5	661930.574	9799558.689

3.6. DISEÑO ELÉCTRICO

El Diseño eléctrico de este proyecto en estudio radica en los cálculos previamente realizados considerando los estudios electromecánicos y las memorias al detalle que se encuentran en los Anexos de análisis al final del documento. Además, se han considerado parámetros estandarizados por CNEL EP Unidad de Negocio Los Ríos.

3.6.1. Normas

Este proyecto ha sido elaborado con base a lo estipulado y recomendado en las siguientes publicaciones y estándares (CNEL, 2017) :

- Código Nacional Eléctrico NEC 2023 NFPA 70 (NFPA, 2023).
- Regulación ARCONEL 001/18 - "Distancias de Seguridad" (Rojas, 2019).
- IEC - 60071-1 (Insulation coordination: Definition, Principles and Rules).
- (IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances). IEEE STD 1427-2006
- IEC - 60529 Grado de protección IP.
- IEEE - C2-2017. Código Nacional Eléctrico de Seguridad NESC.
- IEEE - 1119/1988. Guía para distancias mínimas de seguridad al cerramiento en Subestaciones.
- IEEE - STD - 142-1990. Recommended practice for grounding of industrial and commercial power System.
- Guía para seguridad en la puesta a Tierra de subestaciones. IEEE – STD - 80.
- Guía para el control de derrames de aceite en Subestaciones. ANSI/IEEE980-1987.
- ELECTRIC POWER SUBSTATION ENGINEERING (By John D. McDonald).
- Guide Substation fire IEEE Std 979-2004.
- Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2 Ediciones Mejía Villegas.
- (Insulation coordination: Application Guide) - IEC 60071-2.
- NEC (National Electrical Code /NFPA 70).
- Guía de especificaciones para equipos de subestaciones con aislamiento de gas IEEE C37.123 1996.
- Recommended practice for cable installation in generating stations and industrial facilities - IEEE std 1185-2010.
- Design Guide for Substation - Recopilación de boletines IEEE.
- IEEE STD 485-2000 recommended practice for sizing lead acid batteries for stationary application.

3.6.2. Características de la Subestación Eléctrica en estudio

Luego de análisis de los parámetros técnicos, parámetros solicitados y tecnología disponible, se presenta a continuación las principales características de la subestación eléctrica:

- Tipo de función: Reductora 69 kV/13.8 kV.
- Tipo de construcción: Exterior en estructura H, cuadrada para los equipos de 69kV y transformador de poder, e interior para el barraje 13.8kV por medio de celdas.
- Tipo de aislamiento: En aire para los seccionadores a nivel de 69kV y encapsulada en SF6 para los interruptores de potencia de 69kV. Para equipos de corte en 13.8kV en vacío con medio aislante en SF6.
- Por su diseño: debe ser trifásica para equipos en 69kV. Y para equipos del barraje 13.8kV será compacta mediante Celdas tipo Metal Clad.
- Por su configuración: Barra simple a nivel de 69kV, y barra simple para nivel de 13.8kV con opción de una alimentación externa.

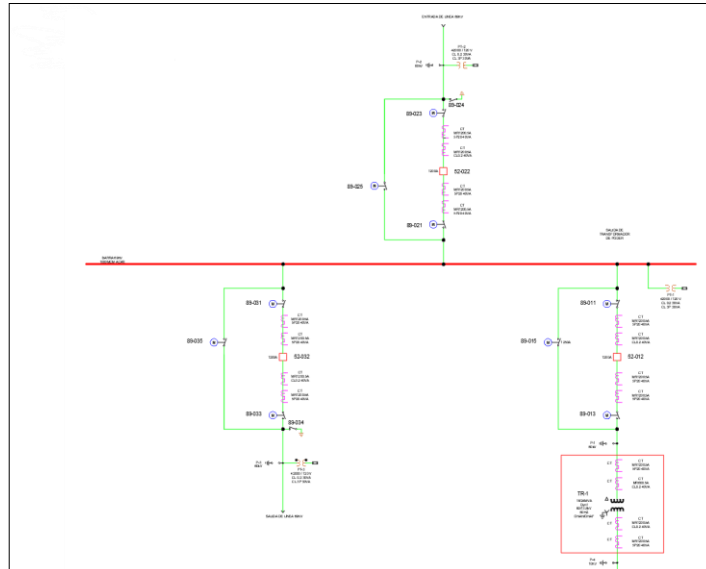
Y estará constituida por las siguientes bahías:

1. Una Bahía de Llegada, la llegada de un tramo de la línea de subtransmisión desde la S/E Shopping Terminal Terrestre con conductor desnudo de aluminio ACAR 300.
2. Dos Bahías de salidas, una posición de salida de línea de 69kV y una posición para alimentar al transformador de poder de 18/24MVA.
3. Barra principal a 69kV.

En la figura 8 se muestra la configuración de barra simple para la nueva subestación de 69Kv.

Figura: 8

Diagrama de barra simple para 69Kv



Fuente: Autor

3.6.3. Tensión y Frecuencia Asignadas

La estandarización que se conserva del sistema de subtransmisión de CNEL EP. Unidad de Negocio Los Ríos es:

Tensión de 69 kV

Frecuencia de 60 Hz

Y conforme a la norma IEC 60038 se define la tensión asignada de 69 kV y la tensión máxima de línea a línea en 72.5 kV.

La tensión para el sistema de media tensión de CNEL EP. Unidad de Negocio Los Ríos es 13.8kV y la tensión máxima de línea a línea es 15 kV.

3.6.4. Nivel de aislamiento

En el estudio de coordinación de aislamiento se calculó los niveles de aislamiento requeridos, y se concluyó que, para este diseño los valores requeridos concuerdan con los valores estándares utilizados por CNEL EP y cumplen con la Norma IEC 60071-1: BIL de 350 kV a nivel de 69 kV y un BIL de 110 kV a nivel de 13.8 kV.

Según los requerimientos de CNEL EP, su estándar en el sistema 69 kV tiene un nivel básico de aislamiento BIL de 350 kV, parámetro que será considerado como fundamental para el diseño.

El estudio al detalle se puede observar en el anexo A “Estudio de Coordinación de Aislamiento”.

3.6.5. NIVEL DE CONTAMINACIÓN

El nivel de contaminación en el ambiente influye directamente en el dimensionamiento de los equipos y trayectos eléctricos a mantener dentro de la subestación. El sitio de la subestación eléctrica está considerado dentro de un nivel de contaminación II (medio) de acuerdo a la norma IEC 60071-2. Esto corresponde a una distancia mínima de 20mm/kV. No obstante, se ha considerado un diseño conservador, por lo que los cálculos de las distancias eléctricas se realizarán en base a un nivel de contaminación III (moderado).

3.6.6. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Considerablemente se conoce que las alturas y espaciamientos de diseño estarán sujetas a normas nacionales e internacionales así también a los reglamentos de seguridad para este tipo de instalaciones, siendo importante este estudio para así prevenir fallos a futuro que generen algún tipo de pérdidas (Ramírez, 2013).

Las distancias mínimas de seguridad son aquellas que deben ser mantenidas en el aire, entre partes energizadas de un equipo y tierra para la seguridad de las personas (Rojas, 2019). Estas se determinan sobre la base de la publicación de la IEC 60071-2, como referencia a un nivel de aislamiento de 350 kV.

- Distancia Mínima según IEC: 0.63 metros.
- Circulación de personas bajo conexiones: 3 metros.
- Circulación de vehículos: 3 metros.

3.6.7. DISTANCIAMIENTO EN AIRE

Las distancias mínimas en el aire es importante destacar este detalle para el buen funcionamiento en el sistema, para lograr garantizar el soporte dieléctrico de la subestación y así están determinadas sobre el marco de las Normas IEC 60071-2 y ANSI C2-2002 (Código de Seguridad Eléctrico Nacional) (Galarza, 2018). En este diseño las siguientes distancias mínimas se muestra en la tabla 3:

Tabla 3

Espaciamiento según la norma IEC 60071-2 y ANSI C2-2002

Espaciamiento de conductores en S/E	69 kV	15 kV
--------------------------------------------	--------------	--------------

Fase a Fase	1.6 M	0.6 M
Fase a Tierra	0.74 M	0.26 M
Distancia Libre al Piso	3.00 M	2.75 M

3.6.8. DISTANCIAMIENTO AL CERRAMIENTO

Las siguientes distancias mínimas al cerramiento están establecidas por lo regulado en el STD – IEEE - 1119-1988.

Entonces la distancia mínima desde el cerramiento hasta cualquier parte caliente o viva de la subestación en sentido horizontal: 3.7 metros.

También se anuncia que la distancia mínima desde el cerramiento hasta cualquier parte caliente o viva de la subestación en sentido vertical: 4.9 metros.

3.6.9. DISTANCIA DE FUGA

De acuerdo al nivel de contaminación establecido, se tiene que la distancia de fuga que deberán tener todos los equipos de 69kV de la posición será de 1813 mm o mayor.

De igual manera, todos los equipos en 13.8kV deberán contar con una distancia de fuga no menor a 375mm.

Esto se cumplirá tanto para los equipos principales como para aisladores, pararrayos, etc.

3.7. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN

3.7.1. TRANSFORMADOR DE PODER

Las principales características del transformador de poder son:

- Un transformador con capacidad de 18/24MVA, sumergido en aceite mineral y debe contar con un sistema de enfriamiento de tipo ONAN/ONAF.
- Tensión nominal en el lado de alta será de 69kV y tensión nominal en el lado de baja es 13.8kV.
- Tanque de tipo sellado.
- Tap de uso sin carga en el lado de alta tensión, para variar el número de vueltas de este bobinado en 2.5 % por cada posición, siendo el voltaje de la posición central (3) el de 69.000 V.
- El grupo de conexión debe de ser DYN1.
- El transformador tendrá tanque de reserva de aceite (tanque conservador).

- El devanado de los transformadores en el lado primario y secundario serán de cobre electrolítico de alta calidad.
- El Nivel básico de aislamiento (BIL) en el lado de alta y de baja tensión serán de 350 y 110kV.
- El nivel de ruido promedio, con los ventiladores encendidos no debe exceder los estándares de los Estados Unidos de América.
- El voltaje de radio interferencia no debe exceder los estándares de EEUU.

Impedancia de corto circuito de los transformadores se muestra en la tabla 4 a continuación:

Tabla 4

Impedancia de cortocircuito.

TRANSFORMADOR	H.V. [KV]	M.V. [KV]	S [MVA]	Z _{cc} [%] (18MVA)	GRUPO DE CONEXIÓN
T1	69	13.8	18/24	7.00	Dyn1

La Z_{cc} del transformador de poder es 7.00 a 18MVA.

El transformador de poder debe cumplir con las siguientes normas IEC:

- 60076 Power Transformers.
- 60085 Electrical insulation – Thermal evaluation and designation.
- 60137 Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V.
- 60156 Insulating liquids - Determination of the breakdown voltage at power frequency - Test method.
- 60270 High-voltage test techniques - Partial discharge measurements.
- 60296 Fluids for electro technical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear.
- 60354 Loading guide for oil-immersed power transformers.
- 60599 Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis- Mineral oil-impregnated electrical equipment in service (Cerón, 2015).
- 60616 Terminal and tapping markings for power transformers.

Se podrá aceptar sus equivalentes en norma ANSI u otras normas internacionales.

3.7.2. SECCIONADOR DE ENTRADA y SALIDA DE 69KV

El Seccionador tripolar de 69kV para la llegada y salida de las líneas de subtransmisión contará con las siguientes características:

- Apertura central
- Montaje vertical en pórtico de 69kV
- Operación tripolar con mecanismo motorizado y manual
- Tensión Nominal de 72.5 kV
- Nivel de aislamiento de 350kV
- Tensión de ensayo de 175kV
- Distancia de fuga de 1813mm
- Corriente Nominal de 1200A
- Corriente de corta duración de 40KA
- Duración del cortocircuito de 1 Seg
- Voltaje de operación de control y motor será de 125Vdc
- Tendrá sistema de cuchillas de puesta a tierra de mando manual y solenoide para bloqueo eléctrico

EL seccionador debe cumplir con las siguientes normas IEC:

- 60038 IEC standard voltages.
- 60050-441 International Electro technical Vocabulary. Switchgear, control gear and fuses.
- 60059 IEC standard current ratings.
- 60060 High-voltage test techniques.
- 60694 Control gear standards and common clauses for high-voltage switchgear.
- 62271-102 High-voltage switchgear and control gear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches (MSS).

Se podrá aceptar sus equivalentes en norma ANSI u otras normas internacionales.

3.7.3. SECCIONADOR DE BYPASS DE 69KV

El Seccionador tripolar BYPASS de 69kV se utilizará para realizar el mantenimiento al interruptor de potencia y contará con las siguientes características:

- Apertura central
- Montaje horizontal en pórtico de 69kV

- Operación tripolar con mecanismo motorizado y manual
- Tensión Nominal de 72.5 kV
- Nivel de aislamiento de 350kV
- Tensión de ensayo de 175kV
- Distancia de fuga de 1813mm
- Corriente Nominal de 1200A
- Corriente de corta duración de 40KA
- Duración del cortocircuito de 1 Seg.
- Voltaje de operación de control y motor será de 125Vdc

EL seccionador debe cumplir con las siguientes normas IEC:

- 60038 IEC standard voltages.
- 60050-441 International Electro technical Vocabulary. Switchgear, control gear and fuses.
- 60059 IEC standard current ratings.
- 60060 - High-voltage test techniques.
- 60694 control gear standards and Common clauses for high-voltage switchgear.
- 62271-102 High-voltage switchgear and control gear - Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches.

Se podrá aceptar sus equivalentes en norma ANSI u otras normas internacionales.

3.7.4. PARARRAYOS DE 69KV

El descargador de 60 KV se ubicará en las posiciones de entradas y salidas en el pórtico 69 kV y sus características principales son las siguientes:

- Sera de tipo pedestal
- Tensión Nominal de 60kV
- MCOV de 48kV
- Distancia de fuga de 1813mm
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial (60Hz) es de 150kV pico
- Corriente máxima de descarga de 20kA
- Voltaje máximo de descarga de 142

Los pararrayos cuentan con contadores de descargas. Las normas aplicables a este equipo son las mostradas a continuación:

- 60071- (Partes 1-5) Insulation coordinación
- 60099 - (Partes 1-7) Surge arresters.

Se podrá aceptar sus equivalentes en norma ANSI u otras normas internacionales.

3.7.5. INTERRUPTOR DE POTENCIA EN SF6 DE 69KV

El interruptor de potencia tiene la función de protección del transformador del poder y las líneas de subtransmisión. Sus características principales deben ser las siguientes:

- Sera de tipo tanque muerto
- Su operación será tripolar
- Medio de aislamiento será en SF6
- Su mecanismo de operación será motorizado y resorte recargado
- Tensión Nominal de 72.5kV
- Nivel de aislamiento de 350kV
- Tensión de ensayo de 140kV
- Distancia de fuga de 1813mm
- Corriente Nominal de 1200A
- Poder de corte de 31.5kA
- Poder de cierre de 65kA
- Corriente de corta duración (3 seg) 25kA
- Voltaje de operación de control y motor será de 125Vdc

Las normas aplicables a este equipo son las mostradas a continuación:

- 60038 IEC standard voltages.
- 60050-441 International Electro technical Vocabulary. Switchgear, control gear and fuses.
- 60059 IEC standard current ratings.
- 60060 High-voltage test techniques.
- 60694 Common clauses for high-voltage switchgear and control gear standards.
- 62271-100 High-voltage switchgear and control gear - Part 100: Alternating current circuit-breakers (MSS).

Se podrá aceptar sus equivalentes en norma ANSI u otras normas internacionales.

El suministro del interruptor de potencia debe incluir un cilindro de SF6 para el primer llenado del interruptor, también deberá incluir un kit completo de herramientas y acoples para este fin.

3.7.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Para la medición y protección de voltaje se contará con un juego único de transformadores de potencial para protección y medición a 69kV. Los transformadores de potencial tendrán las siguientes características:

- Sera de Tipo Pedestal
- Voltaje máximo de diseño de 72.5kV
- Voltaje nominal de 69kV
- Frecuencia de 60Hz
- Nivel básico de aislamiento de 350kV
- Distancia de fuga de 1813mm
- Relación de corriente 42000/120V
- Precisión devanado protección 3P
- Precisión devanado medición IEC 0.2
- Burden de 30 VA
- Rating Factor de 1.2

3.7.7. CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Una vez ejecutado el análisis en los estudios preliminares, y por los espacios disponibles, no se utilizará castillo de media tensión, en su lugar se procederá a utilizar Celdas tipo Metal Clad interior, que estarán ubicadas dentro del cuarto de control.

De acuerdo con las especificaciones del proyecto y el estudio realizados, se define los principales parámetros para las celdas:

- **Tensión nominal:** la tensión nominal es seleccionada en cumplimiento al nivel de aislamiento, que para la norma IEC 62271-200 se establece en 24kV.
- **Tensión de servicio:** la tensión de servicio es seleccionada considerando el sistema de distribución de CNEL EP UN Los Ríos, por lo cual se establece en 13.8kV.
- **Corriente nominal:** las corrientes nominales son seleccionadas por su capacidad, uso y disponibilidad en el mercado, y luego de realizar el flujo de carga, se establece que, las celdas principales serán de 1250A, la celda de alimentador externo será de 1250A, las celdas de las alimentadoras serán de 600A y la celda para el transformador auxiliar tipo fusible.
- **Nivel de aislamiento a onda de choque tipo rayo:** En cumplimiento al estudio de aislamiento, se establece en ≥ 110 kV

- **Nivel de aislamiento a frecuencia industrial:** En cumplimiento al estudio de aislamiento, se establece en ≥ 38 kV.
- **Instalación:** El lugar de instalación será interior, dentro del cuarto de control.
- **Tecnología:** Para la selección de la tecnología, se ha considerado el lugar de instalación y el espacio disponible, por lo cual se establece que el corte debe ser al vacío y su medio aislante envolvente en SF6.
- **Interruptor:** Los polos del interruptor de corte con tecnología en vacío tienen que estar separados, uno al lado del otro y deben ser fijos.
- **Función:** Celdas de distribución primarias y celdas secundarias.
- **Elementos adicionales:** Todas las celdas incluirán Relé, medidor de energía, transformador de corriente, anunciador de alarmas, detector de voltaje, puntas terminales y pernos de anclaje.

El detalle de las especificaciones está en el documento “11. Especificaciones técnicas Celdas de Media Tensión 13.8kV”.

3.7.8. TABLEROS DE CONTROL, PROTECCIÓN Y MEDICIÓN

Dentro del cuarto de control se instalarán dos tableros de protección de línea y un tablero de protección de transformador, la protección de barras estará dentro un tablero de línea. Estos tableros deben tener como mínimo los siguientes elementos de manera general:

3.7.8.1. Tablero de Protección de Línea:

- Relé de protección diferencial (87L), de distancia (21 y 21N), sincronismo y recierre (25/79), direccional de sobre corriente (67/67N), bloqueo oscilación potencia (68), sobre y bajo voltaje (27/59) y falla de interruptor (50BF).
- Relé de disparo (94).
- Anunciador de alarmas.
- Interruptores para apertura y cerrado de los disyuntores.
- Luces indicadoras de estado.
- Borneras de prueba.

3.7.8.2. Tablero de Protección de Transformador:

- Relé de protección diferencial (87T), sobre - corriente de fase (50 y 51) y sobre – corriente de neutro (50N y 51N), sobre temperatura (49), de presión de aceite (63), Buchholz (71), sincronismo (25) y falla de interruptor (50BF) (Rojas, 2019).
- Relé de bloqueo (86).

- Anunciador de alarmas.
- Interruptores para apertura y cerrado de los disyuntores.
- Luces indicadoras de estado.
- Borneras de prueba.

3.7.8.3. Tablero de Protección de Barra:

- Relé de protección diferencial de barra (87B), y de bloqueo (86).
- Anunciador de alarmas.
- Interruptores para apertura y cerrado de los disyuntores.
- Luces indicadoras de estado.
- Borneras de prueba.

3.7.9. Medidores

Dentro del cuarto de control se instalará medidores en los tableros y en las celdas como se indica a continuación:

Medidores de energía multifuncional de subestación: Este mide los parámetros eléctricos en general, se instalará este tipo de medidor en cada tablero de línea y en la salida de 13.8 KV del transformador de poder.

Medidores energía multifuncional de alimentadoras: Estos medirán los parámetros eléctricos en general, se instalarán en cada uno de las celdas de las alimentadoras de la subestación.

3.7.10. Conductores

3.7.10.1. CONDUCTORES DE 69KV

Los cables a instalarse en la subestación para el sistema de 69 kV serán del tipo ACAR.

Para barra será de calibre 1000MCM que deberá tener las siguientes características que se ven en la tabla 5:

Tabla 5

Conductor de 69KV.

CONDUCTOR DESNUDO ALUMINIO ACAR 1000MCM	
CARACTERISTICA	PARAMETRO SOLICITADO
Norma de Fabricación	ASTM B230, ASTM B398, ASTM B524
Calibre (AWG o Kcmil)	1000

Sección Transversal (mm ²)	=>506.70
Construcción	
No. Hilos	
Aluminio H19	30
Aluminio 6201-T81	7
Diámetros de Hilos (mm)	
Aluminio H19	=>4.176
Acero 6201-T81	=>4.176
Diámetro del Conductor (mm)	=>29.23
Peso Total aprox. (Kg/km)	1396.77
Carga de Ruptura (kg)	=>9279
Resistencia a C.C a 20°C ohm/km	0.05829
Capacidad de Corriente (Amp.)	1002
Tipo de Embalaje	Bobina

Para bajantes y conexiones será de calibre 500MCM que deberán tener las siguientes características de la tabla 6:

Tabla 6

Conductor desnudo de aluminio

CONDUCTOR DESNUDO ALUMINIO ACAR 500MCM	
CARACTERISTICA	PARAMETRO SOLICITADO
Norma de Fabricación	ASTM B230, ASTM B398, ASTM B524
Calibre (AWG o Kcmil)	500
Sección Transversal (mm ²)	=>253.35
Construcción	
No. Hilos	
Aluminio H19	30
Diámetros de Hilos (mm)	
Aluminio H19	=>2.950
Diámetro del Conductor (mm)	=>20.65
Peso Total aprox. (Kg/km)	697.02
Carga de Ruptura (kg)	=>4897
Resistencia a C.C a 20°C ohm/km	0.1167

Capacidad de Corriente (Amp.)	651
Tipo de Embalaje	Bobina

3.7.10.2. CONDUCTORES DE 13.8 KV

La capacidad nominal en media tensión es de 1200A debido a la capacidad del transformador. Se ha considerado dos conductores 750MCM XLPE 15kV por fase para la acometida de la salida del transformador de poder a la celda principal. A continuación en la tabla 7, sus características:

Tabla 7

Conductor de 13.8KV aislado.

CONDUCTOR AISLADO XLPE CU 750MCM 15KV 100%	
CARACTERISTICA	PARAMETRO SOLICITADO
Norma de Fabricación	ICEAS-93-639, Cocesa ISO 9001, ICEA T-30-520, IEC 60332-3-24 Categoría C.
Calibre (AWG o Kcmil)	750
Voltaje Nominal de Operación	15 kV
Tipo de Embalaje	Bobina
Sección Transversal (mm ²)	=>380
Diámetro del Conductor (mm)	=>23.0
Material del conductor	Cobre
Material de aislamiento	XLPE
Nivel de Aislamiento	100%
Espesor de Aislamiento nominal (mm)	=>4.45
Diámetro Externo Aproximado (mm)	=>41.2
Peso Total aprox. (kg/km)	4480
Resistencia Máxima a 20°C Ω/Km	0.0472
Capacidad uF/Km	0.39
Capacidad de Corriente (Amp)	
En ducto	565A
Directamente enterrado	805A
Aire Libre	730A

Las alimentadoras de media tensión saldrán de forma subterránea con cable aislado 350MCM XLPE 15kV 100% con las siguientes características dadas en la tabla 8:

Tabla 8*Conductor aislado XLPE Cu 350MCM.*

CONDUCTOR AISLADO XLPE CU 350MCM 15KV 100%	
CARACTERISTICA	PARAMETRO SOLICITADO
Fabricante	Indicar
País de Origen	Indicar
Norma de Fabricación	ICEAS-93-639, Cocesa ISO 9001, ICEA T-30-520, IEC 60332-3-24 Categoría C.
Calibre (AWG o Kcmil)	350
Voltaje Nominal de Operación	15 kV
Tipo de Embalaje	Bobina
Sección Transversal (mm ²)	=>177
Diámetro del Conductor (mm)	=>15.5
Material del conductor	Cobre
Material de aislamiento	XLPE
Nivel de Aislamiento	100%
Espesor de Aislamiento nominal	=>4.45
Diámetro Externo Aproximado (mm)	=>33.2
Peso Total aprox. (kg/km)	2423
Resistencia Máxima a 20°C Ω/Km	0.101
Capacidad uF/Km	0.28
Capacidad de Corriente (Amp)	
En ducto	390A
Directamente enterrado	535A
Aire Libre	470A

3.7.10.3. CONDUCTOR DE CONTROL

El cableado de control de la subestación se realizará con conductor concéntrico multipolar de calibre no menor a 12AWG. El conductor concéntrico deberá ser apantallado de cobre 600V.

3.7.11. AISLADORES

Los aisladores a utilizarse para nivel de 69kV en las líneas de subtransmisión serán de polímeros para suspensión y retención, además también serán de polímero los aisladores tipo estación.

Para la barra se utilizará aisladores de suspensión de porcelana formada por 6 aisladores tipo disco, clase ANSI 52-3.

3.7.11.1. AISLADORES TIPO ESTACIÓN DE 69KV

Los aisladores tendrán las siguientes características técnicas:

- Material será de polímero
- Tensión nominal de 72.5kV
- Nivel de aislamiento de 350kV
- Carga mecánica nominal mínima de 3300lb
- Carga mecánica de rutina de 1650lb
- Distancia de fuga de 2353mm

3.7.11.2. AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN 69KV

Los aisladores tendrán las siguientes características técnicas:

- Material será de polímero
- Tensión nominal de 72.5kV
- Nivel de aislamiento de 350kV
- Carga mecánica nominal mínima de 25000lb
- Carga mecánica de rutina de 12500lb
- Distancia de fuga de 2353mm

3.7.11.3. AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN 69KV (CADENA)

Los aisladores (se ha considerado una cadena de 6 aisladores) a instalarse en la subestación para el nivel de 69kV y deberán tener las siguientes características:

- Material será porcelana
- Tipo disco
- Modelo bola con rotula
- Clase ANSI 52-3
- Esfuerzo nominal en cantiléver de 25000lb
- Esfuerzo en tensión de 5000 lbs
- Distancia de fuga de 12plg

3.7.12. SERVICIOS AUXILIARES

Para dar una mayor confiabilidad al sistema de servicios auxiliares y por requerimiento de CNEL EP, se han establecido las siguientes fuentes de alimentación:

- Alimentación propia de corriente alterna AC desde un transformador de servicios auxiliares que es alimentado por una posición de salida de media tensión del transformador de potencia de la subestación.
- Para suministro de corriente continua DC, un cargador y un banco de baterías que permite una operación mínima de 8 horas.

El diseño toma en cuenta las necesidades para las ampliaciones futuras y los imprevistos, para lo cual se prevé la capacidad de los servicios tanto en cantidad de los circuitos como en su capacidad individual.

El Transformador de servicios auxiliares por los tipos de cargas existentes tales como, central de aire acondicionado y equipos de mantenimiento para la subestación, será de trifásico 220/127V de tipo Padmounted, con una capacidad de 50KVA.

Además, contará un tablero de servicios auxiliares (TSA), un tablero distribución AC-DC, paneles de distribución, cargador y banco de batería.

El detalle del servicio auxiliar está en el capítulo IV “Servicios Auxiliares”.

3.7.13. ILUMINACIÓN

Para el estudio, diseño y cálculos fotométricos de la iluminación de las diferentes áreas que conforman parte de la subestación eléctrica se consideró la ubicación de los equipos en patio y edificaciones, donde se considera las siguientes áreas de estudio: posición de transformadores, puertas de ingreso y salida de la subestación eléctrica, cuarto de control, garita y acceso peatonal.

El diseño de iluminación propuesto, proporciona una buena visibilidad para la ejecución de los trabajos con mayor facilidad y comodidad, y se cumple con los valores mínimos recomendados de iluminación por la CIE115-2010.

El estudio al detalle se puede observar en el capítulo IV “Iluminación Exterior e Interior”, donde se concluyó lo siguiente:

Iluminación Exterior: Para la iluminación exterior se concluye la utilización de lámparas tipo Led de 150W – color amarillo, mediante siete postes de fibra de vidrio de 12 metros.

Adicional se instalarán reflectores tipo Led de 200W en el pórtico de 69kV con dirección a los equipos de 69kV, patio y transformador de poder.

Iluminación Interior y Exterior Cuarto de Control: Para la iluminación del cuarto de control se concluye la utilización de lámparas tipo Led de: 65x65-40W y de 18W.

Iluminación Interior y Exterior de la Garita: Para la iluminación de la Garita se concluye la utilización de lámparas tipo Led de: 65x65-40W y de 18W.

3.7.14. NORMATIVA UTILIZADA PARA EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para la construcción de la puesta a tierra se ha considerado la norma IEEE Std 80 2000 y sus consideraciones especiales, y luego del estudio se detallan las principales características:

3.7.14.1. CONDUCTOR

Se utiliza conductores de cobre desnudo, de calibre # 4/0 AWG para la malla y chicotes para la conexión de los equipos, tableros, cerramiento y estructuras metálicas a conectarse a tierra.

Los electrodos o varillas de puesta a tierra necesarias serán de copperweld, de 5/8" de diámetro y 8 pies de longitud, de alta camada.

3.7.14.2. UNIONES

Las uniones entre conductores de la malla, deberán ejecutarse utilizando soldadura exotérmica, y para conectarse a equipos o estructuras será mediante terminales de compresión tipo ojo.

3.7.14.3. DISTANCIA ENTRE VARILLAS

La distancia entre varillas no tiene que ser menor a 3 metros. Distancias menores a esta medida podrían provocar cualquier nivel de interferencia entre los gradientes de potencial decreciendo así la efectividad individual de las varillas.

3.7.14.4. PROFUNDIDAD DE LA MALLA

La profundidad de la malla por ninguna razón será menor a 0.8 metros.

3.7.14.5. RESISTENCIA MÁXIMA DE PUESTA A TIERRA

Los valores de resistencia de puesta a tierra recomendados por el IEEE STD 142-2007 para subestaciones de este tipo son de 5 ohmios o menos.

El estudio al detalle se encuentra en el capítulo IV "Sistema de puesta a tierra."

3.7.15. SISTEMA DE APANTALLAMIENTO

Para garantizar el sistema de apantallamiento y blindaje de la subestación eléctrica por descargas atmosféricas a los equipos exteriores y edificaciones se detallan las principales características:

- Se utilizó como método de cálculo la “Esfera Rodante”, aplicando el modelo electrogeométrico de acuerdo al estándar IEEE 998 -2002.
- El nivel básico de aislamiento (BIL) para el sistema de 69 kV será de 350 kV. (ESTANDAR CNEL).
- El promedio anual de días de tormentas o nivel ceraúnico será de 10.
- Se utilizará conductor de Guarda tipo cable de acero galvanizado 5/16” high strength, puntas tipo franklin en la parte superior de las columnas de pórtico de 69kV y un pararrayo tipo dipolo.
- La distancia entre cables de guarda es de 8.9 metros.
- Se deberá proteger a los equipos y edificaciones de la subestación eléctrica.

3.7.16. PLANOS

Los planos eléctricos propuesto de la subestación eléctrica Terminal Terrestre II tienen el código E-01 hasta el E-22.

3.7.17. Presupuesto

El presupuesto referencial se puede observar en el apartado de presupuesto.

CAPITULO IV

4. RESULTADOS Y DISCUSIONES

La simulación se presenta después de modelar un diagrama eléctrico que con las características presentadas en el sistema actual del suministro energético de la subestación terminal terrestre conectada a las líneas de subtransmisión Nelson Mera con tensión de 69kv vinculada en la ruta Babahoyo – CEDEGE en la ciudad de Babahoyo provincia Los Ríos otorga como resultado lo esperado conforme a los objetivos planteados. Cumpliendo con el sustento digitalizado no experimental para la construcción en estudio de implementación de la nueva subestación Terminal Terrestre II que garantizará el alivio de cargas de la actual subestación y entregará como se muestra en el diagrama la energía que demanda la nueva carga en el sector donde se hizo efectivo el relleno por parte del proyecto con el servicio de dragas.

De acuerdo con los objetivos planteados se muestra el resultado en interpretación de su estudio:

4.1. RESULTADO DEL OBJETIVO GENERAL

Estudio definitivo de la subestación eléctrica de transformación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos.

4.2. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Los cálculos realizados en esta memoria se basan fundamentalmente en las recomendaciones de la guía IEEE Std 80-2000 y sus consideraciones especiales.

Nuestros cálculos se lo han desarrollado en una hoja de EXCEL, el mismo que toma en consideración los aspectos normativos y técnicos, de modo que en ningún caso supere la máxima corriente que pueda soportar el cuerpo humano debido a las tensiones de paso o de contacto, así garantizar la seguridad del personal técnico y visitantes.

Para el diseño un valor bajo en resistencia para puesta a tierra es siempre requerido para disminuir el máximo potencial de tierra que afirma ser fundamental para determinar las tensiones máximas vinculadas al ser humano en caso de falla (Travez, 2022) .

Para el diseño de la malla a tierra sabemos que el terreno de la subestación tiene una superficie de 1.700,00 metros cuadrados y una resistividad del suelo de $50 \Omega .m$.

4.3. CONSIDERACIONES GENERALES

4.3.1. Normas

- IEEE Std 80 2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding.
- IEEE Std 81 1983 IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System Part 1 Normal Measurements.
- Methodology and Technology for Power System Grounding Jinliang He Rong Zeng Bo Zhang November 2012 John Wiley Sons Singapore Pte Ltd.
- Power System Grounding and Transients An Introduction, A P Sakis Meliopoulos 1 st Edition, 1988.
- IEC/TR 61000 5 2 Electromagnetic Compatibility (Part 5 Installation and Mitigation Guidelines Section 2 Earthing and Cabling.

4.3.2. Conductor

- Se utiliza conductores de cobre desnudo, de calibre # 4/0 AWG para la malla y chicotes para la conexión de los equipos, tableros, cerramiento y estructuras metálicas a conectarse a tierra.
- Los electrodos o varillas de puesta a tierra necesarias serán de copperweld, de 5/8" de diámetro y 8 pies de longitud.

4.3.3. Uniones

- Las uniones entre conductores de la malla, equipos o estructuras, deberán ejecutarse utilizando soldadura exotérmica.

4.3.4. Distancia entre varillas

- La distancia entre varillas no será menor a 3 metros. Distancias menores a estas podrían provocar interferencia entre los gradientes de potencial reduciendo así la efectividad individual de las varillas.

4.3.5. Profundidad de la malla

- La profundidad de la malla por ningún motivo será menor a 0,8 metros.

4.3.6. Resistencia máxima de puesta a tierra

- Los valores de resistencia de puesta a tierra recomendados por el IEEE STD 142-2007 para subestaciones de este tipo son de 5 ohmios o menos.
- La resistencia de la malla de puesta a tierra se debe verificar periódicamente.
- Se han considerado los siguientes parámetros de importancia:

- Corriente promedio de falla a tierra: 10000 amperios
- Tiempo de despeje del interruptor: 0,5 segundos.

4.4. CALCULO PARA CONSTRUCCIÓN DE MALLA A TIERRA

El método utilizado en el presente documento para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra fue el recomendado por la IEEE Std "80-2000".

4.4.1. Objetivo de la malla

- Evitar tensiones peligrosas ocasionadas por descargas atmosféricas, operaciones o maniobra de disyuntores.
- Proporcionar una rápida vía de descarga en baja impedancia con la finalidad de mejorar y asegurar el óptimo funcionamiento de protecciones.
- Proporcionar seguridad al personal de la subestación.
- Los requisitos pueden ser:
 - a) Debe mantener una resistencia como tal, que el sistema se considere sólidamente vinculado a tierra.
 - b) La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de forma que la corriente de falla a tierra, en cualquier instante, sea capaz de accionar el disparo de las protecciones.
 - c) La impedancia de la onda de bajo valor para el fácil paso de las descargas atmosféricas. Tiene que estar dispuesto a conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos cercanos.
 - d) Al transitar la corriente de falla en el transcurso del tiempo máximo establecido no debe haber calentamientos excesivos.
 - e) Debe ser resistente a la corrosión.

Con el fin de cumplir estos requerimientos, se procede a hacer el cálculo respectivo para saber sus tensiones de paso, tensiones de contacto, longitud necesaria del conductor y resistividad de la malla

4.4.2. Cálculo de sección de conductor

Se debe calcular la sección de un conductor que soporte la corriente máxima de cortocircuito, sin fundir o fatigar el conductor, para efecto de este estudio de sistema de puesta a tierra se considera la corriente promedio de cortocircuito de falla a tierra en las subestaciones de CNEL EP, la misma que es 10kA.

Para la sección del conductor a emplear responde a la siguiente formula:

$$A_{mm^2} = I \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{\tau_c \alpha_T \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

En la tabla 9 de la norma IEEE - Std 80 indica las características específicas de la varilla de cobre (Cobre, comercial alta camada) usada en los cálculos.

Tabla 9

Constante de Material.

Descripción	Material Conductividad (% IACS)	α_r factor a 20°C (1°)	K_0 en 0 °C (0°C)	Temperatura de fusión T_m (°C)	Resistividad a 20°C ρ_r ($\mu\Omega - cm$)	Capacidad Térmica TCAP [J/(cm3 . °C)]
Cobre, recocido blanda camada	100,0	0,003 93	234	1083	1,72	3,4
Cobre, Comercial Alta camada	97,0	0,003 81	242	1084	1,78	3,4
Cobre, alambre de acero revestido	40,0	0,003 78	245	1084 ^e	4,40	3,8
Cobre, alambre de acero revestido	30,0	0,003 78	245	1084 ^e	5,86	3,8
Cobre, varilla de acero revestido	17,0	0,003 78	245	1084 ^e	10,1	3,8
Aluminio, alambre de acero revestido	20,3	0,003 60	258	657	8,48	3,561
Acero, 1020	10,8 ^b	0,003 77	245	1510	15,90	3,8
Varilla de acero revestida	9,8	0,003 77	245	1400 ^e	17,50	4,4
Varilla de acero revestida de Zinc	8,6	0,003 20	293	419 ^e	20,10	3,9
Acero inoxidable	2,4	0,001 30	749	1400	72,00	4,0

Fuente. Norma IEEE - Std 80.

Donde la tabla 10 describe los datos para efectuar el cálculo de la sección de conductor para el mallado a tierra en virtud de la seguridad o protección de las instalaciones, equipos y operarios:

Tabla 10*Datos para cálculo de Sección de Conductor.*

Variable	Valor	Unidad	Definición
$I_{1\phi}$	10,0	kA	Corriente de falla monofásica en la barra a $69/\sqrt{3}$ V, para efecto de este estudio de sistema de puesta a tierra se considera la corriente promedio de cortocircuito de falla a tierra en las subestaciones de CNEL EP, la misma que es 10kA.)
T_m	1.084,0	°C	Temperatura máxima permitida para los conductores de cobre. Table 1 . Pag 42 IEEE Std 80-2000
t_s	0,5	s	Este período se utiliza para el cálculo de la sección transversal del conductor, así como para el cálculo de las tensiones máximas permitidas de paso y contacto resultantes de la instalación. Como período de exposición para voltajes de paso o de contacto, la norma IEEE 80 recomienda utilizar tiempos inferiores a 0,3 segundos para garantizar la seguridad de las personas cercanas. Como medida de seguridad, se asumen 0,5 segundos.
T_a	40,0	°C	Temperatura ambiente promedio del sitio.
K_o	242,0	$1/\alpha_o$	Coeficiente inverso de la resistividad térmica en 0°C.
α_r	0,00381	$1/^\circ\text{C}$	Coeficiente de resistividad térmica a la temperatura de resistencia T_r .
ρ_r	1,8	$\mu\Omega \cdot \text{cm}$	Resistividad del conductor de malla de puesta a tierra a la temperatura de referencia T_r (20 ° C).
TCAP	3,4	$\text{J}/\text{cm}^3 \text{ }^\circ\text{C}$	Capacidad térmica por unidad de volumen de IEEE std. 80-200 Table 1, in $\text{J}/(\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C})$
$A_{(\text{Calc})}$	25,3	mm^2	Sección del conductor en mm^2

Con una sección de 25,3 mm^2 el conductor más cercano es el número 2AWG que tiene 33,183 mm^2 . Sin embargo, el calibre mínimo recomendable es 2/0 AWG pero por cuestiones de mejorar la vida útil de la malla se recomienda utilizar un calibre 4/0 AWG para la malla puesta a tierra y 5/8" para las varillas de tipo alta camada.

4.4.3. Cálculo de los voltajes máximos permitidos por paso y toque.

Para el cálculo de los voltajes máximos permitidos de paso y toque se debe tener en cuenta los efectos de la capa de grava y el peso de una persona, en este caso con un peso de 50kg y 70kg.

4.4.4. Voltaje de paso máximo permitido.

Es la diferencia de tensiones máximas en la superficie aplicada sobre una persona que forma una distancia entre la apertura de un paso sin estar en contacto con ningún objeto conectado a la malla.

Donde se aplica la siguiente fórmula para una persona con peso de 50Kg.

$$E_p = (R_{Body} + 6 * C_s * \rho_s) 0,116 / \sqrt{t_s}$$

Donde se aplica la siguiente fórmula para una persona con peso de 70Kg.

$$E_p = (R_{Body} + 6 * C_s * \rho_s) 0,157 / \sqrt{t_s}$$

Tabla 11

Datos para cálculo de Voltaje de paso máximo permitido.

Variable	Valor	Unidad	Definición
RBody	1.000	Ω	Resistencia entre una mano y ambos pies. Normalmente se asumen 1000 ohmios.
C _s	0,78		Factor de reducción que depende del espesor de la piedra triturada o del hormigón h _s y del factor de reflexión k.
h _s	0,15	m	Espesor de la piedra triturada o de la capa de hormigón.
K	-0,95		(ρ-ρ _s)/(ρ+ρ _s)
ρ	50	Ω-m	Resistividad del suelo calculada, según la información obtenida en campo.
ρ _s	2,000	Ω-m	Resistividad de la piedra triturada (grava), de la Tabla 7 de la IEEE Std 80-2000 para grava de 2 cm (Pag 52).
E _p	2.286,9	V	Tensión de paso: Tensión máxima permitida a la que está sujeto un cuerpo, con los pies separados un metro, mientras camina por encima del área de la red de la estación en el momento exacto en que ocurre una falla.

- Se obtiene un valor de 1689,70V para una persona de 50Kg.
- Se obtiene un valor de 2286,92V para una persona de 70Kg.

4.4.5. Voltaje de toque máximo permitido

Es la tensión máxima permitida a la que está sujeto un cuerpo cuando en el momento de una falla cuando podría estar tocando una estructura o cualquier otro elemento conductor conectado a la malla a tierra con una o ambas manos. El voltaje de contacto máximo es el valor más alto de la diferencia de potencial eléctrico entre el conductor de la malla y la superficie de tierra, en el centro de una malla de toda la malla.

Se aplica la siguiente fórmula para una persona con peso de 50Kg.

$$E_t = (R_{Body} + 1,5 * C_S * \rho_S) 0,116 / \sqrt{t_s}$$

$$E_t = (1000 + 1,5 * 0,78 * 2000) 0,116 / \sqrt{0,5}$$

$$E_t = 545,46V , \text{ para una persona con peso de } 50kg.$$

Se aplica la siguiente fórmula para una persona con peso de 70Kg.

$$E_t = (R_{Body} + 1,5 * C_S * \rho_S) 0,157 / \sqrt{t_s}$$

$$E_t = (1000 + 1,5 * 0,78 * 2000) 0,157 / \sqrt{0,5}$$

$$E_t = 738,25V , \text{ para una persona con peso de } 70kg.$$

4.4.6. Cálculo de longitud de conductor

La longitud del conductor (Lc) a enterrar corresponde a la cantidad de conductor medida en el dibujo. Las siguientes son las variables que se utilizarán para el cálculo de los voltajes de malla y de contacto y para la resistencia de la malla de agrupamiento.

$$Km = \frac{1}{2\pi} \left(Ln \left(D^2 / (16hd) + (D + 2h)^2 / (8Dd) - (h / 4d) \right) + (K_{ii} / k_h) Ln(8 / \pi(2n - 1)) \right)$$

Donde para calcular n:

$$n = na * nb * nc * nd$$

$$na = \frac{2Lc}{Lp}$$

$$nb = \sqrt{\frac{Lp}{4 * \sqrt{A}}}$$

$$nc = \left[\frac{l_m * a_m}{A} \right]^{(0.7 * A)} \left(\frac{l_m * a_m}{l_m * a_m} \right)$$

A continuación, se presenta en la tabla 12 la hoja de cálculo, donde se determina la longitud del conductor (Lc)

Tabla 12

Hoja de cálculo de longitud de Conductor.

Variable	Valores	Unidad	Definición
K _m	0,621		Factor de espaciamiento para voltaje de malla.
D	3,50	m	Espacio entre conductores paralelos.
h	0,8	m	Profundidad de los conductores de la malla a tierra.
n	12		Número de conductores paralelos que se ubicarán en una dirección.
d	0,01340	m	Diámetro del conductor de la malla.
K _{ii}	0,57		Factor de ponderación correctivo que se ajusta a los efectos de los conductores internos en la malla de las esquinas, Para cuadrículas con varillas para tierra a lo largo del perímetro o para cuadrículas diseñadas con varillas de tierra en las esquinas de la cuadrícula, así como a lo largo del perímetro y en toda el área de la cuadrícula, K _{ii} = 1.
k _h	1,342		Factor de ponderación correctivo que enfatiza los efectos de la profundidad de la malla, K _h = [1+h/h _o] ^{1/2}
h _o	1	m	Profundidad de referencia de malla (Pag 584 Book Mejia Villegas) / [1+h/h _o] ^{1/2}
k _i	2,42		Factor de corrección para la geometría de la malla. K _i =0,644+0,148n

Lc	924,00	m	Longitud total del conductor en la malla horizontal, m
Lp	154,00	m	Longitud periférica de la malla, m
Lx	38,50	m	Máxima longitud en X m
Ly	38,50	m	Máxima longitud en Y m
LM	1008,68	m	
LS	737,88		
L	976,80	m	Longitud total efectiva del conductor del sistema de puesta a tierra, incluida la malla y las varillas de puesta a tierra.
n estimado	12		Factor de geometría de la cuadrícula

4.4.7. Cálculo de corriente simétrica de falla inyectada en la malla y corriente máxima de falla.

La corriente máxima que circula por la malla y la corriente simétrica de falla inyectada a la malla a tierra se lo calcula con las siguientes formulas:

$$IG = D_f \times I_g \qquad I_g = S_f \times I_f$$

En la tabla 13 se describen los datos para el cálculo y resultados de corriente simétrica de falla inyectada y máxima corriente de falla.

Tabla 13

Datos para cálculo y resultados de Corriente simétrica de falla inyectada y máxima corriente de falla.

Variable	Valor	Unidad	Definición
Sf	0.09		Factor de división de corriente (Sf) es el porcentaje de corriente que dispara la malla tierra, el resto retornara el sistema hasta ser despejada.
If	10000,0	A	Corriente rms simétrica de falla a tierra.
Ig	940	A	Corriente simétrica de falla inyectada a la malla de tierra.
Df	1,013		El valor de Df se lo calcula de acuerdo a la tabla N. 10 de la norma

IEEE Std 80-2000, para una falla de tiempo 0,05 segundos de 3 ciclos.

IG	952	A	Corriente máxima que circula por la malla,
----	-----	---	--------------------------------------------

4.4.8. Cálculo y verificación de las tensiones en malla Em y de paso Es.

Las siguientes son las expresiones utilizadas para el cálculo de las tensiones de toque y de paso, se calcula mediante fórmulas, de acuerdo con lo establecido en IEEE 80-Std-2000 sección 8.2.

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_G}{LM} \quad E_s = \frac{\rho * K_s * K_i * I_g}{L_s} \quad K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

Para este cálculo se necesitan los siguientes datos

Tabla 14

Datos para cálculo de tensiones en malla Em y Es

Variable	Valores	Unidad	Definición
K_s	0,36		Factor de separación para voltaje de paso.
I_g	940	A	Corresponde a una fracción de la corriente de falla de retorno monofásica producida por una falla remota I_{cc_ground} en el sistema 13,8 kV
E_s	56,08	V	Tensión de paso de malla puesta a tierra.
E_m	69,99	V	Tensión de malla de puesta a tierra.

La Verificación de que los voltajes de paso y de toque calculados para la red de conexión a tierra diseñada están por debajo de los voltajes de paso y contacto máximos permitidos, lo que valida el diseño de la red de conexión a tierra se muestra en la tabla 15.

Tabla 15

Resultados de tensiones en malla Em y Es.

$E_s =$	56,08	$<E_p =$	1689,70	V	Para una persona de 50 kg.
---------	-------	----------	---------	---	----------------------------

Em= 69,99 <Et= 545,26 V Para una persona de 50 kg.

4.4.9. Cálculo de la resistencia para el sistema de puesta a tierra.

En cuanto al cálculo de la malla de puesta a tierra, se ha dispuesto una cuadrícula rectangular con varillas distribuidas a lo largo del área de la cuadrícula.

El cálculo de resistencia para la puesta a tierra de la red propuesta se realiza mediante las siguientes ecuaciones:

$$R_g = \frac{R1 * R2 - Rm^2}{R1 + R2 - 2Rm}$$

Donde:

$$R1 = \frac{\rho}{\pi L_C} \left[LN \left(\frac{2L_C}{a'} \right) + \frac{k_1 L_C}{\sqrt{A}} - k_2 \right], \text{ donde } a' = \sqrt{d * h}$$

$$R2 = \frac{\rho}{2\pi r L_R} \left[LN \left(\frac{8L_R}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right], \text{ donde } 2b = \text{Diámetro}$$

$$Rm = \frac{\rho}{\pi L_C} \left[LN \left(\frac{2L_C}{L_r} \right) + \frac{k_1 L_C}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right]$$

Aplicando las fórmulas enunciadas, a continuación, se presenta tabla 16 con los datos de cálculos y los datos obtenidos:

Tabla 16

Datos para cálculo y resultados de resistencia de la malla a tierra.

Variable	Valores	Unidad	Definición
R1	0,56	Ω	Resistencia a tierra de los conductores de la malla.
R2	0,07	Ω	Resistencia a tierra de todas las varillas a tierra.
Rm	0,52	Ω	Resistencia de tierra mutua entre el grupo de conductores de la red, R1, y el grupo de varillas de tierra, R2.

ρ_1	50,00	$\Omega \cdot m$	Resistividad del suelo con los conductores a una profundidad H, hacia abajo en Ω / m
ρ_2	50,00	$\Omega \cdot m$	Resistividad del suelo desde la profundidad H, hacia abajo en Ω / m .
Lc	924,00	m	Longitud total del conductor en la malla horizontal, m
Lr	2,40	m	Longitud de cada varilla
LR	52,80	m	Longitud total de la varilla de tierra
l_m	38,50	m	Longitud de la malla de puesta a tierra
a_m	38,50	m	Ancho de la malla de puesta a tierra
A	1.482	m ²	Área total delimitada por la cuadrícula de tierra = l _m * a _m
d	0,01340	m	Diámetro del conductor de malla enterrado a una profundidad h, a' = ($\sqrt{d * h}$)
b	0,016	m	Diámetro de varilla (5/8")
nr	22,00		Número de varillas colocadas en el área de la malla
k₁	1,15		Geometría constante del sistema, K1 = - 0,05x+ 1,2
k₂	4,78		Geometría constante del sistema, K2 = 0,1x+4,68
x	1		Relación de largo a ancho
h	0,80	m	Profundidad de los conductores de la malla a tierra
R_g	0,565	Ω	Resistencia de la malla a tierra

Dando como resultado, que la resistencia calculada de la malla a tierra es: 0,565 Ω .

Ya obtenido el valor de la resistencia de la malla se realiza el cálculo de la elevación de potencial a tierra "GPR" mediante la siguiente formula:

$$GPR = IG \times R_g$$

Donde:

R_g = resistencia calculada de la malla

IG = corriente máxima de falla.

$$GPR = 952A \times 0,565\Omega$$

$$GPR = 537,97V$$

Para brindar una conexión segura a tierra, el GPR sobre la superficie del terreno no debe exceder el valor del voltaje de contacto permitidos, como se muestra a continuación:

$$GPR < E_p = 537,97V < 1689,70V$$

$$GPR < E_t = 537,97V < 545,46V$$

Se concluye que nuestro sistema de puesta a tierra es totalmente seguro.

A continuación, se presenta en la tabla 17, el resumen del sistema de malla a tierra.

Tabla 17

Resumen de la malla a tierra.

DESCRIPCIÓN	VALORES	UNIDAD
Resistividad del suelo considerada en el cálculo	50	$\Omega.m$
Área total aproximada delimitada por la malla a tierra	1.482	m^2
Espacio entre conductores paralelos	3,50	m
Longitud aproximada del conductor del sistema de puesta a tierra, incluida la malla y las varillas de puesta a tierra	924	m
Sección de conductor a utilizar (diámetro mínimo recomendado)	4/0	$mm^2(AWG)$
Profundidad de los conductores de la malla a tierra.	0,8	m
Duración de la falla	0,5	s
# de varillas colocadas en el área de la malla (varillas de cobre) 5/8 "x 2,4 m	22	UN
Voltaje de contacto permitido para el peso corporal de 50 kg	545	V
Voltaje de malla calculado para peso corporal de 50 kg	70	V
Voltaje de paso permitido para el peso corporal de 50 kg	1.690	V
Voltaje escalonado calculado para el peso corporal de 50 kg	56	V

La hoja de cálculo de Excel al detalle se puede observar el “Diseño malla a tierra” que se realizó para este contenido.

- Para mejorar la vida útil de la malla, recomendamos instalar un conductor de cobre de calibre 4/0 AWG y varillas de tipo alta camada de 5/8” x 8 pies.
- Los chicotes para los equipos y para el transformador de potencia se dejarán según indique el fabricante y serán de cobre de calibre 4/0 AWG.

Se cumplen los valores límite para las tensiones de paso y de contacto calculadas, de acuerdo con la norma IEEE 80 Std.2000.

4.5. SERVICIOS AUXILIARES

4.5.1. CRITERIO DE DISEÑO

Un sistema de servicios auxiliares es importante diseñarlo adecuadamente por los requerimientos de los sistemas de control, protección, medición y maniobra de las subestaciones, además por contar con un sistema de alimentación auxiliar en caso de falla del suministro normal. Esto es necesario para mantener los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio. El proceso de diseño incluye todo lo necesario para el equipamiento de los servicios auxiliares (SS.AA)

Los SS.AA según el tipo de carga se han dividido en dos tipos de servicios auxiliares:

- Servicios Auxiliares de Corriente Alterna.
- Servicios Auxiliares de Corriente Continua.

4.5.2. FUENTES DE ALIMENTACIÓN

Para dar una mayor confiabilidad al sistema de SS.AA se han establecido las siguientes fuentes de alimentación:

- Alimentación propia de AC desde un transformador de servicios auxiliares que es alimentado por una posición de salida de media tensión del transformador de potencia de la subestación.
- Para suministro DC un cargador y un banco de baterías que permite una operación mínima de 8 horas.

El diseño toma en cuenta las necesidades para las ampliaciones futuras y los imprevistos, para lo cual se prevé la capacidad de los servicios tanto en cantidad de los circuitos como en su capacidad individual.

El Transformador de servicios auxiliares deberá ser trifásico a 220/127V para cargas existentes como una central de aire acondicionado y equipos reservas para mantenimiento como la máquina de recirculación de aceite.

4.5.3. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA

La carga considerada para los servicios de corriente alterna son: servicios para el cuarto de control, garita, sistemas de enfriamiento para transformador de potencia, iluminación exterior, calefacción, iluminación y tomacorriente para tableros de equipos, etc. Eventualmente, de acuerdo al suministro de equipos, se pueden tener motores para disyuntores, celdas y seccionadores.

4.5.4. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA

Entre los servicios de corriente continua tenemos: control, protección, comunicaciones, iluminación de emergencia y motores para disyuntores, celdas y seccionadores. Las cargas que requieren un mayor grado de confiabilidad son las alimentadas con DC, pues éstas garantizan la continuidad de servicio cuando han salido de servicio las otras fuentes de energía.

Los servicios auxiliares de corriente continua funcionan con el esquema de voltaje flotante, lo que quiere decir que están alimentados a través de un cargador de voltaje alterno alterna – continua. Además, a esta barra está conectado un banco de baterías que se mantiene cargado permanentemente. Si llega a fallar el cargador, el banco de baterías suministrará la alimentación a las cargas conectadas por un periodo de tiempo para el caso de subestaciones deberá ser mínimo de 8 horas.

4.6. NIVEL DE VOLTAJE

Los niveles de voltaje se seleccionan con respecto a las cargas las instaladas, los tipos de equipos suministrados y las distancias de alimentación a esas cargas.

En los sistemas de SS. AA intervienen los siguientes niveles de voltaje:

4.6.1. Voltajes de servicios de corriente alterna:

- Media tensión: 13.8 kV (Celda de 13.8 kV).
- Baja tensión: 220/127V V (disyuntores, seccionadores, tomacorrientes, iluminación, etc.).

4.6.2. Voltajes de servicios de corriente continúa:

- 125 Vcc: control, protección, motores de equipos e iluminación de emergencia.

4.7. ESQUEMAS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

Los esquemas seleccionados ofrecen aparte de la continuidad de servicio, facilidades de operación y mantenimiento, además facilidades para ampliaciones futuras. Los esquemas de los SS.AA y las cargas a considerarse en su diseño dependerán del tipo de motores (corriente alterna o corriente continua) que utilicen los equipos como celdas de media tensión, seccionadores y disyuntores. Se recomienda motores DC en el nivel de 125 Vcc, ya que, en caso de falla de los sistemas de alimentación AC, estos pueden seguir operando mientras dure la emergencia mediante la alimentación del banco de baterías.

4.8. DIMENSIONAMIENTO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

El dimensionamiento de los servicios auxiliares parte de las cargas a instalarse, tomando en cuenta las ampliaciones futuras y los imprevistos que pueden aparecer con el tiempo. Para este efecto, además se toman en cuenta los factores de diversificación de acuerdo al tipo de operación de los equipos y utilización de las diferentes cargas.

4.9. ALCANCE DEL ESTUDIO

Para la subestación se ha definido dos esquemas:

- a) En 69 kV, con un esquema de una barra principal, una bahía de llegada de línea, una bahía de salida de línea y una bahía para un transformador de potencia.
- b) En 13.8kV, un esquema de barra simple, con un equipo de juegos de seccionamiento de celdas de media tensión, donde se contempla la salida de forma subterránea hacia los postes de las alimentadoras existentes de forma aéreas con seccionamiento convencional.

Adicionalmente se contará con las siguientes instalaciones:

- Un cuarto de control, donde se instalará un tablero principal de SSAA, saldrán a subtableros de distribución para control de 69kV, 13.8kV y a nivel de 220V/127V, tablero de comunicación y celdas de media tensión 13.8kV.
- Garita, donde se instalará un panel de distribución para alimentar cargas de baja tensión de un nivel de tensión de 220/127V.
- Un cuarto de baterías, en la que se ubicarán un cargador de baterías y un banco de baterías de 125 Vcc.

Además, la iluminación exterior para la circulación y equipos en patio será de tipo led controladas mediante una fotocélula, la alimentación principal de las luminarias saldrá desde el panel de distribución del cuarto de control.

En este estudio se consideran las posibles ampliaciones futuras en todos los niveles de voltaje.

4.10. CARGAS DE SS.AA DE AC

Todas las cargas de SS.AA serán distribuidas desde el tablero de servicios auxiliares (TSA) hacia a los otros tableros y paneles mediante breakers con la capacidad apropiada para cada circuito, el tablero (TSA) estará ubicado en la sala de tableros del cuarto de control.

4.11. DISEÑO DE PANEL DE CUARTO DE CONTROL (PD – CONTROL)

Este panel de distribución es de 24 espacios de 220/127V y alimentará a los circuitos del cuarto de control relacionados con la iluminación, tomacorrientes, así como a cargas especiales como aire acondicionado de oficina de operador. Se consideraron factores de carga y coincidencia que dependen de las características propias de los diferentes circuitos alimentados desde este panel.

En la tabla 18 se muestran la planilla de circuitos derivados del panel PD-CONTROL.

Tabla 18

Planilla de circuitos derivados del panel PD-CONTROL

<u>PLANILLA DE CIRCUITOS DERIVADOS</u>	
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	
MÓDULO:	PANEL DE CUARTO CONTROL / PD - CONTROL

ITEM	CIRCUITOS	PUNT.	W/PUNT.	POTENCIA INSTALADA (KW)	F.U.	DEMANDA ESTIMADA (KW)	BALANCE DE CARGA		CORRIENTE		DISYUNTOR	CONDUCTOR
							A	B	NOMINAL	PROTECCIÓN		
1	A1 - ILUMINACIÓN SALA DE CONTROL	15	40	0,60	0,60	0,36	0,36		3,1	3,9	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
2	A2 - ILUMINACIÓN OFIC. OPERADOR Y CUARTO DE BATERÍA	5	40	0,24	0,60	0,14	0,14		1,2	1,5	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
3	A3 - ILUMINACIÓN EXTERIOR CUARTO DE CONTROL Y BAÑO	12	18	0,23	0,60	0,14	0,14		1,2	1,5	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
4	A4 - ILUMINACIÓN EXTERIOR PATIO	8	150	1,20	0,60	0,72	0,36	0,36	3,6	4,4	10A - 2P	Cable Concéntrico 3x10, AWG

5	A5 - ILUMINACIÓN EXTERIOR REFLECTORES	2	200	0,40	0,60	0,24	0,12	0,12	1,2	1,5	10A - 2P	Cable Concéntrico 3x10, AWG
6	A6 - ILUMINACIÓN EXTERIOR REFLECTORES	2	200	0,40	0,60	0,24	0,12	0,12	1,2	1,5	10A - 2P	Cable Concéntrico 3x10, AWG
7	F1 - TOMACORRIENTE CUARTO DE CONTROL	9	250	2,25	0,40	0,90	0,90		7,7	9,6	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
8	F2 - TOMACORRIENTE LAMPARA DE EMERGENCIA	5	150	0,75	0,60	0,45		0,45	3,9	4,8	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
9	F3 - A/A OFICINA DE OPERADOR	1	3500	3,50	0,80	2,80	1,40	1,40	13,8	17,3	20A - 2P	2F # 10 + T # 12, AWG
10	F4 - EXTRACTOR DE AIRE	1	250	0,25	1,00	0,25		0,25	2,1	2,7	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
11	SC1 - SIST. CONTRA INCENDIO	11	10,00	0,11	1,00	0,11		0,11	0,9	1,2	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG

SUBTOTAL

9,93

6,35

3,04 3,31

**CARGA MÁXIMA INSTALADA
(KW)**

6,35

FACTOR DE COINCIDENCIA	1,00	
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KW)	6,35	
FACTOR DE POTENCIA	0,92	
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KVA)	6,91	
CORRIENTE NOMINAL (A)	31,40	39,2
ALIMENTACIÓN	2F #6+ N #8 + T#10	
PROTECCIÓN PRINCIPAL	(50A) - 2P	
VOLTAJE (V)	220	

Capacidad del interruptor principal que alimenta el panel PD - CONTROL = 50 A.

En base a esta capacidad de corriente, el diseño de la acometida prevé la utilización de un conductor aislado de cobre 2F#6+N#8 +T#10 AWG desde el tablero de servicios auxiliares TSA.

4.12. DISEÑO DE PANEL DE GARITA (PD – GARITA)

Este panel de distribución es de 12 espacios de 220/127V y alimentará a los circuitos de la garita relacionados con la iluminación y tomacorrientes.

El panel PD-GARITA será alimentando desde el tablero de servicios auxiliares que se encuentra en el cuarto de control.

Se consideraron factores de carga y coincidencia que dependen de las características propias de los diferentes circuitos alimentados desde este panel.

En la tabla 19 se muestran la planilla de circuitos derivados del panel PD-GARITA.

Tabla 19

Planilla de circuitos derivados del panel PD-GARITA.

<u>PLANILLA DE CIRCUITOS DERIVADOS</u>	
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	
MÓDULO:	PANEL GARITA / PD - GARITA

ITEM	CIRCUITO	PUNT.	W/PUNT.	POTENCIA INSTALADA (KW)	F.U.	DEMANDA ESTIMADA (KW)	BALANCE DE CARGA		CORRIENTE		DISYUNTOR	CONDUCTOR
							A	B	NOMINAL	PROTECCIÓN		
1	A1 - ILUMINACIÓN GARITA	2	40	0,08	0,60	0,05	0,05		0,4	0,5	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
2	A2 - ILUMINACIÓN EXTERIOR GARITA Y BAÑO	5	18	0,09	0,60	0,05	0,05		0,5	0,6	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
3	F1 - TOMACORRIENTE GARITA	4	250	1,00	0,80	0,80		0,80	6,8	8,6	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
4	F2 - TOMACORRIENTE LAMPARAS DE EMERGENCIAS	1	150	0,15	0,60	0,09	0,09		0,4	0,6	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG

5	F3 - A/A GARITA	1	3500	3,50	0,80	2,80	1,40	1,40	13,8	17,3	20A - 2P	2F # 10 + T # 12, AWG
6	SC1 - SIST. CONTRA INCENDIO	1	100	0,10	1,00	0,10	0,10		0,9	1,1	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T # 12, AWG
SUBTOTAL				4,92		3,89	1,69	2,20	0			

CARGA MÁXIMA INSTALADA (KW)	3,89
FACTOR DE COINCIDENCIA	1,00
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KW)	3,89
FACTOR DE POTENCIA	0,92
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KVA)	4,23
CORRIENTE NOMINAL (A)	19,23
ALIMENTACIÓN	2F # 8 + N #10+ T#10
PROTECCIÓN PRINCIPAL	(30A - 2P)
VOLTAJE (V)	220,00

24,0

Capacidad del interruptor principal que alimenta el panel PD - GARITA = 30A.

En base a esta capacidad de corriente, el diseño de la acometida prevé la utilización de un conductor aislado de cobre 2F#8+N#10+T#10, AWG desde el tablero de servicios auxiliares TSA.

4.13. DISEÑO DEL TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DC – AC

Este tablero será tipo modular de 2x0.80x0.60m, y estará dividido en dos subtableros (DC y AC).

El subtablero AC se detalla en el literal 7.4 y el subtablero DC se detalla en el 8.1.

4.14. DISEÑO DEL TABLERO DE DISTRIBUCIÓN AC

El tablero de distribución AC alimentara a los servicios de los equipos de 69kV y celdas de media tensión 13.8kV: motores, calefactores, ventiladores, sistema SCADA, iluminación, tomacorriente, control de celdas de media tensión, etc.

En la tabla 20 se muestran la planilla de circuitos derivados del tablero de distribución AC.

Tabla 20

Planilla de circuitos derivados del tablero de distribución AC.

PLANILLA DE CIRCUITOS DERIVADOS	
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	
MÓDULO:	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN AC (220 - 127V)

ITEM	EQUIPOS	PUNT.	W/PUNT.	POTENCIA	F.U.	DEMANDA	BALANCE DE CARGA		CORRIENTE		DISYUNTOR	CONDUCTOR
				INSTALADA (KW)		ESTIMADA (KW)	L1	L2	NOMINAL	PROTECCIÓN		
1	MOTOVENTILADORES TRANSFORMADOR DE PODER	4	450	1,80	1,00	1,80	0,90	0,90	8,89	11,12	20A - 2P	Cable Concéntrico 3x10, AWG
2	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV 89-011	1	300	0,30	0,80	0,24	0,12	0,12	1,19	1,48	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
3	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV 89-013	1	300	0,30	0,80	0,24	0,12	0,12	1,19	1,48	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
4	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV 89-015	1	300	0,30	0,80	0,24	0,12	0,12	1,19	1,48	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
5	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV 89-021	1	300	0,30	0,80	0,24	0,12	0,12	1,19	1,48	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG

6	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV 89-023	1	300	0,30	0,80	0,24	0,12	0,12	1,19	1,48	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
7	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV 89-025	1	300	0,30	0,80	0,24	0,12	0,12	1,19	1,48	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
8	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV 89-031	1	300	0,30	0,80	0,24	0,12	0,12	1,19	1,48	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
9	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV 89-033	1	300	0,30	0,80	0,24	0,12	0,12	1,19	1,48	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
10	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV 89-035	1	300	0,30	0,80	0,24	0,12	0,12	1,19	1,48	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
11	FUENTE AC TABLERO DE CONTROL DEL TRANSFORMADOR	1	300	0,30	1,00	0,30	0,30		2,57	3,21	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
12	FUENTE AC TABLERO DE LINEA 69KV - ENTRADA	1	300	0,30	1,00	0,30	0,30		2,57	3,21	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
13	FUENTE AC TABLERO DE LINEA 69KV - SALIDA	1	300	0,30	1,00	0,30	0,30		2,57	3,21	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
14	ILUMINACION Y CALEFACCION CELDAS	1	500	0,50	1,00	0,50	0,25	0,25	2,47	3,09	10A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG

DE MEDIA TENSION												
15	TABLERO SCADA	1	500	0,50	1,00	0,50	0,50		4,28	5,35	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
16	CALEFACCIÓN E ILUMINACIÓN INTERRUPTOR 69 KV 52-012	1	300	0,30	1,00	0,30		0,30	2,57	3,21	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
17	CALEFACCIÓN E ILUMINACIÓN INTERRUPTOR 69 KV 52-022	1	300	0,30	1,00	0,30		0,30	2,57	3,21	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
18	CALEFACCIÓN E ILUMINACIÓN INTERRUPTOR 69 KV 52-032	1	300	0,30	1,00	0,30		0,30	2,57	3,21	10A - 1P	F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
19	RESERVA #1	1	200	0,20	0,50	0,10		0,10	0,86	1,07	10A - 1P	
20	RESERVA #2	1	200	0,20	0,50	0,10		0,10	0,86	1,07	10A - 1P	
21	RESERVA #3	1	200	0,20	0,50	0,10		0,10	0,86	1,07	10A - 1P	
22	RESERVA #4	1	200	0,20	0,50	0,10		0,10	0,86	1,07	10A - 2P	
SUBTOTAL				8,10		7,16	3,63	0,00	3,53			

CARGA MÁXIMA INSTALADA	7,16
-------------------------------	-------------

(KW)	
FACTOR DE COINCIDENCIA	0,90
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KW)	6,44
FACTOR DE POTENCIA	0,92
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KVA)	7,00
CORRIENTE NOMINAL (A)	18,38
ALIMENTACIÓN	2F # 6 + N #8 + T # 10
PROTECCIÓN PRINCIPAL	(50A) - 2P
VOLTAJE (V)	220

Capacidad del interruptor principal que alimenta el tablero de distribución principal AC = 50A.

En base a esta capacidad de corriente, el diseño de la acometida prevé la utilización de un conductor aislado de cobre 2F#6+N#8+T#10, AWG desde el tablero de servicios auxiliares TSA.

4.15. DISEÑO DEL TABLERO SERVICIOS AUXILIARES TRIFÁSICO (TSA)

Este tablero será tipo modular de 2x0.80x0.60m, su alimentación será trifásica 220/127V, en base a lo calculado en los puntos anteriores, se definió el tablero como Tablero de Servicios Auxiliares (TSA), que irá instalado en la sala de control y será alimentado directamente desde el transformador de servicios auxiliares.

El tablero de Servicios Auxiliares (TSA) alimentara a los siguientes tableros, paneles y equipos como se detallan a continuación:

- Tablero de Distribución AC.
- Panel de distribución TD-CONTROL.
- Panel de distribución TD-GARITA.
- Cargador de Baterías.
- Central de Aire Acondicionado: Alimentara a la central de aire acondicionado del cuarto de control.
- Reserva trifásica y monofásicas: Se dejará instalado breakers para uso de mantenimiento o para cualquier requerimiento futuro.

En la tabla 21 se muestran la planilla de circuitos derivados del tablero de servicios auxiliares TSA.

Tabla 21

Planilla de circuitos derivados del tablero de servicios auxiliares TSA

PLANILLA DE CIRCUITOS DERIVADOS													
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA													
MÓDULO:		TABLERO DE SERVICIO AUXILIARES - TSA (220 - 127V)											
ITEM	EQUIPOS	PUNT.	W/PUNT.	POTENCIA INSTALADA (KW)	F.U.	DEMANDA ESTIMADA (KW)	BALANCE DE CARGA			CORRIENTE		DISYUNTOR	CONDUCTOR
							L1	L2	L3	NOMINAL	PROTECCIÓN		
1	TD - AC	1		7,16	1	7,16	3,58		3,58	35,38	44,22	50A - 2P	2F #6+ N #8 + T#10, AWG
2	PD - CONTROL	1		6,35	1,00	6,35	3,18	6,35		31,40	39,24	50A - 2P	2F #6+ N #8 + T#10, AWG
3	PD - GARITA	1		3,89	1,00	3,89	1,95	1,95		19,23	24,04	30A - 2P	2F # 8 + N #10+ T#10, AWG
4	MEDIDOR DE ENERGÍA	1	20	0,02	1,00	0,02	0,01		0,01	0,10	0,12	6A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
5	ILUMINACIÓN INTERNA DE TABLERO	1	10	0,01	1,00	0,01			0,01	0,09	0,11	10A - 1P	F # 12 + N # 12, AWG
6	TOMACORRIENTE INTERNO DE	1	10	0,01	1,00	0,01			0,01	0,09	0,11	10A - 1P	F # 12 + N # 12, AWG

TABLERO													
7	CALEFACI3N	1	10	0,01	1,00	0,01			0,01	0,09	0,11	10A - 1P	F # 12 + N # 12, AWG
8	CARGADOR DE BATERIA	1	4000	4,00	1,00	4,00	2,00		2,00	19,76	24,70	30A - 2P	2F # 10 + N # 12 + T #12, AWG
9	RESERVA TRIFASICA	1	25000	25,00	0,60	15,00	5,00	5,00	5,00	42,79	53,48	100A - 3P	
10	BOMBA DE EXTRACCION DE ACEITE	1	2500	2,50	0,80	2,00	1,00		1,00	9,88	12,35	20A - 2P	2F # 10 + T #12, AWG
11	CENTRAL DE AIRE ACONDICIONADO CUARTO DE CONTROL	1	11720	11,72	0,90	10,55	3,52	3,52	3,52	30,09	37,61	50A - 3P	3F #6 + T#8, AWG
12	RESERVA TRIFASICA	1	10000	10,00	0,60	6,00	2,00	2,00	2,00	17,12	21,39	50 - 3P	
13	RESERVA	1	5000	5,00	0,60	3,00	1,50		1,50	14,82	18,53	50 - 2P	
14	MOTOR DE PUERTA CORREDIZA	1	500	0,50	1,00	0,50	0,25		0,25	2,47	3,09	20A - 2P	Cable Conc3ntrico 3x10, AWG
SUBTOTAL				69,02		51,34	20,40	18,82	15,31				

CARGA M3XIMA	51,34
---------------------	-------

INSTALADA (KW)	
FACTOR DE COINCIDENCIA	0,90
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KW)	46,21
FACTOR DE POTENCIA	0,92
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KVA)	50,23
CORRIENTE NOMINAL (A)	131,81
ALIMENTACIÓN	3F # 2/0 + N #1/0 + T # 2, AWG THHN
PROTECCIÓN PRINCIPAL	(175A) - 3P
VOLTAJE (V)	220

Capacidad del interruptor principal que alimenta el tablero de servicios auxiliares TSA = 175A.

En base a esta capacidad de corriente, el diseño de la acometida prevé la utilización de un conductor aislado de cobre 2F#2/0+N#1/0+T#2, AWG desde el transformador de servicios auxiliares.

4.16. CARGAS DE SS.AA DE DC.

Las cargas de SS.AA de DC. únicamente saldrán del tablero de distribución DC (TD-DC), que estará ubicado en el cuarto de control de la subestación, este tablero contara con sus respectivas protecciones y apropiados calibres de conductores para cada circuito.

4.16.1. DISEÑO DE TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DC

Para el diseño del Tablero de Distribución DC se toman en consideración todas las cargas que trabajan a un nivel de voltaje de 125Vcc, se consideraron factores de carga y coincidencia que dependen de las características propias de las cargas alimentados desde este tablero.

El tablero de distribución DC alimentará a circuitos de señalización, control y protección para cada transformador de poder, incluyendo celdas principales de media tensión y sistema SCADA.

Para el dimensionamiento de las protecciones se considerará los siguientes criterios:

Corriente directa: Es el flujo continuo de carga eléctrica a través de un conductor entre dos puntos de distinto potencial, que no varía el sentido a través del tiempo, en este tipo de corriente las cargas eléctricas circulan siempre en el mismo sentido, por lo cual el dimensionamiento de las protecciones DC son diferentes a las protecciones AC.

Corriente directa máxima: Es la corriente de los equipos multiplicado por un factor de 1.25

Selección de equipos de protección: Se dimensiona considerando la corriente directa máxima por un factor no menos a 1.25

En la tabla 22 se muestran la planilla de las cargas que comprenden el Tablero de Distribución DC.

Tabla 22

Planilla de las cargas que comprenden el Tablero de Distribución DC.

TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DC												
DC (125VDC)												
DESCRIPCIÓN	CANT	POTENCIA (W)	POTENCIA SUBTOTAL (W)	FC	POTENCIA TOTAL (W)	VOLTAJE DE OPERACIÓN (VDC)	VOLTAJE MAXIMO (VDC) 5%	AMP (Nominal)	AMP (Maxima)	AMP (Protección)	DISYUNTOR	
FUENTE DC TABLERO DE CONTROL DEL TRANSFORMADOR	1	30	30	1	30	125	131,25	0,24	0,30	0,38	10A - 2P	
TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN LINEA 1	1	30	30	1	30	125	131,25	0,24	0,30	0,38	10A - 2P	
TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN LINEA 2	1	30	30	1	30	125	131,25	0,24	0,30	0,38	10A - 2P	
SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-011)	1	320	320	1	320	125	131,25	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	
SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-013)	1	320	320	1	320	125	131,25	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	
SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-015)	1	320	320	1	320	125	131,25	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	
SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-021)	1	320	320	1	320	125	131,25	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	
SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-023)	1	320	320	1	320	125	131,25	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	
SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-025)	1	320	320	1	320	125	131,25	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	
SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-031)	1	320	320	1	320	125	131,25	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	

SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-033)	1	320	320	1	320	125	131,25	2,56	3,20	4,00	20A - 2P
SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-035)	1	320	320	1	320	125	131,25	2,56	3,20	4,00	20A - 2P
CONTROL INTERRUPTOR 69 KV (52-012)	1	30	30	1	30	125	131,25	0,24	0,30	0,38	10A - 2P
CONTROL INTERRUPTOR 69 KV (52-022)	1	30	30	1	30	125	131,25	0,24	0,30	0,38	10A - 2P
CONTROL INTERRUPTOR 69 KV (52-032)	1	30	30	1	30	125	131,25	0,24	0,30	0,38	10A - 2P
CONTROL CELDAS DE MEDIA TENSION	7	30	210	1	210	125	131,25	1,68	2,10	2,63	10A - 2P
MOTOR INTERRUPTOR 69 KV (52-012)	1	1000	1000	1	1000	125	131,25	8,00	10,00	12,50	20A - 2P
MOTOR INTERRUPTOR 69 KV (52-022)	1	1000	1000	1	1000	125	131,25	8,00	10,00	12,50	20A - 2P
MOTOR INTERRUPTOR 69 KV (52-032)	1	1000	1000	1	1000	125	131,25	8,00	10,00	12,50	20A - 2P
MOTORES CELDAS DE MEDIA TENSION	7	1000	7000	0,2	1400	125	131,25	11,20	14,00	17,50	20A - 2P
TABLERO SCADA	1	500	500	1	500	125	131,25	4,00	5,00	6,25	10A - 2P

El estudio de la demanda del tablero de distribución DC a detalle se puede observar en un documento Excel “El cálculo de Banco de baterías – TABLERO DC” o un resumen en anexo B de este documento.

4.17. EQUIPOS DE SERVICIOS AUXILIARES DC.

Para la dimensión del sistema de servicios auxiliares y el banco de baterías, se toma en consideración las siguientes normativas:

- IEEE Std 946 - IEEE Recommended Practice for the Design of DC Auxiliary Power Systems for Generating Systems.
- IEEE Std 1189 - IEEE Guide for selection of Valve-Regulated Lead-Acid (VRLA) Batteries for Stationary Applications.
- IEEE Std 485 - IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for the Stationary Applications.

El sistema de servicios auxiliares de C.C está formado por los siguientes equipos:

4.17.1. Cargador de Baterías

El cargador de batería tendrá tres funciones:

- Mantener cargado el banco de baterías.
- Alimentar al tablero de distribución DC.
- Realizar la transferencia de energía que almacena el banco de baterías para alimentar al tablero de distribución DC.

El cargador de baterías tendrá una alimentación monofásica de 220Vac, con capacidad de 50A, el cargador de baterías será alimentado desde el tablero de servicios auxiliares (TSA).

4.17.2. Banco de Baterías.

El banco de baterías tendrá una capacidad de 150Ah C10, y su función principal será almacenar energía y entregar esta cuando halla ausencia de energía del suministro eléctrico externo, el banco de baterías debe tener un voltaje nominal de 125 Vcc. La capacidad del banco estará dimensionada para suministrar la carga total de corriente continua por un tiempo mínimo de 8 horas.

Para el análisis y dimensionamiento de la capacidad del banco de baterías, es necesario estimar el ciclo de trabajo de cada carga.

Las cargas según el tiempo de operación se pueden clasificar en:

- Cargas continuas

Las cargas continuas estarán energizadas durante todo el ciclo de trabajo.

- Cargas no continuas

Las cargas no continuas estarán energizadas solo durante una porción del ciclo de trabajo. Estas cargas podrían aparecer en cualquier momento y podrían estar encendidas por un lapso de tiempo (mayor a 1 min), ser removidas automáticamente o por la acción de un operador, o continuar hasta el final del ciclo de trabajo.

- Cargas momentáneas

Las cargas momentáneas pueden ocurrir en cualquier instante de tiempo del ciclo de trabajo, pero durante un tiempo corto (menor a 1 min).

El dimensionamiento del banco y cargador de baterías a detalle se puede observar en el Anexo C de este documento "Calculo Banco de Baterías". Realizado en un documento Excel con nombre anexo 5.3.

4.18. TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE C.A.

El transformador de servicios auxiliares será trifásico, debido que se tendrán cargas de este tipo, necesarias para la operatividad y conservación de la subestación.

El transformador de servicios auxiliares será de tipo "Pad Mounted" y estará conectado a la barra principal de 13.8 kV por medio de una celda tipo fusible que está dentro del cuarto de control de la subestación, el transformador tendrá una salida de voltaje de 220/127V, la capacidad del transformador de acuerdo a las cargas establecidas y considerando los rangos disponibles en el mercado será de 50 KVA. Este transformador deberá tener su propio breaker de protección a la salida de sus terminales de B.T.

El estudio de la demanda de los servicios auxiliares a detalle se puede observar en Anexo D como "Estudio de demanda"

Notas:

El transformador de servicio auxiliares será de 50KVA – 13.8kV, trifásico, tipo padmounted con salida de 220-127Vac y vendrá con todos sus accesorios.

Se concluye que el banco de baterías deberá tener una capacidad de 150 Ah para poder alimentar a las cargas de corriente continua mínimo 8 horas.

El cargador de batería será tipo modular, su alimentación será 220Vac monofásico y su salida a 125 Vcc, la corriente máxima de carga será de 50^a.

4.19. ILUMINACIÓN EXTERIOR E INTERIOR

La iluminación y su distribución en las áreas de tareas y el área circundante o periférica tienen un impacto inicial al percibir que cómo una persona absorbe y ejecuta la tarea visual con rapidez, facilidad y seguridad. Para los espacios en que se desconoce el área específica, el área donde puede ocurrir la tarea se toma como el área de la tarea.

Todos los datos de iluminancias especificados son iluminancias mantenidas, las que proporcionarán necesidades para la seguridad visual en el trabajo y la ejecución visual.

La iluminación exterior e interior deben satisfacer las exigencias mínimas teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- **Confort visual**, debe permitir un nivel de comodidad sin afectar el rendimiento ni salud del personal.
- **Prestación visual**, el personal o visitantes tengan que realizar sus tareas visuales en situaciones difíciles y en momentos de periodos largos de tiempo.
- **Seguridad**, mediante la utilización de equipos nuevos, normalizados y eficientes.

4.19.1. ILUMINACIÓN EXTERIOR

Para el diseño de la iluminación exterior de las diferentes áreas que conforman parte de la subestación eléctrica se debe tomar en cuenta la ubicación de los equipos en patio y edificaciones, donde se considera las siguientes áreas de estudio: posición de transformadores, pórtico de 69kV, puertas de ingreso y salida de la subestación eléctrica, cuarto de control, garita y acceso peatonal.

4.19.1.1. Normativas

Para realizar diseño de iluminación exterior se hace el uso de las siguientes normativas y regulaciones:

- Regulación ARCONEL 006/18 “Prestación del Servicio de Alumbrado Público General”.
- Comisión Internacional de Iluminación - CIE 115-2010 “Iluminación de carreteras para tráfico motorizado y peatonal”.

4.19.1.2. Criterio de diseño de Iluminación

Para un buen diseño de iluminación exterior se debe basar en proporcionar una buena visibilidad para la ejecución de los trabajos con mayor facilidad y comodidad. La iluminación tiene que satisfacer de forma cuantitativa y cualitativa en todo su entorno.

Se debe cumplir los valores mínimos recomendados de iluminación por la CIE, los cuales se detalla en la Tabla 23.

Tabla 23

Valores mínimos recomendados de iluminación por la CIE

	Patio Subestación Eléctrica	Acceso Peatonal / Zonas de Conflicto
CIE 115 Valores a cumplirse	180 lux	50 lux

Fuente. Normativa CIE 115-2010

4.19.1.3. Simulación en el programa

Se utiliza el programa DIALux EVO 9.2 para realizar las simulaciones de la iluminación exterior de la subestación eléctrica, tomando como referencia los valores de lúmenes mínimos establecidos por las normativas. Los parámetros que contribuyen para un entorno luminoso son: la distribución de las luminarias, altura de luminarias y tipo de luminarias.

Como resultados de la simulación en la Tabla 24, se obtiene los siguientes:

Tabla 24

Valores obtenidos de simulación

Transformador de poder	CIE 115 Valores a cumplirse	Valores Obtenidos
Iluminancia media	180 lux	186 lux
Acceso Peatonal / Zonas de Conflicto	CIE 115 Valores a cumplirse	Valores Obtenidos
Iluminancia media	50 lux	120 lux

Patio General	Valores Obtenidos
Iluminancia Promedio	109 lux

Fuente. DIALux EVO 9.2

Los resultados obtenidos de la simulación indican que las luminarias para exterior seleccionadas cumplen con los niveles de iluminación requeridos según la recomendación del CIE115.

4.19.1.4. Equipos de iluminación

Para la simulación de iluminación exterior de la subestación eléctrica se usaron tres tipos de luminarias de distintas capacidades como se detalla a continuación:

- **REFLECTORES LED DE 200W:** Cumple la función de iluminar el pórtico de 69kV y al transformador de poder que se encuentran en el patio para realizar trabajos de mantenimiento o reparación.
- **LUMINARIA LED 150W:** Tendrán la función de iluminar toda la periferia de la subestación eléctrica.
- **LUMINARIA LED 18W:** Estas luminarias iluminaran alrededor del cuarto de control y garita.

4.19.1.5. Ubicación de Luminarias

Las luminarias para uso exterior se ubicarán en la periferia de la subestación, pórtico de 69kV y en las partes exteriores de las edificaciones como se detallan a continuación:

- **REFLECTORES LED 200W,** Se deben instalar en el pórtico de 69kV a una altura mínima de 9.8 metros.
- **LUMINARIA LED 150W,** Serán instaladas en postes de fibra de vidrio de 12m ubicados en alrededor de la subestación eléctrica. Las luminarias deben se instaladas a 10 metros de altura, deben ser led de luz amarilla.
- **LUMINARIA LED 18W,** Estas luminarias serán instaladas exteriormente del cuarto de control y garita, deben ser instaladas en la losa de las edificaciones.

Las luminarias deberán tener la capacidad de iluminar a la altura que son instaladas.

En la figura 9 se muestra la ubicación de los diferentes tipos de luminarias.

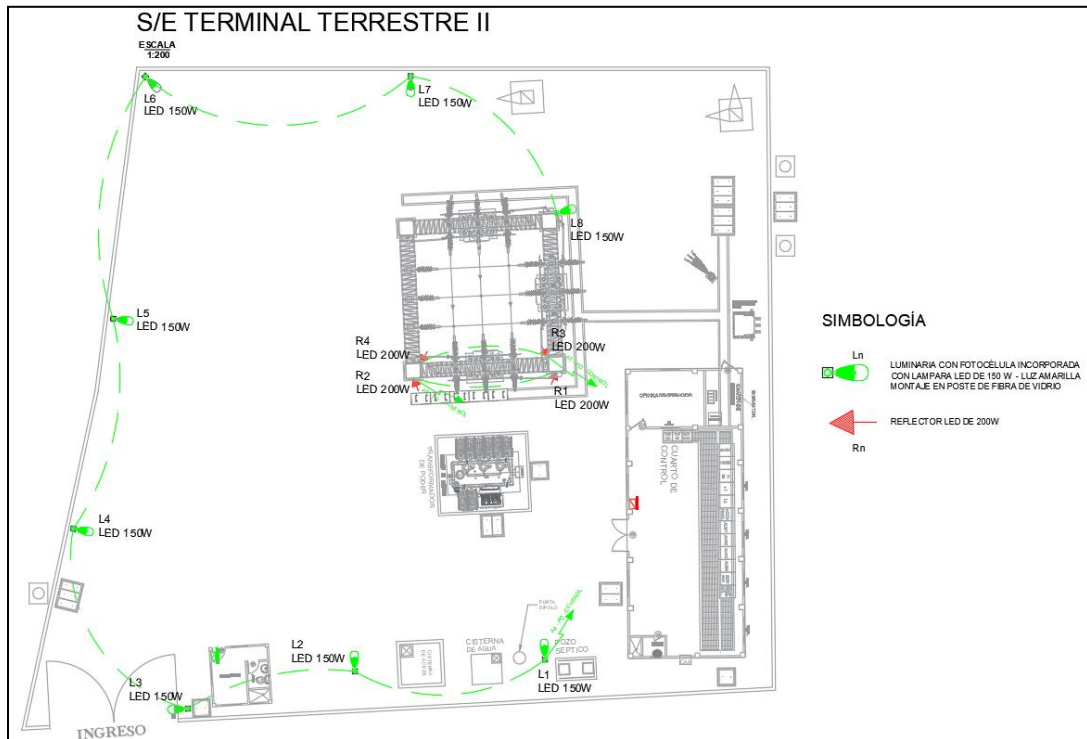


Figura: 9

Ubicación de luminarias patio

Fuente: Autor

4.19.1.6. Diseño de poste de alumbrado

El poste de alumbrado deberá ser de fibra de vidrio de forma cónica, tendrá una medida de 12 metros de altura, el diámetro de la base será de 35cm y el de la cima de 14.cm

El poste se deberá empotar 1.7 metros en el suelo.

En el poste se instalará un brazo metálico que sujetará la luminaria LED 150W de luz amarilla.

En la figura 10 se muestra

grado con su base de

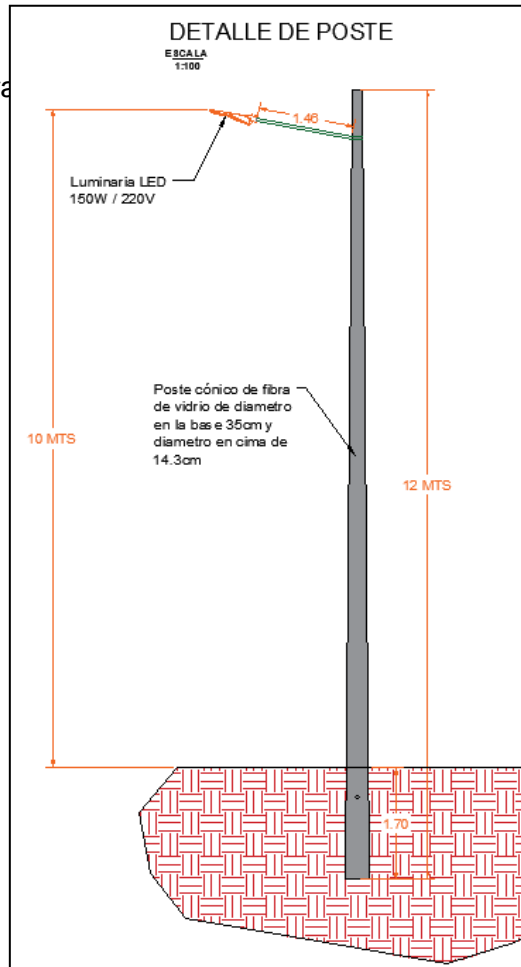


Figura: 10

Poste de Alumbrado

Fuente: Autor

4.19.2. ILUMINACIÓN INTERIOR

Para el diseño y estudio de la iluminación interior de las edificaciones que forman parte de la subestación, se debe tomar en cuenta todos los equipos que van a

estar en el interior de las edificaciones. Debido al tamaño y espacio que ocupan pueden producir sombras en lugares donde se requiera iluminación.

Las edificaciones de estudio serán en el cuarto de control que está dividido en 4 áreas:

- Sala de Control
- Oficina de operador
- Cuarto de Baterías
- Baño.

La otra edificación va ser la garita de guardianía que está formada por dos áreas: sala de guardianía y baño.

4.19.2.1. Normativas

Los sistemas de iluminación interiores deberán cumplir con lo establecido en la norma ISO 8995-1 que trata de la iluminación de las áreas de trabajo “Iluminación de interiores en lugares de trabajo”.

Esta norma identifica los parámetros que influyen en el rendimiento visual. También presenta los criterios que deben ser satisfechos para alcanzar un ambiente visual aceptable. Se aplica a las áreas de trabajo en edificios, industrias, oficinas, bibliotecas, museos, espacios de circulación, garajes, hospitales, etc.

4.19.2.2. Criterio de diseño de iluminación

Para el diseño de iluminación interior se debe basar en proporcionar una buena visibilidad para la ejecución de los trabajos con mayor facilidad y comodidad.

La iluminación tiene que satisfacer de forma cuantitativa y cualitativa en todo su entorno.

Se debe cumplir los criterios de iluminación que recomienda la ISO 8995-1, donde se detalla en la Tabla 25 los valores recomendados.

Tabla 25

Iluminación Media por actividades y clases de local

Actividades y clases de local	Iluminancia media		
	(lux)		
	Mínimo	Recomendado	Óptimo

Edificios			
Pasillos, Zonas de circulación	50	100	150
Roperos, almacenes, lavabos, archivos, escaleras y escaleras móviles	100	150	200
Centros educativos			
Laboratorios, aulas	300	400	500
Salas de estudio, Bibliotecas	300	500	750
Oficinas			
Oficinas normales, salas de proceso de datos, mecanografiado, salas de conferencias	450	500	750
Grandes oficinas, CAD/CAM/CAE, salas de delineación	500	750	1000
Comercios			
Comercio tradicional	300	500	750
Supermercados, Salones de muestras Grandes superficies	500	750	1000
Industria			
Labores con requerimientos visuales limitados	200	300	500
Labores con requerimientos visuales normales	500	750	1000
Labores con requerimientos visuales especiales	1000	1500	2000
Viviendas			

Cocinas	100	150	200
Cuartos de aseo	100	150	200
Cuartos de estar	200	300	500
Dormitorios	100	150	200
Cuartos de trabajo o estudio	300	500	750

Fuente. ISO 8995-1

El valor recomendado para oficinas que nos muestra la tabla 3 es de 500 lux, se toma este valor como referencia para el cuarto de control y la garita.

4.20. SIMULACIÓN EN EL PROGRAMA

Se utiliza el programa DIALux EVO 9.2 para realizar la simulación de la iluminación interior del cuarto de control y la garita, se toman como referencia los valores de lúmenes mínimos establecidos para cumplir con las normativas. Los parámetros que contribuyen para un entorno luminoso son:

- La distribución de las luminarias.
- Altura de luminarias.
- Tipo de luminarias.

4.21. CUARTO DE CONTROL

El cuarto de control se encuentra dividido en diferentes áreas, estas se detallan a continuación:

- **Sala de control:** Donde se encuentran los tableros de protección, control y fuerza, celdas de media tensión para maniobras y protección de líneas de distribución.
- **Oficina de Operador:** Es el área donde el operador monitorea el estado que se encuentran los equipos de la subestación y puede realizar maniobras de forma remota.
- **Cuarto de Baterías:** Se encuentran alojado el cargador de baterías y el conjunto de baterías que conforman el banco de baterías.
- **Baño:** Para uso de operador y visitantes.

En la tabla 26 se muestra los resultados obtenidos de la simulación, donde las luminarias para el interior del Cuarto de Control cumplen con los niveles de iluminación requeridos.

Tabla 26

Valores obtenidos de simulación

CUARTO DE CONTROL		
Sala de Control	Valores a cumplirse	Valores Obtenidos
Iluminancia media	500 lux	514 lux
Oficina de Operador	Valores a cumplirse	Valores Obtenidos
Iluminancia media	500 lux	553 lux
Cuarto de Baterías	Valores a cumplirse	Valores Obtenidos
Iluminancia media	150 lux	198 lux
Baño	Valores a cumplirse	Valores Obtenidos
Iluminancia media	200 lux	215 lux

Fuente. DIALux EVO 9.2

4.21.1. Tipo de iluminación y ubicación

Para la iluminación interior de las áreas en el cuarto de control se utilizaron tres tipos de luminarias de distintas capacidades, como se detalla a continuación:

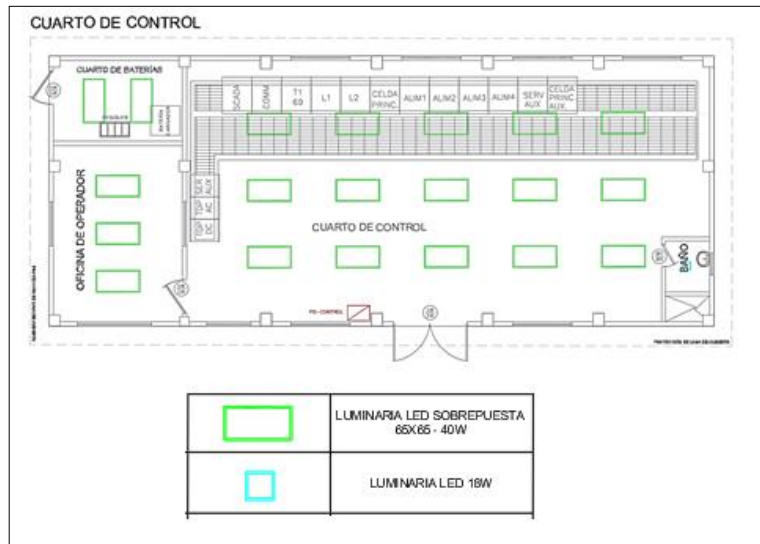
LUMINARIA LED 65X65 – 40W: Esta luminaria estará instaladas a lo largo de la sala de control, oficina del operador y cuarto de baterías, deben ser ubicadas a la altura de la losa.

LUMINARIA LED 18W: Esta luminaria se instalará únicamente en el baño, debe ser ubicada a la altura de la losa.

En la Figura 11 se muestra la ubicación de los diferentes tipos de luminarias en rectángulos de color verde.

Figura: 11

Ubicación de luminaria cuarto de control 89



Fuente: Autor

4.22. GARITA

Para la iluminación de la garita se toma en consideración la altura de la edificación y sus áreas.

En la tabla 27 se muestra los resultados obtenidos de la simulación, donde las luminarias para la garita cumplen con los niveles de iluminación requeridos.

Tabla 27

Valores obtenidos de simulación

GARITA		
GARITA	Valores a cumplirse	Valores Obtenidos
Iluminancia media	500 lux	525 lux

Fuente. DIALux EVO 9.2

4.22.1. Tipo de iluminación y ubicación

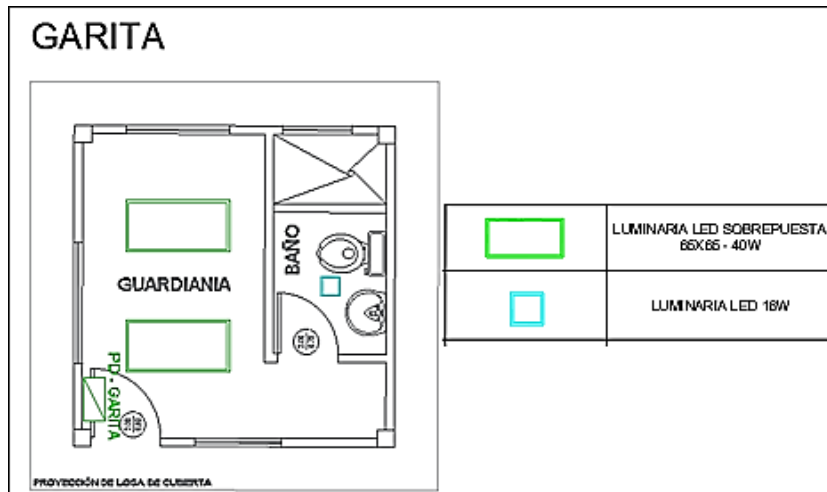
Para la iluminación interior de la garita se utilizaron dos tipos de luminarias de distintas capacidades, como se detalla a continuación:

- **LUMINARIA LED 65X65 – 40W:** Esta luminaria estará instaladas en la sala de guardianía, deben ser ubicadas a la altura de la losa.
- **LUMINARIA LED 18W:** Esta luminaria se instalará únicamente en el baño, debe ser ubicada a la altura de la losa.

En la figura 12 se muestra la ubicación de los diferentes tipos de luminarias.

Figura: 12

Ubicación de luminarias Garita



Fuente: Autor

4.23. ILUMINACIÓN NATURAL

Este tipo de iluminación natural proporciona una iluminación total o parcial, esta iluminación se genera de la luz natural (Sol). Esta luz puede variar su intensidad a través del tiempo que se proyecta internamente en una edificación a través de una ventana.

Para el diseño de las edificaciones del cuarto de control y garita se han considerado ventanas en partes estratégicas para el ingreso de luz natural. Esto ofrece una iluminación de manera suplementaria para garantizar la iluminancia en el puesto laboral y los equipos, garantizando equilibrio de la distribución de la luz dentro de las edificaciones.

Iluminación Exterior: Para la iluminación exterior se concluye la utilización de lámparas tipo Led de 150W – color amarillo, mediante siete postes de fibra de vidrio de 12 metros.

Adicional se instalarán reflectores tipo Led de 200W en el pórtico de 69kV con dirección a los equipos de 69kV, patio y transformador de poder.

Iluminación Interior y Exterior Cuarto de Control: Para la iluminación del cuarto de control se concluye la utilización de lámparas tipo Led de: 65x65-40W y de 18W.

Iluminación Interior y Exterior de la Garita: Para la iluminación de la Garita se concluye la utilización de lámparas tipo Led de: 65x65-40W y de 18W.

4.24. CALCULO Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS 13.8 KV PARA ALIMENTADORAS

4.24.1. CONFIGURACIÓN DE BARRA DE 13.8KV

El arreglo será de barra simple, la capacidad de la barra estará destinada a un valor de 1250A y el material será de cobre. Toda la barra, uniones y derivaciones de fase serán totalmente aisladas en fábrica utilizando un material epóxido aislante o superior termo contraíble retardante a la flama, en las uniones y derivaciones se proveerá de cobertor aislante removible. Entonces la ubicación de las fases en los compartimientos de entrada y salida del cable será de izquierda a derecha o de arriba hacia abajo en el orden 1-2-3, RST o ABC.

La subestación tiene un transformador de poder, su salida de medio voltaje se conectará a una celda principal, esta celda a su vez distribuirá la energía por medio de una barra a las celdas de salida de las alimentadoras. Además, como respaldo se tendrá una celda que entregará energía proveniente de una alimentadora externa en el caso que el transformador de poder este fuera de servicio por mantenimiento o falla, en estas condiciones se deberá seleccionar las alimentadoras con cargas prioritarias y las alimentadoras que van a quedar fuera de servicio.

Para poder cerrar la celda de alimentadora externa, la celda principal del transformador de poder que está fuera de servicio, deberá estar abierta, en caso contrario no se podrá cerrar la celda de la alimentadora externa. Cabe indicar que la celda de la alimentadora externa tendrá las mismas características técnicas de la celda principal.

4.24.2. CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Luego del análisis en los estudios preliminares, y por los espacios disponibles, no se utilizará castillo de media tensión, en su lugar se procederá a utilizar Celdas tipo Metal Clad interior, que estarán ubicadas dentro del cuarto de control.

De acuerdo con las especificaciones del proyecto y el estudio realizados, se define los principales parámetros para las celdas:

- **Tensión nominal:** la tensión nominal es seleccionada en cumplimiento al nivel de aislamiento, que para la norma IEC 62271-200 se establece en 24kV.
- **Tensión de servicio:** la tensión de servicio es seleccionada considerando el sistema de distribución de CNEL EP UN Los Ríos, por lo cual se establece en 13.8kV.
- **Corriente nominal:** las corrientes nominales son seleccionadas por su capacidad, uso y disponibilidad en el mercado, y luego de realizar el flujo de carga, se establece que, las celdas principales serán de 1250A, la celda de alimentador externo será de 1250A, las celdas de las alimentadoras serán de 600A y la celda para el transformador auxiliar tipo fusible.
- **Nivel de aislamiento a onda de choque tipo rayo:** En cumplimiento al estudio de aislamiento, se establece en ≥ 110 kV
- **Nivel de aislamiento a frecuencia industrial:** En cumplimiento al estudio de aislamiento, se establece en ≥ 38 kV.
- **Instalación:** El lugar de instalación será interior, dentro del cuarto de control.
- **Tecnología:** Para la selección de la tecnología, se ha considerado el lugar de instalación y el espacio disponible, por lo cual se establece que el corte debe ser al vacío y su medio aislante envolvente en SF6.
- **Interruptor:** Los polos del interruptor de corte con tecnología en vacío tienen que estar separados, uno al lado del otro y deben ser fijos.
- **Función:** Celdas de distribución primarias y celdas secundarias.
- **Elementos adicionales:** Todas las celdas incluirán Relé, medidor de energía, transformador de corriente, anunciador de alarmas, detector de voltaje, puntas terminales y pernos de anclaje.

4.24.3. DIMENSIONAMIENTO DE CELDAS DE ALIMENTADORAS

Para realizar el dimensionamiento de las celdas de salidas de las alimentadoras se debe de utilizar los siguientes parámetros de entrada:

- Tensión Nominal:

$$V_n = 13.8kV$$

- Tensión Máxima

$$V_m = 15kV$$

- Frecuencia Nominal

$$f = 60Hz$$

- Nivel Básico de aislación

$$BIL = 110 kV$$

- Nivel de aislación de sobretensión de maniobra

$$SIL = 38 kV$$

4.24.4. INTERRUPTOR AUTOMATICO

- **Potencia nominal**

La potencia queda determinada por la máxima potencia que puede ser transmitida por el distribuidor de 13.8 kV.

Por norma interna CNEL EP las alimentadoras no deben superar la capacidad de:

$$S_n = 6MVA$$

- **Corriente nominal.**

La corriente nominal que deberá circular por el interruptor automático, la definimos por la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n}$$

Resolviendo:

$$I_n = \frac{6MVA}{\sqrt{3} * 13.8KVA}$$

$$I_n = 251.02 A$$

Se obtiene una corriente nominal de 251.02A

- **Corriente de corto circuito simétrica.**

Viene definida por la potencia de cortocircuito en las barras de 13.8 kV obtenida de los estudios eléctricos.

$$S''_{k3} = 220MVA$$

La definimos por la siguiente ecuación:

$$I''_{k3} = \frac{S''_{k3}}{\sqrt{3} \cdot V_n}$$

Resolviendo:

$$I''_{k3} = \frac{220MVA}{\sqrt{3} \cdot 13.8KV}$$

$$I''_{k3} = 9.20kA$$

Se obtiene una corriente de corto circuito simétrica de 9.20kA.

- **Capacidad de ruptura o poder de desconexión de los interruptores.**

Para nuestro cálculo, como no conocemos las características los generadores y nos encontramos lejos de la generación, realizamos los cálculos en la condición más desfavorable. $\mu = 1$.

La definimos por la siguiente ecuación:

$$I_a = \mu \cdot I''_{k3}$$

Resolviendo:

$$I_{\alpha} = 1 * 9.20kA$$

$$I_{\alpha} = 9.20kA$$

Se obtiene un poder de desconexión de los interruptores de 9.20kA.

- **Capacidad de conexión o poder de conexión de los interruptores.**

El factor se utiliza para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito, el cual está en función de la relación entre la resistencia y la reactancia de la impedancia de cortocircuito de la red. $x = 1.6$.

La definimos por la siguiente ecuación:

$$I_S = x \cdot \sqrt{2} \cdot I'' k3$$

Resolviendo:

$$I_S = 1.6 * \sqrt{2} * 9.20kA$$

$$I_S = 20.82kA$$

Se obtiene un poder de conexión de los interruptores de 20.82kA.

- **Corriente térmica.**

Teniendo en cuenta todas las componentes de la corriente de cortocircuito, tanto alterna como continua, para el cálculo de la corriente térmica media se utiliza la siguiente expresión:

$m = 0.1$; Influencia de la componente continua de corriente.

$n = 1$; Influencia de la componente alterna de corriente.

$t = 1seg$; Tiempo de referencia.

La definimos por la siguiente ecuación:

$$I_{th} = I'' k3 \cdot \sqrt{m+n} \cdot \frac{1}{t}$$

Resolviendo:

$$I_{th} = 9.20kA * \sqrt{0.1 + 1} * \frac{1}{1}$$

Se obtiene una corriente térmica de 9.65kA.

4.24.5. COMPARATIVA DE EQUIPO PROPUESTO VS EL CALCULADO

En la tabla 28, se muestra la comparación del equipo propuesto y el dimensionamiento del equipo calculador:

Tabla 28

Tabla comparativa

Características	Datos de celda propuesta	Resultado del calculo
Tensión Nominal	24 kV	13.8kV
Tensión Máxima	15kV	15kV
Corriente Nominal	600 A	251.02 A
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
Conexión del neutro del sistema	Si	Si
BIL	110kV	110kV
SIL	50kV	38kV
Corriente de Cortocircuito (I"K)	25kA	9.20kA
Corriente de apertura (Ia)	25kA	9.20kA

Ciclo de operación	O - 0.3seg – CO - 15seg - CO
Accionamiento	Resorte
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor
Polos de maniobra (corte)	Corte en vacío
Interruptor de potencia	Fijo, dentro del recinto de gas en SF6
Medio aislante	Envolvente en SF6

En el cuadro comparativo se muestra que la celda propuesta para las alimentadoras tiene una mayor característica a la calculada, podemos decir que la celda propuesta puede soportar correctamente el aumento de potencia de la demanda por CNEL EP UN Los Ríos.

4.25. INTRODUCCIÓN AL CÁLCULO DE SECCIÓN DE CONDUCTOR

Para la selección del conductor para de líneas subterráneas de distribución de 13.8kV, se debe realizar el cálculo de la sección del conductor más adecuados para un correcto funcionamiento en las condiciones que van a estar expuestos.

El conductor efecto de este estudio es el siguiente:

- Alimentadoras principales de distribución 13.8kV, que saldrán desde las celdas ubicadas en el cuarto de control, se estima que la potencia máxima que puede transmitir una alimentadora es de 6MVA, el tipo de conductor aislado que utiliza CNEL EP UN Los Ríos es 350MCM XLPE para alimentadoras subterráneas.

4.25.1. CALCULO DE SECCIÓN DE CONDUCTOR

En este apartado se procederá con el cálculo de sección del conductor aislado de salida de las celdas de media tensión.

Como dato inicial tenemos que la máxima carga por alimentadora será de 6MVA.

4.25.1.1. Característica de línea

Los conductores que saldrán desde las celdas de media tensión hacia las alimentadoras nuevas tendrán las siguientes características como se muestra en la tabla 29.

Tabla 29

Característica de línea de 13.8kV.

(Voltaje Nominal (kV)	13.8
Numero de Circuito	1-Trifásico
Temperatura ambiente de diseño (°C)	24 - 31
Temperatura del terreno (°C)	30

4.25.1.2. Determinación de sección de conductor

Para determinar la sección del conductor se hace los cálculos y análisis correspondiente, donde se garantiza que el conductor sea capaz de transmitir la máxima potencia a las alimentadoras nuevas. Para el análisis de la sección del conductor se debe tener las siguientes consideraciones como se indica en la Tabla 30:

Tabla 30

Consideraciones para determinación de sección de conductor subterráneo.

Profundidad de la zanja (m)	0.8
Temperatura del terreno (°C)	30
Resistividad térmica del terreno (Km/W)	1.13
Carga a transferir (MW)	5.52
Factor de potencia	0.92
Tipo de Aislamiento	XLPE, Polietileno reticulado tipo termoestable, no cambian sus propiedades mecánicas sometidos al aumento de temperatura y presión. La temperatura máxima es de 90°C, lo cual entrega mayor intensidad de corriente. Por esas ventajas se

selecciona XLPE como aislamiento para el conductor.

Teniendo estos datos, se calcula la intensidad de corriente:

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos \rho$$

Donde:

P = Potencia a transferir por la línea.

V = Voltaje Nominal.

I = Intensidad de Corriente.

$\cos \rho$ = Factor de Potencia.

Despejando la I y reemplazando valores:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos \rho}$$

$$I = \frac{5520000}{\sqrt{3} * 13800 V * 0.92}$$

$$I = 251.02 A$$

Para la selección de conductor se utilizarán factores de corrección para líneas subterráneas, estos nos ayudarán hallar un valor de intensidad apropiado.

Estos factores son tomados del BOE-A-2008-5269 Reglamento de líneas eléctricas subterráneas y se muestran a continuación:

a) Factor de corrección para diferentes profundidades.

Figura: 13

Factor de corrección para diferentes profundidades

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$>185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$>185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Fuente: BOE-A-2008-5269

El conductor se colocará a una profundidad de 0.8m, con este dato revisamos la figura 13, obteniendo un factor de corrección de 1.03.

b) Factor de corrección destinado a la temperatura del terreno.

Figura: 14

Factor corrección destinado a la temperatura del terreno

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno θ_t , en °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83	
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	

Fuente: BOE-A-2008-5269

En las consideraciones para la sección del conductor se indicó que la temperatura del terreno es de 30°C y el tipo de aislamiento que tendrá el conductor será XLPE, este aislamiento tiene una temperatura de servicio de 90°C. Con respecto a la figura 14, el factor de corrección a usar es 0.96.

c) Factor de corrección destinada a la resistividad térmica del terreno.

Figura: 15

Factor de corrección destinada a la resistividad térmica del terreno

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados.	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Fuente: BOE-A-2008-5269

La resistividad térmica del terreno es de 0.85Km/W y se usara conductores unipolares por fase, por consiguiente, en la figura 15 indica que el factor de corrección a usar es 1.13.

d) Factor de corrección destinada a las agrupaciones de conductores trifásicos o ternas de conductores unipolares

Figura: 16

Factor de corrección destinada a las agrupaciones de conductores trifásicos o ternas de conductores unipolares

Factor de corrección										
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Fuente: BOE-A-2008-5269

Los conductores serán instalados en contacto es decir todos en una tubería, luego de analizar la figura 16 nos da como resultado un factor de corrección es de 0.70 Con los factores de corrección obtenidos, se realiza el cálculo global, que consiste en calcular el producto de todos los factores de corrección:

$$Fg = Fc1 * Fc2 * Fc3 * Fc4$$

$$Fg = 1.03 * 0.96 * 1.13 * 0.70$$

$$Fg = 0.7821$$

Donde la intensidad de máxima admisible es:

$$I_{\max-ad} \geq \frac{I_{carga}}{fg}$$



$$I_{\max-ad} \geq \frac{251.02}{0.7821}$$

$$I_{\max-ad} \geq 320.96A$$

La figura 17 detalla la intensidad máxima admisible de los conductores respecto a su sección y su instalación.

Figura: 17

Intensidad máxima admisible en amperios (A) en conductores de cobre para conductores en instalación enterrada.

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Fuente: Reglamento Electrotécnico Español para líneas subterráneas.

Con el resultado de la intensidad admisible calculada y el tipo de aislamiento propuesto "XLPE", se selecciona la sección del conductor en la figura 17. dando como resultado una sección de 120mm², el cual puede transportar hasta 380A.

Se realiza la conversión de mm² a Kcmil, multiplicando por un factor K= 1973.525 Circular mills/mm²:

$$\text{Calibre del Conductor} = 120\text{mm}^2 * K$$

$$\text{Calibre del Conductor} = 120\text{mm}^2 * 1973.525 \text{ circular mills/mm}^2$$

$$\text{Calibre del Conductor} = 236823 \text{ circular mills}$$

$$\text{Calibre del Conductor} = 236.823 \text{ Kcmil} \sim 250\text{Kcmil} \sim 250\text{MCM}$$

El calibre del conductor calculado es **250MCM XLPE CU**, sin embargo, por norma interna de CNEL EP el calibre del conductor aislado para las alimentadoras será de **350MCM XLPE CU**.

Se recomienda utilizar un conductor aislado de **350MCM XLPE CU 15KV** por fase, para las salidas de las celdas de media tensión.

4.26. PRESUPUESTO

Se realiza una estimación presupuestaria en cuanto a la parte eléctrica, rubros que no hay que dejarlos de lado para la aceptación del proyecto como justificación en la contratación pública o privada (MEM, 2023). Esta línea de interés es considerada importante en vista que se debe contar con el recurso necesario para hacer posible el estudio y luego ejecutarse según los estatutos o acuerdos de realización de proyectos en beneficio de la comunidad.

Tabla 31

Listado de rubros y presupuestos

LISTADO DE RUBROS Y PRESUPUESTO					
ELECTRICO					
RUBRO	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
SUMINISTRO DE MATERIALES ELECTRICOS					
EQUIPOS PARA TENSIÓN DE 69KV					
E-1.1	SUMINISTROS DE DISYUNTOR EN SF6 DE TIPO_TANQUE MUERTO A 69 KV, 1200Amp, 350 KV_BIL, INCLUIDO TRANSF. DE CORRIENTE EN ENTRADA Y SALIDA, TABLERO EN ACERO INOXIDABLE Y TERMINALES PARA CONEXIÓN.	u	2,0	\$75.800,01	\$151.600,02
E-1.2	SUMINISTROS DE SECCIONADORES TRI-POLAR A 69 KV MOTORIZADOS, CON CUCHILLA VINCULADA A TIERRA MANUAL, APERTURA CENTRAL, MONTAJE VERTICAL, ADICIONAL BASE DE MONTAJE, TABLERO ACERO INOXIDABLE, Y TERMINALES DE CONEXIÓN.	u	3,0	\$18.161,01	\$54.483,03
E-1.3	SUMINISTROS DE SECCIONADORES TRI-POLAR A 69KV MOTORIZADOS, SIN CUCHILLA VINCULADA A TIERRA, APERTURA CENTRAL, MONTAJE VERTICAL, INCLUIDA LA BASE	u	3,0	\$16.934,01	\$50.802,03

	DE MONTAJE, TABLERO ACERO INOXIDABLE Y TERMINALES DE CONEXIÓN.				
E-1.4	SUMINISTROS DE SECCIONADORES TRI-POLAR A 69KV MOTORIZADOS_BYPASS, SIN CUCHILLA VINVULADA A TIERRA, APERTURA CENTRAL, MONTAJE HORIZONTAL, INCLUYENDO BASE DE MONTAJE, TABLERO ACERO INOXIDABLE Y TERMINALES DE CONEXIÓN.	u	3,0	\$16.934,02	\$50.802,06
E-1.5	SUMINISTROS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL A 69 KV, 42000/120V, INCLUÍDO TERMINALES DE CONEXIÓN.	u	3,0	\$14.614,02	\$43.842,06
E-1.6	SUMINISTROS DE PARARRAYOS A 60 KV, EN TIPO ESTACIÓN INCLUÍDO TERMINALES DE CONEXIÓN, CONTADORES DE DESCARGAS Y CABLES DE CONEXIÓN HACIA LA TIERRA.	u	9,0	\$3.462,02	\$31.158,18
E-1.7	SUMINISTROS D' TRANSFORMADORES D' PODER_18/24MVA, INCLUYE EQUIPOS PARA MONITOREO Y ACCESORIOS DE MONTAJE, PARARRAYOS DE ALTO Y MEDIO VOLTAJE, PERNOS SAE 1018 Y GABINETE PARA SALIDA LATERAL D' BUSHING M/T CON VISOR Y PUERTA.	u	1,0	\$501.250,02	\$501.250,02
E-1.8	CAJA DE AGRUPAMIENTO PARA SEÑALES DE PT'S INCLUYE BORNERAS CORTOCIRCUITABLES	u	3,0	\$1.432,86	\$4.298,58
MATERIALES - BARRAJE PARA TENSIÓN DE 69KV BAJANTES					
E-2.1	CONDUCTOR AL DESNUDO 1000 MCM ACAR	m	78,0	\$9,27	\$723,06
E-2.2	CONDUCTOR AL DESNUDO 500 MCM ACAR	m	261,0	\$3,96	\$1.033,56
E-2.3	AISLADORES DE POLÍMERO LINE POST A 69 KV, PARA SUBESTACIÓN, incluido accesorios.	u	6,0	\$381,76	\$2.290,56
E-2.4	AISLADORES DE RETENCIÓN EN POLÍMERO A 69 KV, incluido accesorios.	u	6,0	\$321,01	\$1.926,06
E-2.5	AISLADORES DE PORCELANA EN TIPO SUSPENSIÓN 52-5 10" X 5 3/4", A 69KV, incluido accesorios.	u	72,0	\$18,21	\$1.311,12
E-2.6	GRAPAS DE TERMINAL DE ALUM_ACAR 1000 25000 LB 5_CABALLETES, incluido accesorios.	u	12,0	\$147,29	\$1.767,48
E-2.7	GRAPA EN TIPO T DE ALUM 1000 - 1000 MCM.	u	6,0	\$95,64	\$573,84

E-2.8	GRAPA EN TIPO T DE ALUMINIO 1000 - 500 MCM	u	21,0	\$90,87	\$1.908,27
E-2.9	GRAPA EN TIPO T DE ALUMINIO 500 - 500 MCM	u	9,0	\$78,53	\$706,77
E-2.10	GRAPA EN TIPO T DE ALUMINIO 500 - 300 MCM	u	12,0	\$72,46	\$869,52
E-2.11	TERMINALES PARA CABLE – PLETINA RECTA – 4 NEMA (TIPO_TALÓN)_ACAR_500MCM.	u	3,0	\$16,39	\$49,17
E-2.12	GRAPA TERMINAL ALUMINIO ACAR 300, 25000 LB 5 CABALLETES, incluye accesorios	u	6,0	\$73,43	\$440,58
EQUIPOS PARA MEDIA TENSION					
SUMINISTROS DE CELDA PRINCIPAL EN TIPO_METALCLAD PARA INTERIOR A MEDIA_TENSIÓN, ADICIONAL: TPS, INTERRUPTOR, TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, MEDIDOR DE CALIDAD D' ENERGÍA, PARARRAYOS Y ACCESORIOS SEGÚN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.					
E-3.1		u	1,0	\$59.671,76	\$59.671,76
SUMINISTROS DE CELDAS EN TIPO METALCLAD PARA INTERIORES DE MEDIA_TENSIÓN_PARA ALIMENTADORA, ADICIONAL: INTERRUPTOR, TC, PARARRAYOS, RELÉ, MEDIDOR Y ACCESORIOS SEGÚN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.					
E-3.2		u	4,0	\$44.789,90	\$179.159,60
SUMINISTRO DE CELDA PARA ALIMENTACIÓN EXTERNA TIPO METALCLAD PARA INTERIOR DE MEDIA TENSIÓN, INCLUYE: INTERRUPTOR, TPS, TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, PARARRAYOS Y ACCESORIOS SEGÚN ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.					
E-3.3		u	-	\$59.671,76	\$ -
SUMINISTROS DE CELDA EN TIPO METALCLAD_FUSIBLE PARA INTERIOR A MEDIA TENSIÓN, QUE ACOMPAÑA AL TRANSFORMADOR DE SERV. AUXILIARES INCLUIDO PARARRAYOS Y ACCESORIOS_SEGÚN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.					
E-3.4		u	1,0	\$26.690,31	\$26.690,31
SUMINISTROS DE ALIMENTADORES TRI-FASICO A MEDIA TENSIÓN, DESDE EL TRANSF. DE PODER A LA CELDA PRINCIPAL, INCLUIDO EL CONJUNTO DE CABLE 3(2#750 MCM_XLPE_Cu_CLASE 15KV) + 2 T 4/0 Cu_TTU_02KV.					
E-3.5		m	34,0	\$346,95	\$11.796,30
E-3.6	SUMINISTROS DE PUNTAS TERMINAL EN TIPO EXTERIOR A	u	12,0	\$102,88	\$1.234,56

15KV PARA CABLE 750MCM XLPE, INCLUIDO TERMINAL.					
ALIMENTADORAS A MEDIA TENSIÓN.					
E-4.1	SUMINISTROS DE POSTE CIRCULARES DE H.A DE 12 METROS X 2000KG, INCLUIDO BASE EN HORMIGÓN.	u	4,0	\$1.139,25	\$4.557,00
E-4.2	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES TRI-FASICO A MEDIA TENSION, DESDE LA CELDA ALIMENTADORA A POSTE D' TRANSICIÓN, CONJUNTOS DE CABLES 3#350_MCM_CU CLASE_15 KV + 1 T 4/0 CU_TTU_02KV.	m	240,0	\$136,28	\$32.707,20
E-4.3	SUMINISTROS DE ABRAZADERAS EN ACERO GALVANIZADOS, PLETINA_DOBLE (4 PERNOS), 38 X 4 X 140 - 160 MM (1 1/2 X 11/64 X 5 1/2-6 1/2").	u	4,0	\$9,26	\$37,04
E-4.4	SUMINISTROS DE ABRAZADERAS EN ACERO GALVANIZADOS, PLETINA_DOBLE (4 PERNOS), 38 X 4 X 160 - 190_mm_(1 1/2 X 11/64 X 6 1/2 - 7 1/2").	u	4,0	\$9,99	\$39,96
E-4.5	SUMINISTROS DE ABRAZADERAS EN ACERO GALVANIZADO, PLETINA_SIMPLE_(3 PERNOS), 38 X 4 X 160 - 190mm (1 1/2 X 11/64 X 6 1/2 - 7 1/2").	u	4,0	\$8,59	\$34,36
E-4.6	SUMINISTROS DE AISLADORES EN TIPO SUSPENSIÓN, CLASE ANSI DS-15, 15 KV, DE CAUCHO SILICONADO.	u	12,0	\$18,92	\$227,04
E-4.7	SUMINISTROS DE CRUCETAS EN ACERO GALVANIZADO, UNIVERSALES, PERFIL "L" 75 X 75 X 6 X 2400mm (2 61/64 X 2 61/64 X 1/4 X 95").	u	28,0	\$48,60	\$1.360,80
E-4.8	SUMINISTROS DE GRAPA TERMINAL APERNADA EN TIPO PISTOLA, ALEACIÓN DE ALUM 2/0 - 336,4_CONDUCTOR_ACSR.	u	12,0	\$14,99	\$179,88
E-4.9	SUMINISTROS DE HORQUILLA CON ANCLAJE DE ACERO GALVANIZADO, 16mm (5/8") DE DIÁM. X 75 mm (3") EN LONG. (ESLABÓN "U" PARA SUJECIÓN).	u	12,0	\$6,73	\$80,76
E-4.10	SUMINISTROS DE PERNOS-OJO DE ACERO GALVANIZADO, 16mm (5/8") DE DIÁM. X 254mm (10") EN LONG., CON 4 TUERCAS. 2 DE PRESIÓN Y 2 ARANDELAS PLANAS.	u	12,0	\$5,26	\$63,12
E-4.11	SUMINISTROS DE PERNOS ESPÁRRAGO O ROSCA_CORRIDA EN ACERO GALVANIZADO, 16mm (5/8") DE DIÁM. X 30mm (12") EN LONG., CON 4 TUERCAS, 2 DE PRESIÓN Y 2 ARANDELAS	u	36,0	\$4,87	\$175,32

PLANAS.					
E-4.12	SUMINISTROS DE PERNOS_MÁQUINA DE ACERO GALVANIZADO, 16mm (5/8") DE DIÁM. X 51 MM (2") EN LONG., CON TUERCA, ARANDELAS PLANA Y DE PRESIÓN.	u	40,0	\$1,50	\$60,00
E-4.13	SUMINISTROS DE PERNOS TIPO U DE ACERO GALVANIZADO, 16mm (5/8") DE DIÁM. X 150mm (6") DE ANCHO DENTRO DE LA U, CON 2 TUERCAS, 2 DE PRESIÓN Y 2 ARANDELAS PLANAS.	u	4,0	\$4,56	\$18,24
E-4.14	SUMINISTROS DE PIE_AMIGO EN ACERO GALVANIZADO, PERFIL "L" 38 X 38 X 6 X 700mm (1 1/2 X 1 1/2 X 1/4 X 28").	u	40,0	\$16,86	\$674,40
E-4.15	SUMINISTROS DE CABLES DESNUDO #6 AWG, Cu.	m	56,0	\$3,91	\$218,96
E-4.16	SUMINISTROS DE CINTAS FLEJE EN ACERO INOXIDABLE 3/4", PARA SUJETAR.	m	36,0	\$1,52	\$54,72
E-4.17	SUMINISTROS DE HEBILLAS EN ACERO INOXIDABLE 3/4".	u	24,0	\$0,77	\$18,48
E-4.18	ABASTECIMIENTO DE SOLDADURA EXOTERMICA.	u	4,0	\$19,37	\$77,48
E-4.19	VARILLAS PARA PUESTA A TIERRA DE 5/8"- 8ft.	u	4,0	\$19,37	\$77,48
E-4.20	SUMINISTROS DE KIT D' SUJECIÓN PARA CABLE AISLADO 350MCM_15KV.	u	4,0	\$11,35	\$45,40
E-4.21	SUMINISTROS DE TUBERIAS PVC EN TIPO PESADA DE SECCIÓN 160mm.	m	24,0	\$6,66	\$159,84
E-4.22	ABSTECIMIENTO DE CODOS PVC EN SECCIÓN 16mm.	u	4,0	\$8,66	\$34,64
E-4.23	SUMINISTROS DE ESPUMA EXPANSIVA EN POLIURETANO, DESTINADO A SELLO DE TUBOS 500 ML.	u	5,0	\$17,51	\$87,55
E-4.24	SUMINISTROS DE PUNTAS TERMINAL EN TIPO EXT. A 15KV PARA CABLE 350MCM_XLPE, INCLUIDO TERMINAL.	u	24,0	\$100,25	\$2.406,00
E-4.25	SUMINISTROS DE CUCHILLAS MONOPOLAR A 15 KV_600Amp PARA PÉRTIGAS, INCLUIDO TERMINALES.	u	12,0	\$695,18	\$8.342,16
E-4.26	SUMINISTROS DE PARARRAYOS 10KA.	u	12,0	\$125,99	\$1.511,88
CONTROL DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN					
E-5.1	SUMINISTROS DE TABLERO PARA CONTROL Y PROTECCIÓN DE POSICIÓN DE LINEA A 69KV, INCLUYENDO RÉLES, TERMINALES,	u	1,00	\$50.526,36	\$50.526,36

MEDIDOR, ROTULACIONES DE IDENTIFICACIÓN Y NUMERACIÓN.					
E-5.2	ABASTECIMIENTO DE TABLERO PARA CONTROL Y PROTECCION DE TRANSFORMADOR DE PODER A 69KV, INCLUIDO RÉLE, TERMINALES, MEDIDOR, RÓTULOS DE IDENTIFICACIÓN Y NUMERACIÓN.	u	1,00	\$50.526,36	\$50.526,36
E-5.3	SUMINISTRO DE TABLERO PARA CONTROL Y PROTECCIÓN DE POSICIÓN DE LINEA Y BARRA A 69KV, INCLUIDO RÉLES, TERMINALES, MEDIDOR, ROTULACIONES DE IDENTIFICACIÓN Y NUMERACIÓN.	u	1,00	\$59.526,48	\$59.526,48
E-5.4	CABLES CONCÉNTRICOS APANTALLADOS A 600V 90o Cu 4x10_AWG INCLUIDO TERMINALES Y ROTULACIONES.	m	1.000,00	\$8,99	\$8.990,00
E-5.5	CABLES CONCÉNTRICOS APANTALLADO A 600V 90o Cu 4x12_AWG, INCLUIDO TERMINALES Y ROTULACIONES	m	1.500,00	\$6,88	\$10.320,00
E-5.6	CABLES CONCÉNTRICOS APANTALLADOS A 600V 90o Cu 7x12_AWG, INCLUIDO TERMINALES Y ROTULACIONES.	m	1.200,00	\$11,00	\$13.200,00
SISTEMAS - AUXILIARES PARA AC Y DC					
E-6.1	SUMINISTROS DE TRANSFORMADOR DE SERV. AUXILIARES TRIFÁSICO EN TIPO PADMOUNTED DE 50KVA_13.8KV-220/127V.	u	1,0	\$5.532,01	\$5.532,01
E-6.2	SUMINISTROS DE ALIMENTADOR TRI-FASICO PARA TRANSFORMADOR DE SERV. AUX (CABLE AWG 3#2 XLPE_CU).	m	22,0	\$86,92	\$1.912,24
E-6.3	SUMINISTROS DE PUNTA TERMINAL EN TIPO EXT DE 15KV PARA CABLE #2 XLPE_CU, INCLUIDO TERMINALES.	u	3,0	\$102,01	\$306,03
E-6.4	SUMINISTROS DE PUNTA TERMINAL EN TIPO-BOTA DE 15KV PARA CABLES #2 XLPE_Cu.	u	3,0	\$82,60	\$247,80
E-6.5	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES TRI-FASICO DE TABLEROS TSA (3#2/0 + N# 1/0 + T#2_AWG).	m	21,0	\$98,52	\$2.068,92
E-6.6	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES PARA TABLEROS TD-AC (2#6 + N# 8 + T#10_AWG).	m	10,0	\$10,46	\$104,60
E-6.7	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES DE TABLERO_TD-DC_(CONCÉNTRICO_3X4_AWG).	m	17,0	\$8,91	\$151,47
E-6.8	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES DE PANEL CON RÓTULO	m	23,0	\$10,46	\$240,58

	PD-CUARTO CONTROL (2#6 + N#8 + T#10_AWG).				
E-6.9	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES DE PANEL CON RÓTULOS PD-GARITA_(2#8 + N#10 + T#10_AWG).	m	67,0	\$8,94	\$598,98
E-6.10	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES DE CARGADOR PARA BATERIAS 2#8 + N#10 + T#10.	m	17,0	\$8,94	\$151,98
E-6.11	TABLERO EN TIPO MODULAR_TSA, INCLUIDO DISYUNTOR PRINCIPAL, BREAKERS, BARRAJE, ILUMINACION INTERNA AC Y DC, MEDIDOR DE ENERGIA, CALEFACCION, TOMA CORRIENTE, CABLEADO TOTALMENTE, SEGÚN SU PLANO.	u	1,0	\$5.926,99	\$5.926,99
E-6.12	TABLERO EN TIPO MODULAR D' DOBLE CIRCUITO PARA (AC Y DC), DOBLE PUERTA, INCLUIDO DISYUNTOR PRINCIPAL, BREAKERS, BARRAJE, ILUMINACIÓN INTERNA AC Y DC, CALEFACCION, TOMA CORRIENTE, MEDIDOR DE ENERGIA, CABLEADO COMPLETAMENTE, SEGÚN PLANO	u	1,0	\$5.254,47	\$5.254,47
E-6.13	PANEL RÓTULO PD-CUARTO DE CONTROL, INCLUIDO BREAKERS SEGÚN EL PLANO.	u	1,0	\$195,58	\$195,58
E-6.14	PANEL RÓTULO PD-GARITA, INCLUIDO BREAKERS SEGÚN EL PLANO.	u	1,0	\$135,55	\$135,55
E-6.15	BANCO D' BATERÍAS_125 VDC - 150 AH INCLUYE SU ESTRUCTURA DE SOPORTE.	u	1,0	\$6.968,98	\$6.968,98
E-6.16	CARGADOR DE BATERÍAS 125 VDC - 50 AMP	u	1,0	\$5.798,18	\$5.798,18
	SISTEMA ELÉCTRICO PARA BAJA TENSIÓN E ILUMINACIÓN DEL PATIO				
E-7.1	ABASTECIMIENTOS DE POSTE HECHOS DE FIBRA DE 12 MTS.	u	7,0	\$638,61	\$4.470,27
E-7.2	SUMINISTROS DE LUMINARIA PARA EXT EN TIPO LED 150W (2700-3000K)/220V, INCLUIDO BRAZO.	u	8,0	\$245,86	\$1.966,88
E-7.3	SUMINISTROS DE REFLECTORES PARA EXT EN TIPO LED 200W(5000K)/220V, INCLUIDO SOPORTE.	u	4,0	\$394,91	\$1.579,64
E-7.4	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES DE ALUMBRADO EXT (CONCENTRICO 3X10AWG), incluido ducteria.	m	320,0	\$5,04	\$1.612,80
E-7.5	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES PARA ALUMBRADO EXT _BAJANTE DE LAMPARA_(CONCENTRICO 3X14AWG).	m	91,0	\$3,22	\$293,02

E-7.6	SUMINISTROS DE ELECTRO-CANAL EN TIPO ESCALERA_GALVANIZADO EN CALIENTE DE 60cm DE ANCHO X 10cm, INCLUIDO SOPORTE GALVANIZADO CHANNEL Y FERRETERÍA, Y ATERRIZAMIENTO.	m	30,0	\$42,61	\$1.278,30
E-7.7	SUMINISTROS DE ELECTRO-CANAL EN TIPO ESCALERAS GALVANIZADOS EN CALIENTE DE 50cm DE ANCHO X 10cm, INCLUIDO SOPORTE CHANNEL GALVANIZADO Y FERRETERÍA, Y ATERIZAMIENTO.	m	79,0	\$31,26	\$2.469,54
E-7.8	SUMINISTROS DE CENTRAL DE AIRE EN TIPO MOCHILA - 40000BTU, INCLUIDO DUCTERÍA PARA DISTRIBUCIÓN DE AIRE, SOPORTE Y KIT DE INSTALACIÓN.	u	1,0	\$14.432,51	\$14.432,51
E-7.9	SUMINISTROS DE A/C DE 12.000 BTU, INCLUIDO SOPORTE Y KIT INSTALACIÓN.	u	2,0	\$385,17	\$770,34
E-7.10	SUMINISTROS DE ALIMENTADORES TRI-FASICO PARA CENTRAL DE A/C TIPO MOCHILA_40000BTU.	m	31,0	\$8,96	\$277,76
E-7.11	SUMINISTROS DE LAMPARAS DE EMERGENCIA	u	6,0	\$49,39	\$296,34
E-7.12	SUMINISTROS DE LUMINARIA EN TIPO PANEL_SOBREPUESTA DE LED 65X65_120V_40W_6000K.	u	22,0	\$52,49	\$1.154,78
E-7.13	SUMINISTROS DE LUMINARIA EN TIPO PANEL_SOBREPUESTA DE LED 15X15_120V_18W_6000K.	u	16,0	\$19,22	\$307,52
E-7.14	ABASTECIMIENTOS DE LETREROS LUMINOSOS LED D' SALIDA.	u	4,0	\$33,53	\$134,12
SISTEMA DE VINCULACIÓN A TIERRA TAMBIÉN APANTALLAMIENTO					
E-8.1	ABASTECIMIENTOS DE CONDUCTOR DESNUDO 4/0 AWG MATERIAL CU	m	996,0	\$18,32	\$18.246,72
E-8.2	ABASTECIMIENTOS D' VARILLA PARA PUESTA A TIERRA D' 5/8" - 8 PIES ALTA_CAMADA.	u	20,0	\$24,20	\$484,00
E-8.3	ABASTECIMIENTOS DE SOLDADURA EXOTÉRMICA PARA MALLAS A TIERRA.	u	37,0	\$19,37	\$716,69
E-8.4	ABASTECIMIENTOS DE CAJA DE REVISIÓN DE HORMIGÓN 0,6*0,6*1_MTS INCLUIDO TAPA.	u	4,0	\$57,15	\$228,60
E-8.5	ABASTECIMIENTOS DE BARRA D' COBRE - 30CM CON AISLADORES, SOPORTE Y FERRETERÍA	u	3,0	\$32,51	\$97,53

E-8.6	ABASTECIMIENTOS DE TERMINAL EN TIPO OJO D' CAÑA LARGA PARA CONDUCTOR 4/0_AWG.	u	181,0	\$2,84	\$514,04
E-8.7	SUMINISTRO D' VIA_CHISPA.	u	3,0	\$198,68	\$596,04
E-8.8	ABASTECIMIENTOS DE CONDUCTOR 4/0 AWG CU, TTU 2KV	m	15,0	\$21,85	\$327,75
E-8.9	ABASTECIMIENTOS DE KIT ELECTRODO ARTIFICIAL A TIERRA, INCLUYE TIERRA DE MEJORAMIENTO, TAPA, REJILLA.	u	1,0	\$65,61	\$365,61
E-8.10	SUMINISTROS PARA PUNTA FRANKLIN_DIPOLO, INCLUIDO MASTIL D' 3MT ALUMINIO.	u	1,0	\$385,33	\$385,33
E-8.11	SUMINISTROS DE POSTE DE FIBRA DE 12 MTS PARA APANTALLAMIENTO	u	1,0	\$638,61	\$638,61
E-8.12	ABASTECIMIENTOS DE CABLE D' ACERO_GALVANIZADOS 5/16.	m	38,0	\$2,56	\$97,28
E-8.13	ABASTECIMIENTOS DE GRAPAS D' RETENCIÓN D'_5/16.	u	8,0	\$6,66	\$53,28
E-8.14	ABASTECIMIENTOS DE CONECTOR CON RANURA PARALELA.	u	8,0	\$5,67	\$45,36
E-8.15	ABASTECIMIENTOS DE HORQUILLA	u	8,0	\$6,83	\$54,64
COMUNICACIONES / SCADA					
SUMINISTRO PARA MATERIALES DE COMUNICACIONES Y SISTEMA SCADA					
E-9.1	SUMINISTROS DE: TABLERO DE COMUNICACIÓN RACK, INCLUYE: ROUTER FIREWALL CAPA 3, SWITCH CAPA 2 - INDUSTRIAL-IEC61850, SWITCH- POE PARA SISTEMAS DE VIDEO_VIGILANCIA, INVERSOR (AC/DC), GRABADORA NVR PARA SISTEMAS DE VIDEO_VIGILANCIA, ODF 24 PUERTOS, REDBOXES, PACH-CORD DUPLEX D' FIBRA_ÓPTICA MONOMODO DE 20MTS CON CONECTORES LC CERTIFICADOS Y CABLES ETHERNET, SOFTWARE Y PROTECCIONES, COMPLETAMENTE CABLEADO ENTRE TODOS LOS EQUIPOS.	u	1,0	\$45.168,06	\$45.168,06
E-9.2	SUMINISTRO DE: TABLERO SCADA INCLUYE: RELOJ GPS + ANTENA, PANTALLA HMI, CABLEADO, RTU UNIDAD TERMINAL REMOTA + CONCENTRADOR I/O, SOFTWARE Y PROTECCIONES, PACH CORD ETHERNET, CABLEADO COMPLETAMENTE ENTRE TODOS LOS EQUIPOS.	u	1,0	\$24.758,79	\$24.758,79

E-9.3	SUMINISTROS DEL SISTEMA DE VIDEO_VIGILANCIA.	u	1,0	\$11.364,54	\$11.364,54
E-9.4	SUMINISTROS DEL SISTEMA PARA DETECCIÓN DE INCENDIO.	u	1,0	\$1.470,98	\$1.470,98
E-9.5	SUMINISTROS, IMPLEMENTACIÓN Y CERTIFICACIÓN DEL PUNTO DE DATOS PARA CABLEADO-ESTRUCTURADO.	u	4,0	\$62,15	\$248,60
INTERCONEXIÓN DE LA LÍNEA					
SUMINISTRO DE MATERIALES PARA LA INTERCONEXIÓN DE LÍNEA					
E-10.1	SUMINISTROS D' POSTE HECHO DE HORMIGÓN_RECTANGULAR: 23m x 3600kg.	u	1,0	\$3.550,00	\$3.550,00
E-10.2	SUMINISTROS DE CAJA PARA EMPALMES: 2_OPGW A CABLE.	u	1,0	\$320,83	\$320,83
E-10.3	SUMINISTROS D' MATERIALES PARA LLEGADA Y SALIDA D' LINEA A 69KV.	u	1,0	\$6.648,46	\$6.648,46
E-10.4	SUMINISTROS D' FIBRA DE 24 HILOS_ANTIROEDOR.	m	120,0	\$5,48	\$657,60
POR MANO DE OBRA EN ELÉCTRICA					
POR MONTAJE E INSTALACION DE EQUIPOS A 69KV					
E-11.1	ACOPLAMIENTO DEL DISYUNTOR EN SF6 TIPO TANQUE MUERTO A 69 KV, 1200 AMP, 350 KV_BIL, INCLUIDO GRÚA.	u	2,0	\$2.026,46	\$4.052,92
E-11.2	ACOPLAMIENTO DEL SECCIONADOR TRI-POLAR A 69 KV MOTORIZADO, CON CUCHILLA VINCULADA A TIERRA MANUAL, APERTURA CENTRAL, MONTAJE_VERTICAL, INCLUIDO GRÚA.	u	3,0	\$555,63	\$1.666,89
E-11.3	ACOPLAMIENTO DEL SECCIONADOR TRI-POLAR A 69 KV MOTORIZADO, SIN CUCHILLA VINCULADA A TIERRA, APERTURA CENTRAL, MONTAJE VERTICAL, INCLUYE GRÚA.	u	3,0	\$444,50	\$1.333,50
E-11.4	ACOPLAMIENTO DEL SECCIONADOR TRI-POLAR A 69 KV MOTORIZADO BYPASS, SIN CUCHILLA VINCULADA A TIERRA, APERTURA CENTRAL, MONTAJE HORIZONTAL, INCLUIDO GRÚA.	u	3,0	\$444,50	\$1.333,50
E-11.5	ACOPLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR D' POTENCIAL (TP) DE 69 KV, 42000 / 120V, INCLUIDO GRÚA.	u	3,0	\$222,26	\$666,78
E-11.6	ACOPLAMIENTO DE PARARRAYO A 60 KV, CONTADOR DE DESCARGAS Y CABLE PARA CONEXIÓN A TIERRA.	u	9,0	\$57,75	\$519,75
E-11.7	ACOPLAMIENTO Y PUESTA A PUNTO DEL TRANSFORMADOR DE	u	1,0	\$10.758,98	\$10.758,98

	PODER 18/24MVA, INCLUIDO GRÚA				
E-11.8	INSTALACION DE LA CAJA D' AGRUPAMIENTO PARA SEÑALES DE (PT'S).	u	3,0	\$35,60	\$106,80
E-11.9	TRANSPORTE, CARGA - DESCARGA EN DEFINITIVA BASE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA-18/24MVA.	u	1,0	\$7.683,59	\$7.683,59
	POR MONTAJE E INSTALACION DE BARRAJE DE TENSIÓN A 69KV BAJANTES				
E-12.1	INSTALACIÓN D' CONDUCTOR AL DESNUDO 1000 MCM ACAR	m	78,0	\$5,98	\$466,44
E-12.2	INSTALACIÓN D' CONDUCTOR AL DESNUDO 500 MCM ACAR	m	261,0	\$5,37	\$1.401,57
E-12.3	INSTALACIÓN DEL AISLADOR EN POLÍMERO-LINE POST A 69 KV, PARA SUBESTACIÓN, incluido accesorios	u	6,0	\$11,93	\$71,58
E-12.4	INSTALACIÓN DEL AISLADOR DE RETENCIÓN-POLÍMERO A 69 KV, incluido accesorios	u	6,0	\$14,91	\$89,46
E-12.5	INSTALACIÓN AISLADOR DE PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN 52-5 10" X 5 3/4", 69KV, incluye accesorios	u	72,0	\$6,56	\$472,32
E-12.6	INSTALACIÓN DE GRAPA TERMINAL_ALUM_ACAR 1000-25000_LB_5_CABALLETES, incluido accesorios.	u	12,0	\$7,76	\$93,12
E-12.7	INSTALACIÓN DE LA GRAPA EN TIPO T DE ALUMINIO 1000 - 1000MCM.	u	6,0	\$9,54	\$57,24
E-12.8	INSTALACIÓN DE LA GRAPA EN TIPO T DE ALUMINIO 1000 - 500_MCM	u	21,0	\$8,34	\$175,14
E-12.9	INSTALACIÓN GRAPA TIPO T DE ALUMINIO 500 - 500 MCM	u	9,0	\$7,16	\$64,44
E-12.10	INSTALACIÓN GRAPA TIPO T DE ALUMINIO 500 - 300 MCM	u	12,0	\$7,16	\$85,92
E-12.11	INSTALACIÓN DE TERMINAL PARA CABLE – PLETINA_RECTA – 4_NEMA ACAR 500MCM(TIPO_TALON).	u	3,0	\$7,13	\$21,39
E-12.12	INSTALACIÓN GRAPA TERMINAL ALUMINIO ACAR 300, 25000 LB 5 CABALLETES, incluye accesorios	u	6,0	\$7,74	\$46,44
	POR MONTAJE E INSTALACION DE EQUIPOS DE MEDIA TENSION				
E-13.1	MONTAJE E INSTALACIÓN DE LA CELDA PRINCIPAL PARA INTERIOR A MEDIA_TENSIÓN EN TIPO METALCLAD	u	1,0	\$422,57	\$422,57
E-13.2	MONTAJE E INSTALACIÓN D' CELDA PARA INTERIOR A MEDIA TENSIÓN EN TIPO METALCLAD PARA ALIMENTADORA	u	4,0	\$338,06	\$1.352,24

E-13.3	MONTAJE E INSTALACION DE CELDA PARA ALIMENTACIÓN EXTERNA TIPO METALCLAD PARA INTERIOR DE MEDIA TENSIÓN	u	1,0	\$422,57	\$422,57
E-13.4	MONTAJE E INSTALACIÓN DE CELDA TIPO METALCLAD FUSIBLE PARA INTERIOR A MEDIA_TENSIÓN, PARA TRANSFORMADOR D' SERV_AUXILIARES.	u	1,0	\$253,54	\$253,54
E-13.5	TENDIDO E INSTALACIÓN D' ALIMENTADOR TRI-FASICO A MEDIA TENSIÓN, DESDE: TRANSFORMADOR D' PODER A: CELDA PRINCIPAL, 3(2#750_MCM_XLPE Cu CLASE_(15 KV)) + 2T 4/0 Cu_TTU_2KV.	m	34,0	\$9,64	\$327,76
E-13.6	INSTALACIÓN DE LA PUNTA_TERMINAL EN TIPO EXTERIOR A 15KV PARA CABLE_750MCM_XLPE, INCLUYENDO CONEXIONES A EQUIPOS.	u	12,0	\$26,76	\$321,12
POR MONTAJE E INSTALACIÓN D' ALIMENTADOR(AS) PARA MEDIA TENSIÓN					
E-14.1	IZADO O ELEVACIÓN DE POSTE TIPO CIRCULAR DE H.A. DE 12MTS X 2000KG.	u	4,0	\$38,95	\$155,80
E-14.2	EXCAVACIÓN DEL ORIFICIO PARA POSTE DE 12,0mt	u	4,0	\$37,23	\$148,92
E-14.3	CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE POSTE 12,0mt	u	4,0	\$53,39	\$213,56
E-14.4	TENDIDO DE ALIMENTADOR_TRI-FASICO EN MEDIA TENSIÓN, PARA POSTE DE TRANSICIÓN DESDE CELDA_ALIMENTADORA, CONJUNTO D' CABLES 3#350MCM Cu, CLASE EN 15KV + 1 T 4/0 Cu_TTU_2KV.	m	240,0	\$7,73	\$1.855,20
E-14.5	VESTIDA O CUBIERTA DE ESTRUCTURA D' ARRANQUE PARA ALIMENTADORAS, INCLUYENDO INSTALACIÓN D' CRUCETAS Y SUS ACCESORIOS.	u	4,0	\$71,18	\$284,72
E-14.6	INSTALACION DE BAJANTE PARA ALIMENTADORAS, INCLUYE INSTALACION DE CODO, TUBERIA 160MM Y ACCESORIOS	u	4,0	\$35,60	\$142,40
E-14.7	INSTALACIÓN DE LA PUNTA TERMINAL EN TIPO EXT A 15KV PARA CABLE 350MCM_XLPE, INCLUIDO CONEXIONES A EQUIPOS	u	24,0	\$26,71	\$641,04
E-14.8	INSTALACIÓN D' CUCHILLA_MONOPOLAR A 15 KV Y 600 AMP PARA PÉRTIGAS	u	12,0	\$17,81	\$213,72

E-14.9	INSTALACION DE PARARRAYOS 10KV, INCLUYE PUESTA A TIERRA	u	12,0	\$23,72	\$284,64
POR INSTALACION Y MONTAJE DE CONTROL DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN					
E-15.1	INSTALACIÓN Y MONTAJE D' TABLERO D' CONTROL Y PROTECCIÓN A 69KV, INCLUIDO INSTALACIÓN DE MARQUILLAS PARA IDENTIFICACIÓN Y NUMERACIÓN, COMPLETAMENTE CABLEADO.	u	3,0	\$463,00	\$1.389,00
E-15.2	TENDIDO_PEINADO_D'_CABLE_CONCÉNTRICO-APANTALLADO A 600V 90grados Cu 4x10AWG, INCLUIDO TERMINALES Y MARQUILLAS	m	1.000,0	\$2,69	\$2.690,00
E-15.3	TENDIDO_PEINADO_D'_CABLE_CONCÉNTRICO-APANTALLADO A 600V 90grados Cu 4x12AWG, INCLUIDO TERMINALES Y MARQUILLAS	m	1.500,0	\$2,32	\$3.480,00
E-15.4	TENDIDO_PEINADO_D'_CABLE_CONCÉNTRICO-APANTALLADO A 600V 90grados Cu 7x12 AWG, INCLUIDO TERMINALES Y MARQUILLAS	m	1.200,0	\$3,07	\$3.684,00
INSTALACION Y MONTAJE DE SISTEMAS AUXILIARES EN AC Y DC					
E-16.1	MONTAJE DEL TRANSFORMADOR PARA SERV. AUXILIARES TRIFÁSICO D' TIPO-PADMOUNTED DE 50KVA-13.8KV- 220/127V, INSTALACIÓN DEL ALIMENTADOR TRI-FASICO PARA	u	1,0	\$77,75	\$77,75
E-16.2	TRANSFORMADOR DE SERV. AUXILIAR (CABLE-AWG 3#2 XLPE Cu.), INCLUYE CONEXIÓN PARA EQUIPOS	m	22,0	\$4,74	\$104,28
E-16.3	INSTALACIÓN DE LA PUNTA TERMINAL DE TIPO EXTERIOR PARA 15KV DE CABLE #2 XLPE CU, INCLUYE CONEXIÓN PARA EQUIPOS	u	3,0	\$10,16	\$30,48
E-16.4	INSTALACIÓN DE LA PUNTA TERMINAL DE TIPO BOTA A 15KV DE CABLE #2 XLPE Cu, INCLUYENDO CONEXIÓN PARA EQUIPOS	u	3,0	\$8,14	\$24,42
E-16.5	INSTALACIÓN DEL ALIMENTADOR TRI-FASICO D' TABLERO-TSA (3#2/0 + N#1/0 + T#2AWG), INCLUYENDO CONEXIÓN A EQUIPOS	m	21,0	\$5,91	\$124,11
E-16.6	INSTALACIÓN_DEL_ALIMENTADOR D' TABLERO TD-AC (2#6 + N# 8 + T#10AWG), INCLUYE SU CONEXIÓN	m	10,0	\$4,73	\$47,30

E-16.7	INSTALACIÓN DEL ALIMENTADOR D' TABLERO TD-DC (CONCENTRICO 3X4AWG), INCLUIDO SU CONEXIÓN	m	17,0	\$1,78	\$30,26
E-16.8	INSTALACIÓN DEL ALIMENTADOR D' PANEL PD-CUARTO D' CONTROL (2#6 + N#8 + T#10AWG), INCLUYE SU CONEXIÓN	m	23,0	\$4,73	\$108,79
E-16.9	INSTALACIÓN DEL ALIMENTADOR D' PANEL PD-GARITA (2#8 + N#10 + T#10AWG), INCLUYE SU CONEXIÓN.	m	67,0	\$2,95	\$197,65
E-16.10	INSTALACIÓN DEL ALIMENTADOR D' CARGADOR DE BATERIA 2#8 + N#10 + T#10, INCLUYE SU CONEXIÓN.	m	17,0	\$2,95	\$50,15
E-16.11	MONTAJE DEL TABLERO TIPO_MODULAR_TSA	u	1,0	\$298,22	\$298,22
E-16.12	MONTAJE DEL TABLERO TIPO_MODULAR DOBLE_CIRCUITO PARA AC Y DC, DOBLE_PUERTA.	u	1,0	\$298,22	\$298,22
E-16.13	MONTAJE DEL PANEL_PD-CUARTO DE CONTROL.	u	1,0	\$24,38	\$24,38
E-16.14	MONTAJE DEL PANEL_PD-GARITA	u	1,0	\$24,38	\$24,38
E-16.15	(MONTAJE) BANCO_D' BATERÍAS EN 125 VDC - 150 AH CON SU RESPECTIVA ESTRUCTURA DE SOPORTE	u	1,0	\$282,51	\$282,51
E-16.16	MONTAJE D' CARGADOR_D' BATERÍAS EN 125 VDC-50 AMP	u	1,0	\$298,22	\$298,22
INSTALACION Y MONTAJE DE SISTEMA ELECTRICO DE BAJA TENSION E ILUMINACION DE PATIO					
E-17.1	IZAJE DE POSTE DE FIBRA DE 12 MTS.	u	7,0	\$38,95	\$272,65
E-17.2	EXCAVACIÓN DEL HUECO PARA POSTE DE 12mt material de FIBRA.	u	7,0	\$37,23	\$260,61
E-17.3	CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE POSTE 12mt DE FIBRA.	u	7,0	\$53,35	\$373,45
E-17.4	INSTALACION DE LA LUMINARIA PARA EXTERIOR TIPO-LED 150W (2700-3000K) / 220V INCLUYE BRAZO.	u	8,0	\$29,89	\$239,12
E-17.5	INSTALACIÓN DEL REFLECTOR PARA EXTERIOR TIPO-LED 200W (5000K) / 220V INCLUYE SOPORTE.	u	4,0	\$29,88	\$119,52
E-17.6	INSTALACIÓN DEL ALIMENTADOR ALUMBRADO EXT (CONCENTRICO 3X10AWG), incluye excavación.	m	320,0	\$2,36	\$755,20
E-17.7	INSTALACIÓN DEL ALIMENTADOR ALUMBRADO EXT BAJANTE DE LAMPARA (CONCENTRICO 3X14AWG).	m	91,0	\$2,00	\$182,00

E-17.8	INSTALACIÓN D' ELECTRO-CANAL GALVANIZADO TIPO ESCALERA EN CALIENTE DE 10cmX60cm DE ANCHO, INCLUYE ATERRIZAMIENTO, SOPORTE GALVANIZADO CHANNEL Y PERNERIA.	m	30,0	\$8,99	\$269,70
E-17.9	INSTALACIÓN D' ELECTRO-CANAL GALVANIZADO TIPO ESCALERA EN CALIENTE DE 10cm X 50cm DE ANCHO, INCLUYE ATERRIZAMIENTO Y SOPORTE GALVANIZADO CHANNEL Y PERNERIA.	m	79,0	\$7,49	\$591,71
E-17.10	MONTAJE E INSTALACION DE CENTRAL DE AIRE TIPO MOCHILA 40000BTU, INCLUYE DUCTERIA PARA DISTRIBUCION DE AIRE, KIT DE INSTALACIÓN, Y SOPORTE.	u	1,0	\$213,87	\$213,87
E-17.11	INSTALACION DE AIRE ACONDICIONADO DE 12.000 BTU, INCLUYE KIT INSTALACION, Y SOPORTE.	u	2,0	\$49,13	\$98,26
E-17.12	INSTALACION DE ALIMENTADOR TRIFASICO PARA CENTRAL DE AIRE TIPO MOCHILA 40000BTU.	m	31,0	\$1,64	\$50,84
E-17.13	INSTALACION DE LAMPARAS DE EMERGENCIA.	u	6,0	\$12,31	\$73,86
E-17.14	INSTALACION DE LA LUMINARIA EN TIPO PANEL - LED-65X65-120V/40W/6000K SOBREPUESTA.	u	22,0	\$14,33	\$315,26
E-17.15	INSTALACION DE LA LUMINARIA EN TIPO PANEL- LED 15X15-120V/18W/6000K SOBREPUESTA.	u	16,0	\$10,28	\$164,48
E-17.16	INSTALACION DE LETRERO LUMINOSO LED DE SALIDA.	u	4,0	\$9,08	\$36,32
INSTALACION Y MONTAJE DE SIST. PUESTA O VINCULACIÓN A TIERRA Y APANTALLAMIENTO.					
E-18.1	INSTALACION Y MONTAJE DEL SIST. MALLA VINCULADA A TIERRA, INCLUYE: EXCAVACIÓN, RELLENO - COMPACTO A PULSO, CONEXIÓN Y ATERRIZADO DE ELEMENTOS Y EQUIPOS.	u	1,0	\$3.828,24	\$3.828,24
E-18.2	INSTALACIÓN DEL SIST. DE APANTALLAMIENTO, INCLUIDO TRANSPORTE Y ELEVACIÓN O IZADO DE POSTE, INSTALACIÓN DE ELECTRODO YACCESORIOS.	u	1,0	\$601,48	\$601,48
E-19.1	ENERGIZACIÓN, PRUEBAS ELÉCTRICAS Y PUESTA EN MARCHA. PRUEBAS FUNCIONALES Y ELECTRICAS DE EQUIPOS, TRANSFORMADORES, TABLEROS, CONDUCTORES Y D' TODOS	u	1,0	\$15.713,24	\$15.713,24

LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN.

SIST. DE COMUNICACIONES INCLUYENDO SCADA. INSTALACION Y MONTAJE DE SCADA Y COMUNICACIONES.					
E-20.1	MONTAJE E INSTALACIÓN DE TABLERO COMUNICACIÓN RACK.	u	1,0	\$414,52	\$414,52
E-20.2	MONTAJE E INSTALACIÓN DE TABLERO SCADA.	u	1,0	\$414,54	\$414,54
E-20.3	INSTALACIÓN DE SISTEMA DE VIDEO VIGILANCIA.	u	1,0	\$416,65	\$416,65
E-20.4	INSTALACIÓN DE SISTEMA DETECCIÓN DE INCENDIO.	u	1,0	\$276,64	\$276,64
E-20.5	INTEGRACIÓN IED'S Y PARAMETRIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE COMUNICACIÓN, MEDIDORES, Y OTROS EQUIPOS QUE REQUIERAN COMUNICARSE AL CONCENTRADOR INFORMACIÓN O RTU.	u	1,0	\$929,20	\$929,20
E-20.6	INTEGRACIÓN DE LA RED A LA PLATAFORMA SCADA.	u	1,0	\$414,69	\$414,69
E-20.7	SERVICIO PARA PRUEBAS DE OBJETOS Y PRIMARIAS EN NIVEL 1, 2 Y 3 EN CONCENTRADOR.	u	1,0	\$1.342,18	\$1.342,18
INTERCONEXIÓN D' LÍNEA.					
E-21.1	INSTALACION Y MONTAJE PARA INTERCONEXIÓN DE Línea. IZAJE O ELEVACIÓN DE POSTE - HORMIGON RECTANGULAR 23,01m x 3600kg.	u	1,0	\$437,18	\$437,18
E-21.2	EXCAVACIÓN DE HUECO PARA POSTE DE 23mt INCLUYE RELLENO Y COMPACTADO.	u	1,0	\$73,13	\$73,13
E-21.3	CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE POSTE 23mt.	u	1,0	\$160,14	\$160,14
E-21.4	INSTALACIÓN Y MONTAJE DE CAJA PARA EMPALME 2 OPGW A CABLE.	u	1,0	\$589,44	\$589,44
E-21.5	INSTALACIÓN Y MONTAJE DE MATERIALES PARA LA LLEGADA Y SALIDA DE LINEA A 69KV.	u	1,0	\$1.523,08	\$1.523,08
E-21.6	TENDIDO DE FIBRA 24 HILOS ANTIROEDOR.	m	120,0	\$0,42	\$50,40
POR TRANSPORTE.					
CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE MATERIALES Y EQUIPOS ELÉCTRICOS.					

E-22.1	CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE EQUIPOS Y MATERIALES.	Glo	1,00	19.465,71	19.465,71
				SUBTOTAL	\$1.712.543,93
				IVA 12%	\$205.505,27
				TOTAL PARTE ELECTRICA	\$1.918.049,20

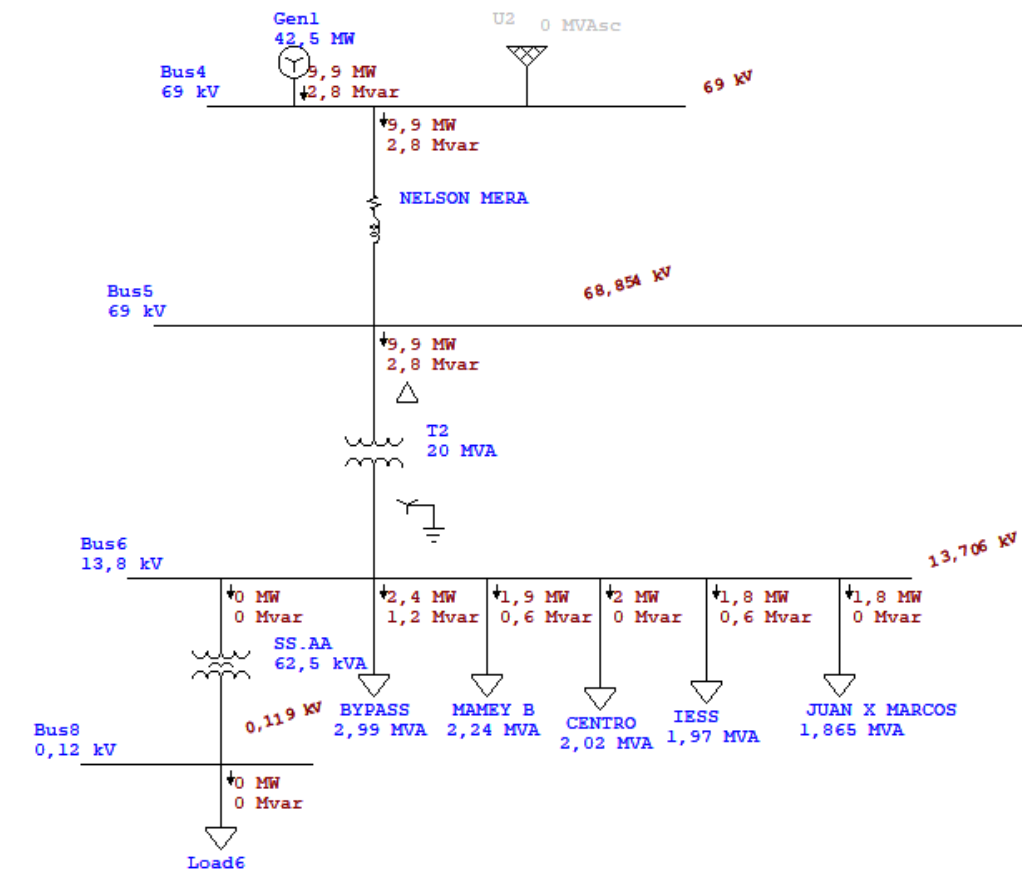
4.27. SIMULACIÓN Y COMPARACIÓN CON SOFTWARE ETAP 12.6.0

En este escenario se compara la actual subestación y la subestación estudiada para la implementación, pero este apartado no tiene relación con la parte experimental en vista que es un proyecto analítico previo a su construcción, Etap 12.6.0 siendo una herramienta para analizar y exponer de manera didáctica digitalizada un sustento que permita dar una razón o criterio favorable para la ejecución de un proyecto, se toman muestras y datos en el campo para poder presentar la simulación de este estudio para implementar una subestación eléctrica con nombre de Terminal Terrestre II que servirá de apoyo a la actual subestación y entregándonos energía de calidad.

En la figura 18 se muestra la primera simulación con la actual subestación y los alimentadores con sus respectivas cargas sectorizadas en la ciudad de Babahoyo provincia los Ríos.

Figura: 18

Simulación en ETAP 12.6.0 de la Subestación Terminal Terrestre actual

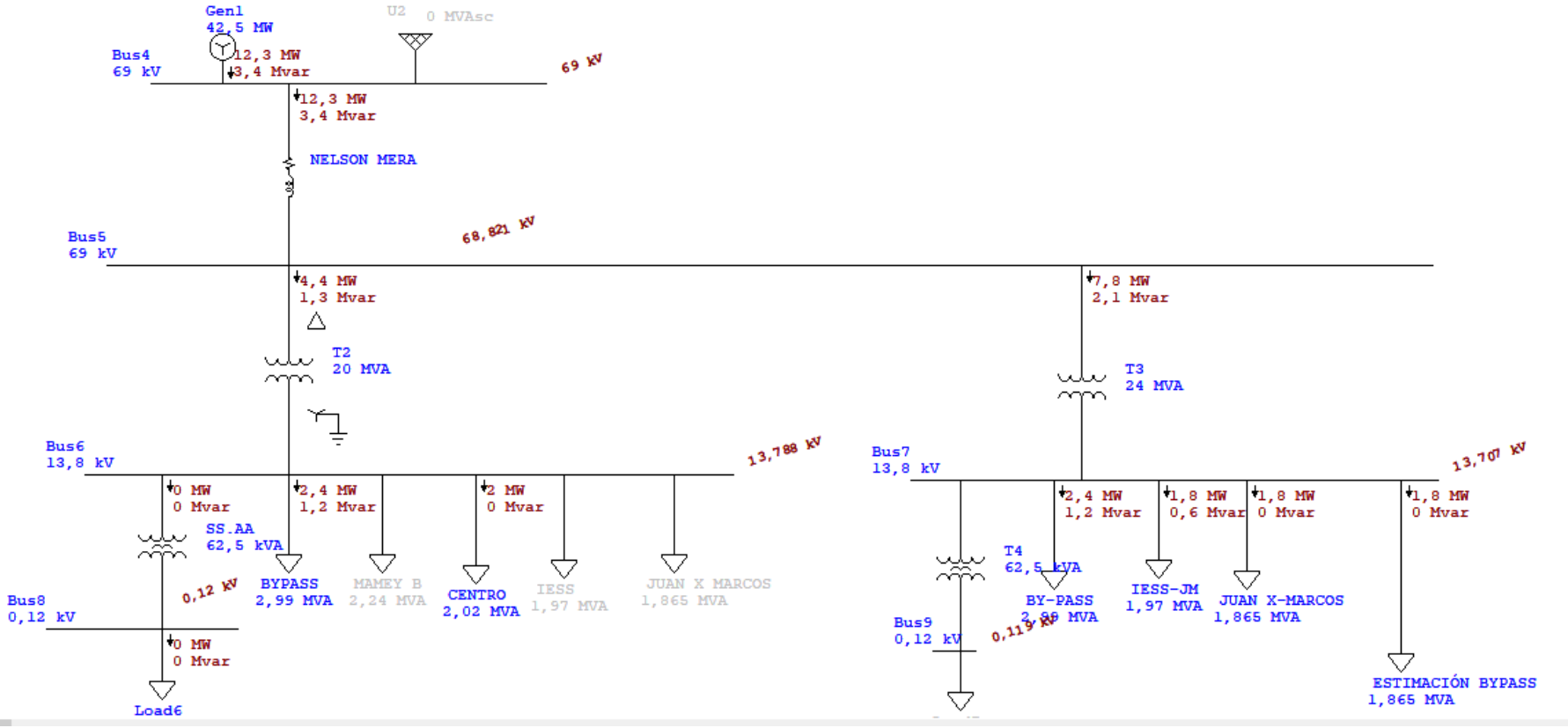


Fuente: Etap 12.6.0

La siguiente figura 19 muestra la simulación con ambas subestaciones y el arreglo de los alimentadores en funcionamiento con la demanda proyectada en consecuencia del dragado e incremento de la población o estructuras que demandan más carga energética.

Figura: 19

Simulación en ETAP 12.6.0 de la Subestación Terminal Terrestre II en estudio



4.28. ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN

Como se puede apreciar en ambas imágenes está realizada la simulación pero el detalle que lo hace importante es que el transformador de la primer subestación en la figura 18 mantiene el alivio con respecto al flujo de cargas cumpliendo con el objetivo de este documento, y el resultado favorable además visto por el empleo de la segunda subestación es considerable e incluso obvio para poder sustentar que es factible el implementar una nueva subestación, logrando no perder el hilo del suministro energético en beneficio de los diferentes usuarios por la calidad y confiabilidad del servicio.

El flujo de potencia en este caso es simulado con los valores reales extraídos desde la investigación de campo en la subestación actual para los elementos que conforman generalmente el circuito interconectado desde la red de subtransmisión Nelson Mera.

En este caso las cargas quedan algo balanceadas, el sistema se mantendría estable y en cuanto a los procesos o diferentes mantenimientos que a futuro serán realizados, tendrán que no preocuparse porque se dará los mantenimientos respectivos a cada subestación e incluso nos ayuda a no tener inconveniente con los usuarios ya sean industriales o residenciales por los varios apagones de energía.

La tabla 32 representa un resumen de las magnitudes de potencia que la actual subestación entrega para solventar necesidades del usuario o las cargas instaladas.

Tabla 32

Datos de simulación de la actual subestación

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda					
	MW	Mvar	MVA	% FP	
Fuente (Barras tipo Swing):	12,299	3,367	12,752	96,45	Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	0,000	0,000	0,000		
Demanda Total:	12,299	3,367	12,752	96,45	Lagging
Total Carga Motor:	0,000	0,000	0,000		
Total Carga Estática:	12,263	2,905	12,602	97,31	Lagging
Total Cargas I Constante:	0,000	0,000	0,000		
Total Carga Genérica:	0,000	0,000	0,000		
Pérdidas Aparentes:	0,037	0,462			
Divergencia del Sistema:	0,000	0,000			

La tabla 33 muestra los datos de simulación para comparar los resultados y esclarecer alguna duda de la viabilidad que tiene el estudio en la implementación de una nueva subestación en la ciudad de Babahoyo. Existe un alivio en la potencia que entrega la primera subestación al darle el trabajo de suministrar energía a la segunda subestación en proyecto.

Tabla 33

Datos de simulación de la actual subestación y la subestación en estudio

Resumen de Totales de Generación, Carga, y Demanda					
	MW	Mvar	MVA	% FP	
Fuente (Barras tipo Swing):	9,903	2,799	10,291	96,23	Lagging
Fuente (Barras tipo No-Swing):	0,000	0,000	0,000		
Demanda Total:	9,903	2,799	10,291	96,23	Lagging
Total Carga Motor:	0,000	0,000	0,000		
Total Carga Estática:	9,869	2,354	10,146	97,27	Lagging
Total Cargas I Constante:	0,000	0,000	0,000		
Total Carga Genérica:	0,000	0,000	0,000		
Pérdidas Aparentes:	0,034	0,445			
Divergencia del Sistema:	0,000	0,000			

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- El incremento de demanda eléctrica en la ciudad de Babahoyo permite implementar un estudio para establecer un plan de contingencia que a futuro solventa las necesidades de los diferentes usuarios como en este caso el análisis o estudio para implementar una nueva subestación que cumpla con las características de resolver algún problema.
- Los cálculos en este documento como apoyo a nuevas oportunidades de emplear conocimientos facilitarán al lector de manera detallada una información de gran valor para continuar en nuevos proyectos eléctricos con fines de mantener un balance energético entre el usuario y la empresa suministradora.
- El análisis no experimental en este estudio de la nueva subestación eléctrica Terminal Terrestre II en proyecto, permite elevar el grado de confiabilidad en cuanto al sustento o argumento que los autores presentan en cuanto al presupuesto y la demostración analítica empleada.
- La comparación entre el actual sistema eléctrico en suministro de la subestación terminal terrestre y la propuesta de la nueva subestación terminal terrestre II es favorable y sustentable conforme al resultado obtenido en la simulación, en cuanto a la redistribución de cargas y alimentación al nuevo sector en incremento de demanda por el nuevo dragado, cumpliendo con lo esperado en eficiencia y estabilidad.
- Con la nueva subestación en proyecto se podrá garantizar no saturar la actual subestación permitiendo la confiabilidad del usuario y el suministro además tendrá la apertura de generar nuevas fuentes de empleo a los especializados en esta área.

5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda leer detenidamente los detalles de cada contexto para que este contenido sea utilizado en otras aplicaciones dentro del marco investigativo y el ámbito eléctrico.
- En caso de alguna duda es recomendable guiarse por la bibliografía donde se aprecia la información que logrará llenar de ideas y no limite en satisfacer cualquier indicio de aprendizaje mediante él puede darse el caso de emplearlo para fines académicos.
- Se recomienda un riguroso estudio o más profundizado del impacto y aspecto ambiental respecto a las subestaciones y a los elementos que la componen en vista que pueden ser de gran ayuda en la implementación de algún otro proyecto así también en apoyo a la alimentación de varios servicios. Puesto que al ser este una propuesta de diseño no puesta en marcha, aún no se podrían determinar causas específicas en cuanto a su estudio.
- Es importante revisar las regulaciones o normativas para así llenar ciertos vacíos que puedan crearse en el instante de presentar un proyecto de esta magnitud, de esta manera no limitarse en las condiciones que este puede traer.

BIBLIOGRAFÍA

- ABRIL, F. A. (25 de octubre de 2022). DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA PARA PLANTA DE NANO FILTRACIÓN DE UPS CONTROLADO POR DISPOSITIVO MÓVIL. Guayaquil, Guayas, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- ALFREDO, A. P. (2016). DISEÑO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PARA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA A 69KV DE 5MVA". Guayaquil, Guayas, Ecuador: ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL (ESPOL).
- Almachi, G. (14 de 12 de 2018). Diseño eléctrico de la subestación Zumbahua 69/13,8 kV para la Empresa Eléctrica de Cotopaxi ELEPCO S.A. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela politécnica nacional.
- ARCERNNR. (2023). *EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLE*. LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLE. <https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/12/1.-Resolucion-Nro.-ARCERNNR-034-2023.pdf>
- Briones, D. O. (04 de junio de 2019). Estudio de la proyección de la demanda eléctrica y su impacto en el sistema de CNEL EP. Guayaquil, Guayas, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Carlos, G. (2020). Pararrayo Multipuntas Tipo Franklin para Protección de Descargas Atmosféricas de Equipos Eléctricos y Electrónicos. *RECITIUTM*, 6(2), 18. <https://doi.org/ISSN:2443-4426>
- Castro, A. J. (15 de 10 de 2021). *UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE*.
- Cerón, A. F. (2015). Índice de Salud para Transformadores de Potencia Inmersos en Aceite Mineral con Voltajes entre 69kV y 230kV usando Lógica Difusa. *Cielo*, 26(2), 10. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642015000200013>
- Chávez, A. (2016). Estudio de Prefactibilidad técnica de la línea el Inga-Vicentina a 138kV, en el sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica Quito. *Energía*(13), 9. <https://doi.org/ISSN1390-5074>
- CNEL. (2017). *CNEL EP*. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2017/10/ANEXO-0-ESPECIFICACIONES-Y-CONDICIONES-DE-CUMPLIMIENTO.pdf>

- Constitución. (2008). *Ministerio de defensa*. https://www.defensa.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/02/Constitucion-de-la-Republica-del-Ecuador_act_ene-2021.pdf
- Cuesta, D. A. (2014). *Estudio de coordinación de las protecciones en base a herramientas computacionales aplicable a la subestación de distribución "Terminal Terrestre"*. Escuela Politécnica del Litoral.
- DRETSE. (2023). *ANÁLISIS Y DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELECTRICA (SPEE) . DIRECCIÓN DE REGULACIÓN ECONÓMICA Y TARIFAS DEL SECTOR ELÉCTRICO* . https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/07/INF-DRETSE-2023-041_Costos-SPEE-2024.pdf
- ECHEVERRÍA, A. (2021). *Análisis y rediseño del sistema de puesta a tierra para la SUBESTACIÓN Palestina mediante MATLAB*. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21178>
- Eléctricas, C. (junio de 2023). *cens*. [https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/Norma/Norma%20CENS/CAPITULO%204/Cap%C3%ADtulo%204%20Subestaciones%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-04%20\(1\).pdf?ver=2023-08-01-144213-670](https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/Norma/Norma%20CENS/CAPITULO%204/Cap%C3%ADtulo%204%20Subestaciones%20CENS-Norma%20T%C3%A9cnica%20-%20CNS-NT-04%20(1).pdf?ver=2023-08-01-144213-670)
- Fuentes, G. F. (28 de 03 de 2022). *Diseño y análisis en DIGSILENT del nivel de voltaje de la línea de subtransmisión L5 desde el punto de entrega hasta la subestación Balzar*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Galarza, L. (6 de 4 de 2018). *Diseño de Subestación eléctrica 69/13.8kv para InterHospital con Transformador de Potencia 5 MVA*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL.
- Gómez, D. (15 de diciembre de 2023). *Proyecto tipo de subestación eléctrica 55/22 kV*. Cantabria, Santander, España: Universidad de Cantabria.
- Gonzales, M. A. (2021). *Desarrollo del sistema de pararrayo tipo PDC con cebado no electrónico ubicado en Huamanga distrito de Vinchos Ayacucho en el centro poblado Parjawilka basado en la Norma UNE 21186:2011*. Lima, Perú: Universidad Tecnológica del Perú.
- Javier, C. V. (15 de 11 de 2023). *DISEÑO DE UN SISTEMA PROTECCIONES ATMOSFERICA SEGÚN LA NORMA NFPA 780 PARA EL EDIFICIO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS*. Ibarra, Imbabura, Ecuador: Universidad Técnica del Norte.

- Jordán, D. (2019). Estudio para la implementación de Reconectores mediante Aplicación de la Ley de Pareto para determinar el 20 % de las causas que generan el 80% de las fallas en el servicio eléctrico desde el km 5 hasta el km 24 en vía a la costa en Guayaquil. Guayaquil, Guayas, Ecuador: UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL.
- Llunitaxi, C. (2023). Estudio del sistema de Protecciones eléctricas de la subestación Ventanas de la unidad de negocio Cnel Los Ríos. Guayaquil, Guayas, Ecuador.
- LOPEZ, D. (Noviembre de 2001). *bibdigital*.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6635/1/T1791.pdf>
- MEM, M. (2022). *Plan Maestro de electricidad*. Ministerio de energía y minas:
<https://www.celec.gob.ec/transelectric/plan-maestro-de-electricidad-2012-2022/>
- Morales, J. C. (2019). Estudio de coordinación de protecciones eléctricas en la subestación Tachina aplicado el software digSilent power factory. *Dominio de las ciencias*, 5(4), 18. <https://doi.org/10.23857/dc.v5i1.1047>
- Morante, B. M. (2020). Análisis de sistemas eléctricos de portencia empleando el software DlgSILENT Power Factory. Guayaquil, Guayas, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- MSS. (s.f.). *Power Transmission Projects MANUAL OF SPECIFICATIONS and STANDARDS*.
http://gajendralhaldea.in/pdf/MSS_for_Power_Transmission_Systems.pdf
- Muñoz, M. (2023). Estudio y Diseño de las instalaciones para una procesadora de desechos sólidos en la ciudad de Babahoyo. Guayaquil, Guayas, Ecuador.
- NFPA. (2023). *Código Eléctrico Nacional (NEC)*. International Electrical Code Series:
<https://www.nfpa.org/es/codes-and-standards/7/0/70>
- Nuñez, J. (2014). Comparación técnica entre los programas de simulación de sistemas de potencia DlgSILENT Power Factory y PSS/E. *Energía*(11), 9. <https://doi.org/ISSN1390-5074>
- Peralta, A. J. (2022). Protecciones eléctricas en subestaciones eléctricas: análisis documental. 3(1), 18. <https://doi.org/10.51798/sijis.v3i1.280>
- PÉREZ, T. A. (2 de 2004). ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE MANEJO DE INFORMACIÓN TÉCNICA PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE TRANSELECTRIC S.A. Quito, Pichincha, Ecuador: ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.

- PME. (2018). *Ministerio de energía y Minas*. <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- Ramírez, J. F. (Abril de 2013). Diseño eléctrico de la subestación el bosque de 20/24MVA a 69Kv con 4 circuitos de salida de 13,8Kv en la ciudad de Machala. *Diseño eléctrico de la subestación el bosque de 20/24MVA a 69Kv con 4 circuitos de salida de 13,8Kv en la ciudad de Machala*. Cuenca, Azuay, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Rojas, C. (14 de 3 de 2019). Análisis para el desarrollo de un diseño electromecánico para un patio de seccionamiento en 69KV. Guayaquil, Guayas, Los Ríos: UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL.
- Rubio, F. A. (06 de 06 de 2020). Instructivo de procedimiento para la realización de pruebas a equipos de subestaciones eléctricas transformadores de corriente soportado en plataforma virtual. San José, Cúcuta: Universidad Antonio Nariño.
- Salcedo, J. R. (Octubre de 2020). Elaborar un plan de gestión del proyecto reposición de seccionadores en la subestación CHINU 110Kv. San José, Costa Rica: Universidad para la cooperación Internacional.
- SANTILLÁN, L. A. (27 de 9 de 2021). *UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA*.
- Stalin, Á. P. (Febrero de 2020). IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA PARA EL CONTROL, MONITOREO Y ANÁLISIS DE INDICADORES DE OPERACIÓN DEL INVERNADERO DEL CAMPUS SALACHE. LATACUNGA, ECUADOR : UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI.
- Toquica, D. V. (2017). Análisis de confiabilidad en subestaciones eléctricas Tipo Maniobra Implementando el transformador de Tensión con Núcleo de Potencia. *Ingeniería*, 22(1), 18. <https://doi.org/10.14483>
- Zozaya, G. A. (28 de 01 de 2020). Maniobras típicas en subestación de distribución con arreglo de bus seccionado. Cuernavaca, México: Universidad autónoma del estado de Morelos.

ANEXO A

ANEXO N° 1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

NORMATIVA 60071-2 2018

I. Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})

1.1 Tensión más elevada de la red (U_s) =
Tensión Base = $\sqrt{2}/\sqrt{3} \cdot U_s$

For the purpose of this example, one will assume the following basic data:
- the highest system voltage is U_s = 245 kV;
- the pollution level is heavy (refer to 5.3.2.2);
- the altitude is h = 1.000 m.

Dato	72,5 kV
Resultado	58 kV

1.2 Sobretensiones temporales

Fallas a tierra factor de falla tierra =
Rechazo de carga sobretensión máx =

1,30	U _{rp} (p-e) = $k \cdot U_s / \text{raiz}(3)$	54 kV
1,20 pu	U _{rp} (p-e) = $k_d \cdot U_s / \text{raiz}(3)$	50 kV
	U _{rp} (p-p) = $k_d \cdot U_s$	87 kV

Sobretensiones temporales resultantes	U _{rp} (p-e) =	54	U _{rp} (p-p) =	87	kV
---------------------------------------	-------------------------	----	-------------------------	----	----

1.3 Sobretensiones de frente lento

Extremo Remoto U_{et} = 1,25U_{e2}-0,25
Equipos en entrada de línea: U_{pt} = 1,25U_{p2}-0,43
Extremo local U_{et} = 1,25U_{e2}-0,25
Otros equipos: U_{pt} = 1,25U_{p2}-0,43

U _{e2} =	2,5
U _{p2} =	3,75
U _{e2} =	1,9
U _{p2} =	3,04

U _{et} =	170 kV
U _{pt} =	252 kV
U _{et} =	126 kV
U _{pt} =	199 kV

1.4 Pararrayos en entrada de línea y cerca de los transformadores:

U_{ps} =
U_{pf} =

135 kV
188 kV

fase-fase
1,0pu (cresta)

fase-tierra
fase-tierra
fase-fase

Fase - tierra
Fase - Fase
Fase - tierra
Fase - Fase

NPM
NPR

U _{rp} (p-e) =	135 kV	Fase - tierra
U _{rp} (p-p) =	252 kV	Fase - Fase
U _{rp} (p-e) =	126 kV	Fase - tierra
U _{rp} (p-p) =	199 kV	Fase - Fase

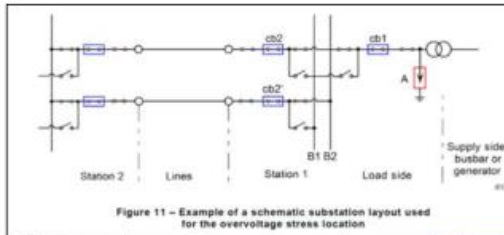


Figure 11 – Example of a schematic substation layout used for the overvoltage stress location

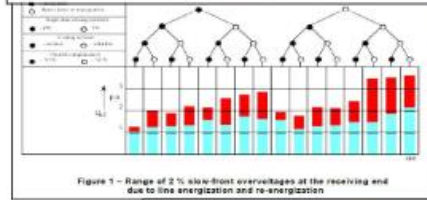


Figure 1 – Range of 5% slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization

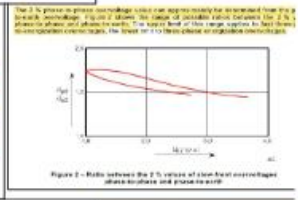


Figure 2 – Ratio between the 5% values of slow-front overvoltage phase-to-phase and phase-to-earth

	Sobretensiones representativas para el equipamiento en la entrada de línea		
	Nivel de protección al impulso tipo manobra U _{ps}	Sobretensión de maniobra: Valor de transitorio U _{ps}	Sobretensión representativa U _{ps}
Fase - tierra	U _{ps}	Max (U _{et})	← MÍNIMO
Fase - fase	2 * U _{ps}	Max (U _{pt})	← MÍNIMO

	Sobretensiones representativas para equipos		
	Nivel de protección al impulso tipo manobra U _{ps}	Sobretensión de maniobra: Valor de transitorio	Sobretensión representativa
Fase - tierra	U _{ps}	Max (U _{et})	← MÍNIMO
Fase - fase	2 * U _{ps}	Max (U _{pt})	← MÍNIMO

U_{rp} = min(U_{et}, U_{ps})
U_{rp} = min(U_{pt}, 2U_{ps})
U_{rp} = min(U_{et}, U_{ps})
formular el mínimo valor entre U_{pt} y 2*U_{ps} IEC 60076-2

II. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})

2.1 Sobretensiones temporales

U_{cw} (p-e) = k_c * U_{rp} (p-e)
U_{cw} (p-p) = k_c * U_{rp} (p-p)

k _c =	1,0	U _{cw} (p-e) =	54 kV
k _c =	1,0	U _{cw} (p-p) =	87 kV

2.2 Sobretensiones de frente lento

Equipos en entrada de línea: U_{ps}/U_{e2} =
2U_{ps}/U_{p2} =
U_{cw} (p-e) = K_{od} * U_{rp} (p-e)
U_{cw} (p-p) = K_{od} * U_{rp} (p-p)

0,91	K _{od} =	1,063 fase-tierra	143.505 kV
1,22	K _{od} =	1,0 fase-fase	252.026/79 kV

Otros equipos:

U_{ps}/U_{e2} =
2U_{ps}/U_{p2} =
U_{cw} (p-e) = K_{od} * U_{rp} (p-e)
U_{cw} (p-p) = K_{od} * U_{rp} (p-p)

1,20	K _{od} =	1,0125 fase-tierra	127 kV
1,50	K _{od} =	1,0 fase-fase	199 kV

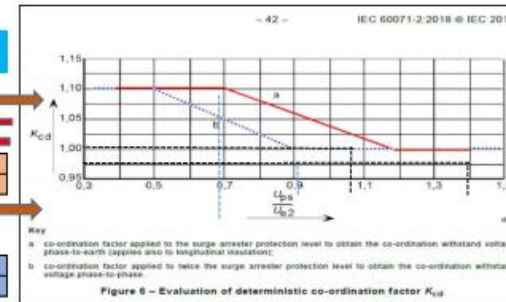


Figure 6 – Evaluation of deterministic co-ordination factor K_{cd}

2.3 Sobretensiones de frente rápido

A = 4000 Tabla E.2 IEC 60071-2:2018

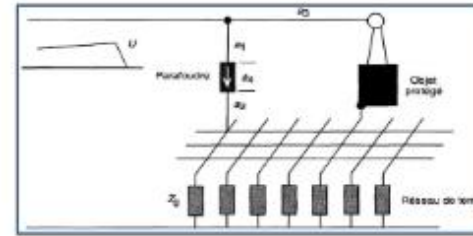
L = 20,53 (Recomido)

	L est	Lsp = 27 (vars)	n = número mínimo de líneas conectadas a la SE
a1: distancia vertical pararrayos-barras (m)	2,45	2,45	1 (1 + 2)
a2: distancia vertical pararrayos a malla PT (m)	5,15	5,15	1
a3: distancia pararrayos-equipos (m)	5,50	5,50	1
a4: longitud vertical de pararrayos (m)	1	1	1

valor máximo separado para Lsp = 1000

$$U_{cw} = U_{pl} + A/n \times L / (L_{sp} + L_a)$$

Aislamiento externo: 370 Ucw
Aislamiento interno: 370 Ucw



III. Determinación de las tensiones soportadas especificadas (Urw)

Aislamiento interno: U_{int} = U_{cw}/K_a
Aislamiento externo: U_{ext} = U_{cw}/K_a/K₁
PS aislamiento interno K_a = 1,0 PS aislamiento externo K_a = 1,05
Factor de corrección atmosférica: H = 1

K _a TOV	K _a (Switches F-T)	K _a (Switches F-P)	K _a (rayos)
1,200	1,000	1,300	1,000

3.1 Tensión soportada a las sobretensiones temporales

Fase-tierra	Aislamiento interno: U _{int} = U _{cw} /K _a	Interno	32,58 kV	mm	5	Sobretensiones temporales (Fase-tierra y Fase-Fase)
Fase-fase <th>Aislamiento externo: U_{ext} = U_{cw}/K_a/K₁</th> <th>Externo</th> <th>37,54 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th> <th>Sobretensiones frente lento (fase - tierra)</th>	Aislamiento externo: U _{ext} = U _{cw} /K _a /K ₁	Externo	37,54 kV	mm	5	Sobretensiones frente lento (fase - tierra)
Fase-tierra <th>Aislamiento interno: U_{int} = U_{cw}/K_a</th> <th>Interno</th> <th>32,58 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th> <th>Sobretensiones frente lento (fase - fase)</th>	Aislamiento interno: U _{int} = U _{cw} /K _a	Interno	32,58 kV	mm	5	Sobretensiones frente lento (fase - fase)
Fase-fase <th>Aislamiento externo: U_{ext} = U_{cw}/K_a/K₁</th> <th>Externo</th> <th>37,54 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th> <th>Sobretensiones frente lento (fase - tierra y fase - fase)</th>	Aislamiento externo: U _{ext} = U _{cw} /K _a /K ₁	Externo	37,54 kV	mm	5	Sobretensiones frente lento (fase - tierra y fase - fase)

3.2 Tensión soportada al impulso tipo mancha (Frente lento)

Fase-tierra	Entrada línea: U _{int} = U _{cw} /K _a /K ₁	Interno	190,45 kV	mm	5
Fase-fase <th>Entrada línea: U_{ext} = U_{cw}/K_a/K₁</th> <th>Externo</th> <th>394,91 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th>	Entrada línea: U _{ext} = U _{cw} /K _a /K ₁	Externo	394,91 kV	mm	5
Fase-tierra <th>Otros equipos: U_{int} = U_{cw}/K_a</th> <th>Interno</th> <th>146,47 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th>	Otros equipos: U _{int} = U _{cw} /K _a	Interno	146,47 kV	mm	5
Fase-fase <th>Otros equipos: U_{ext} = U_{cw}/K_a</th> <th>Externo</th> <th>133,73 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th>	Otros equipos: U _{ext} = U _{cw} /K _a	Externo	133,73 kV	mm	5
Fase-tierra <th>Otros equipos: U_{int} = U_{cw}/K_a</th> <th>Interno</th> <th>329,41 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th>	Otros equipos: U _{int} = U _{cw} /K _a	Interno	329,41 kV	mm	5
Fase-fase <th>Otros equipos: U_{ext} = U_{cw}/K_a</th> <th>Externo</th> <th>309,47 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th>	Otros equipos: U _{ext} = U _{cw} /K _a	Externo	309,47 kV	mm	5

3.3 Tensión soportada al impulso tipo rayo (Frente rápido)

Fase-tierra	U _{int} = U _{cw} /K _a	Interno	383,45 kV	mm	5
Fase-fase <th>U_{ext} = U_{cw}/K_a</th> <th>Externo</th> <th>310,45 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th>	U _{ext} = U _{cw} /K _a	Externo	310,45 kV	mm	5
Fase-tierra <th>U_{int} = U_{cw}/K_a</th> <th>Interno</th> <th>383,45 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th>	U _{int} = U _{cw} /K _a	Interno	383,45 kV	mm	5
Fase-fase <th>U_{ext} = U_{cw}/K_a</th> <th>Externo</th> <th>310,45 kV</th> <th>mm</th> <th>5</th>	U _{ext} = U _{cw} /K _a	Externo	310,45 kV	mm	5

IV. Conversión hacia las tensiones soportadas normalizadas para la gama I

4.1 Tensión soportada a las sobretensiones temporales - frecuencia industrial

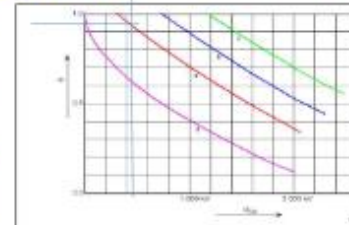
FC a KV T1	Externo = 1,0717 P-T (Entrada de Línea)	Interno = 0,7
	Externo = 1,0208 P-F (Entrada de Línea)	
	Externo = 1,0137 P-T (otros equipos)	
	Externo = 0,9733 P-F (otros equipos)	

Fase-tierra	Entrada línea	Externo	37,58 kV
Fase-fase <th>Entrada línea</th> <th>Externo</th> <th>394,25 kV</th>	Entrada línea	Externo	394,25 kV
Fase-tierra <th>Otros equipos</th> <th>Interno</th> <th>133,73 kV</th>	Otros equipos	Interno	133,73 kV
Fase-fase <th>Otros equipos</th> <th>Externo</th> <th>122,36 kV</th>	Otros equipos	Externo	122,36 kV
Fase-tierra <th>Otros equipos</th> <th>Interno</th> <th>329,59 kV</th>	Otros equipos	Interno	329,59 kV
Fase-fase <th>Otros equipos</th> <th>Externo</th> <th>329,53 kV</th>	Otros equipos	Externo	329,53 kV

4.3 Tensión soportada al impulso tipo rayo - BL

FC PP a BL	Externo = 1,3 P-T (Entrada de Línea)	Interno = 1,25
	Externo = 1,0734 P-F (Entrada de Línea)	
	Externo = 1,3 P-T (otros equipos)	
	Externo = 1,0733 P-F (otros equipos)	

Fase-tierra	Entrada línea	Fase-tierra	Externo = 390,89 kV
Fase-fase <th>Entrada línea</th> <th>Fase-fase</th> <th>Externo = 395,99 kV</th>	Entrada línea	Fase-fase	Externo = 395,99 kV
Fase-tierra <th>Otros equipos</th> <th>Fase-tierra</th> <th>Interno = 133,79 kV</th>	Otros equipos	Fase-tierra	Interno = 133,79 kV
Fase-fase <th>Otros equipos</th> <th>Fase-tierra</th> <th>Externo = 173,95 kV</th>	Otros equipos	Fase-tierra	Externo = 173,95 kV
Fase-tierra <th>Otros equipos</th> <th>Fase-fase</th> <th>Interno = 329,77 kV</th>	Otros equipos	Fase-fase	Interno = 329,77 kV
Fase-fase <th>Otros equipos</th> <th>Fase-fase</th> <th>Externo = 325 kV</th>	Otros equipos	Fase-fase	Externo = 325 kV



IEC 60071-2:2018 © IEC 2018 - 47 -

$$K_a = e^{(H-1000)/1000} \quad (11)$$

where
H is the altitude above sea level (in meters);
m is as follows:
m = 1,0 for non-oxidation lightning impulse withstand voltage;
m is according to Figure 5 for combination switching impulse withstand voltage;
m = 1,0 for short-duration power-frequency withstand voltage of air-clearances and other insulators.

NOTE The exponent m depends on various parameters, including external discharge path which is generally unknown at the specification stage. However, for insulation co-ordination purposes, the conservative estimate of m given in Table 1 may be used for the correction of combination switching impulse withstand voltage. The determination of the exponent m is based on IEC 60060-1. In addition, for all types of insulator support, conservative factor values have been used (see 0.5 to 0.6).

For polluted insulators, the value of the exponent m is variable. For the purposes of the long duration test and, if required, the short-duration power-frequency withstand voltage of polluted insulators, it may be as low as 0.5 for aerial insulators and as high as 0.8 for anti-fog design.

IEC 60071-2:2018 © IEC 2018 - 51 -

Table 1 – Test conversion factors for range L to convert required IBSV to BSFV and LBSV

Insulation	Short duration power frequency withstand voltage*	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
- air clearances and stem insulators, dry		
• phase-to-earth	$0,8 + 0,2 \cdot U_{50} / 8 000$	$1,0 + 0,2 \cdot U_{50} / 8 000$
• phase-to-phase	$0,8 + 0,2 \cdot U_{50} / 12 700$	$1,0 + 0,2 \cdot U_{50} / 8 000$
- stem insulators, wet	0,5	1,0
Internal insulation		
- GIS	0,7	1,25
- liquid-immersed insulation	0,5	1,15
- solid insulation	0,5	1,20

* U₅₀ is the required switching impulse withstand voltage in kV.
* The test conversion factors include a factor of 1/√2 to convert from peak to RMS value.

V. Resumen de las tensiones soportadas especificadas mínimas

Valores de U_{w} : - (kV eficaz) Frec. Industrial - (kV cresta) Impulso maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos		U _w (s) U _w (c)	
		U _w (s)	U _w (c)	U _w (s)	U _w (c)		
Corriente de duración a frecuencia industrial	fase - tierra	57,14	93,08	57,14	82,34	62,55	102,33
	fase - fase	81,35	164,29	81,35	129,13	100,05	160,59
Impulso tipo Switched	fase - tierra	150,00	-	133,73	-	146,47	-
	fase - fase	209,63	-	209,47	-	229,41	-
Impulso tipo Rayo	fase - tierra	283,45	193,68	283,45	173,85	310,45	183,09
	fase - fase	283,45	283,04	283,45	224,81	310,45	286,77

VI. Conclusiones

Las tensiones normalizadas que deben definirse para los ensayos de corriente de duración a frecuencia industrial, impulso tipo maniobra e impulso tipo rayo, deben elegirse en base a los valores más altos obtenidos (tensiones mínimas $U_{w}(s)$ o valores convertidos $U_{w}(c)$) y los valores normalizados propuestos en la tabla 4.6 y 4.7 de la norma EN 60071-1 y en la Tabla 2. Para este caso se obtiene una sobretensión de frecuencia industrial de 140 kV y al impulso tipo rayo de 235kV.

Table 2 – Standard insulation levels for range 1 (1 kV < $U_{m} \leq 245$ kV)

High test voltage for equipment, U_{m} kV (RMS value)	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (RMS value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20
		40
		60
7,2	20	40
		60
		85
12	30	75
		95
		125
17,5 *	36	95
		125
		145
24	50	145
		170
		230
36 *	70	230
		325
		450
52 *	96	450
		550
		750
72,5	140	750
		950
		1 250
100 †	(180)	(380)
		450
		(450)
123	(185)	550
		(480)
		550
145	(188)	(480)
		550
		650
170 *	(230)	(550)
		650
		750
245	275	750
		(680)
		(750)
360	325	850
		950
		1 050

NOTE If values in brackets are considered insufficient to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met, additional phase-to-phase withstand voltage tests are needed.

* These U_{m} are non-preferred values in IEC 60038 and therefore seldom used. These values should not be used for new systems to be constructed in future.

† This U_{m} value is not mentioned in IEC 60038 but it has been introduced in range 1 in some apparatus standards.

A.2 Lightning impulse

The air clearance phase-to-earth and phase-to-phase is determined from Table A.1 for the rated lightning impulse withstand voltage. The standard rated short-duration power-frequency withstand voltage can be disregarded when the ratio of the standard rated lightning impulse withstand voltage to the standard rated short-duration power-frequency withstand voltage is higher than 1,7.

Table A.1 – Correlation between standard rated lightning impulse withstand voltages and minimum air clearances

Standard rated lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	-
40	60	-
60	90	-
75	120	-
90	160	-
120	220	-
140	270	-
170	320	-
200	380	-
250	480	-
320	630	-
360	750	-
400	800	-
500	1 100	-
600	1 300	-
750	1 500	-
850	1 700	1 600
950	1 900	1 700
1 050	2 100	1 900
1 175	2 300	2 200
1 300	2 600	2 400
1 425	2 800	2 600
1 550	3 100	2 900
1 675	3 300	3 100
1 800	3 600	3 300
1 925	3 900	3 600
2 100	4 200	3 900
2 250	4 500	4 100
2 400	4 800	4 400
2 550	5 100	4 700
2 700	5 400	5 000

ANEXO B

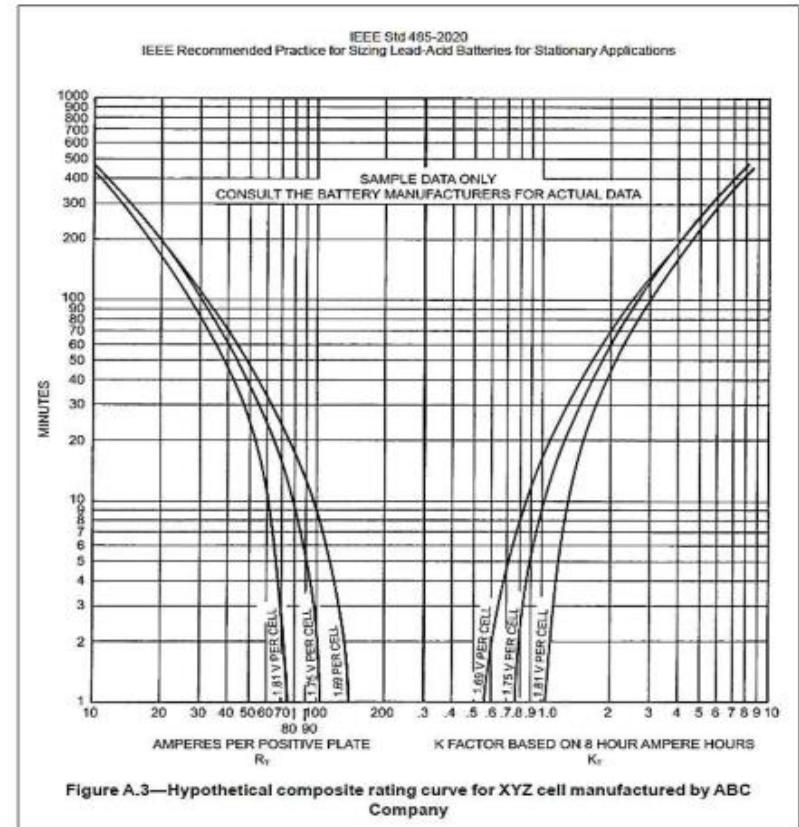
TABLERO TD -DC												
	DESCRIPCION	CANT	POTENCIA (W)	POTENCIA SUBTOTAL (W)	FC	POTENCIA TOTAL (W)	VOLTAJE DE OPERACION (VDC)	AMP (Nominal)	AMP (Máxima)	AMP (Protección)	DISYUNTOR	CONDUCTOR
1	FUENTE DC TABLERO DE CONTROL DEL TRANSFORMADOR	1	30	30	1	30	125	0,24	0,30	0,38	10A - 2P	2 # 10 AWG
	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN LINEA 1	1	30	30	1	30	125	0,24	0,30	0,38	10A - 2P	2 # 10 AWG
	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN LINEA 2	1	30	30	1	30	125	0,24	0,30	0,38	10A - 2P	2 # 10 AWG
	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-011)	1	320	320	1	320	125	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	2 # 10 AWG
	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-013)	1	320	320	1	320	125	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	2 # 10 AWG
	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-015)	1	320	320	1	320	125	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	2 # 10 AWG
	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-021)	1	320	320	1	320	125	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	2 # 10 AWG
	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-023)	1	320	320	1	320	125	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	2 # 10 AWG
	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-025)	1	320	320	1	320	125	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	2 # 10 AWG
	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-031)	1	320	320	1	320	125	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	2 # 10 AWG
	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-033)	1	320	320	1	320	125	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	2 # 10 AWG
	SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-035)	1	320	320	1	320	125	2,56	3,20	4,00	20A - 2P	2 # 10 AWG
	CONTROL INTERRUPTOR 69 KV (52-012)	1	30	30	1	30	125	0,24	0,30	0,38	10A - 2P	2 # 10 AWG
	CONTROL INTERRUPTOR 69 KV (52-022)	1	30	30	1	30	125	0,24	0,30	0,38	10A - 2P	2 # 10 AWG
	CONTROL INTERRUPTOR 69 KV (52-032)	1	30	30	1	30	125	0,24	0,30	0,38	10A - 2P	2 # 10 AWG
	CONTROL CELDAS DE MEDIA TENSION	7	30	210	1	210	125	1,68	2,10	2,63	10A - 2P	2 # 10 AWG
	MOTOR INTERRUPTOR 69 KV (52-012)	1	1000	1000	1	1000	125	8,00	10,00	12,50	20A - 2P	2 # 10 AWG
	MOTOR INTERRUPTOR 69 KV (52-022)	1	1000	1000	1	1000	125	8,00	10,00	12,50	20A - 2P	2 # 10 AWG
	MOTOR INTERRUPTOR 69 KV (52-032)	1	1000	1000	1	1000	125	8,00	10,00	12,50	20A - 2P	2 # 10 AWG
	MOTORES CELDAS DE MEDIA TENSION	7	1000	7000	0,2	1400	125	11,20	14,00	17,50	20A - 2P	2 # 10 AWG
TABLERO SCADA	1	500	500	1	500	125	4,00	5,00	6,25	10A - 2P	2 # 10 AWG	

ANEXO C

1.1	CARGAS MOMENTANEAS DC de 1 min. (IA)	AMP
	TOTAL (A)	0,00

1.2	CARGAS CONTINUAS DC DE 8 HORAS (IB)	AMP
	FUENTE DC TABLERO DE CONTROL DEL TRANSFORMADOR	0,24
	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN LINEA 1	0,24
	TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN LINEA 2	0,24
	CONTROL SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-011)	0,16
	CONTROL SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-013)	0,16
	CONTROL SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-015)	0,16
	CONTROL SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-021)	0,16
	CONTROL SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-023)	0,16
	CONTROL SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-025)	0,16
	CONTROL SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-031)	0,16
	CONTROL SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-033)	0,16
	CONTROL SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-035)	0,16
	CONTROL INTERRUPTOR 69 KV (52-012)	0,24
	CONTROL INTERRUPTOR 69 KV (52-022)	0,24
	CONTROL INTERRUPTOR 69 KV (52-032)	0,24
	CONTROL CELDAS DE MEDIA TENSION	1,68
	TABLERO SCADA	4,00
	TOTAL (A)	8,56

1.3	CARGAS MOMENTANEAS DC de 1 min. (IC)	AMP
	MOTOR SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-011)	2,4
	MOTOR SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-013)	2,4
	MOTOR SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-015)	2,4
	MOTOR SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-021)	2,4
	MOTOR SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-023)	2,4
	MOTOR SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-025)	2,4
	MOTOR SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-031)	2,4
	MOTOR SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-033)	2,4
	MOTOR SECCIONADOR TRIPOLAR DE 69 KV (89-035)	2,4
	MOTOR INTERRUPTOR 69 KV (52-012)	8,00
	MOTOR INTERRUPTOR 69 KV (52-022)	8,00
	MOTOR INTERRUPTOR 69 KV (52-032)	8,00
	MOTORES CELDAS DE MEDIA TENSION	11,20
	TOTAL (A)	56,80



1,4	CICLO	CORRIENTE DEL PERIODO	TIEMPO DE CICLO (MINUTOS)	K	
	1	$I_1 = I_A + I_B =$	8,56	480	8 K1
	2	$I_2 = I_B =$	8,56	479	8 K2
	3	$I_3 = I_B + I_C =$	65,36	1	0,8 K3

$$C = I_1 K_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2)$$

Donde: K1 -K2

$$C = K_2 I_2 + K_3 (I_3 - I_2)$$

CAPACIDAD DE BANCO DE BATERIA			
1,5	C=	113,92	≈ 150 Ah

CARACTERISTICA DE BANCO DE BATERIA			UND
1,6	TOTAL DE BATERIAS EN BANCO	63	U
	VOLTAJE DE CADA BATERIA	2	VDC
	VOLTAJE DE BANCO	125	VDC
	AMPERIO - HORA DE BANCO DE BATERIA	150	Ah

CAPACIDAD DEL CARGADOR DE BATERIAS			
1,7	$A = L + \frac{1,1C}{H}$		
	A=	24,22	≈ 50

CAPACIDAD DE CARGADOR (A)

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

MÓDULO:		TABLERO DE SERVICIO AUXILIARES - TSA (220 - 127V)					BALANCE DE CARGA			CORRIENTE		DISYUNTOR	CONDUCTOR
ITEM	EQUIPOS	PUNT.	W/PUNT.	POTENCIA INSTALADA (KW)	F.U.	DEMANDA ESTIMADA (KW)	L1	L2	L3	NOMINAL	PROTECCIÓN		
1	TD - AC	1		7,16	1	7,16	3,58		3,58	35,38	44,22	50A - 2P	2F #6+ N #8 + T#10, AWG
2	PD - CONTROL	1		6,35	1,00	6,35	3,18	6,35		31,40	39,24	50A - 2P	2F #6+ N #8 + T#10, AWG
3	PD - GARITA	1		3,89	1,00	3,89	1,95	1,95		19,23	24,04	30A - 2P	2F # 8 + N #10+ T#10, AWG
4	MEDIDOR DE ENERGÍA	1	20	0,02	1,00	0,02	0,01		0,01	0,10	0,12	6A - 2P	2F # 12 + N # 12 + T #12, AWG
5	ILUMINACIÓN INTERNA DE TABLERO	1	10	0,01	1,00	0,01			0,01	0,09	0,11	10A - 1P	F # 12 + N # 12, AWG
6	TOMACORRIENTE INTERNO DE TABLERO	1	10	0,01	1,00	0,01			0,01	0,09	0,11	10A - 1P	F # 12 + N # 12, AWG
7	CALEFACIÓ	1	10	0,01	1,00	0,01			0,01	0,09	0,11	10A - 1P	F # 12 + N # 12, AWG
8	CARGADOR DE BATERIA	1	4000	4,00	1,00	4,00	2,00		2,00	19,76	24,70	30A - 2P	2F # 10 + N # 12 + T #12, AWG
9	RESERVA TRIFASICA	1	25000	25,00	0,60	15,00	5,00	5,00	5,00	42,79	53,48	100A - 3P	
10	BOMBA DE EXTRACCION DE ACEITE	1	2500	2,50	0,80	2,00	1,00		1,00	9,88	12,35	20A - 2P	2F # 10 + T #12, AWG
11	CENTRAL DE AIRE ACONDICIONADO CUARTO DE CONTROL	1	11720	11,72	0,90	10,55	3,52	3,52	3,52	30,09	37,61	50A - 3P	3F #6 + T#8, AWG
12	RESERVA TRIFÁSICA	1	10000	10,00	0,60	6,00	2,00	2,00	2,00	17,12	21,39	50 - 3P	
13	RESERVA	1	5000	5,00	0,60	3,00	1,50		1,50	14,82	18,53	50 - 2P	
14	MOTOR DE PUERTA CORREDIZA	1	500	0,50	1,00	0,50	0,25		0,25	2,47	3,09	20A - 2P	Cable Concentrico 3x10, AWG
		SUBTOTAL		69,02		51,34	20,40	18,82	15,31				

CARGA MÁXIMA INSTALADA (KW)	51,34
FACTOR DE COINCIDENCIA	0,90
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KW)	46,21
FACTOR DE POTENCIA	0,92
DEMANDA MÁXIMA DEL TABLERO (KVA)	50,23
CORRIENTE NOMINAL (A)	131,81
ALIMENTACIÓN	3F # 2/0 + N #1/0 + T # 2, AWG THHN
PROTECCIÓN PRINCIPAL	(175A) - 3P
VOLTAJE (V)	220



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, Rivera Plúas Jonathan Manuel con C.C: # 1204354672 autor/a del trabajo de titulación: Estudio para la implementación de una subestación eléctrica de transformación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, **14 de febrero de 2024**

f. Jonathan Rivera

Nombre: Rivera Plúas Jonathan Manuel

C.C: 1204354672



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, Cerna Vinueza Carlos Raúl con C.C: # 1205961350 autor/a del trabajo de titulación:
Estudio para la implementación de una subestación eléctrica de transformación de
69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos
previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad** en la Universidad Católica de
Santiago de Guayaquil.

- 1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
- 2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, **14 de febrero de 2024**

f. 

Nombre: Cerna Vinueza Carlos Raúl

C.C: 1205961350

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR			
TÍTULO Y SUBTÍTULO:	"Estudio para la implementación de una subestación eléctrica de transformación de 69Kv/13.8KV/120/240V, 24MVA en el sector Sol Brisa Cantón Babahoyo, Provincia Los Ríos"		
AUTOR(ES)	Rivera Pluas Jonathan Manuel Cerna Vinueza Carlos Raúl		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Jaime Rafael Hidalgo Aguilar, MSc.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	14/02/2024	No. DE PÁGINAS:	161
ÁREAS TEMÁTICAS:	Sistemas de energía eléctrica		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Subestación eléctrica, Alimentadores, Energía eléctrica, SEP, demanda eléctrica.		
<p>La subestación nueva llamada Terminal Terrestre II acoge una tarea muy fundamental de entregar la energía eléctrica necesaria para el sector Sol Brisa del cantón Babahoyo, incluso de aliviar la carga que exige la demanda eléctrica para la actual subestación que abastece a cada usuario, con la finalidad de estabilizar el sistema interconectado de la ciudad de Babahoyo, mitigando posibles pérdidas o daños a futuro que económicamente representan un mal estar para la ciudadanía e incluso la misma empresa, el estudio determinará la viabilidad de contar con el proyecto de la mencionada subestación con la finalidad de estabilizar el sistema redistribuyendo el suministro actual específicamente los alimentadores Juan x Marcos, IESS y By-pass, así mismo solventar las necesidades energéticas de las nuevas cargas en proyecto por el dragado, aplicando la metodología necesaria en la investigación como recursos para argumentar y sustentar el contenido de este documento, que será el resultado esperado en el cumplimiento del objetivo general, de acuerdo a los cálculos realizados en validación del respectivo análisis con relación al sistema eléctrico de potencia (SEP)</p>			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-962548903 +593-979965023	E-mail: jonathan.rivera01@cu.ucsg.edu.ec carlos.cerna01@cu.ucsg.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Nombre: Ing. Jaime Rafael Hidalgo Aguilar, MSc.		
	Teléfono: +593-999424397		
	E-mail: jaime.hidalgo@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			