

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA



**Propuesta diseño confiable de subestación de  
distribución 46/23 kV en zona urbana con  
capacidad de 50 MVA.**

PRESENTADO POR:

**BILLY ARMANDO HERNÁNDEZ GUTIÉRREZ**

**OSCAR EUGENIO LÓPEZ ALVARADO**

**MARIO ARTURO SOTO VARGAS**

PARA OPTAR AL TITULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, JUNIO DE 2015

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

**RECTOR :**

**ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO**

**SECRETARIA GENERAL :**

**DRA. ANA LETICIA ZAVALA DE AMAYA**

**FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA**

**DECANO :**

**ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL**

**SECRETARIO :**

**ING. JULIO ALBERTO PORTILLO**

**ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**DIRECTOR :**

**MSc. e ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA**

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

Título :

**Propuesta diseño confiable de subestación de  
distribución 46/23 kV en zona urbana con  
capacidad de 50 MVA.**

Presentado por :

**BILLY ARMANDO HERNÁNDEZ GUTIÉRREZ**

**OSCAR EUGENIO LÓPEZ ALVARADO**

**MARIO ARTURO SOTO VARGAS**

Trabajo de Graduación Aprobado por :

Docente Asesor :

**ING. NUMA POMPILIO JIMÉNEZ CORTÉZ**

San Salvador, Junio de 2015

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

**ING. NUMA POMPILO JIMÉNEZ CORTÉZ**

## ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 17 de abril de 2015, en la Sala de Reuniones de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:30 horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. MSc. e Ing. José Wilber Calderón Urrutia  
Director
2. MSc. e Ing. Salvador de Jesús Germán  
Secretario

Firma:

*Wilber Calderón*  
Firma  


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Ing. Numa Pompilio Jiménez Cortéz
- 2- Ing. Armando Martínez Calderón
- 3- MSc. Jorge Alberto Zetino Chicas
- 4- Ing. Jorge Morales

Firma:

*Numa Jiménez Cortéz*  
*Armando Martínez Calderón*  
*Jorge Alberto Zetino Chicas*  
*Jorge Morales*

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

**Propuesta diseño confiable de subestación de distribución 46/23 kV en zona urbana con capacidad de 50 MVA.**

A cargo de los Bachilleres:

- Hernández Gutiérrez Billy Armando
- López Alvarado Oscar Eugenio
- Soto Vargas Mario Arturo

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.7

( ocho punto siete )

BILLY ARMANDO HERNÁNDEZ GUTIERREZ

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios todo poderoso por haberme dado la sabiduría, fuerzas y salud para poder culminar este proyecto, también por sus bendiciones en todo el trayecto de mi carrera y sobre todo por permitirme concluir esta etapa de mi vida con éxito.

A mis padres Julio Cesar Hernández y María Eugenia Gutiérrez por todo el apoyo brindado en todo momento que los necesité y sobre todo el esfuerzo que ellos realizaron para poder sacarme adelante, sin olvidar los consejos y el cariño que ellos supieron darme.

A mi hermano Julio Hernández por el apoyo económico y palabras de aliento para seguir adelante.

A mis compañeros por la compañía y la ayuda recibida en esta etapa de mi vida y por los momentos alegres que compartimos.

A la familia Rodríguez Cruz por el apoyo y los consejos de parte de ellos que fueron de mucha importancia en esta etapa de mi vida.

## **DEDICATORIA**

A Dios todo poderoso y mi familia que fueron mi principal motivación para culminar mi carrera.

OSCAR EUGENIO LÓPEZ ALVARADO

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi madre Gladis Elizabeth Alvarado, por ser siempre una mujer fuerte que me dio la vida, la fortaleza y las atenciones durante todo este tiempo.

A mi padre Víctor Manuel López, que ha demostrado ser un hombre que afronta los retos con mucho coraje y sabiduría.

A mis familiares, compañeros y amigos con los que degustamos más de alguna conversación, de las cuales siempre he aprendido y me ha dejado momentos agradables.

MARIO ARTURO SOTO VARGAS

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios Todopoderoso: Por haberme preparado y capacitado para este momento de mi vida y darme la confianza plena y certera que su mano siempre estará de mi lado para afrontar cada batalla. Por toda la inteligencia y carácter que con mucho amor me ha dado, y que ha construido en mí durante todos estos años. Este triunfo es para glorificar su nombre.*

*A mis padres: Quienes me lo han dado todo. Porque jamás me han dejado solo en ningún momento de mi vida, aun en las derrotas han estado ahí fielmente para corregirme y alentarme con mucho amor. Han custodiado y apoyado cada paso y decisión que he dado durante todo mi caminar hasta llegar a este momento. Les agradezco porque este triunfo no es solo mío, ya que representa el trabajo de ellos sobre mí.*

*A mí amada hermana: por ser un ejemplo vivo de calidad de estudiante y persona, de quien he visto y seguido para aprender a triunfar. Por ser un motivo más para lograr las metas que me propongo. Por estar ahí siempre para escucharme y recibirme en momentos de alegría y tristeza.*

*A mi novia y futura esposa: Porque le ha dado un nuevo sentido a esta meta alcanzada; ya que representa todo lo que quiero construir en la vida y todo lo que quiero ser, porque le da un motivo y razón a cada decisión tomada. Este triunfo es para ella también, ya que ha sido un pilar de apoyo incondicional e indispensable para lograr esta meta. Por saberme aconsejar, guiar y ser la voz de aliento que Dios ha querido para mi vida.*

*A mis abuelos y abuelas: Por su sacrificio y amor que, junto a mis padres, me han traído la bendición de estar donde estoy.*

*A mis compañeros de tesis: Por su apoyo y sacrificio en conjunto para lograr esta meta, por las noches de desvelo y entregadas al trabajo; ya que, es gracias a l esfuerzo de todos que podemos decir “lo hemos logrado”.*

# INDICE DE CONTENIDO

	Pág.
<b>CAPITULO 1. ASPECTOS GENERALES .....</b>	<b>11</b>
1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA .....	11
1.2 OBJETIVOS.....	11
1.3 ALCANCES .....	12
1.4 ANTECEDENTES .....	13
1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	16
1.6 JUSTIFICACIÓN.....	17
1.7 REFERENCIAS .....	17
<b>CAPITULO 2. CONSIDERACIONES DE LOCALIZACIÓN Y SITIO .....</b>	<b>19</b>
2.1 CRITERIOS A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE TERRENO.....	19
2.1.1 <i>Criterio Eléctrico</i> .....	19
2.1.2 <i>Criterio de Construcción</i> .....	20
2.1.3 <i>Dimensiones Mínimas del Terreno</i> .....	20
2.1.4 <i>Criterio Topográfico, hidrológico y geotécnico</i> .....	20
2.1.5 <i>Criterio Social – Seguridad Pública</i> .....	21
2.1.6 <i>Criterio Ambiental</i> .....	23
2.2 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.....	23
2.2.1 <i>Apariencia y Diseño</i> .....	23
2.2.2 <i>Fuentes De Ruido Audible</i> .....	24
2.2.3 <i>Localización y Selección del Sitio</i> .....	25
2.3 CONSIDERACIONES CLIMÁTICAS.....	26
2.3.1 <i>Temperatura y clima ambiental</i> .....	27
2.3.2 <i>Niveles Isoceráunicos</i> .....	27
2.3.3 <i>Nivel De Humedad</i> .....	29
2.3.4 <i>Nivel sísmico</i> .....	29
2.4 RESUMEN DE LAS CONSIDERACIONES DE LOCALIZACIÓN.....	30
2.5 REFERENCIAS .....	31
<b>CAPITULO 3. TENDENCIAS MODERNAS DE SUBESTACIONES.....</b>	<b>33</b>
3.1 DISEÑO CONFIABLE .....	34
3.2 CELDAS METALCLAD.....	37
3.3 CABLE SEMI-AISLADO .....	43

3.4	PROTECCIONES ANTI-FAUNA.....	45
3.5	CONTROL SUPLEMENTARIO DE CARGAS.....	47
3.5.1	<i>Diseño del control suplementario.....</i>	<i>48</i>
3.6	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN.....	50
3.7	REFERENCIAS.....	53
<b>CAPITULO 4. DISEÑO CONFIABLE DE LA SUBESTACIÓN.....</b>		<b>55</b>
4.1	INGENIERÍA BÁSICA.....	55
4.2	ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA.....	56
4.3	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO.....	58
4.4	PROTECCIÓN DE EQUIPOS.....	60
4.4.1	<i>Protección del transformador.....</i>	<i>61</i>
4.4.2	<i>Protección de líneas.....</i>	<i>62</i>
4.4.3	<i>Protección de barras (buses).....</i>	<i>63</i>
4.5	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	63
4.6	CÁLCULO DE CONFIABILIDAD.....	71
4.7	DISEÑO DE PLANOS.....	73
4.8	ALUMBRADO EXTERIOR E INTERIOR DE LA SUBESTACIÓN.....	74
4.8.1	<i>Sistema de control y alumbrado inteligente.....</i>	<i>75</i>
4.9	REFERENCIAS.....	77
<b>CAPITULO 5. ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS.....</b>		<b>79</b>
5.1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	79
5.1.1	<i>Partes que componen un transformador.....</i>	<i>81</i>
5.1.1.1	Relé Buchholz.....	81
5.1.2	<i>Impedancia.....</i>	<i>82</i>
5.1.3	<i>Tipos de enfriamiento.....</i>	<i>83</i>
5.1.3.1	Tipo OA.....	83
5.1.3.2	Tipo OA/FA.....	83
5.2	INTERRUPTOR DE POTENCIA.....	83
5.2.1	<i>Clasificación de los interruptores.....</i>	<i>83</i>
5.2.1.1	Medio de extinción.....	83
5.2.1.1.1	Interruptores en SF6.....	84
5.2.1.2	Ubicación de las cámaras.....	84
5.2.1.2.1	Tanque vivo.....	84
5.3	SECCIONADOR.....	85
5.3.1	<i>Tipos de seccionadores.....</i>	<i>85</i>

5.3.1.1	Desconectador o seccionador .....	85
5.4	CELDA METALCLAD .....	85
5.5	AISLADORES.....	86
5.5.1	<i>Aislador de soporte</i> .....	87
5.5.2	<i>Aislador de suspensión</i> .....	87
5.6	DESCARGADOR (PARARRAYO) .....	88
5.7	CONDUCTORES.....	88
5.7.1	<i>Conductor de aluminio con refuerzo de aleación de aluminio ACAR</i> .....	88
5.8	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN.....	89
5.8.1	<i>Transformador de corriente</i> .....	89
5.8.2	<i>Transformador de potencial</i> .....	90
5.9	RELÉ MULTIFUNCIONAL .....	91
5.10	ESPECIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS .....	91
5.11	REFERENCIAS .....	102
<b>CAPITULO 6. DISEÑO DE LA RED DE PUESTA A TIERRA BASADO EN IEEE STD 80 .....</b>		<b>104</b>
6.1	PARÁMETROS DE DISEÑO.....	104
6.1.1	<i>Corriente máxima a disipar por la malla (IG)</i> .....	104
6.1.2	<i>Geometría de la malla</i> .....	105
6.1.3	<i>Resistividad del terreno (<math>\rho</math>)</i> .....	106
6.1.4	<i>Resistividad de la capa superficial (<math>\rho S</math>)</i> .....	106
6.1.5	<i>Selección del tamaño del conductor</i> .....	107
6.1.6	<i>Criterio de tensiones de toque y de paso tolerables</i> .....	108
6.2	ECUACIONES DE SCHWARZ PARA SUELO HOMOGÉNEO .....	109
6.3	TENSIÓN MÁXIMA DE LA MALLA (EM) .....	110
6.4	TENSIÓN DE PASO ( <i>Es</i> ).....	112
6.5	CONSIDERACIONES DEL DISEÑO PRELIMINAR .....	112
6.6	CONEXIONES A LA MALLA.....	113
6.7	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE LA RED DE TIERRA.....	114
6.8	DISEÑO DE LA RED DE TIERRA.....	115
6.9	HOJA DE CÁLCULO DE LA RED DE TIERRA.....	121
6.10	REFERENCIAS .....	123
<b>CAPITULO 7. HOJAS DE CÁLCULO: PRESUPUESTO Y CONFIABILIDAD .....</b>		<b>125</b>
7.1	PRESUPUESTO RESUMEN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN .....	125
7.1.1	<i>Costo de Ingeniería y Supervisión</i> .....	125

7.1.2	<i>Costos de la Obra Electromecánica</i> .....	126
7.1.3	<i>Costos por la Obra Civil</i> .....	127
7.1.4	<i>Costos de Equipos</i> .....	129
7.1.5	<i>Resumen de Presupuesto</i> .....	134
7.2	ESTUDIO DE CONFIABILIDAD: MÍNIMO CONJUNTO DE CORTES .....	135
7.3	REFERENCIAS .....	137
<b>CAPITULO 8.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>138</b>
<b>ANEXO A</b>	<b>MEMORIAS DE CÁLCULO</b> .....	<b>141</b>
<b>ANEXO B</b>	<b>PLANOS DE DISEÑO</b> .....	<b>145</b>
<b>ANEXO C</b>	<b>HOJAS DE ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA</b> .....	<b>160</b>

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2-1. Niveles medios de ruido permisibles .....	24
Tabla 2-2. Niveles medios de ruido en los transformadores .....	25
Tabla 2-3. Tabla resumen de las consideraciones de localización .....	30
Tabla 3-1. Voltajes y niveles de aislamiento para celdas metalclad según norma IEEE C37.20.2 ....	40
Tabla 3-2. Animales identificados como causante de interrupciones según IEEE std. 1264-1993...	45
Tabla 3-3. Tabla de deslastre de cargas. ....	49
Tabla 3-4. . Lista de dispositivos inteligentes.....	52
Tabla 4-1. Variación de voltaje respecto a la cargabilidad.....	58
Tabla 4-2. Valores de cortocircuito trifásico .....	59
Tabla 4-3. Valores de cortocircuito monofásico .....	60
Tabla 4-4. Elementos de primer orden de Subestación radial.....	72
Tabla 4-5. Elementos de primer orden Subestación aislada en aire.....	72
Tabla 4-6.Elementos de primer orden Subestación metalclad.....	73
Tabla 4-7. Comparación de confiabilidad.....	73
Tabla 5-1. Valores estándar de impedancia de la norma IEC 60076-5. ....	82
Tabla 5-2. Dimensiones en mm del seccionador tripolar. ....	85
Tabla 5-3. Dimensiones de descargadores dependiendo del voltaje nominal. ....	88
Tabla 5-4. Dimensiones del transformador de corriente tipo soporte de 52 kV, según la corriente primaria, dadas en mm. ....	89
Tabla 5-5. Dimensiones del transformador de corriente tipo soporte de 36 kV, según la corriente primaria, dadas en mm. ....	90
Tabla 5-6. Dimensiones del transformador de potencial para voltajes de 36 y 52 kV, dadas en mm. ....	90
Tabla 5-7. Especificación del transformador de potencia.....	92
Tabla 5-8. Especificación del transformador de puesta a tierra .....	92
Tabla 5-9. Especificación del interruptor de potencia primario. ....	93
Tabla 5-10. Especificación del interruptor de potencia secundario. ....	93
Tabla 5-11. Especificación del seccionador primario. ....	93
Tabla 5-12. Especificación del seccionador secundario. ....	94
Tabla 5-13. Especificación de las celdas Metalclad.....	94
Tabla 5-14. Especificación del aislador de soporte. ....	95
Tabla 5-15.Especificación del aislador de suspensión.....	95
Tabla 5-16. Especificación del descargador primario.....	96
Tabla 5-17. Especificación del descargador secundario.....	96
Tabla 5-18. Especificación del conductor primario.....	96
Tabla 5-19. Especificación del conductor secundario.....	96
Tabla 5-20. Especificación del cable semiaislado.....	97
Tabla 5-21. Especificación del relé SEL 387T, ver anexo C.2.....	97
Tabla 5-22. Especificación del relé SEL 487B, ver anexo C.3.....	98

Tabla 5-23. Especificación del relé SEL 351L, ver anexo C.1. ....	98
Tabla 5-24. Especificación de TC primario del transformador. ....	99
Tabla 5-25. Especificación de TC secundario del transformador. ....	99
Tabla 5-26. Especificación de TCs conectados al bus primario. ....	99
Tabla 5-27. Especificación de TCs conectados a los alimentadores. ....	100
Tabla 5-28. Especificación de TCs conectados al interruptor 73. ....	100
Tabla 5-29. Especificación de TCs conectados al colector. ....	100
Tabla 5-30. Especificación del transformador de potencial primario. ....	101
Tabla 5-31. Especificación del transformador de potencial secundario. ....	101
Tabla 6-1. Impedancias equivalentes aproximadas de cables de guarda de líneas de transmisión y neutros de distribución (alimentadores) .....	105
Tabla 6-2. Resistividad de algunos tipos de suelo. ....	106
Tabla 6-3. Valores de las constantes de los conductores de la norma IEEE Std 80-2000. ....	107
Tabla 6-4. Dimensiones de los conductores de puesta a tierra. ....	108
Tabla 7-1. Costo por Ingeniería y Supervisión – Subestación Aislada en Aire. ....	125
Tabla 7-2 Costo por Ingeniería y Supervisión – Metal Clad. ....	125
Tabla 7-3 Detalle de Obra Electromecánica – Subestación Aislada en Aire. ....	126
Tabla 7-4. Detalle de Obra Electromecánica – Subestación con MetalClad. ....	127
Tabla 7-5. Detalle de Obra Civil .....	128
Tabla 7-6 Presupuesto para Equipos – Subestación Aislada en Aire. ....	131
Tabla 7-7 Presupuesto para Equipos – Subestación MetalClad. ....	133
Tabla 7-8 Tabla resumen de presupuesto por la construcción de la obra – Subestación Aislada en Aire. ....	134
Tabla 7-9 Tabla resumen de presupuesto por la construcción de la obra – Subestación MetalClad. ....	134
Tabla A-1. Factores “k” .....	142

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1-1. Diagrama Unifilar: Bus Sencillo. ....	14
Figura 1-2. Diagrama Unifilar: Bus Sencillo con Seccionador.....	14
Figura 1-3. Diagrama Unifilar: Bus de Transferencia.....	15
Figura 1-4. Diagrama Unifilar: Subestación en Anillo.....	16
Figura 2-1. Señal de precaución .....	22
Figura 2-2. Distintos tipos de barreras de protección en la subestación. Fuente: Acuerdo N°29-E-2000, SIGET .....	22
Figura 2-3. Mapa Isocerámico mundial.....	28
Figura 2-4. Mapa Isocerámico El Salvador. Fuente: Universidad De El Salvador.....	28
Figura 3-1. Posibles fallas en la subestación con diseño tipo “H” .....	36
Figura 3-2. Compartimientos de una celda metalclad. ....	40
Figura 3-3. Compuertas y chimeneas de ventilación. ....	42
Figura 3-4. Esquemas eléctricos de las celdas metalclad.....	42
Figura 3-5. Diagrama eléctrico para diseño con celdas metalclad.....	43
Figura 3-6. Partes que conforman al cable semiaislado. ....	44
Figura 3-7. Disco tipo rejilla.....	47
Figura 3-8. Boquilla termográfica.....	47
Figura 3-9. Protector de guano. ....	47
Figura 3-10. Esquema de control de control suplementario. ....	49
Figura 3-11. Ejemplo de Interfaz Humano-Máquina.....	51
Figura 3-12. Acceso y comunicación entre RTC y dispositivos inteligentes.....	51
Figura 4-1. Cargabilidad nominal 30MVA .....	56
Figura 4-2. Cargabilidad al 90% (45MVA).....	57
Figura 4-3. Cargabilidad al 100%.....	57
Figura 4-4. Falla trifásica .....	59
Figura 4-5. Falla monofásica en bus primario 46kV sin transformador de tierra .....	59
Figura 4-6. Falla monofásica con transformador de tierra .....	60
Figura 4-7. Protección diferencial .....	61
Figura 4-8. Protección Buchholz.....	61
Figura 4-9. Falla trifásica en una línea de distribución 23kV.....	64
Figura 4-10. Secuencia de operación de los elementos de protección.....	64
Figura 4-11. Coordinación de curvas.....	65
Figura 4-12. Falla trifásica en bus secundario .....	66
Figura 4-13. Secuencia de operación de las protecciones .....	66
Figura 4-14. Coordinación de curvas.....	67
Figura 4-15. Falla trifásica en el transformador .....	68
Figura 4-16. Secuencia de operación de las protecciones .....	68
Figura 4-17. Falla trifásica en la barra primaria .....	69
Figura 4-18. Secuencia de operación de las protecciones .....	69

Figura 4-19. Falla en una línea de subtransmisión.....	70
Figura 4-20. Secuencia de operación de las protecciones .....	70
Figura 4-21. Curva de accionamiento del relé SEL-351.....	71
Figura 4-22. Protocolo de Red de los Sistemas de Control de Equipos Eléctricos. Fuente: Schneider Electric.....	75
Figura 4-23. IC Astro Light. Fuente: Schneider Electric.....	76
Figura 5-1. Vista de frontal de un transformador de potencia.....	79
Figura 5-2. Vista de perfil de un transformador de potencia.....	80
Figura 5-3. Vista de planta de un transformador de potencia.....	80
Figura 5-4. Relé Buchholz .....	82
Figura 5-5. Dimensiones del interruptor tanque vivo en mm.....	84
Figura 5-6. Dimensiones de un seccionador tripolar.....	85
Figura 5-7. Dimensiones de la vista lateral de la celda Metalclad.....	86
Figura 5-8. Dimensiones de la vista en planta de la celda Metalclad.....	86
Figura 5-9. Dimensiones del aislador TR-216, dadas en mm.....	87
Figura 5-10. Dimensiones del aislador de suspensión tipo Clevis ANSI 52-1, dadas en mm .....	87
Figura 5-11. Dimensiones del descargador de óxido de zinc.....	88
Figura 5-12. Dimensiones de un transformador de corriente tipo soporte para 52 kV.....	89
Figura 5-13. Dimensiones del transformador de corriente tipo soporte para 36 kV.....	89
Figura 5-14. Dimensiones del transformador de potencial.....	90
Figura 6-1. Pozo de tierra de 9 metros de longitud.....	113
Figura 6-2. Esquema de conexiones de la cuadrícula con soldaduras exotérmicas.....	114
Figura 6-3. Diseño de la cuadrícula .....	117
Figura 6-4. Datos de entrada de hoja de cálculo.....	121
Figura 6-5. Tabla resumen de los parámetros de diseño de la red de tierra.....	122
Figura 7-1. Hoja de cálculo para estudio de confiabilidad .....	136
Figura A-1. Hoja de cálculo para diseño de transformador de puesta a tierra.....	143
Figura A-2. Hoja de cálculo para especificación de transformador de puesta a tierra.....	143

# INDICE DE ANEXOS

	Pág.
<b>ANEXO A MEMORIAS DE CÁLCULO.....</b>	<b>141</b>
A.1 TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA .....	141
A.2 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN.....	144
<b>ANEXO B PLANOS DE DISEÑO.....</b>	<b>145</b>
B.1 SIMBOLOGÍA .....	146
B.2 DIAGRAMA CONCEPTUAL DEL PROYECTO .....	147
B.3 DIAGRAMA UNIFILAR – SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE.....	148
B.4 DIAGRAMA UNIFILAR – SUBESTACIÓN METALCLAD.....	149
B.5 DIAGRAMA DE PROTECCIONES .....	150
B.6 SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE – VISTA EN PLANTA .....	151
B.7 SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE – VISTA EN PERFIL: SECCIÓN A-A Y SECCIÓN B-B .....	152
B.8 SUBESTACIÓN METALCLAD – VISTA EN PLANTA.....	153
B.9 SUBESTACIÓN METALCLAD – VISTA EN PERFIL: SECCIÓN A-A Y SECCIÓN B-B .....	154
B.10 CELDAS METALCLAD.....	155
B.11 CONTROL DE LA SUBESTACIÓN .....	156
B.12 ILUMINACIÓN .....	157
B.13 RED DE TIERRA.....	158
B.14 DETALLE DE LA RED DE TIERRA.....	159
<b>ANEXO C HOJAS DE ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA .....</b>	<b>160</b>
C.1 SEL-351. SISTEMA DE PROTECCIÓN .....	160
C.2 SEL-387 RELÉ DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE DIFERENCIAL Y DE SOBRECORRIENTE.....	163
C.3 SEL-487B PROTECCIÓN POR FALLA DE BUS.....	166
C.4 SEL-735 MEDIDOR CON <i>POWER QUALITY</i> .....	169
C.5 SEL-3530 CONTROLADOR DE AUTOMATIZACIÓN EN TIEMPO REAL .....	172

---

# CAPÍTULO 1

---

## ASPECTOS GENERALES

---

### DESCRIPCIÓN GENERAL

---

En este capítulo se presenta una breve introducción a los aspectos generales al tema de diseño de subestaciones de distribución; en el cual, el presente capítulo contiene antecedentes al diseño tradicional de este tipo de subestaciones.

El desarrollo de este estudio previo, ha permitido tener una visión más clara de la problemática en el diseño de una subestación de distribución; así como obtener el criterio para el análisis y comprensión en el desarrollo de estudios de confiabilidad, estudio de fallas, diseños confiables, tendencias modernas de subestaciones, etc.

También, lo anterior ha permitido entender el funcionamiento de las

subestaciones en base a las diferentes configuraciones que existen con respecto a maniobrabilidad, mantenimiento, etc., y poder hacer un análisis de dichas configuraciones hasta llegar a la configuración más óptima.

Por último se presentara la configuración más eficiente para la operación de una subestación de distribución; el cual, dará paso al análisis y propuesta de diseño que permita establecer rangos recomendables de confiabilidad.

# CAPITULO 1. ASPECTOS GENERALES

## 1.1 Descripción del tema

En este trabajo de graduación se presenta el estudio del diseño de una subestación de distribución con capacidad de 50 MVA, voltaje primario 46 kV y voltaje secundario de 23 kV; para lo cual, se han estudiado las diferentes configuraciones de subestaciones estándar, por ejemplo: bus sencillo, bus sencillo con seccionador interbus, bus sencillo y barra de transferencia y la subestación en anillo.

Partiendo de esto, se presenta un diseño completo y confiable para una subestación de distribución. Al analizar cada una de las configuraciones, se ha llegado a una que ofrece la mejor calidad, por su distribución de los equipos y redundancia en el sistema; dicha configuración tipo H con bus seccionado, se ha analizado en términos de cargabilidad, coordinación de protecciones, confiabilidad, nivel de cortocircuito, sistemas de puesta a tierra (red a tierra y transformador de puesta a tierra) y economía.

Lo anterior, se ha complementado con el desarrollo de los diagramas eléctricos y planos de construcción de la subestación, especificando las características y datos de los equipos que la componen, tales equipos como: *transformadores de potencia, seccionadores, interruptores de potencia, celdas metalclad, equipos de protección, etc.*

## 1.2 Objetivos

### GENERAL

Desarrollar una propuesta de diseño confiable de subestación de distribución 46/23 kV en la zona urbana con una capacidad de 50 MVA.

### ESPECIFICOS

- Proponer el diseño de una subestación que cumpla con los criterios de confiabilidad según los estándares IEEE Std 493-1997.
- Aplicar las técnicas de confiabilidad en el diseño de la subestación de distribución.
- Analizar los aspectos generales con respecto a la ubicación y construcción de la subestación de distribución, tales como los criterios eléctricos, criterios de

construcción, dimensiones mínimas del terreno, criterio topográfico, criterio social, criterio ambiental, consideraciones ambientales y consideraciones climáticas.

- Calcular la confiabilidad utilizando el método de mínimo conjunto de cortes según IEEE Std 493-1997.
- Especificar características de cada componente a utilizar en la construcción de la subestación de distribución para que funcione con una elevada confiabilidad.
- Presentar el presupuesto, que incluyen los materiales, la obra electromecánica, la obra civil y la supervisión e ingeniería; que se implementarán para la construcción de la subestación de distribución.
- Aplicar los estándares, presentados en el documento desarrollado en la Universidad de El Salvador [1], para el diseño de planos eléctricos en la construcción de la subestación de distribución.
- Diseñar la adecuada red de tierra para la subestación de distribución.
- Desarrollar una herramienta software que permita realizar los cálculos de confiabilidad para la subestación de distribución a diseñar.

### 1.3 Alcances

- a) La propuesta de diseño involucra el esquema de una subestación para el área urbana con capacidad de 50 MVA, para un voltaje primario 46 kV y un secundario 23 kV con 6 alimentadores.
- b) El diseño de construcción de los diagramas y planos eléctricos constará del diagrama unifilar, vista en planta y vista en perfil con sus respectivas secciones.
- c) Se realizarán los análisis correspondientes para el estudio del funcionamiento de la subestación de distribución, tales como *análisis de carga*, *análisis de cortocircuito*, *cálculo de transformador de puesta a tierra*, *coordinación de protecciones*, *sistema de red a tierra* y *análisis de confiabilidad*.
- d) El software que se implementará se realizará en base a una herramienta sencilla, por ejemplo: Visual Basic Excel u otros. Con el fin de presentar los datos de confiabilidad según el equipamiento de la subestación.
- e) Los criterios de confiabilidad que se utilizarán serán los criterios N-1 y el criterio de Mínimo Conjunto de Cortes.
- f) Los datos de confiabilidad de los elementos que se ocuparán para el diseño de la subestación de distribución serán los datos planteados en IEEE Std. 493-1997.

- g) Se desarrollarán dos proyectos completos: una subestación aislada en aire y una subestación en metalclad.
- h) El estudio del trabajo de graduación no se basará en explicar las tasas de fallas de las empresas distribuidoras que se encuentran en el país. Se centrará únicamente en la propuesta de una nueva alternativa en cuanto al diseño.

#### 1.4 Antecedentes

Las subestaciones de distribución se diseñan buscando siempre una máxima confiabilidad y flexibilidad en su operación. Por lo que, la facilidad para realizar maniobras tanto de switcheo o mantenimiento y al momento de desconectar equipo y sacarlo de servicio ya sea por salidas programadas o no programadas debe mantener al sistema en operación óptima, siendo así uno de los requisitos esenciales para la operación confiable de los sistemas.

Existen varios arreglos de barras para las subestaciones de distribución [2] y se han estudiado previamente los diseños de bus sencillo, bus sencillo con seccionamiento, bus de transferencia y subestación en anillo. En función del esquema de barras se determinan el número de equipos y su distribución dentro de la subestación. El esquema de barras también define el área del terreno que debe adquirirse para la subestación. Otros aspectos que repercuten en el área de terreno requerida son: *el tipo de barra, el tipo de equipo, el tipo de estructura, etc.*

La selección de un arreglo de barras en particular y su representación en un diagrama unifilar, debe tomar en cuenta aspectos como confiabilidad y continuidad del servicio (criterios de seguridad operativa), versatilidad para la operación, facilidad para realizar las labores de mantenimiento y cantidad y costo de equipos eléctricos. Los arreglos de barras más comunes en subestaciones de distribución se describen a continuación:

- a) **Bus sencillo:** En este esquema todos los equipos están conectados a una única barra y por lo tanto es el más simple, denotando de esta manera que no ofrece mayor grado de flexibilidad porque al ocurrir una falla en la barra principal producirá que la subestación se quede a cero voltaje.

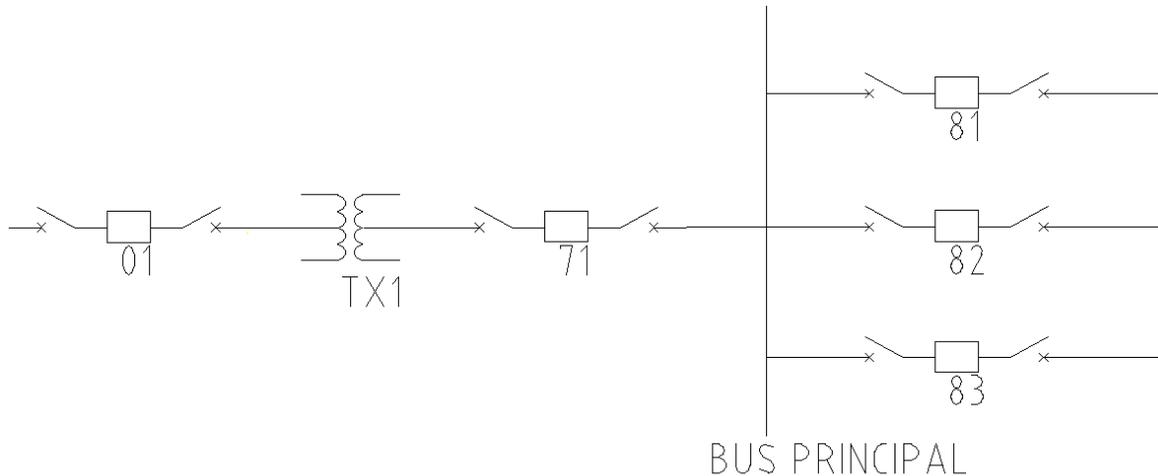


Figura 1-1. Diagrama Unifilar: Bus Sencillo.

- b) **Bus sencillo con seccionador:** El funcionamiento es similar al bus sencillo con la diferencia que las barras se dividen en secciones mediante elementos de corte. Además, otorga una mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación.

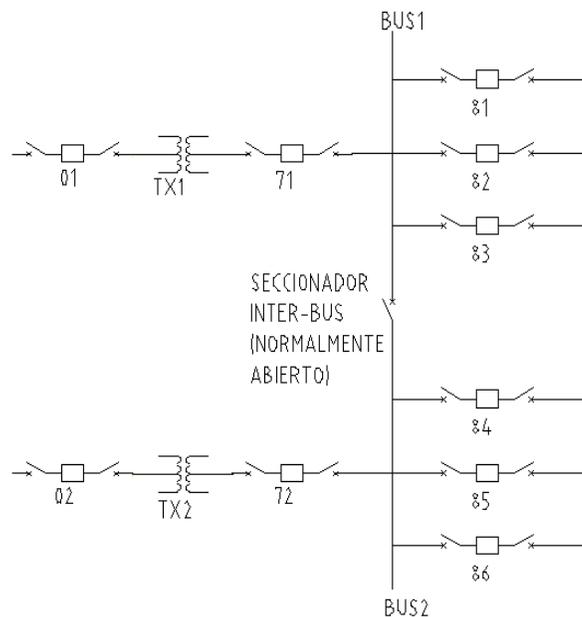


Figura 1-2. Diagrama Unifilar: Bus Sencillo con Seccionador.

- c) **Bus de transferencia:** Este es un sistema que hace una mejora al de barra sencilla ya que se introduce una segunda barra (barra de transferencia) y un interruptor adicional (interruptor de transferencia), que se utilizan cuando se va a dar mantenimiento a un interruptor conectado a la barra principal sin sacar de servicio a toda la línea. Adicionalmente se requieren seccionadores de transferencia en todos los interruptores conectados a la barra principal. En la condición de operación normal,

todos los equipos están conectados a una única barra (barra principal). Este sistema es más flexible que el de barra sencilla ya que se le puede dar mantenimiento a un interruptor (uno a la vez) sin que se requiera dejar sin servicio a la línea porque esta se mantiene operando a través del interruptor de transferencia. Una de las desventajas de este sistema es que solamente se puede dar mantenimiento a un interruptor a la vez y cuando se quiera disipar una falla dada en la barra principal toda la subestación sale de servicio.

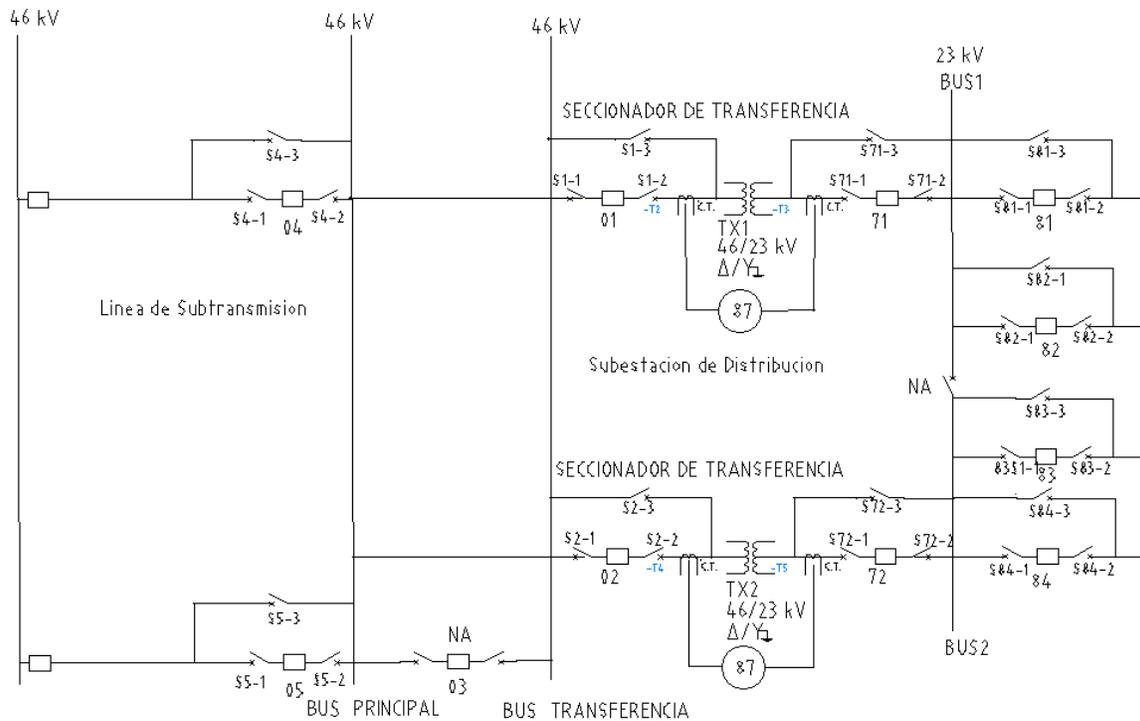


Figura 1-3. Diagrama Unifilar: Bus de Transferencia.

- d) **Subestación en anillo:** Este sistema se compone de dos barras principales, donde cada elemento puede energizarse por medio de dos interruptores. Desde el punto de operación, este es un sistema muy flexible y se utiliza mucho en subestaciones de transmisión. Las ventajas de este sistema son: al ser un sistema que tiene flexibilidad se puede dar mantenimiento a uno de los interruptores sin sacar de servicio a la subestación debido a que se mantiene operando con el interruptor adyacente. Hay mayor flexibilidad para la operación y para ello se requieren pocos interruptores. Es confiable el sistema ya que cuando sale un elemento por falla se abren los dos interruptores adyacentes sin afectar a los demás. No se requieren la protección diferencial de barras. Su desempeño es muy bueno si se le da el debido mantenimiento. La desventaja de este sistema es que cuando un interruptor está en

mantenimiento o fuera de servicio como consecuencia de una falla (en una línea de transmisión por ejemplo) el desempeño del esquema se reduce notablemente (anillo abierto). Por consiguiente, cualquier trabajo de mantenimiento en la subestación puede ocasionar una configuración débil e inestable desde el punto de vista de seguridad operativa. También podría considerarse que este sistema con respecto al de barra sencilla es más costoso por la cantidad de equipo que se requieren.

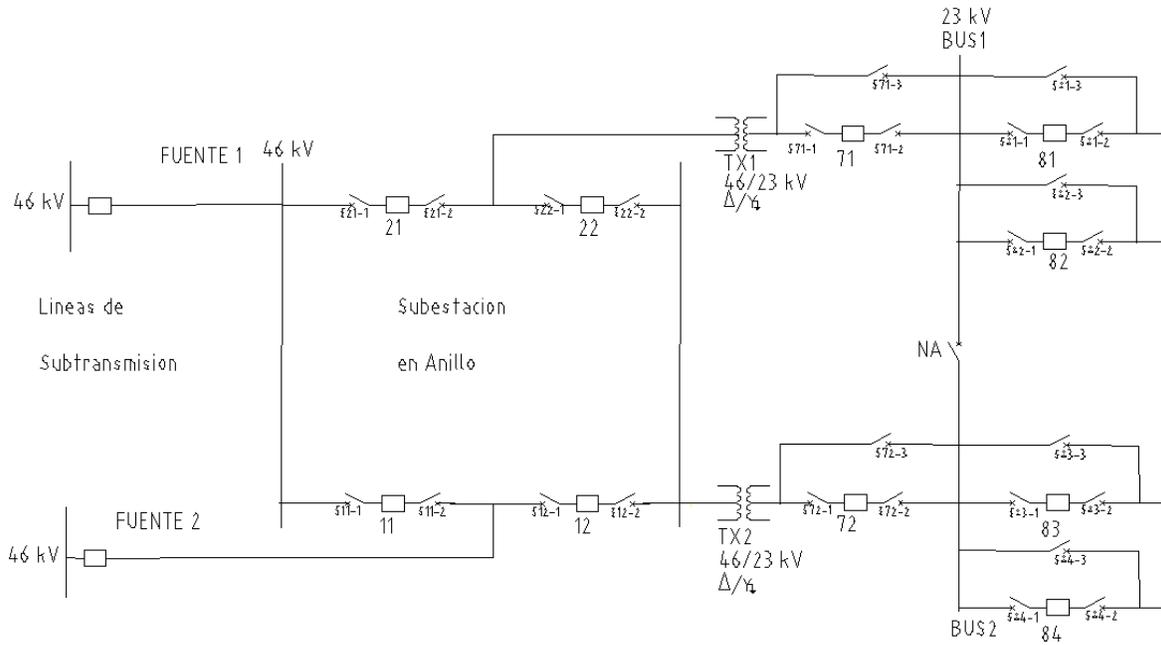


Figura 1-4. Diagrama Unifilar: Subestación en Anillo.

## 1.5 Planteamiento del problema

La problemática del trabajo de graduación parte del hecho que, en las subestaciones y redes de distribución del país no se ha contado con un criterio definido de confiabilidad al momento de diseñar subestaciones de distribución de energía eléctrica. Esto se puede ver debido a que, en las subestaciones aún se implementa el sistema radial; sistema el cual, es poco confiable debido a que al momento de suceder alguna contingencia, en la barra principal, toda la subestación sale de servicio para poder aislar la falla, y actualmente estos sistemas solo cuentan con un circuito de alimentación a la subestación.

La excepción a estos esquemas radiales son las subestaciones del área metropolitana de San Salvador, donde se cuenta con una topología de red enmallada.

Las tasas de falla aumentan debido a que no poseen un sistema de redundancia que permita aislar la falla sin dejar fuera de servicio toda la subestación. Además, genera costos de energía no servida y compensaciones económicas de las empresas distribuidoras a los clientes afectados, como también, pérdidas de producción de las empresas industriales interrumpidas o con paradas de producción por perturbaciones de voltaje.

## **1.6 Justificación**

Hoy en día, el diseño de subestaciones eléctricas en empresas distribuidoras requiere que estas sean confiables, flexibles y eficientes, para que de esta manera se reduzca el número de tasas por fallas al año, así también poder realizar maniobras de mantenimiento en ellas sin interrumpir el servicio, y así no afectar a los grandes clientes industriales.

Para ello, se necesita evitar en la medida de lo posible el sistema de distribución radial; debido a que, es más susceptible a dejar fuera de servicio a las subestaciones ante las fallas en el sistema, así también ante una obra de mantenimiento en la subestación.

Por esto, el trabajo de graduación se centra en plantear una propuesta de solución para la construcción de subestaciones de distribución, con un modelo más robusto que con los que se cuenta actualmente; a manera que, este diseño pueda ser tomado como una nueva alternativa contra los diseños radiales de las subestaciones de distribución actuales.

## **1.7 Referencias**

[1] Manuel Antonio Barahona y Angel Alberto Umaña, "Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 46KV a 23/13.2/4.16KV," Universidad de El Salvador, San Salvador, Trabajo de Graduación 2011.

[2] Enrique Harper, *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*, 2da edición.

---

## CAPÍTULO 2

---

### CONSIDERACIONES DE LOCALIZACIÓN Y SITIO

---

#### DESCRIPCIÓN GENERAL

---

El tema del estudio de localización es un factor muy importante e indispensable al momento del emprender el diseño de una subestación de distribución. Dicho estudio puede llegar a ser afectado por factores cualitativos, como los son aspectos culturales, sociales, etc., hasta aspectos cuantitativos como lo son costo económico por instalación y mantenimiento de la subestación.

Debido a lo anterior, el estudio de localización se debe de hacer detenidamente para tener una mayor seguridad que la obra a diseñar es factible.

En este capítulo, se muestran los aspectos básicos del estudio para el

diseño de subestaciones de distribución en áreas urbanas, tal y como lo exige la norma de la SIGET según el Acuerdo N° 29-E-2000 [2] y la guía de diseño de subestaciones rurales hecha por el departamento de agricultura en el país de Estados Unidos de América [3], el cual para el diseño de una subestación urbana, esta guía es perfectamente acoplable debido a que pueden retomar los parámetros básicos que cumplen con los requisitos para subestaciones rurales y urbanas, tales como niveles de ruido, niveles de contaminación, aspectos climáticos y ambientales, aspectos sociales, culturales y otros que puedan afectar con el diseño.

## CAPITULO 2. **CONSIDERACIONES DE LOCALIZACIÓN Y SITIO**

El estudio del sitio y selección del terreno representa toda aquella actividad que tiene como fin localizar diversas alternativas de terrenos donde pueda llevarse a cabo la construcción de la subestación eléctrica, a fin de escoger el sitio más idóneo, apoyándose de lo establecido en la guía de diseño de subestaciones *Design Guide for Rural Substations* [3] y también basándose en lo establecido en el Acuerdo 29-E-2000 de la SIGET [2].

Por este motivo el estudio de localización y sitio se vuelve dos factores críticos en el diseño de una subestación de distribución. Para esto antes de comenzar con el estudio hay factores que deben ser evaluados al momento de seleccionar un sitio para la subestación.

### **2.1 Criterios a considerar para la selección de terreno**

#### **2.1.1 Criterio Eléctrico**

Que la subestación quede comprendida dentro de un área donde se pueda representar e identificar fácilmente las cargas, y lo más cercano a la línea de alimentación aérea con el fin de minimizar las pérdidas de energía. En el presente trabajo de graduación se presenta una ubicación de la subestación en la zona industrial de Apopa, San Salvador. Esta zona está sobre la carretera Troncal del Norte, sobre el Kilómetro 17 1/2, cerca de la fábrica de postes POSCRET S.A de C.V. Por tanto, las cargas presentes y futuras ya están previstas y son cargas industriales.

Como el terreno donde está ubicada la subestación debe de proporcionar líneas de transmisión accesibles, las líneas de conexión que pasan cerca de la zona de ubicación provienen de la subestación de transformación NEJAPA-ETESAL. Dichas líneas tendrán un recorrido desde la subestación NEJAPA hasta la subestación de distribución de 9.8 Km., la carretera es a dos carriles (uno de ida y otro de venida) y solamente en el lado del carril de venida hacia Apopa se encuentra utilizado por la línea de transmisión.

Teniendo eso como referencia, se cuenta con espacio para la construcción de las respectivas líneas de subtransmisión ya sea utilizado uno o el otro brazo de la carretera. Además, se cuenta con suficiente espacio para los respectivos seis circuitos de salida con las que contará la subestación de distribución.

### **2.1.2 Criterio de Construcción**

Establece que se tenga un fácil acceso vial y/o que sea económicamente factible la construcción de vías de acceso a la subestación. Para el caso de la subestación diseñada en el presente trabajo de graduación, se ha tomado elegir un terreno que este aledaño a la carretera; el cual, ofrece un acceso fácil tanto para maquinaria liviana como pesada. Además, esto permite el libre y permanente acceso de personal y material (sin faltar a los aspectos de seguridad y condiciones de ingreso para personas no autorizadas), sin depender en ninguna circunstancia de terceros.

### **2.1.3 Dimensiones Mínimas del Terreno**

De acuerdo al diseño de la subestación, las dimensiones mínimas para la subestación son las siguientes:

1. Transformador de Potencia, 4.20 x 5.20 m (Espacio para 2 transformadores).
2. Bus Primario 46 kV, 4.88 x 5 m.
3. Caseta de Control, 6.34 x 13 m.
4. Bahía de Salida 23 kV, 0.5 x 19.53 m.

El terreno estimado para la construcción de la subestación es de 63 x 45 m.; el cual, es lo suficiente para el espacio ocupado por las instalaciones. A la vez, se tendrá espacio para expansiones que sean necesarias, obras de mantenimiento, etc.

### **2.1.4 Criterio Topográfico, hidrológico y geotécnico**

El terreno elegido o la zona elegida para la construcción de la subestación cuentan con las condiciones mínimas para ser factible la construcción. Estas condiciones son las siguientes y con las cuales cuenta el terreno seleccionado para la ubicación:

1. Polígono regular de dimensiones indicadas en la sección 2.1.3.
2. Un terreno lo más plano posible, con el fin de evitar rellenos y nivelaciones.
3. No inundable.
4. Alejado de arroyos, ríos, barrancos y laderas.
5. No contiene suelo pantanoso.
6. No es un suelo rocoso.
7. No es una zona contaminada de basura o escombros que pueda afectar la construcción.

8. No afecta los cauces naturales que incurren en épocas de lluvia y que conlleven a hacer obras de protección y desvío pluvial.

### 2.1.5 Criterio Social – Seguridad Pública

El tema de seguridad pública en subestaciones de distribución eléctrica parte del hecho de ser una instalación segura para las personas que puedan tener, de manera frecuente u ocasional, una cercanía a las instalaciones. El principal medio para garantizar la seguridad pública en las subestaciones es por la construcción e instalación de un muro de seguridad de concreto.

Al momento de realizar el diseño de la subestación, se tiene que especificar las señales adecuadas de advertencia que deben ser ubicadas en el periférico cerca de la barrera de la subestación; de lo cual, por pequeña que esta sea, debe tener como mínimo una señal a cada lado, tratando de que los signos sean visualmente entendibles, como mínimo requerimiento para la población. Apoyándose del estándar ANSI Z535.2 “*Señales de Seguridad Ambiental y de las instalaciones*”, el cual indica que para señales de peligro, dicha palabra deberá estar en un fondo rojo con letras blancas; y para aquellas cuya indicación sea de precaución, en un fondo amarillo con letras negras. Estas señales deben de estar situadas en cada lado del periférico del muro de seguridad y, por lo menos, se debe de contar con tres tipos de señales en cada lado, con el fin que la persona entienda que es un lugar de alto riesgo y se debe de tener precaución.

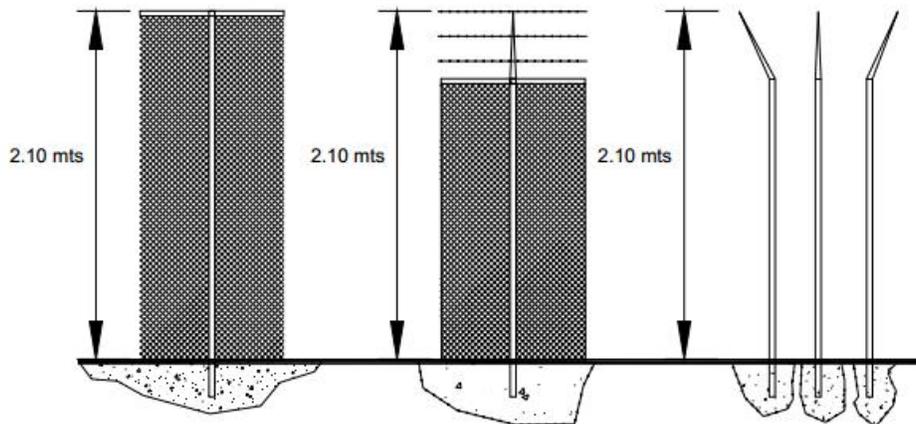




Figura 2-1. Señal de precaución

Otras consideraciones de seguridad en las subestaciones según SIGET [2] son los siguientes:

1. **Barreras de Protección:** Deberán emplearse barreras de protección tales como: cercas, mallas o muros perimetrales, en el caso del presente diseño se hará con un muro perimetral, con candado en las puertas u otros recursos apropiados, para mantener al público alejado de las instalaciones. Las barreras de protección o muros de protección deberán tener una altura mínima de 2.10 m (Ver figura 2-2). Para la subestación diseñada en el presente trabajo, se construirá un muro perimetral de concreto, con alambre razor galvanizado tipo navaja, de 4 metros de altura.



**Distintos Tipos de Barreras de Protección en Subestaciones, especificada en el Art. 49.1**

Figura 2-2. Distintos tipos de barreras de protección en la subestación. Fuente: Acuerdo N°29-E-2000, SIGET

2. **Acceso a Personal no autorizado:** Las instalaciones en que sea posible entrar en contacto con partes con tensión, deberán ser inaccesibles a personas ajenas al servicio.
3. **Indicaciones importantes a los trabajadores:** En las instalaciones se pondrán en lugares visibles, las siguientes indicaciones:
  - a) Las instrucciones relativas a los primeros auxilios que deban darse a las víctimas de accidentes causados por la corriente eléctrica.
  - b) El diagrama unifilar y de planta de conjunto de la subestación;
  - c) Instrucciones sobre disposiciones especiales que sea necesario observar durante el servicio.
  - d) Accesos y vías de salida de emergencia con su respectiva iluminación. El circuito de alimentación de la iluminación de emergencia debe contar con su propio tablero alimentado por el sistema de emergencia.

#### **2.1.6 Criterio Ambiental**

Para la localización y selección del terreno se debe ubicar la subestación eléctrica considerando que, la construcción o la obra civil de esta no afecten las condiciones ambientales del lugar; a la vez, un terreno que no sea muy perjudicial para las instalaciones de la subestación, como por ejemplo, evitar lugares con altos índices de sal en la atmosfera, o una zona con fuertes vientos. Por lo dicho anteriormente, la ubicación de la subestación favorece a las instalaciones; debido a que, es una zona industrial cuyo ambiente no es salino, ni está regida por fuertes vientos; es una zona cuyo uso de suelo es de carácter industrial urbano; a la vez, la construcción no afectará los recursos ambientales importantes como la fauna o flora (no existen especies en peligro de extinción) o zonas arqueológicas.

## **2.2 Consideraciones ambientales**

### **2.2.1 Apariencia y Diseño**

En algunas partes del mundo, según el diseño de subestaciones Design Guide for Rural Substations [3] la apariencia es uno de los principales factores ambientales en el diseño de subestaciones de distribución; debido a que, las organizaciones civiles y normas de zonificación a menudo significan proyección en planificación de ingeniería en subestaciones de bajo perfil u otras medidas para mejorar los diseños y el aspecto de la subestación, con el fin de que la influencia de las sociedades en zonas rurales y urbanas

no afecte en su construcción. Esto puede demostrarse con la tendencia en general que se tiene en ubicar subestaciones de distribución en zonas de manera que no son visibles ni accesibles al público, como por ejemplo sobre zonas urbanas lejos de alguna zona residencial.

La apariencia de una subestación puede reducirse de varios métodos, por ejemplo con equipos de alta tensión que puedan ser rentables en el diseño y cumplan con el perfil de la subestación; tales como, subestaciones con **Metal Clad**, que ofrezcan principalmente sencillez en maniobrabilidad, flexibilidad y confiabilidad.

### 2.2.2 Fuentes De Ruido Audible

El ruido audible de las subestaciones es causado principalmente por los interruptores y transformadores. De acuerdo con SIGET [2] que según el artículo 69 se establecen las consideraciones generales, a fin de limitar la contribución de las subestaciones transformadoras a la contaminación por ruido al medio ambiente, se debe procurar que los equipos que se adquieran por parte de las empresas de distribución sean construidos de tal forma que los naturales niveles de ruido que estas máquinas provocan sean limitados y que las subestaciones sean construidas de tal forma que la propagación del ruido sea limitado al ambiente circundante.

Las siguientes tablas muestran los valores permisibles establecidos según SIGET [2].

ZONA DE UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN	NIVEL MEDIO DE RUIDO DECIBELIOS (DB)
Hospitales, escuelas y bibliotecas	Menores de 30
Viviendas	30 a 40
Comercial	45 a 55
Oficinas (con máquinas)	45 a 70
Oficinas (sin máquinas)	50 a 75
Industrial	Industrial 76 a 95

Tabla 2-1. Niveles medios de ruido permisibles

Dado que la subestación será para servicio industrial estará ubicada cerca de fábricas e industrias, alejado de las zonas residenciales, por tanto el nivel medio de ruido admisible será para 76 a 95 dB.

<b>POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES [KVA]</b>	<b>NIVEL MEDIO DE RUIDO (*) Decibelios</b>
<b>Hasta 50</b>	45
<b>51 a 150</b>	50
<b>151 a 300</b>	55
<b>301 a 500</b>	60
<b>Más de 500 (*)</b>	62

Tabla 2-2. Niveles medios de ruido en los transformadores

(\*) Incluye los equipos auxiliares de enfriamiento para Aire Forzado, Agua Forzada, etc.

Según el diseño del transformador en el presente trabajo, este será de 50 MVA; por tanto, el nivel medio de ruido será de 62 dB. Estos valores limitan la contribución de las subestaciones a la contaminación por ruido al medio ambiente en nuestras ciudades, dadas por la SIGET. Estos 62 dB no afectaran en la contaminación de ruido según la zona y la limitante que dispone lo presentado en la Tabla 2-1, dado que está por debajo del rango.

### **2.2.3 Localización y Selección del Sitio.**

Para el tema de la localización y la selección del sitio, se tiene que tomar en cuenta el lugar donde será ubicada la subestación; en zonas urbanas se debe de procurar evitar ubicar la subestación cerca de zonas residenciales, esto quiere decir, que se debe de seleccionar un sitio con la mayor distancia en residencias cercanas. De acuerdo con el diseño de subestaciones Design Guide for Rural Substations [3], un sitio con barreras naturales como montículos de tierra o los arbustos es deseable, ya que estas barreras pueden ayudar a reducir el impacto psicológico de una nueva instalación de una subestación.

Según el artículo 47 de SIGET [2], el diseño deberá considerar el adecuado acceso de las líneas aéreas con el objetivo de minimizar la necesidad de servidumbres de paso. Las Subestaciones deberán ubicarse en terrenos que no estén sujetos a inundación,

derrumbes u otra situación previsible que pueda poner en peligro la seguridad de las personas y de las instalaciones.

Otros aspectos importantes, según SIGET [2], a considerar con respecto a la localización de la nueva instalación son los siguientes y que se han tomado en cuenta para que la subestación cumpla con dichos requerimientos son los siguientes:

- **Continuidad del servicio:** El diseño deberá considerar que para efectos de mantenimiento de los dispositivos de protección exista un dispositivo de respaldo con las características técnicas adecuadas, que permita mantener la continuidad del servicio.
- **Ampliaciones:** El diseño de la subestación deberá considerar las posibles ampliaciones y las necesidades de mantener el servicio eléctrico durante los períodos de construcción.
- **Zonas de Acceso a las Instalaciones:** El diseño deberá considerar las zonas, calles y sendas de acceso a las instalaciones; de manera que, esta no sea fácil para cualquier civil, con el fin de cuidar la seguridad pública y la seguridad de las instalaciones por vandalismo u otro factor.
- **Medio de Protección y Desconexión:** Toda subestación deberá tener un medio de protección y desconexión que garantice la confiabilidad del sistema.
- **Capacidad Interruptora y Coordinación de Protecciones:**
  - A. Los dispositivos de interrupción de corriente deberán ser de capacidad interruptora adecuada. Esta capacidad deberá estar de acuerdo con la potencia máxima de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de ubicación de la subestación, tomando en cuenta el aumento de la potencia futura.
  - B. Toda falla interna en la subestación se deberá eliminar lo más rápidamente posible, de tal manera que se deje fuera de servicio un mínimo de elementos.

### **2.3 Consideraciones climáticas.**

Como parte general de las consideraciones climáticas en el diseño de las subestaciones de distribución, y a la vez de los materiales y equipos que las compongan; según el artículo 5 de SIGET [2] deben cumplir con las normas nacionales y/o internacionales vigentes correspondientes, con el fin de diseñar una instalación que sea capaz de operar en las condiciones mínimas operativas climáticas y ambientales tales como salinidad, polución, vientos fuertes, corrosión, etc.; todo esto, con el propósito de cumplir con la calidad de servicio de energía eléctrica.

### 2.3.1 Temperatura y clima ambiental

Debido a la necesidad constante de la energía eléctrica, primordialmente en las zonas urbanas del país; es de mucha importancia tomar en cuenta las condiciones ambientales a las que se enfrentara este diseño. Los cambios de temperatura y climáticos no son un factor controlable, especialmente en un país como El Salvador; por tanto, este es un factor que se debe tomar en cuenta al momento de seleccionar la ubicación de la subestación de distribución.

Según datos del SNET<sup>1</sup> en su apartado de Clima en El Salvador, el país se divide 3 zonas térmicas según la altura en metros sobre nivel del mar, esto de acuerdo al promedio en temperatura ambiente a lo largo del año.

- **De 0 a 800 metros:** Promedio de temperatura disminuyendo con la altura de 27 a 22 ° C en las planicies costeras y de 28 a 22 °C en las planicies internas.
- **De 800 a 1,200 metros:** Promedio de temperatura disminuyendo con la altura de 22 a 20 C en las planicies altas y de 21 a 19 °C en las faldas de montañas.
- **De 1,200 a 2,700 metros:** De 20 a 16 °C en planicies altas y valles, de 21 a 19 en faldas de montañas y de 16 a 10 C en valles y hondonadas sobre 1,800 metros.

En el país se ha registrado una temperatura máxima el 1 de abril del año 2013 de 41.2 °C, dato registrado en la estación de Cerrón Grande (B10), en el departamento de Cabañas.[4]. Por tanto, el diseño de la subestación debe ser en condiciones de temperaturas extremas según los datos registrados en el país, con el fin de que esta no pueda afectar el funcionamiento de los interruptores, relés de protección, el bus y todos los equipos que componen la subestación de distribución.

La subestación, por estar ubicada en el municipio de Apopa, está a una altura sobre el nivel del mar de entre 600 y 800 metros; por tanto, según SIGET [2] en el artículo 80 en el inciso 80.2, en el que se refiere a los factores de elevación según la altitud en metros sobre el nivel del mar, para elevaciones de 900 msnm., el factor de corrección será de 1.0; por tanto, debido a que Apopa se encuentra abajo del rango establecido, no será necesario aplicar el factor de corrección.

### 2.3.2 Niveles Isoceráunicos.

Los Niveles Isoceráunicos se refieren al número de días promedio por año, que ocurre una actividad de tormentas eléctricas en una determinada región, cuyo valor máximo que

---

<sup>1</sup> Servicio Nacional de Estudios Territoriales – El Salvador

este puede presentar es de 365. Nombre al cual, los meteorólogos denominan para referirse a las actividades eléctricas en la atmosfera (rayos y truenos).

Las regiones próximas al Ecuador (como es el caso de El Salvador), presentan un nivel isoceráunico muy alto. Sin embargo, en los continentes y océanos la presencia de la misma es baja, debido a los vientos del norte que tienden a mover las nubes hacia el océano Pacífico.

### Niveles Isoceráunicos en El Salvador.

Según el mapa global de las densidades atmosféricas tomada por la National Space Science and Technology Center de la NASA, muestra que los niveles promedios isoceráunico en El Salvador son de entre 80 a 100 [ $días \cdot trueno/año$ ]

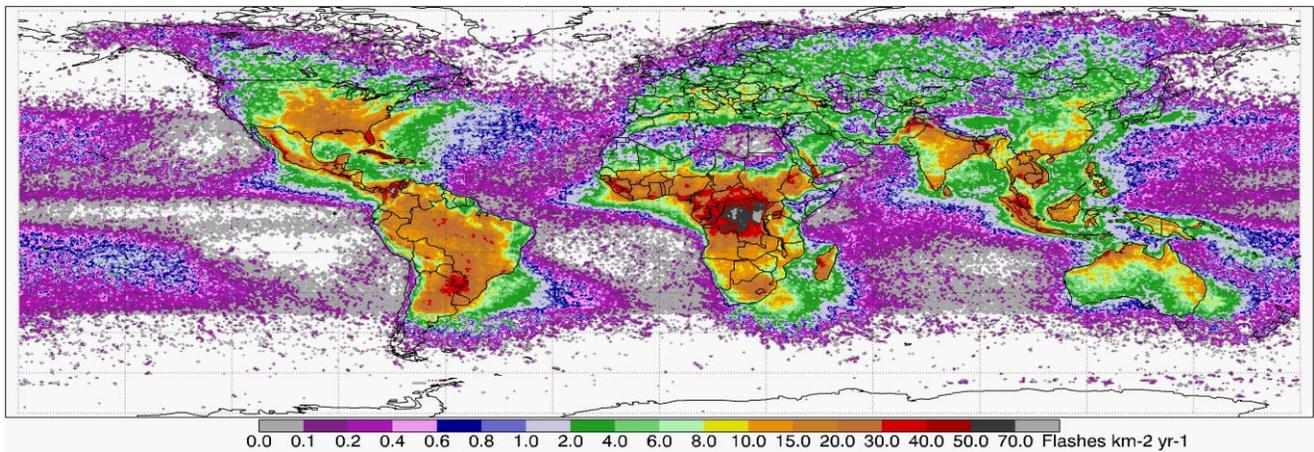


Figura 2-3. Mapa Isoceráunico mundial

Específicamente para El Salvador el mapa adecuado es el siguiente:

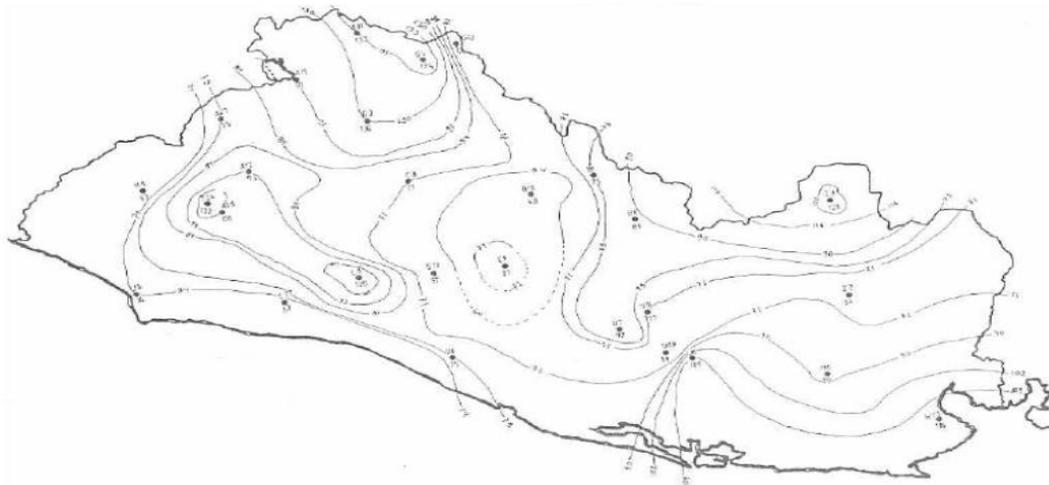


Figura 2-4. Mapa Isoceráunico El Salvador. Fuente: Universidad De El Salvador.

### **2.3.3 Nivel De Humedad.**

El nivel de humedad es un factor muy importante a tener en cuenta al momento del diseño de una subestación, y al momento de elegir una localización para este; debido a que, si la humedad es grande en la zona, se puede generar la condensación del aire, o en este caso si existe contaminación o niebla, lo que puede producir descargar disruptivas en los aisladores y afectar en el servicio de la subestación. Existen métodos para evitar y reducir las descargar disruptivas, tales son la aplicación de aislamiento especial por medio de gabinetes de control de interruptores.

En el caso de El Salvador, presenta un nivel alto de humedad siendo este de unos 75% o menos de humedad según el SNET.

### **2.3.4 Nivel sísmico**

En términos de sismicidad, aquellas subestaciones sometidas a zonas con alta probabilidad de actividad sísmica son propensas a sufrir daños, a pesar que algunos equipos dentro de la subestación sean, por diseño, resistentes a los golpes, y vibraciones; los cimientos, estructuras, anclajes de equipos, aisladores y conductores no lo sean. El Estándar de la IEEE C57 – 114 “IEEE Guía Sísmica Para Transformadores De Potencia Y Reactores” ofrece recomendaciones en cuanto a las consideraciones de diseño para la instalación de transformadores y reactores, cuando es probable que la actividad sísmica.

Los niveles sísmicos del país son altos, por lo tanto se deben tomar en cuenta consideraciones de seguridad para proteger los transformadores y equipos que conforman la subestación, como construir bases sólidas sobre el lugar donde se ubicara el transformador y los interruptores, los postes perfectamente anclados y cumpliendo debidamente con la profundidad del agujero.

## 2.4 Resumen de las consideraciones de localización

Específicamente para el diseño de la subestación de distribución presentada en este trabajo de graduación, se resumen los datos técnicos mínimos del estudio de localización:

<b>CONSIDERACION AMBIENTAL:</b>	<b>OBSERVACIÓN:</b>
1 Zona de ubicación de la subestación:	El Salvador, San Salvador, Apopa km 17 1/2
2 Temperatura Ambiental En Grados Celsius [Máxima]:	35 °C
3 Altitud [metros sobre el nivel del mar]:	643
4 Niveles Isoceráunicos En La Zona [días-trueno/año]:	100
5 Niveles De Humedad En La Zona:	≤75%
6 Nivel Sísmico:	Alto
7 Precipitación Máxima Registrada [mm de lluvia acumulada] <sup>2</sup>	483
8 Nivel De Contaminación [Humus]:	Medio

Tabla 2-3. Tabla resumen de las consideraciones de localización

<sup>2</sup> Dato Registrado por el SNET en el año 2010. Registro máximo durante los últimos 40 años.

## 2.5 Referencias

- [1] Manuel Antonio Barahona and Angel Alberto Umaña, "Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 46KV a 23/13.2/4.16KV," Universidad de El Salvador, San Salvador, Trabajo de Graduación 2011.
- [2] SIGET, "Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.," Normas Técnicas Y Consesiones, Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, San Salvador, Documento Anexo 2000.
- [3] Substation Subcommitte of the (NRECA) Transmission and Distribution (T&D) Engineering Committee, "Design Guide for Rural Substations," United Departament Of Agriculture, 2001.
- [4] MARN, "Boletín Climatológico Anual de 2013," San Salvador, 2014.
- [5] Michael Goodman. Lightning And Atmospheric Electricity Research At The GHCC. [Online]. [http://www.lightning.nsstc.nasa.gov/data/data\\_lis-otd-climatology.html](http://www.lightning.nsstc.nasa.gov/data/data_lis-otd-climatology.html)

---

## CAPÍTULO 3

---

### TENDENCIAS MODERNAS DE SUBESTACIONES

---

#### DESCRIPCIÓN GENERAL

---

El diseño de una subestación es de vital importancia para conocer, de antemano, las condiciones de seguridad, confiabilidad, flexibilidad y maniobrabilidad. Los dos diseños de subestaciones de distribución expuestos en el presente trabajo de graduación, a través de sus respectivos diagramas unifilares, implementan tendencias modernas de diseño. Esta característica convierte a la subestación de distribución con capacidad para mantener carga ante una contingencia.

Dentro de las principales tendencias modernas se tienen: disponer de al menos dos circuitos de alimentación, contar con al menos dos transformadores, seccionamiento en los buses, implementar celdas metalclad,

aumentar el aislamiento de la subestación a través de cable semiaislado y protecciones anti-fauna.

También, se requiere maniobrabilidad bajo carga, un control suplementario de la carga, automatizar ciertas maniobras y mantener los estándares de *power quality*.

En el primer diseño se muestra una subestación aislada en aire implementando interruptores de potencia tanque vivo. El segundo diseño es aún más confiable porque se incluye celdas metalclad en lugar de los interruptores de potencia convencionales. Las celdas metalclad presentan múltiples ventajas con respecto a los interruptores convencionales.

### CAPITULO 3. TENDENCIAS MODERNAS DE SUBESTACIONES

El diseño de las subestaciones de distribución en los sistemas de potencia ha mantenido una estructura radial por su bajo perfil, fácil maniobrabilidad y una compacta economía en términos de requerimiento de equipos. Como consecuencia, estos tipos de diseños no ofrecen mucha flexibilidad, ya que una falla en la barra principal deja sin servicio a todas las cargas. Además, ofrece poca confiabilidad basada en el hecho que una contingencia que suceda, dentro o fuera de la subestación, deja sin energía los circuitos de salida. Es común observar, en las subestaciones eléctricas de distribución, que la sección del bus de alta tensión carece de capacidad de maniobra, lo cual es importante para la capacidad de servicio y esto debe preverse no con equipo sencillo como una cuchilla o un seccionador sino que con interruptores de potencia.

Por este motivo las subestaciones eléctricas de distribución se deben diseñar para mantener excelentes índices de confiabilidad y flexibilidad de operación. Por lo que, las tendencias modernas de diseño de subestaciones de distribución deben incluir elementos que proporcionen mejores índices de confiabilidad y flexibilidad. Los criterios de diseño que se deben de tomar en cuenta para el diseño y construcción de subestaciones confiables con tendencias modernas son los siguientes:

- i. Disponer, por lo menos, de dos circuitos de alimentación para proporcionar una redundancia.
- ii. Seccionamiento del bus primario con interruptores de potencia funcionando offline u online.
- iii. Por lo menos dos transformadores de potencia, ambos con la suficiente capacidad para soportar la carga total. Los transformadores deben contar con la capacidad de cambiar taps bajo carga para proporcionar una regulación de voltaje bajo carga.
- iv. Conexión de los transformadores en delta en el primario y estrella sólidamente aterrizado en el secundario para aprovechar la capacidad de aislamiento galvánico que poseen los transformadores, con lo que evitamos problemas de la red. Sin embargo, se debe estudiar el tipo de conexión que presentan las subestaciones de transmisión para evitar problemas de sincronismo en las líneas de salida debido a desfases angulares por el tipo de conexión de la subestación de distribución. De esta manera, se puede implementar la conexión estrella aislada en el lado primario

y estrella sólidamente aterrizada en el lado secundario para asegurar un desfase angular de cero grados.

- v. Seccionamiento en el bus secundario, para dar respaldo a las carga en caso de una falla.
- vi. Implementación de interruptores mediante celdas metalclad, que proporcionan bajos índices de fallas por año, son confiables y compactas.
- vii. Aplicación de un control suplementario de carga.
- viii. Implementación del cable semiaislado en los circuitos de salida, cuya función es proporcionar un nivel de aislamiento necesario para evitar apertura de circuitos por contacto accidental de elementos conectados a tierra (por ejemplo árboles).
- ix. Utilizar protectores anti-fauna.
- x. Las maniobras de transferencias en las tendencias modernas de distribución deben de ser bajo carga sin interrupción cumpliendo las condiciones de sincronismo (frecuencia, desfase angular, diferencia de voltaje).
- xi. Implementar automatización en las maniobras de transferencia por falla.
- xii. Registro de transitorios y registro de *power quality* implementados a través de equipos de medida y relevadores de protección.

### **3.1 Diseño Confiable**

Un diseño confiable basado en el concepto de diseño en forma “H” sería una solución para una subestación de distribución. En este diseño, se implementan las tendencias modernas expuestas anteriormente. Por lo que, el diseño tendrá dos líneas de alimentación 46 kV proporcionando una redundancia hacia la subestación.

Además, se utiliza el concepto de dos transformadores de potencia ambos con la capacidad suficiente para soportar 50 MVA de carga, si sólo trabajase uno. En el lado primario, existe un bus seccionado por un interruptor de potencia proporcionando selectividad del lado primario 46 kV. En el lado secundario también utilizaremos seccionamiento en el bus de 23 kV a través de un interruptor de potencia. Además, utilizaremos celdas metalclad para alojar los interruptores de potencia, de esta manera proporcionar un alto nivel de seguridad a las personas y a las instalaciones, continuidad del servicio eléctrico y disminución de los tiempos de salida de servicio por fallas. El diagrama unifilar conceptual se muestra en anexo B.2.

En Figura 3-1 se analizan diversos puntos de falla en el diseño tipo “H”. De esta manera se entiende mejor el funcionamiento que este representa ante contingencias severas:

- 1) **Al fallar una línea de subtransmisión.** La subestación siempre estaría trabajando ya que posee redundancia con la otra línea de alimentación. Así, si falla la línea 1 despejamos la falla abriendo el interruptor 01, como el interruptor interbus primario se mantiene normalmente cerrado siempre estará alimentado el transformador. Con este procedimiento nuestra subestación de distribución despejara la falla en un menor tiempo posible.
- 2) **Al falla el bus primario.** Si el bus primario falla en uno de los lados, se cuenta con la ventaja de estar seccionado. Si falla la parte de abajo del bus, se activaran las protecciones haciendo que los interruptores 02 y 04 se abran y reduciremos la magnitud de la corriente de falla al abrir el interruptor interbus 05. Por lo que, por un instante perderemos nada más la mitad de carga pero esta se restablecerá al interconectar el bus secundario a través del interruptor interbus 73.
- 3) **Al falla un transformador.** Si falla el transformador TX1, se activarán las protecciones haciendo que se disparen los interruptores 03 y 71 ya que el relé diferencial detectara un desbalance en las corrientes y mandara el disparo de dichos interruptores. En el diseño tipo “H”, al tener seccionado el bus primario, el otro ramal de trabajo no sentirá la presencia de esta falla pero perderemos la mitad de la carga por unos instantes. La ventaja de dimensionar los transformadores para que soporten la máxima capacidad de la carga beneficia porque se interconecta el bus secundario a través del interruptor interbus y de esta manera se restablece la carga al 100%.
- 4) **Al fallar un interruptor de salida del bus secundario.** Si se produce una falla en la salida del bus secundario, por ejemplo el interruptor 84. La protección aguas arriba se accionará, disparando el interruptor interbus 73. Al estar seccionado el bus secundario se pierde solo la mitad de la carga evitando así tener un colapso total.

Manteniendo la filosofía del diseño tipo “H”, el primer diseño propuesto implica la utilización de interruptores de potencia convencionales, ver anexo B.3. Por otro lado, el segundo diseño propuesto únicamente difiere del primero por la inclusión de celdas metalclad en vez de interruptores de potencia convencionales en el lado de 23kV (ver anexo B.4).

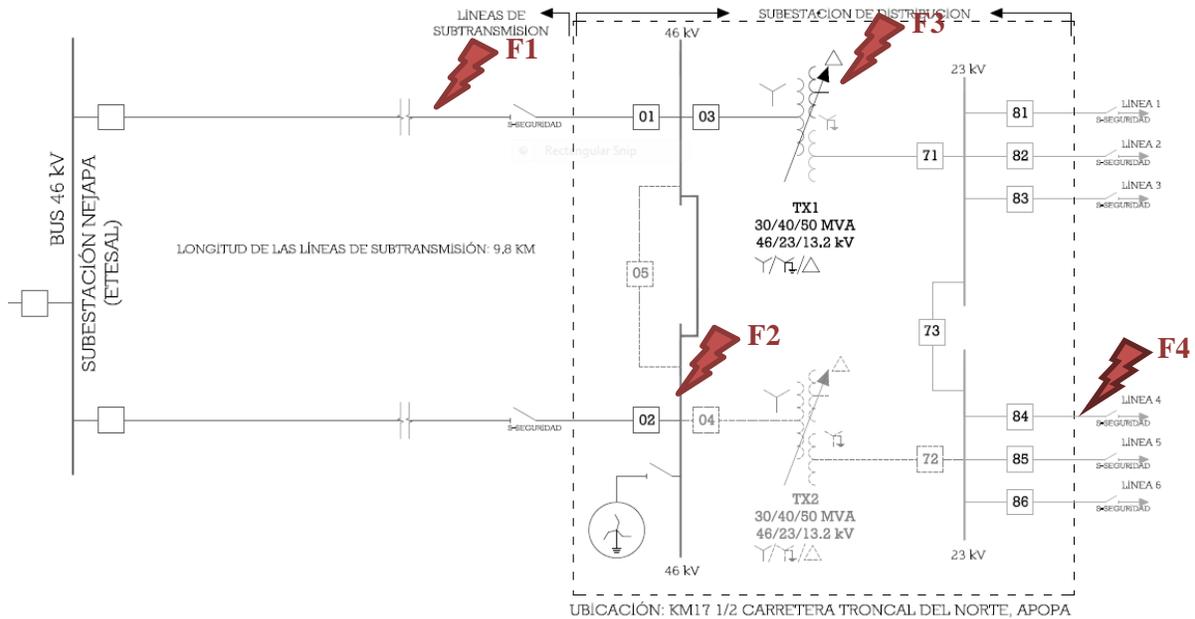


Figura 3-1. Posibles fallas en la subestación con diseño tipo "H".

Cabe mencionar que, si se automatizaran las maniobras para controlar la apertura y cierre de los interruptores al momento de alguna falla descrita anteriormente, los tiempos de restablecimiento de la carga serían mucho más rápidos convirtiendo aún más confiable el diseño de la subestación.

Dentro del concepto general de tendencia moderna, en cuanto al diseño de subestaciones, ya no es suficiente con elaborar un diseño confiable, redundante, flexible, seguro. Debemos de pensar en los factores externos a los cuales las subestaciones de distribución se ven expuestas a interrupciones, por ejemplo el contacto que algún animal tenga dentro de algún equipo en la subestación o el contacto con las líneas de alimentación, las exposición de los equipos a ambientes hostiles y al clima con cambios sumamente bruscos, desastres naturales, disposición del área en la que se construirá la subestación, etc. Existen equipos que ayudan a bajar los índices de fallas haciendo que los diseños se vuelvan más confiables e implementando dispositivos con tendencia moderna.

Mencionaremos tres en particular:

- Celdas metalclad.
- Cable semi aislado.
- Protectores anti-fauna.

### **3.2 Celdas Metalclad**

Las celdas de Media Tensión, son un encerramiento metálico en el cual se ubican equipos de maniobra, medición, protección y control que cumplen la función de recibir y distribuir la energía eléctrica. El conjunto de celdas de media tensión serán del tipo metalclad para uso interno en casetas de control. Las celdas metalclad son aptas para utilización en subestaciones eléctricas de distribución, donde se requieren compartimientos separados para los diversos componentes de media tensión con el fin de proporcionar un alto nivel de seguridad a las personas y a las instalaciones, continuidad del servicio eléctrico, disminución de los tiempos de salida de servicio por fallas. Además, cuentan con la versatilidad que el interruptor de potencia es tipo extraíble e incluyen un mecanismo para la interrupción de arco eléctrico que se podría generar cuando el interruptor es removido físicamente del resto de la celda, intercambiando la posición del interruptor de potencia de la celda de conectado a desconectado o viceversa.

Las celdas metalclad poseen diversos compartimientos separados unos de otros a través de placas metálicas que se encuentran aterrizadas e interconectadas por medio de aisladores pasantes de resina epóxica que poseen alta resistividad a la suciedad y esfuerzos electrodinámicos. De esta manera, cada celda está distribuida en espacios para el interruptor de potencia, barras o buses, cables de potencia encargado de la alimentación de barras o para salida de circuitos, transformadores de instrumentación, dispositivos de control y medición, seccionadores con puesta a tierra, etc.

Cuando las celdas metalclad están en funcionamiento se mantiene seguro al operario por medio de un bloqueo de seguridad porque al abrir la puerta frontal de la celda se encuentra una placa metálica de protección conjuntamente con un vidrio de protección impidiendo el acceso al interior del interruptor de potencia. De esta manera se evita ingresar a las partes energizadas que posee la celda para evitar accidentes y si se requiere ingresar a la zona interna de la celda debemos esperar a que se enfríe, aunque, por medio del vidrio (de la zona frontal) podemos verificar el funcionamiento de la zona interior.

El diseño de subestaciones modernas, en los sistemas de potencias, requiere la implementación de celdas metalclad y esto ha llegado hasta los sistemas de distribución porque se convierte en un criterio de diseño muy importante para las compañías

distribuidoras de energía eléctrica. La implementación de celdas metalclad facilita compactar el espacio físico de las subestaciones, de esta manera presenta ciertas ventajas en comparación de las subestaciones exteriores convencionales. Entre las ventajas más relevantes tenemos:

- **Optimizar el espacio físico.** El área para instalar una subestación implementando metalclad es más compacta y por lo tanto, requerirá menor espacio físico que una subestación convencional; como resultado de diseñar una subestación con metalclad habrá mayor espacio en el terreno físico si se requiere ampliar la subestación en el futuro.
- **Costo de adquisición del terreno.** Muchas veces la inversión en la compra del terreno para instalar la subestación se torna un factor importante por el desembolso que se debe hacer; por lo que, si el diseño de la subestación involucra celdas metalclad las dimensiones requeridas por la subestación serán menores que las dimensiones de una subestación convencional. Como consecuencia, si el terreno es muy costoso reduciríamos el gasto con el diseño implementando metalclad, ya que por ser un diseño compacto las celdas se instalan en un edificio donde para futuras ampliaciones se pueden tener varios pisos o incluso, construir un sótano donde instalar las celdas metalclad. De esta manera, se tendrá flexibilidad para ampliar la capacidad de la subestación por si se desea instalar más celdas metalclad en un futuro.
- **Seguridad de operación.** Toda subestación debe regirse bajo criterios de seguridad, bajo este principio las celdas metalclad tienen la ventaja de no tener partes energizadas en su exterior (carcaza), ya que primero hay que abrir su compuerta de protección principal si se desea ingresar a las partes energizadas de la celda (interruptor de potencia, seccionador, bus, transformadores de medición), además todas las partes energizadas se encuentran aisladas por sectores (espacios metálicos independientes) donde todas las placas metálicas están aterrizadas. Otro factor importante es que al abrir una celda por mantenimiento se pueden abrir el interruptor de potencia desde la parte frontal de la celda, pero si se da una interrupción de arco eléctrico producida por la apertura del interruptor la celda dispone de un conducto de alivio de gases (en la parte superior) que disipa los gases calientes y ciertas partículas incandescentes de forma segura y a su vez, mantener segura la vida del operario.
- **Menor mantenimiento.** Toda subestación requiere de mantenimiento correctivo y preventivo cada año pero con las subestaciones diseñadas con metalclad se tienen menores costos de mantenimiento ya que al estar las celdas metalclad instaladas en

interiores no mantienen contacto con entes externos como contaminación, lluvia, sol, polvo, vientos, animales, etc., evitando un rápido deterioro de los dispositivos. Por el contrario, las subestaciones convencionales requieren de mayor mantenimiento para evitar contingencias por los agentes externos.

- **Instalación de la subestación.** El tiempo de planificación para instalar todos los equipos en una subestación se ve reducido cuando se diseñan subestaciones con celdas metalclad en vez de las subestaciones convencionales; de esta manera, se logra poner en marcha la subestación en menor tiempo. Las celdas están constituidas por módulos para protección, medición, transporte de la energía, cables de potencia, barras de entrada y salida. De esta manera, una bahía para un circuito de salida viene incluido completo en la celda metalclad. Además, la instalación de la celda metalclad es sencilla en comparación con las subestaciones convencionales evitando así el diseño e instalación de las estructuras con las que se diseñan las bahías de salida de circuito como las estructuras de soporte, barras, interruptores de potencia, seccionadores. Desde la perspectiva de una contingencia, la sustitución de un interruptor de potencia en una celda metalclad requiere menor tiempo de interrupción que una subestación del tipo convencional, ya que sólo se debe extraer el interruptor e insertar el nuevo.
- **Tecnología de diseño.** Las subestaciones con diseños modernos requiere la implementación de tecnologías que reduzcan el espacio de la subestación y a su vez se logre tener una mayor capacidad potencia, por lo que, con los diseños modernos utilizando metalclad reducimos el espacio ya que las celdas pueden estar fabricadas aisladas en aceite, aire, en vacío e incluso en gas (SF<sub>6</sub>). Si se utilizan las últimas, se podrían incorporar las celdas metalclad a las innovadoras subestaciones tipo GIS.

Las especificaciones que requieren las celdas metalclad están regidas bajo la normal IEEE std. C37.20.2 [1]. La cual presenta las principales características eléctricas nominales:

- Voltaje Nominal
- Voltaje Máximo Nominal
- Niveles de aislamiento
- Corriente Nominal
- Corriente Momentánea de Tiempo Corto.

VOLTAJE MÁXIMO NOMINAL (KV)	VOLTAJE NOMINAL (KV)	VOLTAJE DE PRUEBA A FRECUENCIA INDUSTRIAL (KV)	BIL (KV)
4.76	4.16	19	60
15	13.8	36	95
27	25	60	125
38	34.5	80	150

Tabla 3-1. Voltajes y niveles de aislamiento para celdas metalclad según norma IEEE C37.20.2

Dentro de las características físicas, las celdas metalclad se desglosan en diversos compartimientos.

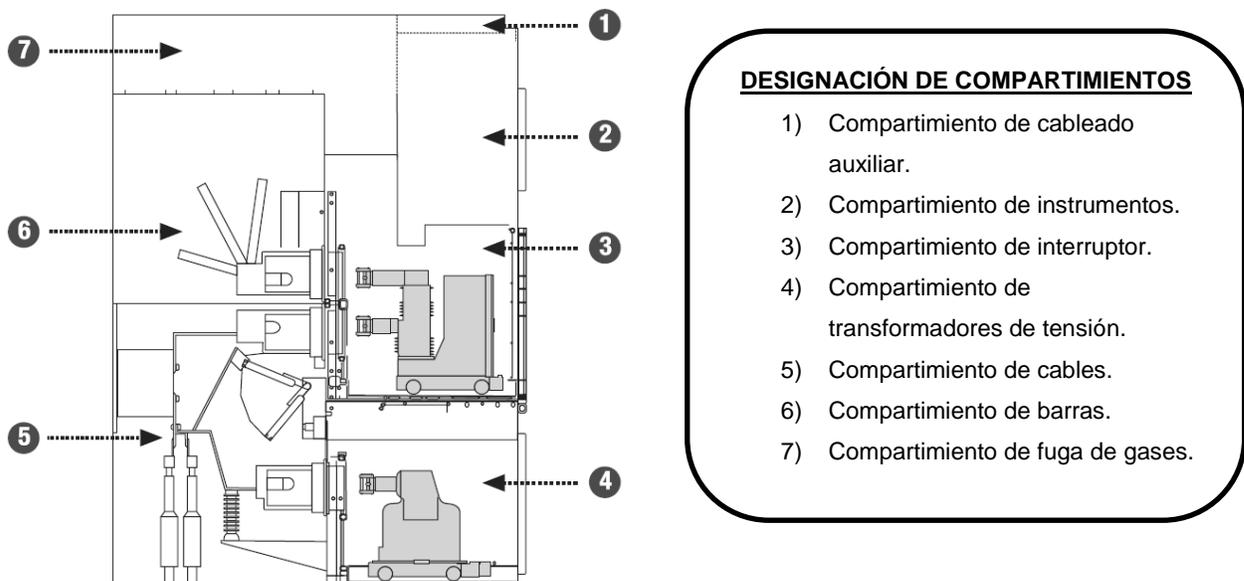


Figura 3-2. Compartimientos de una celda metalclad.

- **Compartimiento de instrumentos.** Espacio para instalar los equipos de mando y control, a su vez en este espacio se reciben e interconectan las señales internas y externas del tablero. Cada instrumento de baja tensión está aislado de los compartimientos de alta tensión. De manera que, se mantiene seguro el personal de operaciones y mantenimiento mientras se trabajan en los circuitos de control y auxiliares. Cada aparato y contactos auxiliares se instalan en la puerta frontal para tener un fácil acceso y lectura. Sin embargo, los aparatos que no requieren un acceso o lectura inmediata se instalan dentro del compartimiento.

- **Compartimiento del interruptor.** Desde aquí se inserta o extrae el interruptor de potencia donde una estructura fija recibe y conecta al interruptor con las barras principales de la celda metalclad. Además, cada interruptor posee tres posiciones de operación: extraído, prueba e insertado. También, las señales de control se conectan utilizando enchufes especiales para la realización de pruebas eléctricas en la posición de “*prueba*” con el interruptor insertado y el compartimiento cerrado. Finalmente, las maniobras necesarias para insertar o extraer al interruptor utilizan un mecanismo o manivela que se acciona desde el frente de la celda y, para mayor seguridad, con la puerta del compartimiento cerrada.
- **Compartimiento de cables.** Permite el acceso de los cables de potencia de alimentación o de salida desde la sección superior o inferior de la celda, y este compartimiento está aislado de los demás. Se pueden utilizar las salidas superiores para conectar los cables en ductos de barra o bujes en el techo. Este compartimiento puede incluir, si así se desea, de cuchillas puesta a tierra, descargadores y aisladores capacitivos (indican presencia de tensión).
- **Compartimiento principal de barras.** Se encuentran los juegos principales de barras de cobre, aisladas y separadas completamente de los demás compartimientos a través de las barreras metálicas. Las celdas metalclad están diseñadas para que el acceso a las barras sea desde el lado posterior para poder inspeccionar o dar mantenimiento. Todas las barras primarias son completamente de cobre con capacidades de 1200 A, 2000 A, 3000 A y 4000 A y sus uniones son plateadas. Una facilidad que incluyen estas barras es que se extienden en ambos extremos para facilitar las futuras expansiones.
- **Compartimiento de fuga de gases.** Dentro del interior de la celda metalclad las cámaras o túneles ayudan como sistema de escape, proporcionando ventilación a los gases cuando se produce una falla de arco sin que afecte de esta manera al personal por el equipo dañado. Se cuenta con respiraderos y compuertas que se ubican dentro de este sistema en la parte superior de la celda metalclad y poder liberar la presión. Toda la maniobra de disipación del arco se efectúa con la puerta principal cerrada.

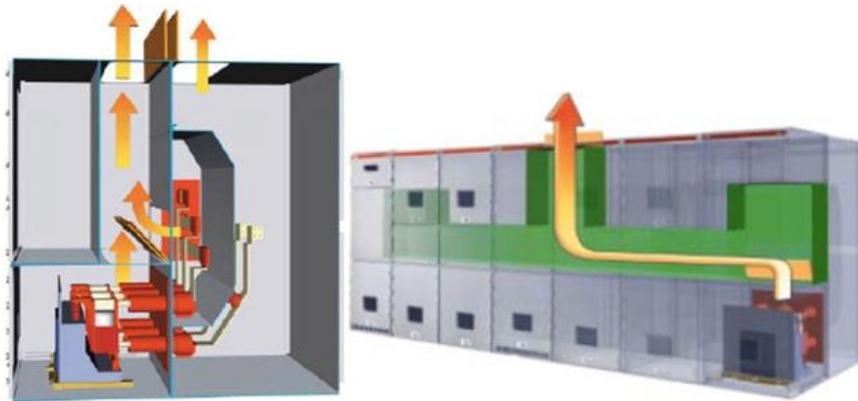


Figura 3-3. Compuertas y chimeneas de ventilación.

Las celdas metalclad se pueden clasificar según su implementación:

- 1 - Celda con un interruptor de entrada.
- 2 - Celda con un interruptor de salida.
- 3 - Celda de enlace.
- 4 - Celda de transición.

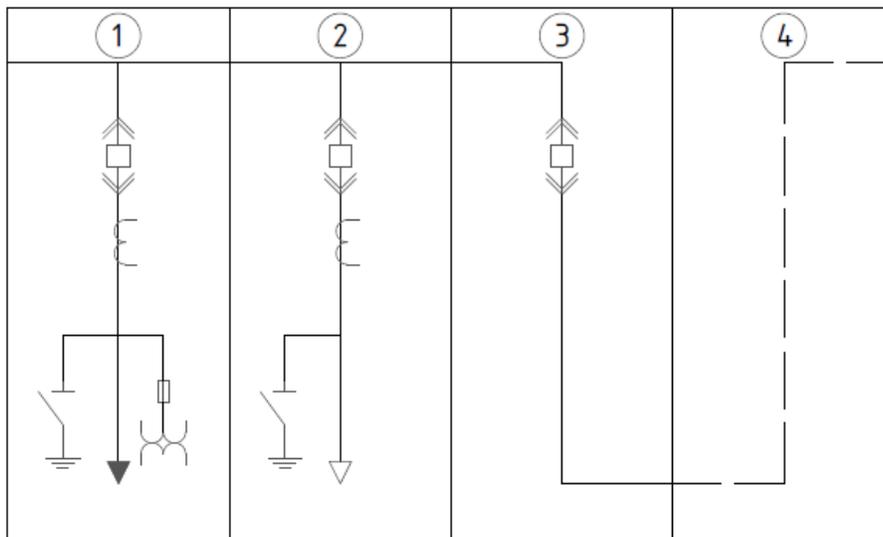


Figura 3-4. Esquemas eléctricos de las celdas metalclad.

El diagrama eléctrico correspondiente al diseño metalclad utiliza dos celdas con interruptor de entrada, seis celdas con interruptor de salida, una celda de enlace y una celda de transición. En la Figura 3-5 se presenta el esquema eléctrico y la colocación que tendrá cada celda. Además en el anexo B.10 se muestra el plano de diseño de las celdas metalclad con sus características físicas.

## CELDAS METALCLAD

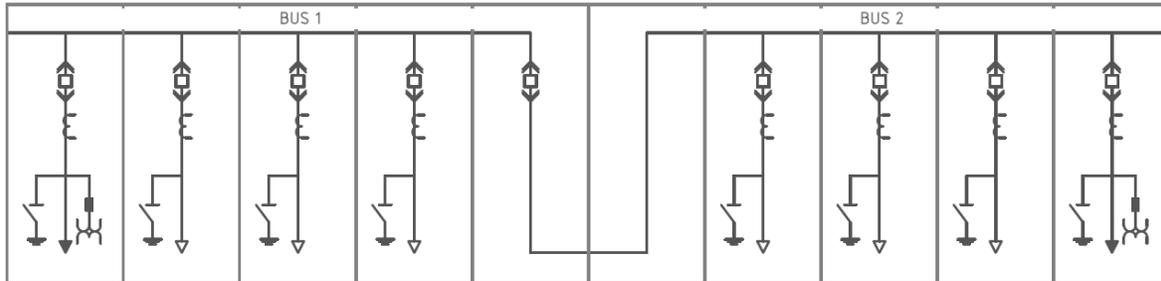


Figura 3-5. Diagrama eléctrico para diseño con celdas metalclad

### 3.3 Cable Semi-Aislado

Existen diversas causas por las cuales la continuidad del servicio eléctrico en las líneas de distribución es afectada pero una de las más perjudiciales son las producidas por el contacto momentáneo o permanente de ramas de árbol con los conductores de líneas aéreas desnudos instalados cerca de zonas arboladas. Para reducir en gran medida estas fallas, que pueden ser desde transitorias hasta momentáneas, se programan podas en las zonas arboladas o áreas urbanas para evitar el contacto entre ramas y conductores eléctricos. Por lo que, las podas se realizan de forma programada haciendo que se planifiquen dentro de las etapas de mantenimiento preventivo, volviéndose una inversión en mantenimiento necesaria e inclusive un tanto costosa dando una solución inmediata pero no suficiente para eliminar totalmente este tipo de interrupciones.

De esta manera, los diseños confiables requieren que las empresas distribuidoras bajo el lema de responsabilidad por preservar y mantener estable la continuidad del servicio pueden implementar el uso del cable semiaislado en sustitución del cable aéreo desnudo. El cable semiaislado está compuesto por un conductor ya sea cobre, aluminio (AAC) o aluminio con alma de acero (ACSR). Además, el conductor está cubierto con un aislamiento-cubierta que permite eliminar las interrupciones del servicio eléctrico que se provoca cuando las líneas eléctricas de distribución se topan con las ramas, así se mantiene más segura la continuidad del servicio eléctrico a los clientes. También, el cable semiaislado contiene características de alta persistencia eléctrica cuando suceden descargas superficiales debido al aislamiento-cubierta que es resistente a la abrasión y a la intemperie, soportando contactos y roces esporádicos con las ramas de los árboles.

La implementación del cable semiaislado tiene como misión la sustitución del conductor desnudo existente o incluir el cable semiaislado en los diseños de la construcción de nuevos circuitos. Con la ventaja que en ambos casos se utilizan las estructuras normalizadas para líneas áreas de distribución convencionales. Se debe tomar en cuenta para la instalación, que con el diseño de aislamiento-cubierta, el cable semiaislado posee un mayor peso y diámetro final con respecto a un cable desnudo del mismo calibre.

La principal diferencia entre el cable semiaislado y el cable desnudo lo determina la presencia de compuestos aplicados sobre el conductor, conformados por la pantalla semiconductora sobre el conductor y el aislamiento-cubierta. Debido a esas características se debe evitar hacer daños a estos compuestos y se deben de tener los cuidados especiales siguientes en los cables semiaislados.

- Evitar raspones, cortes e incisiones en la cubierta al maniobrar el cable en la instalación, para ello se debe utilizar poleas evitando de esta manera el arrastre del cable en el piso al momento del tendido de la línea.
- Tratar de disminuir la tensión mecánica sobre el aislamiento-cubierta durante el tendido y tensionado de la línea al momento de usar las poleas.
- Utilizar las herramientas adecuadas para efectuar el retiro del aislamiento-cubierta para no dañar al conductor.
- Tener en cuenta que el cable semiaislado no tiene pantalla sobre el aislamiento y se deben tomar las medidas de seguridad como si fuese una línea desnuda energizada.

Los cables semiaislados se pueden implementar para voltajes máximos de 15, 25 o 35 kV utilizándose en ambientes donde la temperatura máxima de operación sea de 90°C.

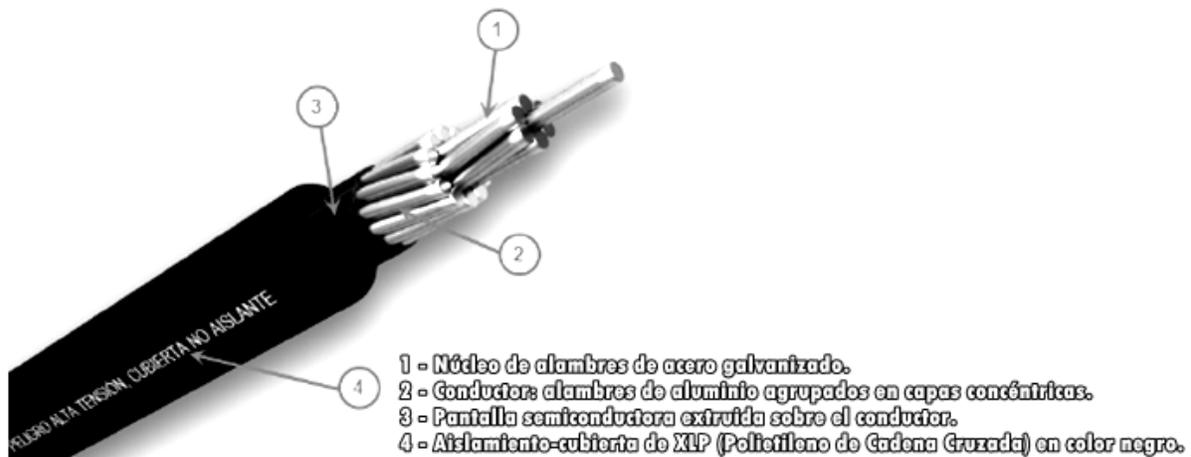


Figura 3-6. Partes que conforman al cable semiaislado.

Con la implementación del aislamiento-cubierta los cables semiaislados evitan interrupciones del servicio eléctrico por el contacto entre los cables y las ramas de los árboles y esto ayuda a reducir las podas. Sin embargo, siempre es necesaria una poda selectiva para evitar daños provocados por ramas que puedan someter al aislamiento-cubierta a un desgaste permanente por el roce continuo.

### 3.4 Protecciones Anti-Fauna

La intrusión de animales dentro de las instalaciones de subestaciones eléctricas ha sido un problema que a medida pasa el tiempo se vuelve preocupante por las fallas o interrupciones que estos animales suelen provocar. Ciertos problemas asociados a animales varían según el área geográfica y producen daños en equipos, interrupciones o pérdida del servicio a los clientes industriales y los problemas de seguridad.

Hay muchos animales entre ellos aves, mamíferos, reptiles e insectos que pueden afectar la operación de la subestación eléctrica. El efecto que estos animales producen se puede evaluar por los problemas que ellos causan, como el tipo de interrupción, el equipo que comúnmente se daña y el peligro en cuanto a salud y seguridad provocan estos animales al personal humano que se encuentra en el recinto. Debido a esta preocupación, dentro de la ingeniería básica para el diseño de subestaciones eléctricas se debe de tomar en cuenta estas interrupciones para fomentar los diseños confiables y tomar medidas para erradicar en lo menor posible estas fallas. Para ello, la IEEE llevo a cabo un estudio con las causas principales de estas interrupciones y se elaboró la norma “*IEEE Std. 1264-1993*” [2] con la cual se prevé conocer los principales animales que provocan fallas en una subestación eléctrica. A partir de este estudio, se han identificado ciertos animales que son comúnmente vistos en las subestaciones eléctricas y podrían ser causantes de interrupciones.

Animal	Porcentaje de animales vistos en subestaciones
<b>Ardillas</b>	90 %
<b>Aves</b>	86 %
<b>Serpientes</b>	46 %
<b>Gatos</b>	43 %
<b>Ratones</b>	30 %
<b>Ratas</b>	19 %
<b>Otros</b>	70 %

Tabla 3-2. Animales identificados como causante de interrupciones según IEEE std. 1264-1993.

Es importante tener conocimiento de los posibles animales que se encuentran en las zonas aledañas de la subestación eléctrica, de esta manera prever que estos animales puedan ingresar al recinto. Por lo que, los animales más comunes que pueden irrumpir dentro de la privacidad de una subestación en El Salvador están: ardillas, aves, garrobos, conejos, serpientes, armadillos (cusucos), gatos, perros, ratones, ratas, etc.

Hay varias razones por las cuales los animales entran en las subestaciones. Los gatos entran a las subestaciones por calidez, las aves construyen nidos en los equipos y estructuras. Las serpientes tratan de alcanzar los nidos de aves para comerse a los huevos o las crías. Los garrobos buscan llegar las partes altas para recibir rayos solares o posarse sobre algún equipo por el calor que este genera. Las ardillas migran hacia territorios desconocidos. Los depredadores entran a las instalaciones de las subestaciones buscando los roedores que muchas veces hacen sus casas en los equipos y estructuras.

Los animales en las subestaciones causan una variedad de problemas inclusive fallas, las cuales resultan en interrupciones, reducción de la vida útil del equipo, o grandes daños a los equipos. De manera que, es sumamente imposible evitar que no ingresen animales pero se busca la manera de reducir que estos animales provoquen fallas y mejorar la confiabilidad y minimizar las interrupciones asociadas a estos eventos.

Las protecciones anti-fauna proporcionan protección preventiva para reducir el riesgo que algún animal pueda ser el provocante de alguna interrupción. Por lo que, su implementación es evitar que se produzca una falla línea a línea o línea a tierra si algún animal logra traspasar el muro perimetral de la subestación y se trepa o se aloja sobre algún bushing de transformador o interruptor.

Las protecciones anti-fauna a utilizar son las siguientes:

- a) **Disco anti-fauna tipo rejilla:** Disco anti-fauna de aplicación en vivo. Polímero resistente a intemperismo, rayos U.V. y contaminación. Aísla roedores y aves de las áreas energizadas.

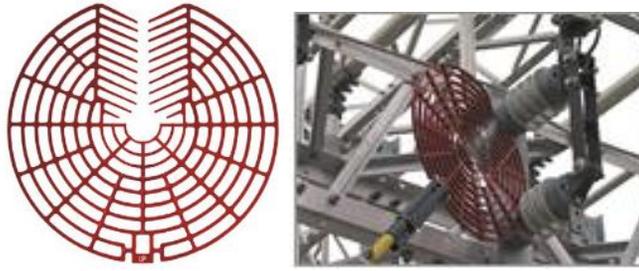


Figura 3-7. Disco tipo rejilla.

- b) **Cubierta de boquilla termográfica:** Cubierta anti-fauna para boquilla de transformador. Permite realizar verificaciones termográficas además de poder instalarse con el sistema energizado.

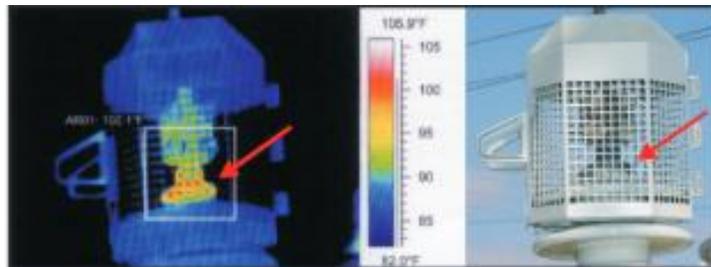


Figura 3-8. Boquilla termográfica.

- c) **Faldón protector de guano para aisladores de suspensión:** Protege los aisladores de suspensión de los daños causados por el guano de aves y por la formación de nidos sobre las cadenas de aisladores. Ofrece una variedad de opciones para su instalación incluyendo instalaciones nuevas o mejoras de instalaciones ya en operación. Su cuello rígido evita que el faldón se voltee por acción del viento. Reutilizable para mantenimiento. Polímero reticulado resistente a rayos U.V., intemperismo, alta contaminación y garras de aves de presa.



Figura 3-9. Protector de guano.

### 3.5 Control suplementario de cargas

Las subestaciones de distribución son de gran importancia para mantener la continuidad del servicio de energía eléctrica en las ciudades y en los clientes industriales

convirtiéndose en un compromiso, por parte de la subestación, mantener un servicio eléctrico confiable para sus clientes y usuarios finales. Por lo que, la falta del suministro de alimentación que proporcionan las subestaciones de distribución, ocasiona un profundo impacto desfavorable para las empresas industriales en cuanto a las pérdidas económicas.

Uno de los motivos que afecta a las subestaciones de distribución es la capacidad de los transformadores de potencia para soportar cargas entre el 80% y 90% debidos al crecimiento de la demanda cuando uno de los transformadores de la subestación debe de salir por mantenimiento o fallo. Por este motivo, ante la salida de un transformador se produce un colapso de las cargas debido a la sobrecarga que presenta el o los transformadores que quedan en servicio.

Para evitar estos colapsos en la red, es necesario implementar un esquema para el control suplementario de las cargas que permita mayor confiabilidad de la subestación para conservar la carga atendida ante una contingencia en uno de los transformadores

### **3.5.1 Diseño del control suplementario**

De manera general, en este apartado se pretende explicar el funcionamiento práctico del control suplementario de cargas para el esquema de diseño tipo "H" donde, cada circuito de salida está manejando 10MVA y la subestación en general estará manejando una capacidad de 60MVA. Si un solo transformador maneja esta cantidad de carga estará sometido a una capacidad del 120%.

El control suplementario de carga desconectará de manera selectiva las cargas conectadas a los circuitos de salida de la subestación. Se debe conocer el tipo de enfriamiento del transformador para no sobrepasar los valores permitidos que soporta en cada etapa de enfriamiento. Se tendrán dos etapas de deslastre:

- Etapa 1: Sobrecarga del 120% en adelante:
  - o Desconexión del circuito #6.
  - o Desconexión del circuito #5.
  
- Etapa 2: Sobrecarga 100% - 120%
  - o Desconexión del circuito #6.

DEM	Salida de un transformador 50 MVA 46/23 KV	Cargabilidad del transformador en servicio 50MVA		Cargas desconectadas [MVA]						
		MVA	%	#1	#2	#3	#4	#5	#6	TOTAL
<b>MIN</b>	<b>CASO BASE</b>	30	60	10	10	10	5	5	10	50
	Desconexión de un transformador sin deslastre	50	100							
	Deslastre carga #6	40	80						10	10
<b>MED</b>	<b>CASO BASE</b>	30	60	10	10	10	5	10	10	55
	Desconexión de un transformador sin deslastre	55	110							
	Deslastre carga #6	45	90						10	10
<b>MAX</b>	<b>CASO BASE</b>	40	80	10	10	10	10	10	10	60
	Desconexión de un transformador sin deslastre	60	120							
	Deslastre carga #5 y #6	40	80					10	10	20

Tabla 3-3. Tabla de deslastre de cargas.

La operación del control suplementario será coordinada por relés, se debe conectar un relé por cada transformador de potencia de la subestación. Cada relé instalado realizará medidas de corriente en los lados de alta de los transformadores de forma independiente para determinar la cargabilidad de los transformadores, con las mediciones se debe desarrollar una lógica de pulsos de disparo para accionar los interruptores de potencia encargados de cada circuito de salida.

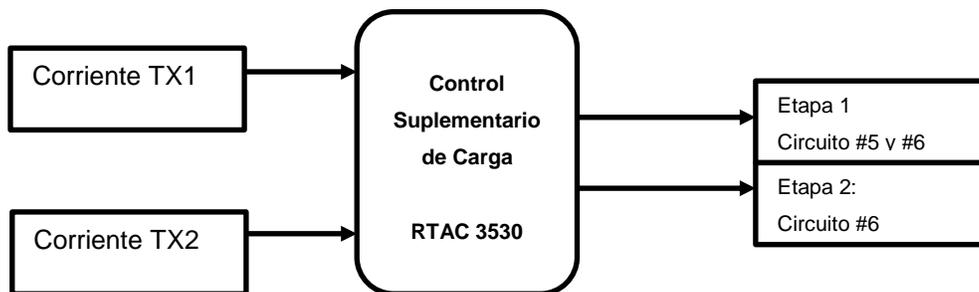


Figura 3-10. Esquema de control de control suplementario.

La programación del control suplementario implementará funciones de tiempo definido y a partir de la cargabilidad del transformador se envían los pulsos de disparo al respectivo interruptor de potencia de cada circuito de salida de la subestación

La secuencia de operación del control suplementario de carga es la siguiente:

- . PRIMERA ETAPA 120% en adelante: Cuando en uno de los transformadores se presenta una cargabilidad superior al 120%, durante un tiempo superior a 3 segundos el esquema opera así:
  - o Envía pulso de disparo para accionar (abrir) el interruptor de potencia del circuito de salida #6.
  - o Envía pulso de disparo para accionar (abrir) el interruptor de potencia del circuito de salida #5.

Si la cargabilidad del transformador aún es superior al 120%, la protección de sobre corriente del transformador actuará en un tiempo inferior a 3 segundos.

- SEGUNDA ETAPA 100% - 120%: Cuando uno de los transformadores tenga una cargabilidad superior al 100%, durante un tiempo superior a 4 segundos el control de carga será el siguiente:
  - o Enviar pulso de disparo para accionar (abrir) el interruptor de potencia del circuito de salida #6.

Luego de operar la etapa 2, si la cargabilidad del transformador aún es superior al 120% operará la protección de sobre corriente de fase del transformador en un tiempo de inferior a 4 segundos.

### **3.6 Sistema de control de la subestación**

Las soluciones Smart grid utilizan la información, computación y comunicaciones para mejorar la confiabilidad y eficiencia, cumpliendo así las necesidades del cliente. De esta manera aísla las fallas rápidamente, restablece la energía, controla la demanda, y restablece la estabilidad para que la energía eléctrica sea más confiable e inteligente.

Por lo que, un Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC) se conecta con los demás dispositivos de protección y medición para brindar protección, comunicación, detección, monitoreo, seguridad y control de la subestación

Una de las tantas ventajas es el desarrollo de una interfaz humano-máquina (IHM) que permite que los usuarios tenga acceso a los diagramas del sistema en cualquier navegador de red utilizando la IP del RTAC para supervisar el sistema desde una ubicación remota. Además, la plataforma de automatización RTAC es ideal para

concentración de datos, conversión de protocolos, datos de sistema SCADA o esquemas de automatización de distribución altamente inteligentes que optimizan la confiabilidad y la eficiencia de todo el sistema.



Figura 3-11. Ejemplo de Interfaz Humano-Máquina

El RTAC puede actuar como un concentrador de datos usando protocolos de comunicación como *IEC 61850 MMS client*, *Modbus*, *DNP3*, *IEC 61850 GOOSE* o *Mirrored Bits* para integrar tanto dispositivos seriales como Ethernet. La conexión Ethernet del RTAC proporciona el acceso remoto al sistema para monitorear los registros y diagnósticos de la subestación. Primero se establece comunicación remota con los dispositivos conectados al RTAC a través de los canales de comunicación mediante fibra óptica. Luego, el software del RTAC se encarga de manejar la información del relé de protección o del equipo de medición para que se tenga esta información remotamente.

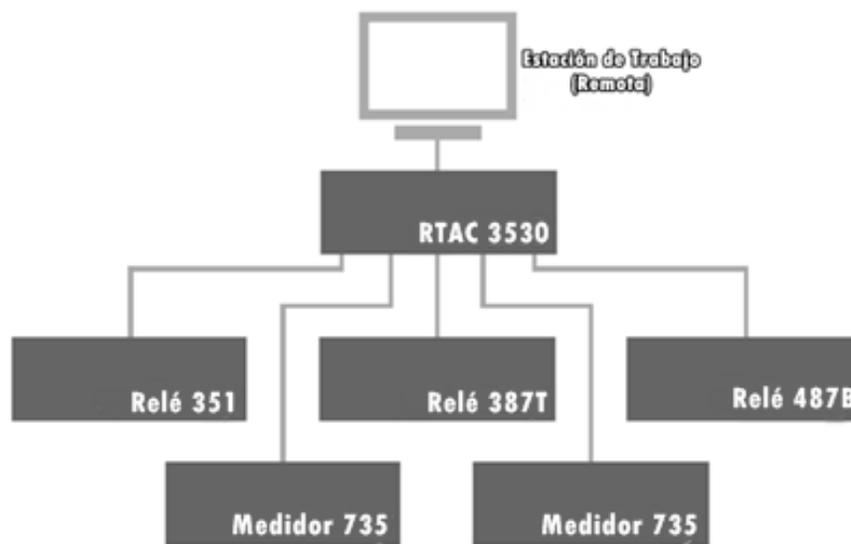


Figura 3-12. Acceso y comunicación entre RTC y dispositivos inteligentes

La implementación de productos SEL en el diseño de la subestación Apopa brindará versatilidad para interconectarse y crear Smart grid. Los productos SEL implementados para el sistema de control de la subestación son:

<b>Elemento</b>	<b>Función<sup>3</sup></b>
<b>SEL-351</b>	Relé de protección multifuncional para líneas
<b>SEL-387T</b>	Relé de protección diferencial para el transformador
<b>SEL-487B</b>	Relé de protección diferencial para barras/buses
<b>SEL-735</b>	Medidor con reportes de power quality
<b>SEL-3530 RTAC</b>	Controlador de Automatización en Tiempo Real

Tabla 3-4. . Lista de dispositivos inteligentes

El plano de control de la subestación se observa en anexo B.11.

---

<sup>3</sup> La hoja de especificación de cada dispositivo se muestra en Anexo C .

### 3.7 Referencias

- [1] IEEE Std C37.20.2-1999, *Standard for Metal-Clad and Station-Type Cubicle Switchgear.*, 1999.
- [2] IEEE Std. 1264-1993, "Guide for animal deterrents for electrical power supply substations,".
- [3] Paulo Alejandro Alpízar Herrera, "Análisis comparativo de subestaciones eléctricas de distribución de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., convencionales tipo exterior y tipo interior compactadas utilizando celdas metalclad," Facultad de Ingeniería, Universidad de Costa Rica, Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, Proyecto Eléctrico 2005.
- [4] Comisión Federal de Electricidad, "Tableros Metálicos Blindados tipo "Metal-Clad" para Tensiones Nominales de 15kV a 38kV," Norma de referencia 2004.
- [5] Woer, "Catalogo industrial de productos eléctricos," 2014.

---

## CAPÍTULO 4

---

### DISEÑO CONFIABLE DE LA SUBESTACIÓN

---

#### DESCRIPCIÓN GENERAL

---

El diseño confiable de la subestación implementa un estudio de ingeniería básica, el cual define los lineamientos generales e ideas básicas del proyecto. Estas ideas y definiciones del proyecto permiten desarrollar ciertos análisis teóricos para evaluar el diseño propuesto.

Además, permite descubrir las principales problemáticas que se pueden encontrar en la topología de la red y como pueden afectar el funcionamiento de la subestación a diseñar.

También, se incluye un cálculo de confiabilidad para determinar cuál de los dos diseños propuestos es más confiable en base al método *Mínimo Conjunto de Cortes*.

Finalmente, se presentan los planos de vista en planta y vista de perfil de ambos diseños para obtener una mejor perspectiva de la colocación física de los equipos.

## CAPITULO 4. DISEÑO CONFIABLE DE LA SUBESTACIÓN

El diseño de la subestación incorpora la etapa de Ingeniería Básica que cumple la función de analizar el diseño de la subestación para prever el funcionamiento que tendrá y determinar posibles problemas relacionados al diseño de la misma y a la topología de la red. Por lo que, en la ingeniería básica se llevan a cabo los siguientes estudios analíticos: estudios de cortocircuito, estudios de flujo de carga, coordinación de las protecciones y análisis de confiabilidad. Este último análisis permite comparar la confiabilidad de dos o más diseños de subestación y, de esta manera determinar cuál es el diseño que operará con menor interrupciones por año.

### 4.1 Ingeniería Básica

Los *requerimientos de diseño* de la subestación de distribución Apopa incluyen un transformador de potencia con capacidad máxima de 50 MVA con voltaje primario de 46 kV y voltaje secundario de 23 kV con una conexión estrella-estrella. Además, se debe incluir un tercer devanado, al transformador de potencia, en conexión delta para compensar los terceros armónicos nocivos que se presentan en los voltajes respecto al neutro debida a la conexión estrella-estrella. La subestación de transmisión existente a la que se conectará la subestación Apopa es la subestación Nejapa, propiedad de ETESAL, donde se requerirán dos bahías de salida a 46 kV. Por lo que, se requieren de dos líneas de subtransmisión que tendrán una distancia de 9.8 km aproximadamente. El diagrama conceptual del proyecto se encuentra en anexo B.2.

Por último, debido a la topología de la red (conexión delta) por parte de la subestación Nejapa, es necesario la instalación de un transformador de tierra en la barra primaria 46kV de la subestación Apopa para crear una referencia y evitar que la corriente de falla monofásica sea tan pequeña, casi cero.

Los *criterios de diseño* que tendrá la subestación Apopa están puntualizados en el capítulo 3 del presente trabajo de graduación. Recalcar que la implementación de dichos criterios permite que el diseño de la subestación sea confiable e implemente tendencias modernas.

Dentro de los *aspectos de diseño* se presentan dos propuestas de diseño para la subestación Apopa. El primer diseño implementa interruptores de potencia tipo tanque vivo en el lado de 23 kV (ver anexo B.3). Y el segundo diseño implementa celdas metalclad en lugar de los interruptores de potencia convencionales en el lado de 23 kV (ver anexo B.4). Ambos diseños implementan la configuración de barra seccionada y su única diferencia es el tipo de interruptor en el lado de 23 kV. Los diseños contemplan la futura instalación de un segundo transformador y la expansión tanto de un circuito de entrada como de salida.

## 4.2 Estudio de flujo de carga

Este análisis permite conocer más a profundidad el comportamiento del voltaje y corriente cuando son afectados por la impedancia de las líneas de subtransmisión, donde a mayor distancia mayor caída de tensión. Las líneas de subtransmisión de la subestación Nejapa recorrerán una distancia de 9.8 km hasta la subestación Apopa. Recordar que el transformador de potencia posee la capacidad para cambiar 21 taps bajo carga para regular hasta +5% y -5% el voltaje nominal en intervalos de 0.5%

Para realizar el estudio de flujo de carga se observa el funcionamiento del sistema cuando el transformador de potencia posee carga nominal 30MVA, carga a un 90% (45MVA) y cuando se carga a su valor máximo de potencia 50MVA.

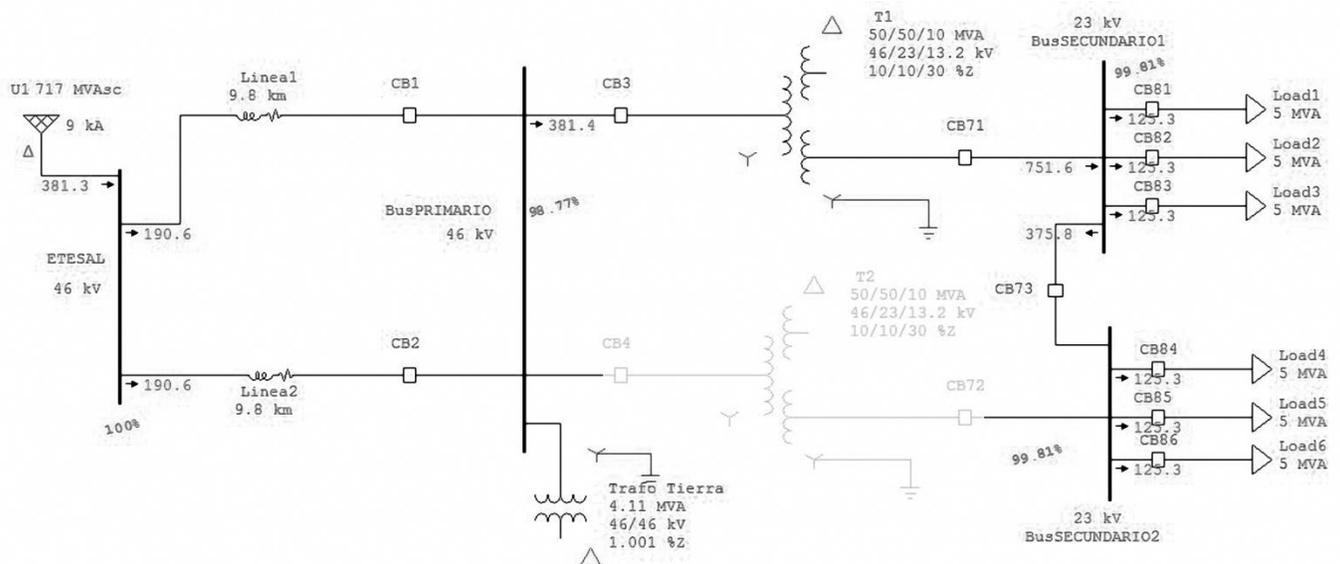


Figura 4-1. Cargabilidad nominal 30MVA

Debido a la impedancia de las líneas de subtransmisión existe una caída de voltaje primario de 1.23%. Por lo que, el lado primario del transformador detecta 45.43 kV y el cambiador de taps automático se encarga de ajustar el voltaje secundario a 23 kV casi exactos. Se puede especificar al fabricante que la relación de transformación sea 1.98 en vez de 2 para que, en condiciones normales de carga el cambiador de taps se encuentre en su tap central.

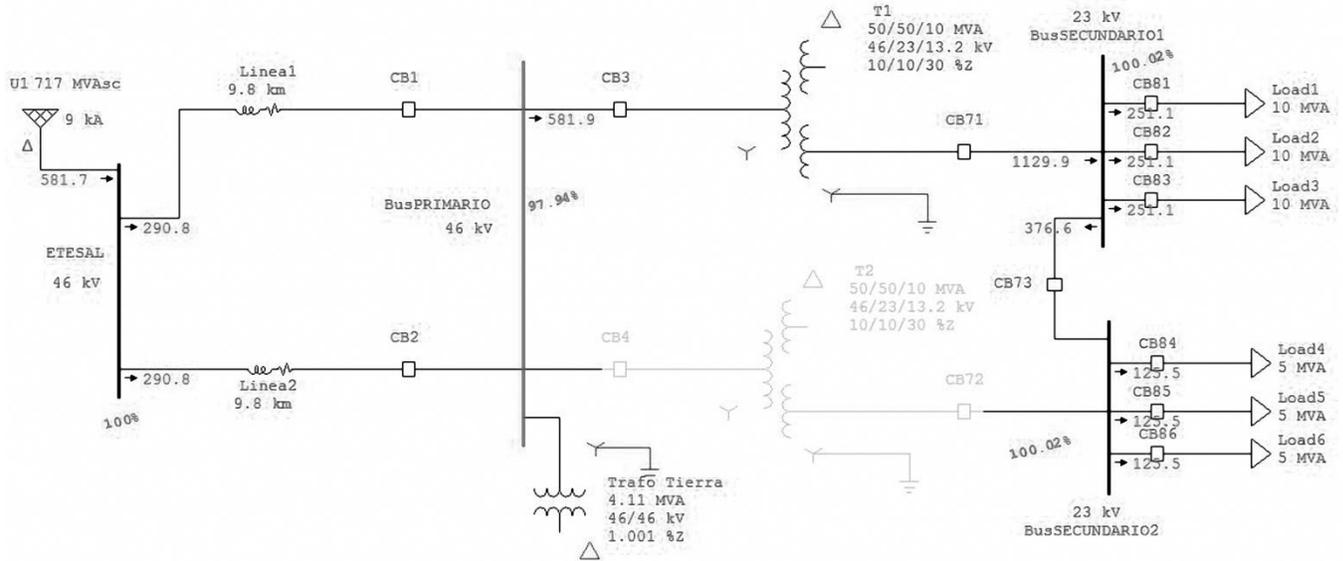


Figura 4-2. Cargabilidad al 90% (45MVA)

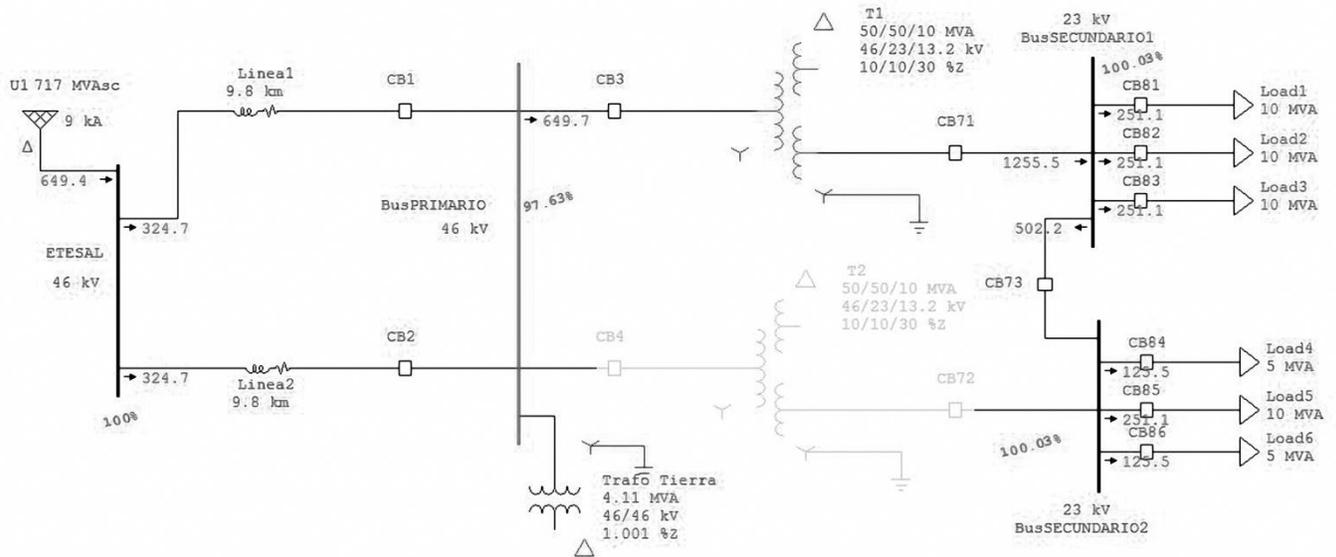


Figura 4-3. Cargabilidad al 100%

Resultado:

CARGABILIDAD	VOLTAJE		
	Bus ETESAL	Bus Primario 46kV	Bus Secundario 23kV
<b>30MVA (60%)</b>	100%	98.77%	99.81%
<b>45MVA (90%)</b>	100%	97.94%	100.02%
<b>50MVA (100%)</b>	100%	97.63%	100.03%

Tabla 4-1. Variación de voltaje respecto a la cargabilidad

Al analizar los datos por cargabilidad, se determina que al pasar de una cargabilidad de 60% a 90% el voltaje sufre una breve caída en su magnitud tanto en el bus primario 46kV como el bus secundario 23kV pero no sobrepasa el 3% tolerable debido a que el transformador tiene la capacidad para cambiar automáticamente sus taps bajo carga. El causante de esa pequeña caída es el efecto Joule de las líneas de subtransmisión.

Cuando el transformador trabaja a tope 100%, la caída de voltaje es más significativa, los buses que sobrepasan el valor tolerable de caída de voltaje se vuelven de color rojo y buses que están en estado crítico se tornan de color violeta. El voltaje, en el bus primario, no sobrepasa el valor tolerable del 3% de caída de voltaje pero está en el límite, por lo que se torna de color violeta por estar en estado crítico. ETAP nos advierte que estamos saturando al transformador porque le adjudica un color rojo y si exponemos por mucho tiempo al transformador en ese estado se reduce su vida útil.

### 4.3 Análisis de cortocircuito

Para conocer el nivel de cortocircuito en el diseño de la subestación Apopa se utiliza el software ETAP. Los buses primario y secundario del diseño de la subestación son sometidos a fallas trifásicas y monofásicas.

Primeramente, se determinan las fallas trifásicas en todos los buses.

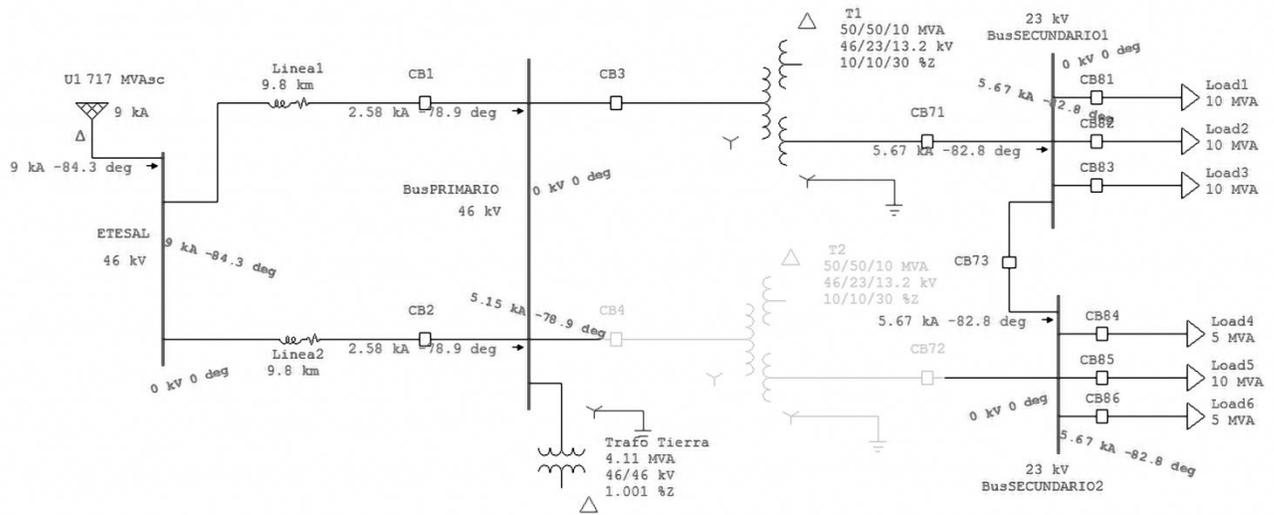


Figura 4-4. Falla trifásica

Resultado:

FALLA TRIFÁSICA		
Bus ETESAL	Bus Primario 46kV	Bus Secundario 23kV
9 kA	5.15 kA	5.67 kA

Tabla 4-2. Valores de cortocircuito trifásico

Existen un inconveniente para determinar la falla monofásica en el bus primario 46 kV de la subestación Apopa (ver Figura 4-5). Dado que la configuración del transformador de la subestación Nejapa en el lado de 46kV es delta, se tiene la desventaja que al ocurrir una falla monofásica en el bus primario de la subestación a diseñar, la corriente de cortocircuito será bastante baja, casi cero.

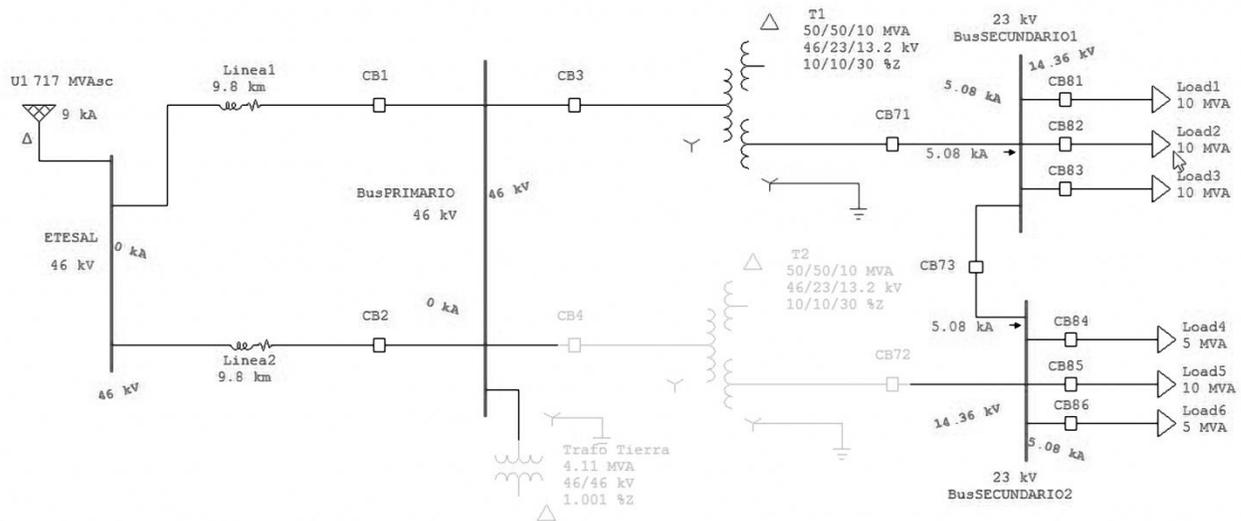


Figura 4-5. Falla monofásica en bus primario 46kV sin transformador de tierra

Para evitar este inconveniente se instala un transformador de tierra en el bus primario. De esta manera, al ocurrir una falla monofásica en el bus primario, el transformador de tierra se convertirá en una fuente de secuencia cero para alimentar la falla. Por lo que, las protecciones detectarán una corriente suficiente para que accionen. Para determinar el transformador de tierra se requiere conocer el valor de la falla trifásica y el nivel de voltaje nominal (ver cálculo de transformador de tierra en anexo A.1). El transformador de tierra, determinado a partir de los cálculos, tiene una capacidad de 4.11 MVA.

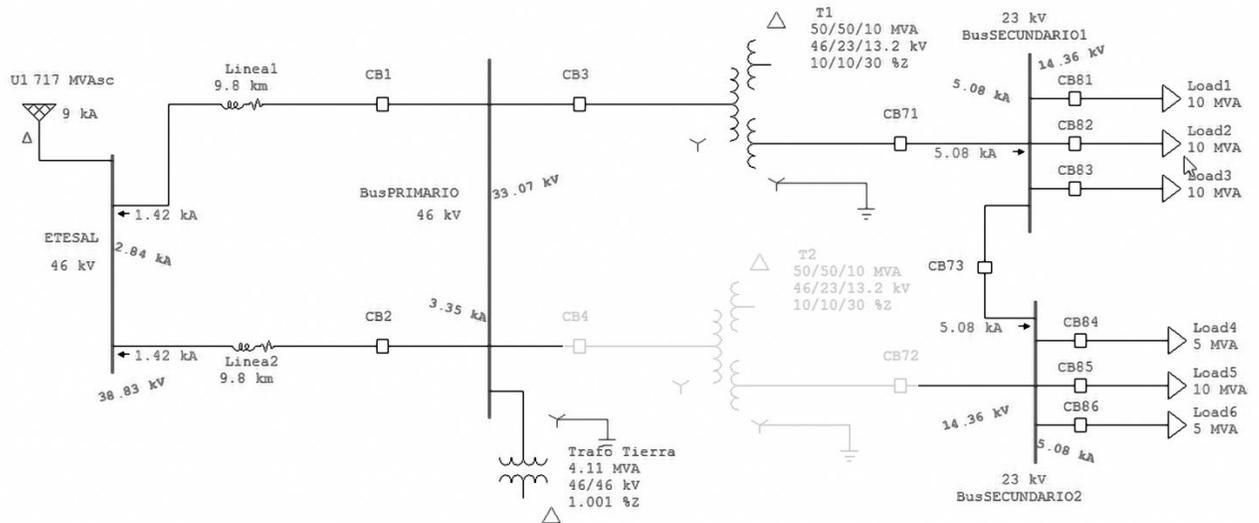


Figura 4-6. Falla monofásica con transformador de tierra

Resultado:

FALLA MONOFÁSICA		
Bus ETESAL	Bus Primario 46kV	Bus Secundario 23kV
2.84 kA	3.35 kA	5.08 kA

Tabla 4-3. Valores de cortocircuito monofásico

#### 4.4 Protección de equipos

Todo elemento incluido en el diseño de la subestación está propenso a una falla o cortocircuito, se implementa la protección por medio de relés para despejar la falla lo más rápido posible y evitar catástrofes e incluso una salida total de la subestación de distribución. Las funciones de cada relé utilizan una nomenclatura numérica expuesta en el anexo B.1.

#### 4.4.1 Protección del transformador

El transformador de potencia es el elemento de mayor relevancia dentro de una subestación. Por lo que, el grado de protección que debe brindársele debe ser alto para que despeje cualquier falla con una alta sensibilidad y rapidez en la operación.

Las protecciones que se toman en cuenta son:

- **Protección diferencial (87T):** Está dirigida hacia las fallas internas en los transformadores así como a fallas en los terminales de alta o baja tensión. Debe utilizarse en cada una de las fases con un tipo de pendiente (20-30-40-50%) y, preferiblemente, con restricción de armónicos. El tiempo de accionamiento es de 30 ms.

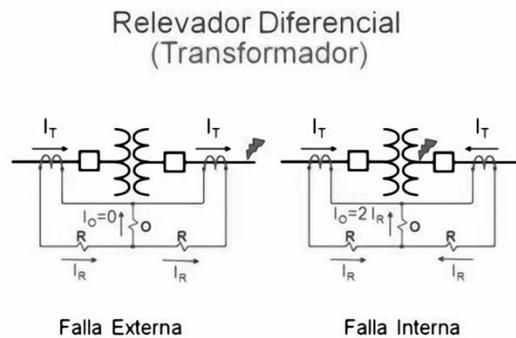


Figura 4-7. Protección diferencial

- **Protección Buchholz (63D):** Esta protección está directamente relacionada con el tanque de aceite del transformador porque mide el nivel de presión del aceite.

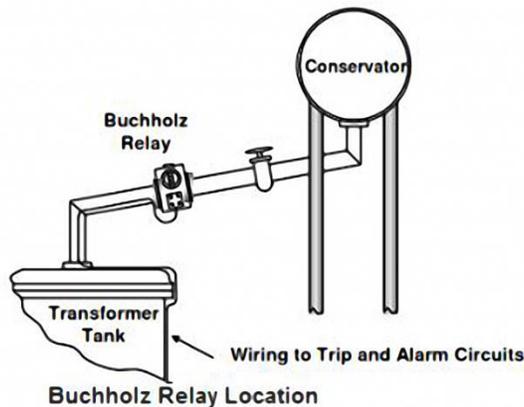


Figura 4-8. Protección Buchholz

- **Protección contra sobrecargas (49T):** Se encarga de observar los niveles de temperatura del transformador e iniciar la operación de los ventiladores y de las

bombas de aceite. De esta manera, se aumenta la capacidad de enfriamiento del transformador.

- **Protecciones de sobrecorriente instantáneo (50) y temporizado (51):** Se implementan como protecciones de respaldo tanto para el lado de alta como para el lado de baja tensión del transformador. Las unidades de tiempo suelen ajustarse con curvas de tipo inverso o muy inverso.

#### 4.4.2 Protección de líneas

En toda subestación eléctrica entra y salen, ya sea, líneas de transmisión (115 kV), subtransmisión (46 kV) o líneas de distribución (4.16/13.2/23/34.5 kV). Por lo que, es necesario implementar una protección para estas líneas como parte de las protecciones de la subestación.

En las líneas de transmisión y subtransmisión se pueden emplear las siguientes protecciones:

- **Protección de sobrecorriente instantáneo (50) y temporizado (51):** La selectividad se logra en base a coordinación de tiempos. De esta manera, los tiempos de libramiento de fallas cercanas a la fuente serán altos.
- **Protección de sobrecorriente direccional (67):** Cuando se utilizan más de dos líneas para alimentar la subestación esta protección logra una mayor coordinación porque identifica una falla ya sea de un lado o del otro del interruptor. Debido a la falla, habrá corriente de cortocircuito alimentada por la línea sana pero que recorrerá la protección en forma inversa.
- **Protección de distancia (21):** Posee una mayor selectividad y presenta mayores tiempos de accionamiento. Pero depende en gran medida de la longitud de la línea y del método a emplear, ya sea de admitancia, reactancia, de paralelogramo, etc. Además, la línea es protegida a través de dos o tres zonas.

Para las líneas de distribución se sugieren las siguientes protecciones:

- **Protección de sobrecorriente instantáneo (50) y temporizado (51):** La selectividad se logra en base a coordinación de tiempos incluyendo los tiempos de accionamiento de las protecciones aguas arriba.
- **Protección de sobrecorriente direccional (67):** Su uso puede verse incluido si una de las líneas de distribución está conecta a un elemento de co-generación. Su función será evitar que dicho elemento inyecte corriente de cortocircuito a la falla.

- **Reclocer (79):** Recierra el circuito en cuatro intentos ajustables en tiempo y con selector de dentro/afuera. Puede ser habilitado/deshabilitado a control remoto.

#### 4.4.3 Protección de barras (buses)

Las barras o buses son nodos o puntos de unión de la mayoría de elementos en una subestación eléctrica de potencia. Las fallas ocasionadas en las barras producen consecuencias severas para mantener estable el servicio. Por lo que, es recomendable aislar la parte fallada y mantener estable la parte sana de la barra.

La protección empleada en barras es:

- **Protección diferencial (87B):** Emplean el principio de corriente diferencial, donde en una operación normal o ante una falla externa, la suma de todas las corrientes alrededor de la barra es cero y durante una falla interna aparece una corriente diferencial. Por lo que, la protección debe ser estable para una falla externa al área protegida, donde el área de protección está regida por los transformadores de corriente.

#### 4.5 Coordinación de protecciones

Implementando la mayoría de protecciones mencionadas anteriormente para cada elemento. Es momento de observar las protecciones que accionarán en el momento de una falla en ciertos puntos críticos de la subestación. Se implementa el concepto de coordinación selectiva para que las protecciones aguas arriba más cercana a la falla sean las que se accionen. La coordinación de protecciones se lleva a cabo con el software ETAP (diagrama de protecciones en anexo B.5).

La coordinación comienza ajustando los elementos que están más aguas abajo respecto a la fuente, en este caso son las protecciones de las líneas de distribución. Las líneas de distribución están protegidas con relés de sobrecorriente instantáneo (50) y temporizado (51). Se utiliza el relé multifuncional SEL-351 dedicado para líneas y además este relé posee protección direccional (especificaciones en anexo C.1).

Para la coordinación necesitamos extraer los siguientes datos de la simulación:

Corriente de Cortocircuito	5.67	kA
Corriente Nominal	125.5	A
Relación de transformación de TC	300/5	

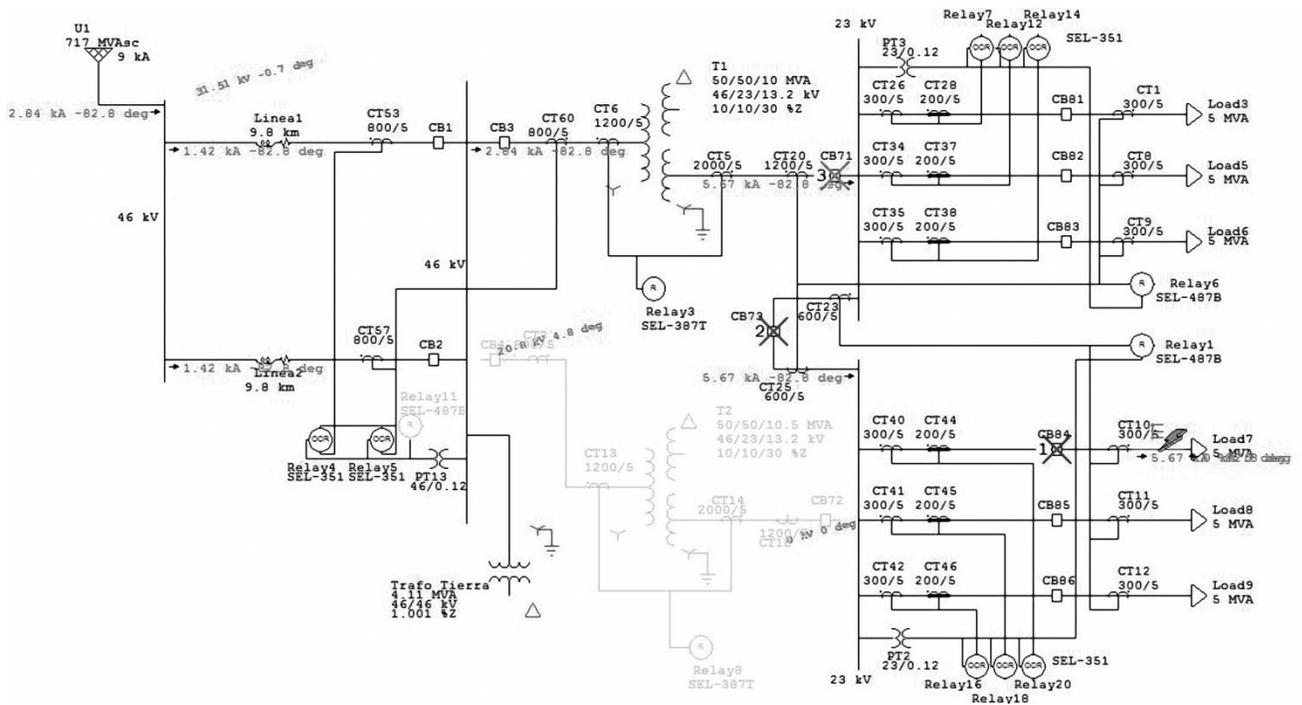


Figura 4-9. Falla trifásica en una línea de distribución 23kV

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT10 & Load7. Adjacent bus: BusSECUNDARIO2

Data Rev.: Base      Config: Normal      Date: 02-12-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
203	Relay20	5.674	203		Phase - OC1 - 51 - Forward
253	CB84		50.0		Tripped by Relay20 Phase - OC1 - 51 - Forward
400	Relay1	5.674	400		OC1 - 51
433	CB80		33.3		Tripped by Relay1 OC1 - 51
600	Relay6	5.674	600		OC1 - 51
633	CB71		33.3		Tripped by Relay6 OC1 - 51
820	Relay3	2.837	820		Phase - OC1 - 51
853	CB3		33.3		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
853	CB71		33.3		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51

Figura 4-10. Secuencia de operación de los elementos de protección

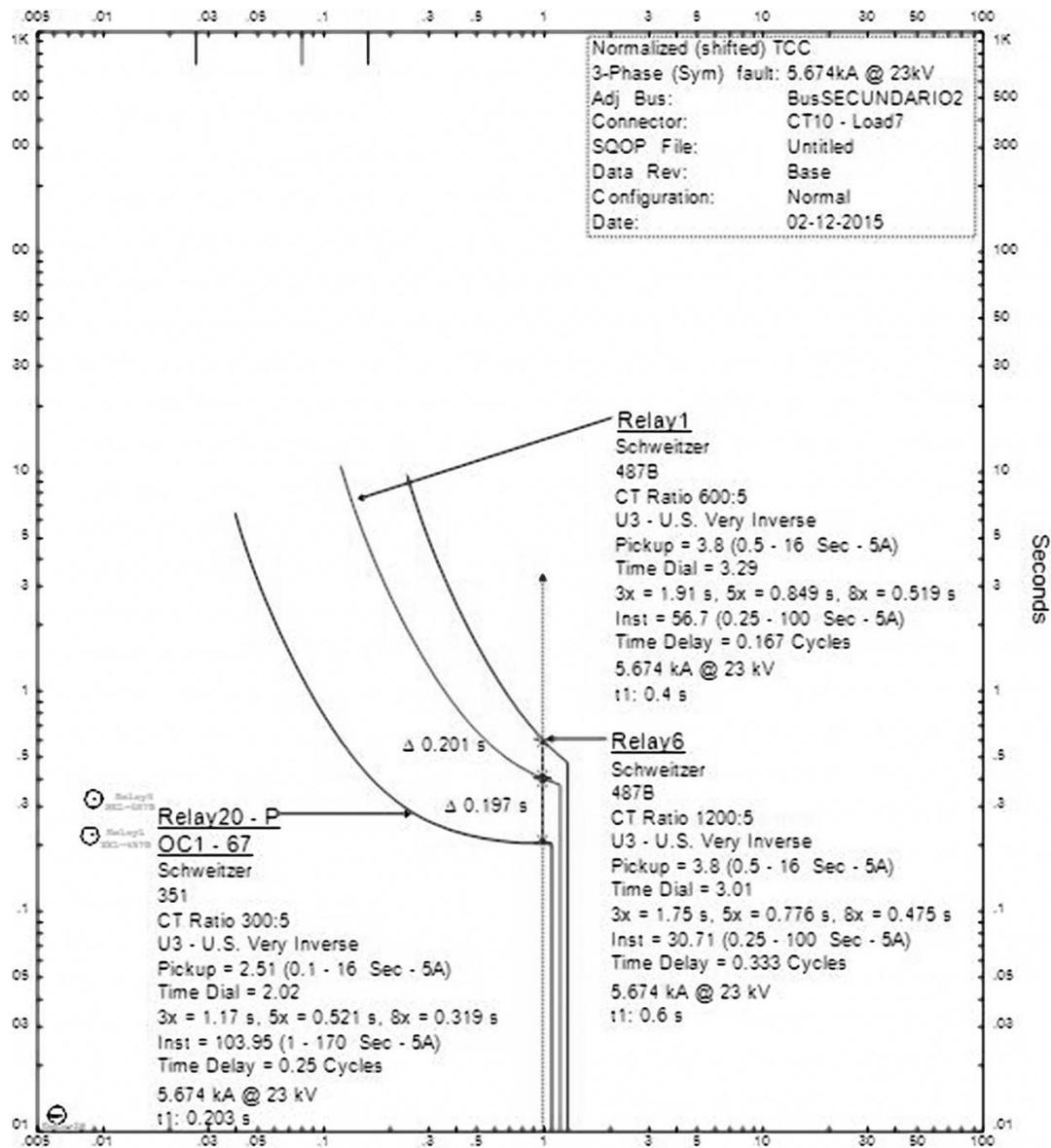


Figura 4-11. Coordinación de curvas

Si se produce una falla en uno de los buses secundarios se debe aislar el bus fallado y dejar el otro funcionando. El relé para la protección de buses es el SEL-487B (ver características en anexo C.3) en base a la protección diferencial (87) y como respaldo implementa protección de sobrecorriente (50/51).

De la simulación obtenemos los siguientes datos para ajustar el relé.

Corriente de Cortocircuito	5.67	kA
Corriente Nominal	376.5	A
Relación de transformación de TC	600/5	

El tiempo de accionamiento de la protección diferencial es de 30ms que debe ser más rápido que las protecciones de respaldo de sobrecorriente (50/51) que tienen un tiempo de accionamiento de 200 ms.

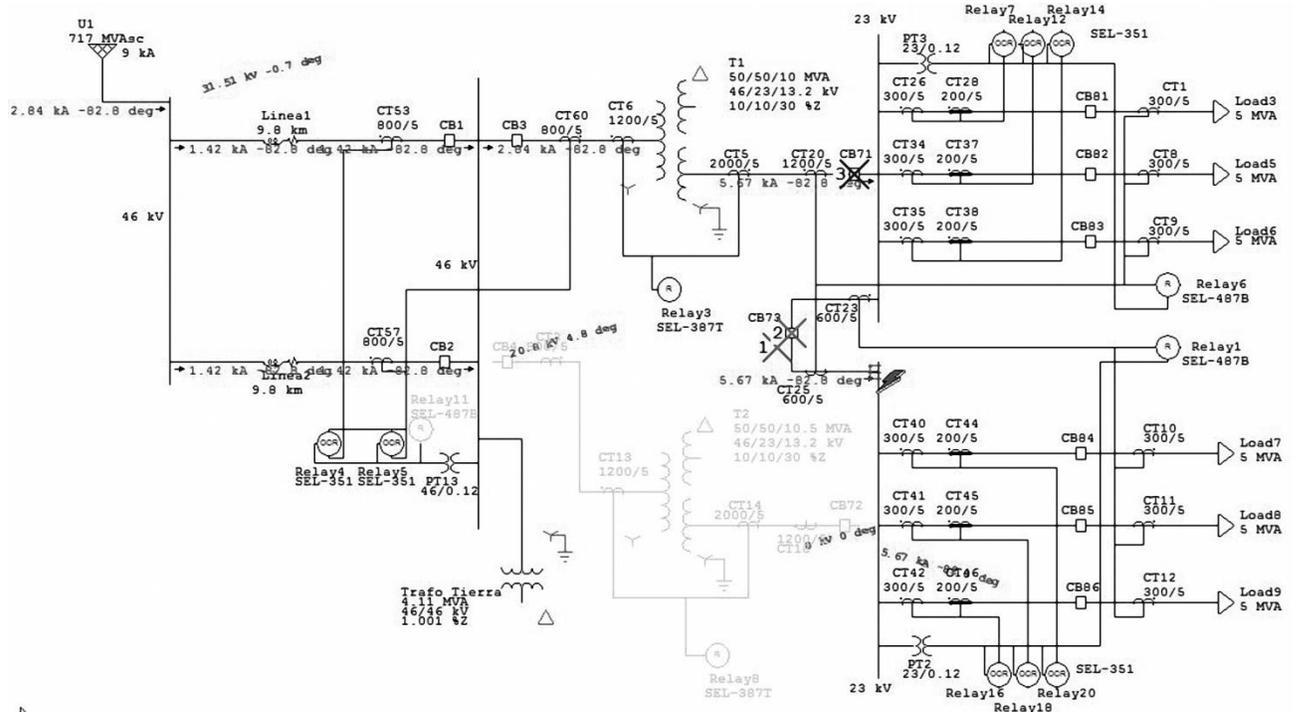


Figura 4-12. Falla trifásica en bus secundario

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: BusSECUNDARIO2

Data Rev.: Base      Config: Normal      Date: 02-12-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
30.0	Relay1		30.0		Phase - Dif
63.3	CB80		33.3		Tripped by Relay1 Phase - Dif
400	Relay1	5.674	400		OC1 - 51
433	CB80		33.3		Tripped by Relay1 OC1 - 51
600	Relay6	5.674	600		OC1 - 51
633	CB71		33.3		Tripped by Relay6 OC1 - 51
820	Relay3	2.837	820		Phase - OC1 - 51
853	CB3		33.3		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
853	CB71		33.3		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51

Figura 4-13. Secuencia de operación de las protecciones

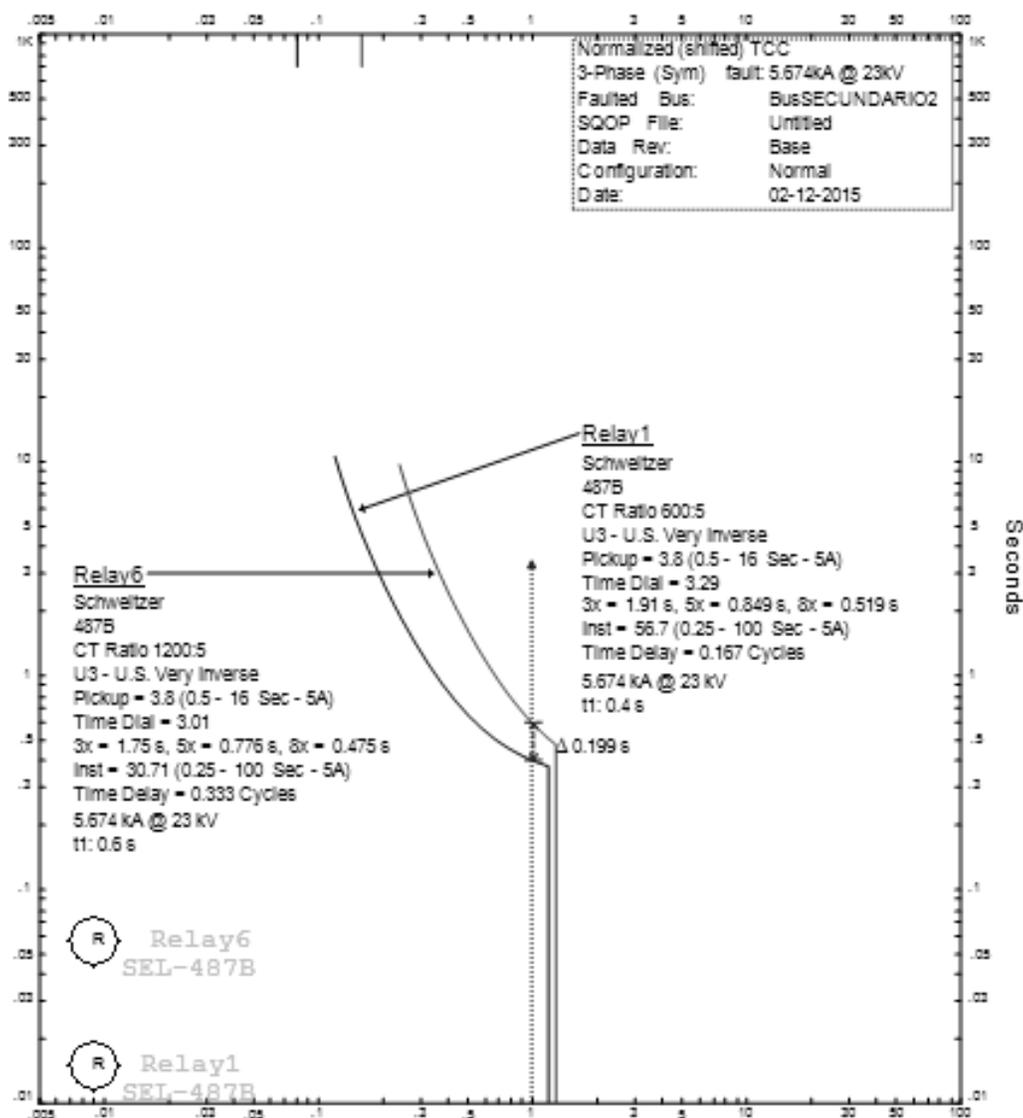


Figura 4-14. Coordinación de curvas

Si se produce una falla en el transformador, la protección encargada de protegerlo es el relé SEL-387T (especificación en anexo C.2). Cuenta con una función diferencial (87) y como respaldo están las funciones de sobrecorriente (50/51). El tiempo de accionamiento de la función diferencial es de 10ms y las curvas de la función de sobrecorriente deberán de actuar como respaldo.

De la simulación obtenemos los siguientes datos, la corriente está referida al lado primario:

Corriente de Cortocircuito	4.414	kA
Corriente Nominal	627.6	A
Relación de transformación de TC	800/5	

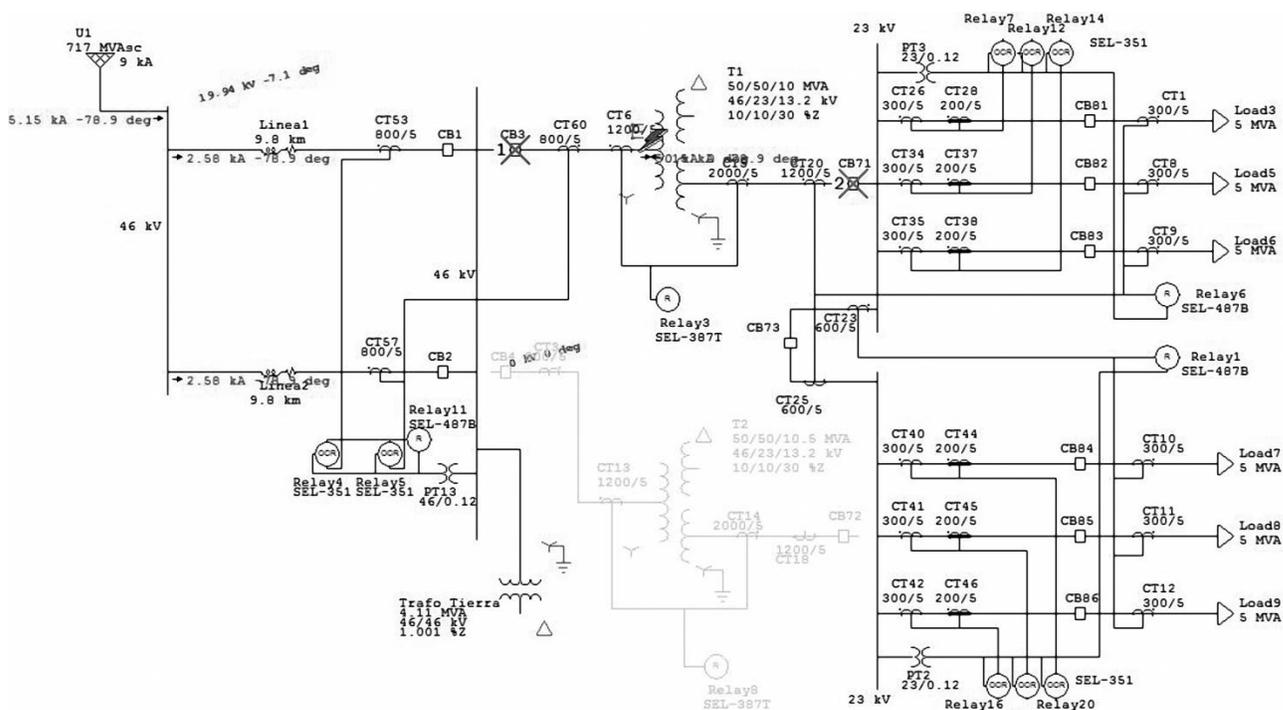


Figura 4-15. Falla trifásica en el transformador

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT6 & T1. Adjacent bus: Bus4

Data Rev.: Base      Config: Normal      Date: 02-12-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10.0	Relay3		10.0		Phase - Dif
43.3	CB3		33.3		Tripped by Relay3 Phase - Dif
43.3	CB71		33.3		Tripped by Relay3 Phase - Dif
807	Relay3	5.152	807		Phase - OC1 - S1
840	CB3		33.3		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - S1
840	CB71		33.3		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - S1
1002	Relay11	2.576	1002		OC1 - S1
1052	CB2		50.0		Tripped by Relay11 OC1 - S1

Figura 4-16. Secuencia de operación de las protecciones

El bus primario estará protegido por el relé SEL-487B, que también se ocupa para proteger el bus secundario. El tiempo de accionamiento de la función diferencial es de 30ms.

Datos obtenidos por medio de la simulación de la falla en el bus primario:

Corriente de Cortocircuito	5.15	kA
Corriente Nominal	627.6	A
Relación de transformación de TC	800/5	

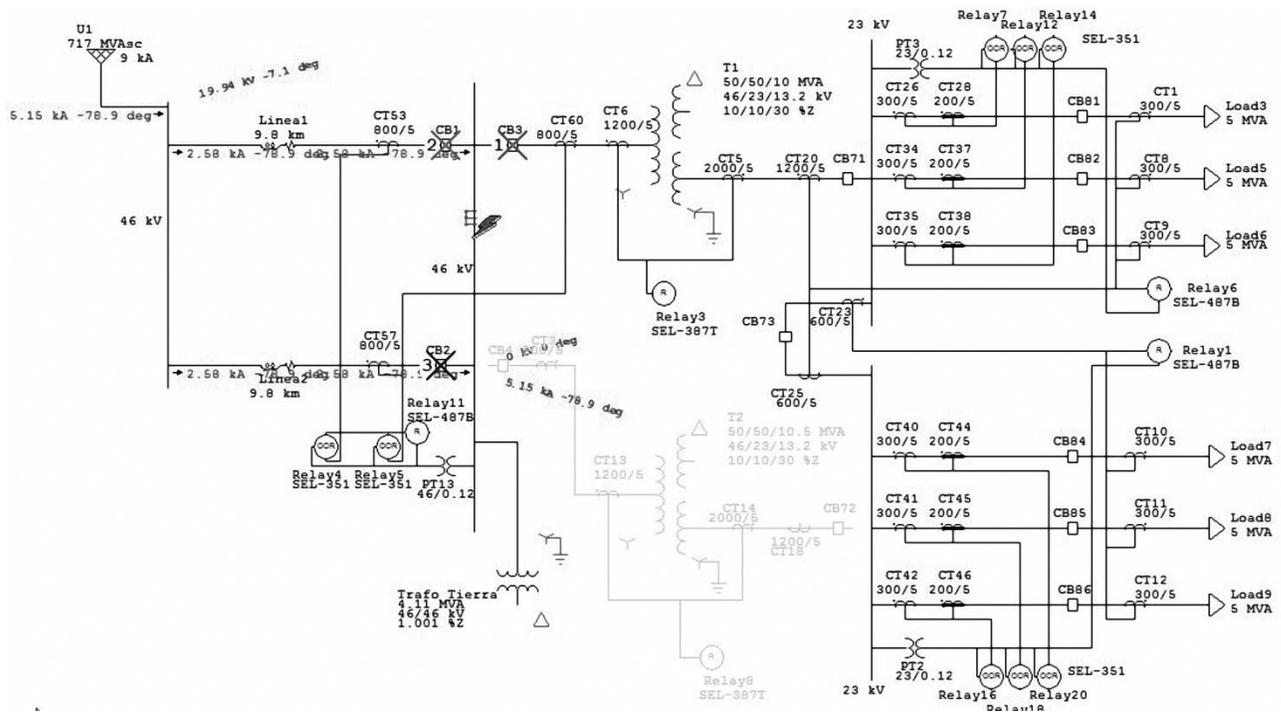


Figura 4-17. Falla trifásica en la barra primaria

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus4

Data Rev.: Base      Config: Normal      Date: 02-12-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
30.0	Relay11		30.0		Phase - Dif
63.3	CB3		33.3		Tripped by Relay11 Phase - Dif
80.0	CB1		50.0		Tripped by Relay11 Phase - Dif
80.0	CB2		50.0		Tripped by Relay11 Phase - Dif
1002	Relay11	2.576	1002		OC1 - S1
1036	CB3		33.3		Tripped by Relay11 OC1 - S1
1052	CB1		50.0		Tripped by Relay11 OC1 - S1
1052	CB2		50.0		Tripped by Relay11 OC1 - S1

Figura 4-18. Secuencia de operación de las protecciones

Finalmente, si se produce una falla en una de las líneas de subtransmisión 46 kV solo debe de accionar el interruptor de potencia correspondiente a esa línea y dejar la otra línea sana en funcionamiento, de esta manera aprovecharemos la redundancia. Para la protección de las líneas utilizamos el relé SEL-351, el mismo que empleamos en las líneas de distribución. Utilizamos la función direccional (67) polarizada por corriente. Los tiempos de accionamiento dependerán de los ajustes que se especifican a las funciones (50/51). Por lo que, de la simulación necesitamos los siguientes datos:

Corriente de Cortocircuito	2.58	kA
Corriente Nominal	627.6	A
Relación de transformación de TC	800/5	

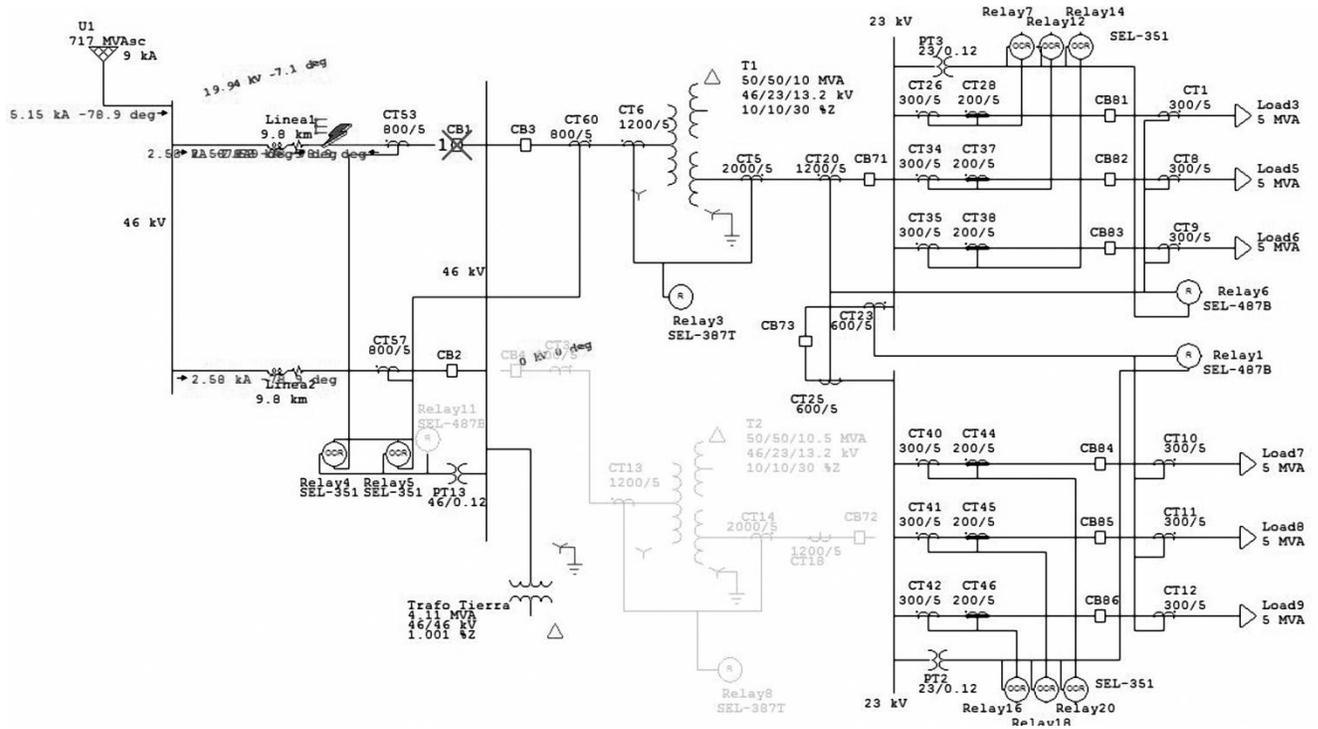


Figura 4-19. Falla en una línea de subtransmisión

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled

3-Phase (Symmetrical) fault on connector between Linea1 & CT53. Adjacent bus: Bus4

Data Rev.: Base      Config: Normal      Date: 02-12-2015

Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
1002	Relay4	2.576	1002		Phase - OC1 - S1 - Reverse
1052	CB1		50.0		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - S1 - Reverse

Figura 4-20. Secuencia de operación de las protecciones

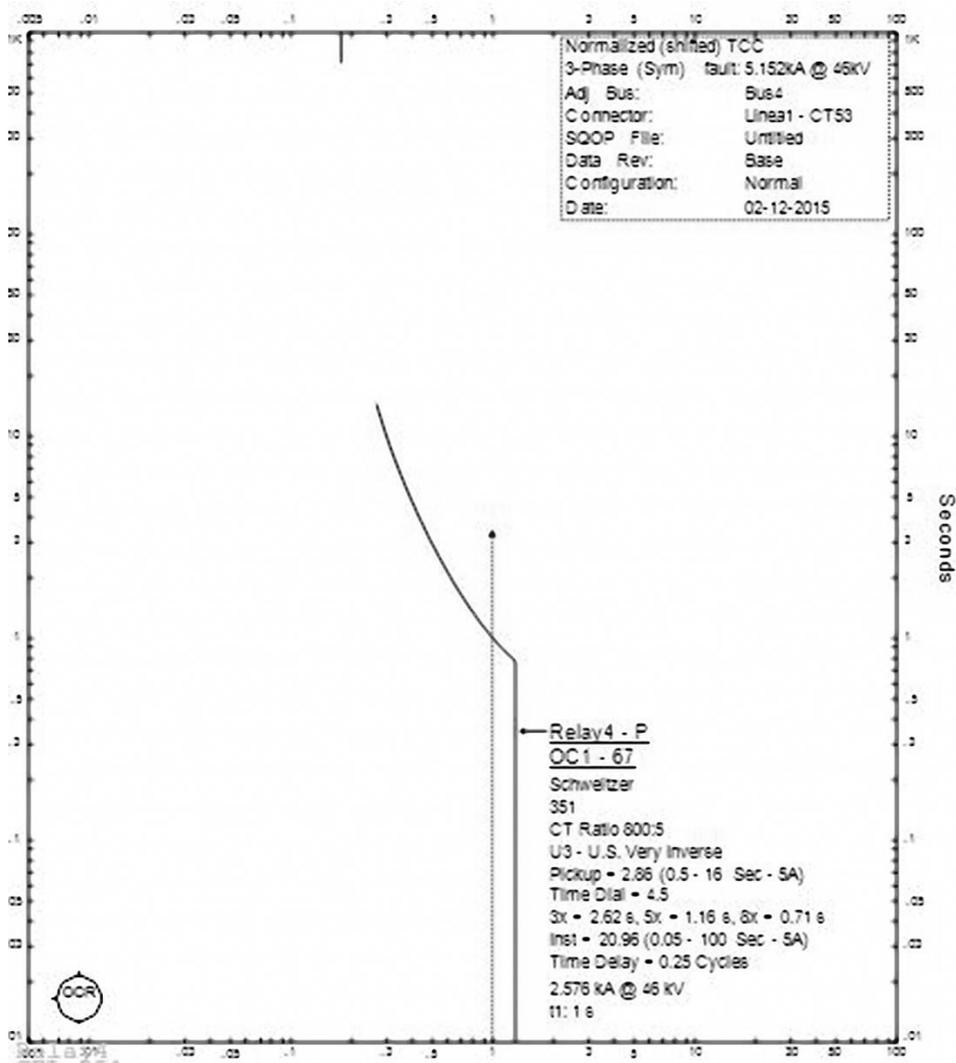


Figura 4-21. Curva de accionamiento del relé SEL-351.

#### 4.6 Cálculo de confiabilidad

El estudio de confiabilidad está basado en el método “Mínimo Conjunto de Cortes” para elementos de primer orden propuesto en [1].

Se han analizado tres diseños de subestaciones de distribución para comparar cuál de los tres presenta el diseño más confiable. La subestación radial es un diseño presentado en [2], luego se analizaron los dos diseños propuestos en el presente trabajo de graduación. Los datos más importantes que proporciona el estudio son “fs” que es frecuencia de interrupciones del sistema por año del diseño y “rs” que es la duración en horas de la interrupción.

<b>Subestación Radial</b>							
Equipo	Cantidad	Frecuencia de Fallas por año ( $\lambda$ )	Duración (horas por falla) (r)	$\lambda r$	fs	$\lambda r$	rs
Línea de 46 kV	1	1.37	0.617	0.844833	1.6946	25.769	15.207
Bus primario	1	0.0075	17.5	0.13125			
Seccionadores normalmente cerrados	18	0.0061	1.6	0.17568			
Seccionadores normalmente abiertos	9	0.0029	183	4.7763			
Interruptores de potencia	9	0.0176	10.6	1.67904			
Transformador de potencia	1	0.0153	1178.5	18.03105			
Bus Secundario	1	0.0075	17.5	0.13125			

Tabla 4-4. Elementos de primer orden de Subestación radial

<b>Subestación aislada en aire con doble circuito de alimentación</b>							
Equipo	Cantidad	Frecuencia de Fallas por año ( $\lambda$ )	Duración (horas por falla) (r)	$\lambda r$	fs	$\lambda r$	rs
Doble circuito de 46 kV	1	0.357	0.102	0.036295	0.6309	3.094	4.904
Bus primario	1	0.0075	17.5	0.13125			
Seccionadores normalmente cerrados	14	0.0061	1.6	0.13664			
Seccionadores normalmente abiertos	6	0.0029	183	3.1842			
Interruptores de potencia	8	0.0176	10.6	1.49248			
Bus secundario	1	0.0075	17.3	0.12975			
Transformador de potencia	1	0.0153	1178.5	18.03105			

Tabla 4-5. Elementos de primer orden Subestación aislada en aire

<b>Subestación en Metalclad con doble circuito de alimentación</b>							
Equipo	Cantidad	Frecuencia de Fallas por año ( $\lambda$ )	Duración (horas por falla) (r)	$\lambda r$	fs	$\lambda r$	rs
Doble circuito de 46 kV	1	0.357	0.102	0.036295	0.47371	1.639	3.460
Bus primario	1	0.0075	17.5	0.13125			
Seccionadores normalmente cerrados	6	0.0061	1.6	0.05856			

<b>Seccionadores normalmente abiertos</b>	2	0.0029	183	1.0614
<b>Interruptores de potencia</b>	2	0.0176	10.6	0.37312
<b>Interruptores de potencia en Metalclad</b>	4	0.0036	109	1.5696
<b>Bus secundario en Metalclad</b>	1	0.001917	17.3	0.03316 4
<b>Transformador de potencia</b>	1	0.0153	1178.5	18.0310 5

Tabla 4-6. Elementos de primer orden Subestación metalclad.

Resultado:

<b>MÍNIMO CONJUNTO DE CORTES</b>		
<b>Diseño</b>	<b>F<sub>s</sub> (interrupciones por año)</b>	<b>R<sub>s</sub> (horas)</b>
<b>Subestación radial</b>	1.6946	15.207
<b>Subestación aislada en aire</b>	0.6309	4.904
<b>Subestación metalclad</b>	0.4737	3.460

Tabla 4-7. Comparación de confiabilidad

El análisis de confiabilidad pondera como diseño más confiable al que implementa celdas metalclad con 0.5 interrupciones por año aproximadamente, estableciendo que cada diez años de funcionamiento la subestación tendrá cinco interrupciones con una duración de 3 horas y media aproximadamente cada una. El diseño de subestación aislada en aire es el segundo más confiable con 0.6309 interrupciones por año, casi seis interrupción por cada diez año con una duración por interrupción de 5 horas aproximadamente. Finalmente, el diseño menos confiable es el radial con 16 interrupciones por cada diez años aproximadamente con una duración de 15 horas.

#### 4.7 Diseño de planos

El detalle de planos de los dos diseños propuesto en el presente trabajo de graduación se ve reflejado en su vista en planta y vista de perfil con sus respectivas secciones. Cada diseño es una propuesta para la construcción de la subestación de distribución Apopa localizada sobre el km17 1/2 carretera Troncal del Norte. El área total es de 63x45 m<sup>2</sup>, se localiza un portón en la parte central del terreno que proporciona accesibilidad al recinto para un camión grúa. Los espaciamiento entre cable se rigen bajo la norma IEEE Std.C37.32 [3] mostrados en su tabla 5. Cada interruptor de potencia implementa seccionadores bypass y la subestación implementa seccionadores de seguridad para

aislar la subestación en caso de mantenimiento. En ambos diseño se instala una caseta de control para alojar los equipos de medición y protección. Además, los transformadores estarán fijados, en su base, mediante pernos para cumplir requerimientos sísmicos altos de IEEE Std. 693-1997 [10].

Los planos reflejan la vista en planta y vista de perfil con sus secciones de la subestación aislada en aire en anexos B.6 y B.7 respectivamente.

También, los planos muestran la vista en planta y vista de perfil de subestación metalclad en anexos B.8 y B.9 respectivamente.

#### **4.8 Alumbrado exterior e interior de la subestación**

De acuerdo con la tesis realizada en la Universidad de El Salvador [2], se toma de referencia para establecer los parámetros mínimos requeridos con el tema de la iluminación dentro y fuera del área de la subestación.

La iluminación exterior de la Subestación eléctrica comprende todas las zonas de tensión eléctrica (bahías de entrada y salida, banco de transformación y otras áreas fuera de la caseta de control) utilizando luminarias:

- El nivel mínimo de iluminación en la subestación por bahía y aérea de transformación debe ser de 30 luxes, para el presente diseño se utilizara únicamente el tipo de luminaria LED para iluminación exterior de 70 W.
- Los reflectores deben distribuirse correctamente en el área perimetral para proporcionar una iluminación uniforme de la Subestación, se recomienda la ubicación de estas en estructuras o postes independientes.
- El alumbrado debe ser controlado en forma manual desde el tablero de servicios propios en la caseta de control y/o automática por medio de contactores y fotoceldas.

La iluminación interior comprende la sala de tableros y sala de baterías, las cuales deben cumplir los siguientes requerimientos:

- La sala de tableros deberá poseer un sistema de iluminación de emergencia con alimentación de corriente directa independiente.
- En cuanto al cumplimiento de Luxes necesarios para la caseta de control, el banco de baterías y demás instalaciones interiores; se debe cumplir con un total de 300

Luxes para la Sala de baterías, Sala de control y tableros; por tanto, se instalarán luminarias de techo de 4 x 36 W.

Finalmente, se presenta el diagrama de iluminación incluyendo un transformador de servicio propio con capacidad de 75 kVA para controlar las luces y aire acondicionado que se encuentra en la caseta de control, ver plano en anexo B.12.

#### 4.8.1 Sistema de control y alumbrado inteligente

Un equipo eléctrico inteligente es un nuevo concepto que se ha introducido aprovechando la oportunidad de las tecnologías de Web, este concepto se ha convertido en una solución realmente efectiva para la mayoría de los usuarios. Para las luminarias a instalar en el sistema de alumbrado de la subestación, se utilizarán el tipo de luminarias inteligentes, que puedan ser fácilmente controlables y supervisadas por el equipo correspondiente a dicho proceso. La siguiente imagen muestra un esquema de la configuración del equipo inteligente:

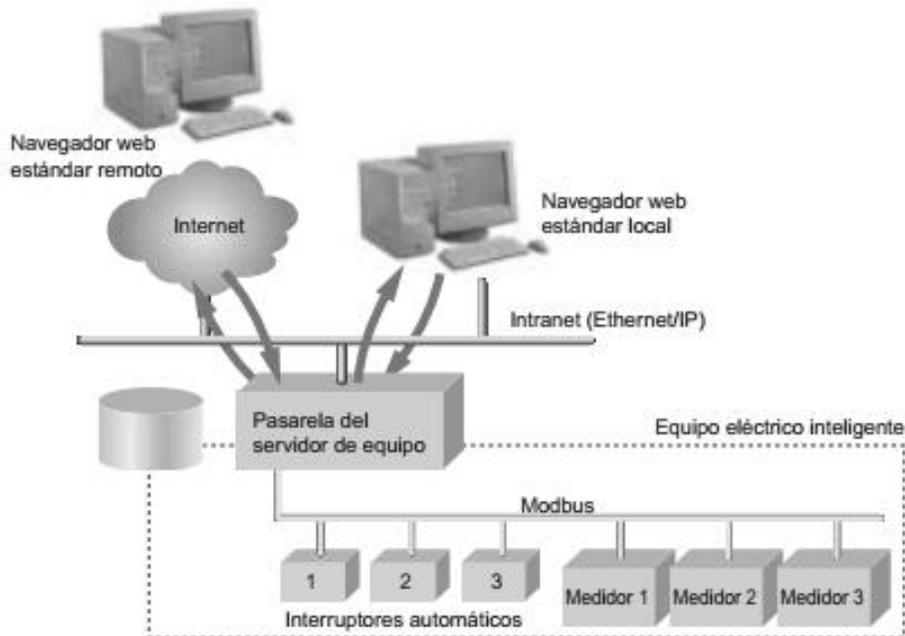


Figura 4-22. Protocolo de Red de los Sistemas de Control de Equipos Eléctricos. Fuente: Schneider Electric.

Para el proceso de control de las luminarias dentro de la subestación se instalarán un grupo para *iluminación pública o perimetral con control crepuscular*, como por ejemplo el IC Astro Light. El IC Astro Light ( Ver Figura 4-23) se caracteriza por utilizar un interruptor

sensible a la luz, programable, que permite el encendido y apagado automático de acuerdo a los tiempos de salida y puesta del sol. Aumenta la confiabilidad de la operación de iluminación pública y genera ahorros energéticos potenciales desde un 8% a un 16% sobre las soluciones tradicionales que utilizan un timer. Es más confiable que una fotocélula puesto que la suciedad no lo afecta y es más fácil de instalar y de mantener.



Figura 4-23. IC Astro Light. Fuente: Schneider Electric.

Por medio de este dispositivo se dispondrá del control de encendido y apagado del alumbrado dentro y fuera de las instalaciones para que su operación sea de manera automática.

## 4.9 Referencias

- [1] IEEE Std. 493-1997, "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems," IEEE, 1997.
- [2] Manuel Antonio Barahona y Angel Alberto Umaña, "Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 46KV a 23/13.2/4.16KV," Universidad de El Salvador, San Salvador, Trabajo de Graduación 2011.
- [3] IEEE Std C37.32-2002, "American National Standard for High Voltage Switches, Bus Supports, and Accessories Schedules of Preferred Ratings, Construction Guidelines, and Specifications," IEEE, 2002.
- [4] Enrique Harper, *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*, 2da edición.
- [5] SEL. Schweitzer Engineering Laboratories. [Online]. <https://www.selinc.com/>
- [6] IEEE Std C37.91-2000, "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers," IEEE, 2000.
- [7] IEEE Std C37.110-1996, *IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purpose.*, 1996.
- [8] IEEE Std. C62.92.4-2002, "IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part IV - Distribution," IEEE, 2002.
- [9] IEEE Std. 32-1972, "IEEE Standard: Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices," IEEE, 1972.
- [10] IEEE Std.693-1997, "IEEE Recommended Practice of Seismic Design of Substations," IEEE, 1997.
- [11] Ever Atilio, Kevin Perez, y Alonso Coto, "Guía para la conexión del neutro del sistema," Escuela de ingeniería Eléctrica, Universidad de El Salvador, San Salvador, Proyecto de Ingeniería 2014.

---

## CAPÍTULO 5

---

### ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS

---

#### DESCRIPCIÓN GENERAL

---

Todos los equipos de nuestra subestación deben de cumplir con los requerimientos mínimos bajo condiciones de operación según los datos proporcionados por las normas ANSI/IEEE.

Es por ello que en este capítulo se muestran las tablas utilizadas para las

especificaciones de cada uno de los equipos que conforma nuestra subestación con los valores estándares de voltaje nominal, corriente nominal, corriente de cortocircuito, nivel de aislamiento básico (BIL), entre otros.

## CAPITULO 5. ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS

En este capítulo se explicará la función de cada uno de los elementos que conformará nuestra subestación, utilizando los estándares ANSI/IEEE para cada una de las especificaciones técnicas.

### 5.1 Transformador de potencia

La función primaria de un transformador de potencia es transformar la tensión del sistema de un nivel nominal a otro, usualmente aumentando o disminuyendo el voltaje y la corriente eléctrica.

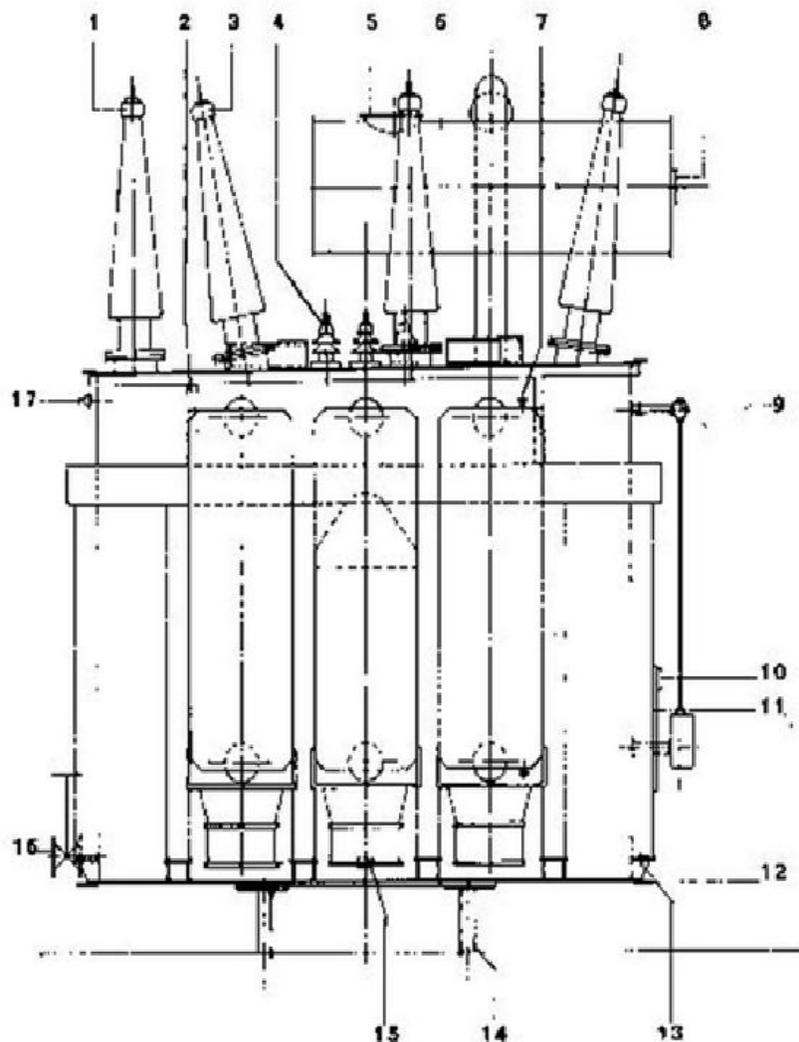


Figura 5-1. Vista de frontal de un transformador de potencia.

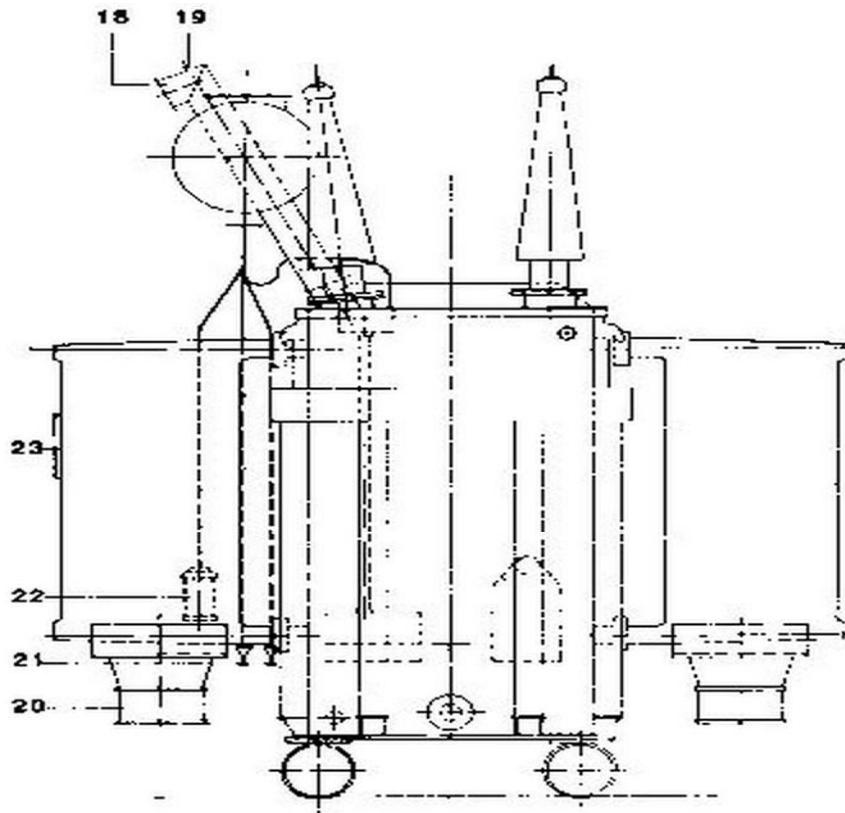


Figura 5-2. Vista de perfil de un transformador de potencia.

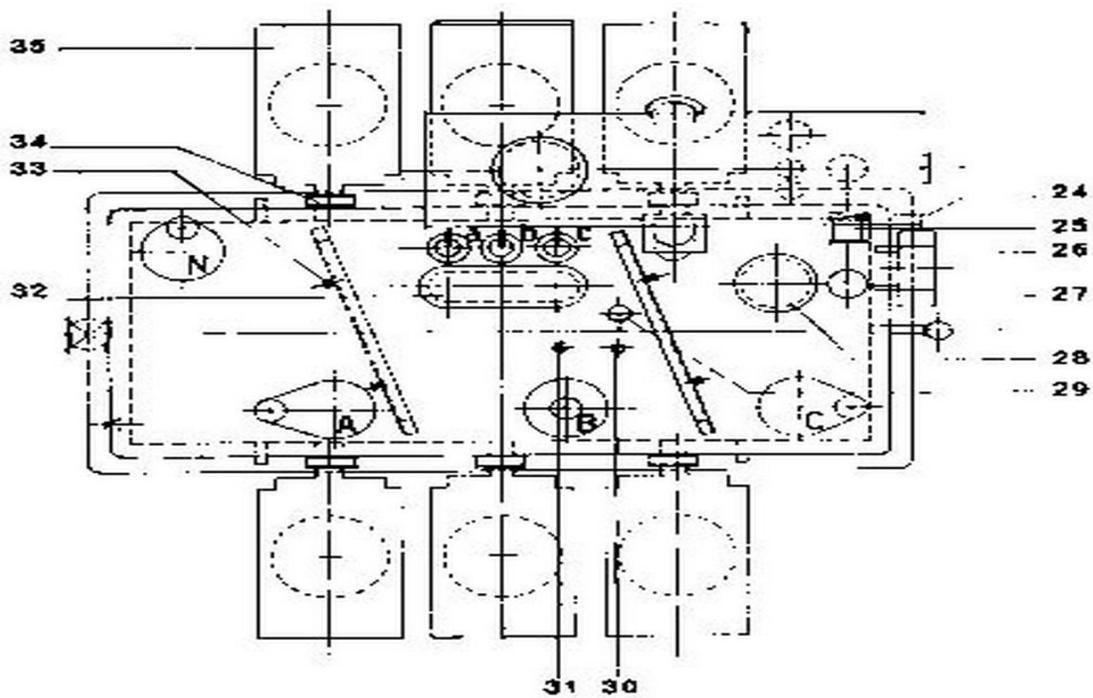


Figura 5-3. Vista de planta de un transformador de potencia.

### 5.1.1 Partes que componen un transformador

De la Figura 5-1, Figura 5-2 e Figura 5-3 podemos mencionar:

1. Aislador del neutro de alta tensión.
2. Ganchos para izaje del transformador completo.
3. Aisladores de baja tensión.
4. Aisladores de alta tensión.
5. Tapa de inspección.
6. Tanque conservador.
7. Tapa de purga.
8. Indicador de mínimo nivel de aceite.
9. Comando conmutador.
10. Termómetro de cuadrante.
11. Placa de características.
12. Ganchos para arrastre del transformador.
13. Filtro interior con robinete para extracción de muestras de aceite.
14. Ruedas orientables a 90°.
15. Borne para puesta a tierra.
16. Válvula para descarga rápida de aceite.
17. Filtro prensa superior.
18. Válvula de alivio sobrepresión.
19. Tapa de purga.
20. Ventiladores.
21. Filtros prensa del tanque conservador.
22. Secador de aire silica gel.
23. Placa de pesos.
24. Válvula de intercepción relé Buchholz.
25. Relé Buchholz.
26. Bornera para aparatos auxiliares superiores.
27. Bornera para aparatos auxiliares inferiores.
28. Tapa de inspección.
29. Bornera para registradores de temperatura en el hierro.
30. Vaina para termómetro de control.
31. Registrador de temperatura del aceite.
32. Tapa de inspección.
33. Pernos para izaje de la tapa.
34. Válvulas de intercepción radiadores (mariposa).
35. Radiadores.

#### 5.1.1.1 Relé Buchholz

El relé tiene dos formas de detección. En caso de una pequeña sobrecarga, el gas producido por la descomposición química del aceite se acumula en la parte de arriba del relé y fuerza al nivel de aceite a que baje. Un switch flotante en el relé es usado para disparar una señal de alarma. Este mismo switch también opera cuando el nivel de aceite es bajo, como en el caso de una pequeña fuga del refrigerante.

En caso de producirse un arco, la acumulación de gas es repentina, y el aceite fluye rápidamente hacia el conservador. Este flujo de aceite opera sobre el switch adjunto a una veleta ubicada en la trayectoria del aceite en movimiento. Este switch normalmente activa un circuito interruptor automático que aísla el aparato antes de que la falla cause un daño adicional.

El relé de Buchholz tiene una compuerta de pruebas, que permite que el gas acumulado sea retirado para realizar ensayos. Las proporciones relativas de gases permiten diagnosticar el tipo de falla que produjo la descomposición del aceite. En caso de que se encuentre aire, significa que el nivel de aceite es bajo, o bien que existe una pequeña pérdida. El relé Buchholz se encuentra ubicado entre la cuba y el tanque conservador del transformador (ver Figura 5-4)



Figura 5-4. Relé Buchholz

### 5.1.2 Impedancia

La impedancia estará dada dependiendo de la potencia nominal del transformador de potencia como lo indica la norma IEC 60076-5 tabla 1.

Potencia nominal (kVA)	Impedancia mínima de cortocircuito (%)
<b>Hasta 630</b>	4.0
<b>631 a 1250</b>	5.0
<b>1251 a 2500</b>	6.0
<b>2501 a 6300</b>	7.0
<b>6301 a 25000</b>	8.0
<b>25001 a 40000</b>	10.0
<b>40001 a 63000</b>	11.0
<b>63001 a 100000</b>	12.5
<b>Arriba de 100000</b>	12.5

Tabla 5-1. Valores estándar de impedancia de la norma IEC 60076-5.

### **5.1.3 Tipos de enfriamiento**

Los transformadores están por lo general enfriados por aire o aceite capaz de mantener una temperatura de operación suficiente baja y prevenir “puntos calientes” en cualquier parte del transformador.

El aceite se considera uno de los mejores medios de refrigeración que tiene además buenas propiedades dieléctricas y que cumple con las siguientes funciones:

- Actúa como aislante eléctrico.
- Actúa como refrigerante.
- Protege a los aisladores sólidos contra la humedad y el aire.

El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

#### *5.1.3.1 Tipo OA*

Sumergido en aceite, con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más comúnmente usado y el que frecuentemente resulta el más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estos transformadores, el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas, corrugadas o bien previstos de enfriadores tubulares o radiadores separables.

#### *5.1.3.2 Tipo OA/FA*

Sumergido en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado.

Este tipo de transformadores es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y por lo tanto, aumentar los KVA de salida.

## **5.2 Interruptor de potencia**

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. Adicionalmente se debe considerar que los interruptores deben tener también la capacidad de efectuar recierres, cuando sea una función requerida por el sistema.

### **5.2.1 Clasificación de los interruptores**

Los interruptores de potencia se pueden clasificar por:

#### *5.2.1.1 Medio de extinción*

El medio de extinción es aquel elemento del interruptor donde se desarrolla la dinámica del arco eléctrico, que se presenta al separarse mecánicamente los contactos.

### 5.2.1.1.1 Interruptores en SF6

Este método de extinción consiste en utilizar la energía eléctrica del arco para romper las moléculas del aceite. Durante el arqueo, el aceite actúa como productor de hidrógeno, gas que ayuda a enfriar y extinguir el arco.

Provee aislamiento de partes vivas con respecto a tierra, así también proporcionan el aislamiento entre los contactos después que el arco se ha extinguido.

### 5.2.1.2 Ubicación de las cámaras.

#### 5.2.1.2.1 Tanque vivo

Las cámaras se encuentran soportadas en columnas aislantes y éstas quedan separando la parte energizada del potencial a tierra.

Dimensiones del interruptor tanque vivo:

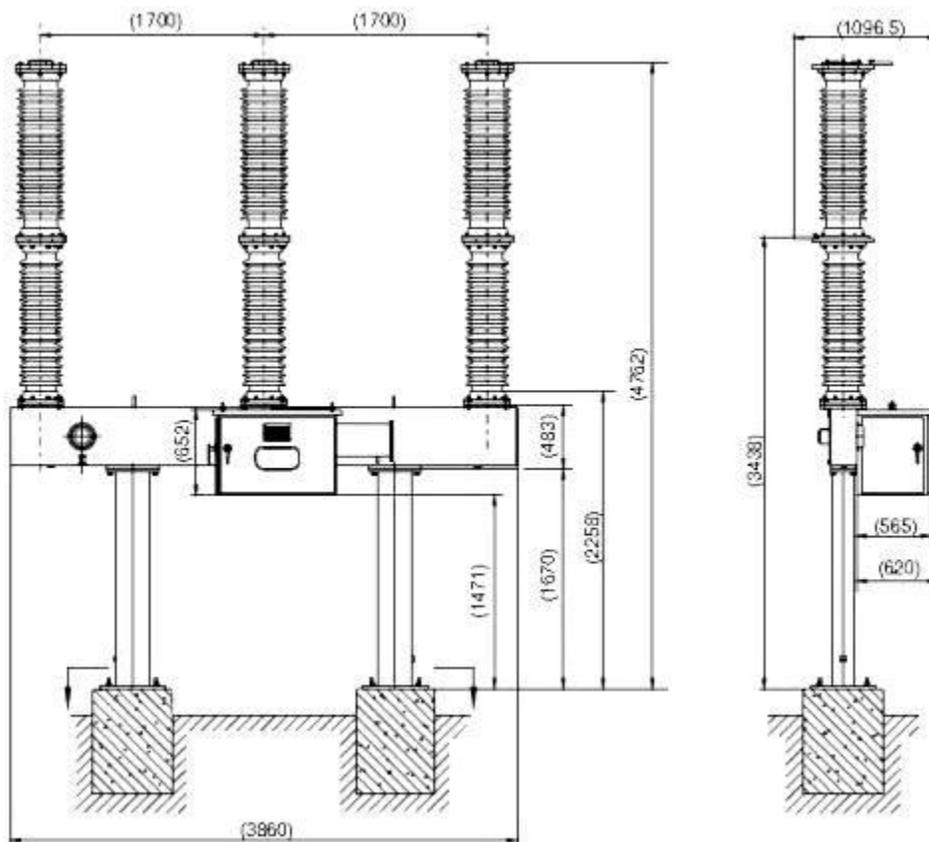


Figura 5-5. Dimensiones del interruptor tanque vivo en mm.

### 5.3 Seccionador

Es un dispositivo de conmutación diseñado para abrir y cerrar uno o más circuitos eléctricos por medio de contactos que se encuentran separados en el aire.

#### 5.3.1 Tipos de seccionadores

##### 5.3.1.1 Desconectador o seccionador

Es el dispositivo que se utiliza para cambiar las conexiones de un circuito o para aislar un circuito o equipo de la fuente.

Aplicaciones:

- Aislamiento de un interruptor de potencia.
- Aislamiento del transformador de potencia.
- Bypass.
- Bus seccionado.

Dimensiones de un seccionador tripolar:

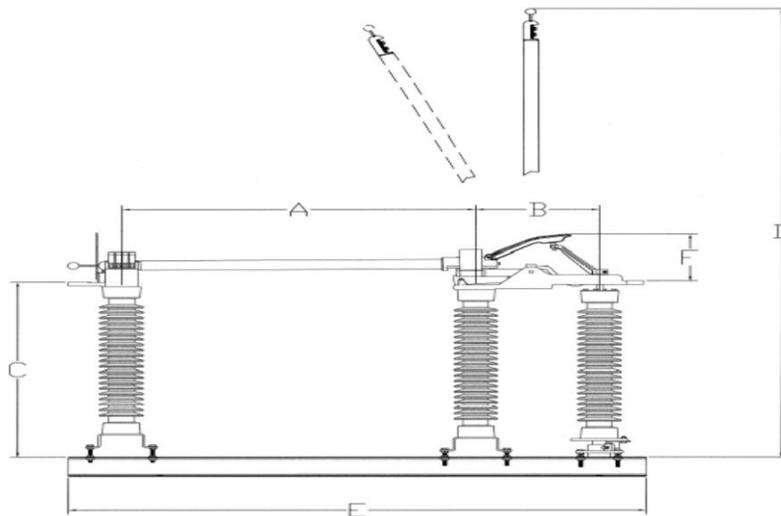


Figura 5-6. Dimensiones de un seccionador tripolar.

A	B	C	D	E	F
762	533	714	2019	1575	368

Tabla 5-2. Dimensiones en mm del seccionador tripolar.

### 5.4 Celdas Metalclad

Las celdas de Media Tensión, son un encerramiento metálico en el cual se ubican equipos de maniobra, medición, protección y control que cumplen la función de recibir y distribuir la energía eléctrica.

Las celdas Metalclad son aptas para utilización en subestaciones eléctricas de distribución, donde se requieren compartimientos separados para los diversos componentes de media tensión con el fin de proporcionar un alto nivel de seguridad a las personas y a las instalaciones, continuidad del servicio eléctrico, disminución de los tiempos de salida de servicio por fallas.

Dimensiones:

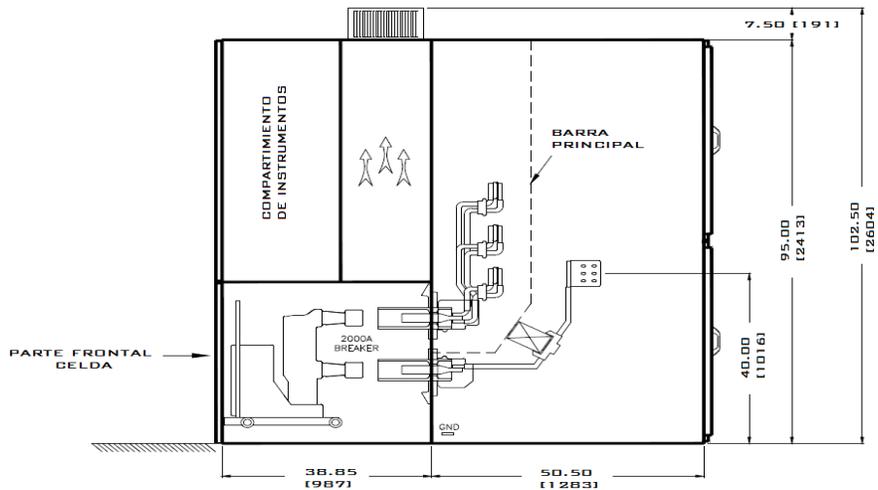


Figura 5-7. Dimensiones de la vista lateral de la celda Metalclad.

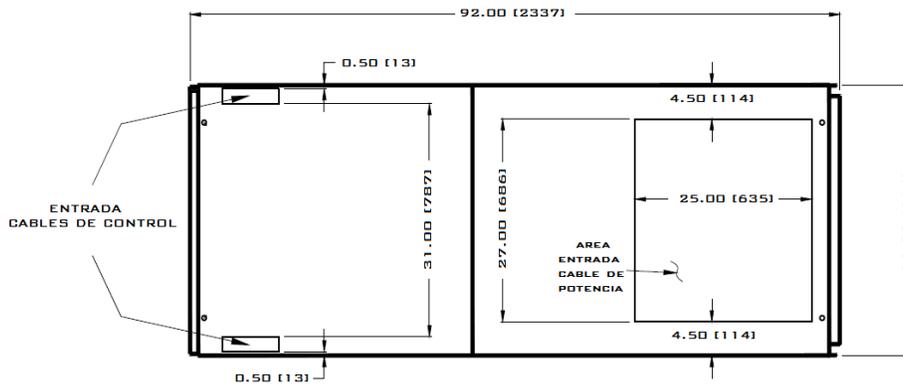


Figura 5-8. Dimensiones de la vista en planta de la celda Metalclad.

## 5.5 Aisladores

Es una pieza o estructura de material aislante que tiene por objeto dar soporte rígido o flexible a los conductores de la subestación eléctrica y proporcionan el nivel de aislamiento requerido por el sistema. Deben soportar los diferentes esfuerzos mecánicos y/o eléctricos a los que será sometida la subestación en condiciones normales de operación (sobretensiones atmosféricas, vientos, cortocircuito).

### 5.5.1 Aislador de soporte

Aislador de porcelana de forma cilíndrica con faldones y con herrajes que permiten su instalación rígida por ambos extremos.

Se utiliza como componente de cuchillas y como soporte de buses y equipo en subestaciones.

Dimensiones:

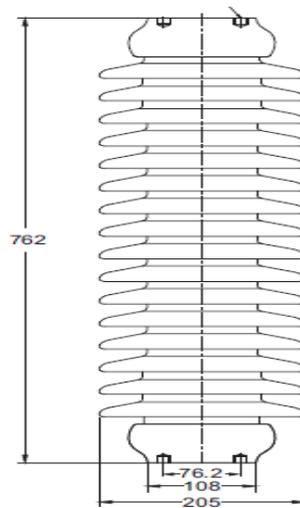


Figura 5-9. Dimensiones del aislador TR-216, dadas en mm.

### 5.5.2 Aislador de suspensión.

Una unidad aisladora de suspensión es un ensamble de una pieza de porcelana y herrajes metálicos, provista de medios de acoplamiento no rígidos, a otras unidades o herrajes terminales.

Dimensiones:

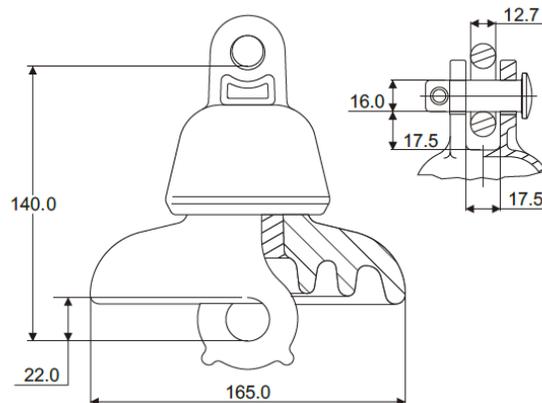


Figura 5-10. Dimensiones del aislador de suspensión tipo Clevis ANSI 52-1, dadas en mm

## 5.6 Descargador (Pararrayo)

Son aquellos dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, fallas y maniobras.

De acuerdo a la capacidad de la Subestación, los descargadores a utilizar pueden ser:

- Clase Subestación: Para Subestaciones con potencia mayor o igual a 10MVA.
- Clase Intermedia: Para Subestaciones con rangos de potencia menores a 10MVA.

Dimensiones:

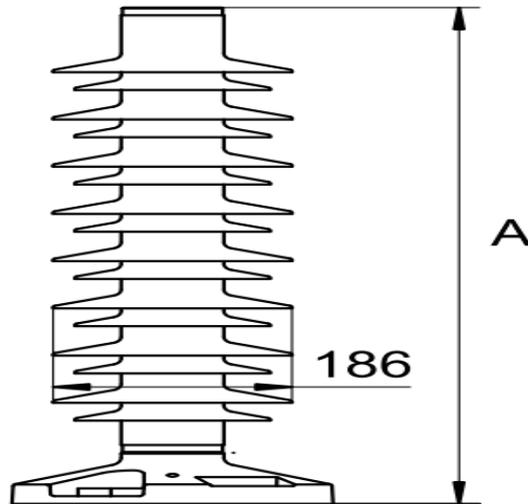


Figura 5-11. Dimensiones del descargador de óxido de zinc.

Tensión nominal (kV), rms	A (mm)
18-27	493
42-60	641

Tabla 5-3. Dimensiones de descargadores dependiendo del voltaje nominal.

## 5.7 Conductores

La función de un conductor eléctrico es transportar energía a un nivel de tensión preestablecido y valores de corriente nominales. Es por ello que los elementos constitutivos deben estar diseñados para soportar el efecto de la corriente, la tensión aplicada y los agentes externos.

### 5.7.1 Conductor de aluminio con refuerzo de aleación de aluminio ACAR

Es un conductor compuesto por un núcleo de aleación de aluminio 6201-T81 e hilos de aluminio 1350 H-19 cableados concéntricamente alrededor del núcleo. Algunas construcciones tienen alambres de aleación y de aluminio distribuidos en la misma capa.

## 5.8 Transformadores de instrumentación

### 5.8.1 Transformador de corriente

La función de un transformador de corriente es la reducir, a valores normales y no peligrosos, las características de corriente en un sistema eléctrico con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente más económicos y que pueden manipularse sin peligro.

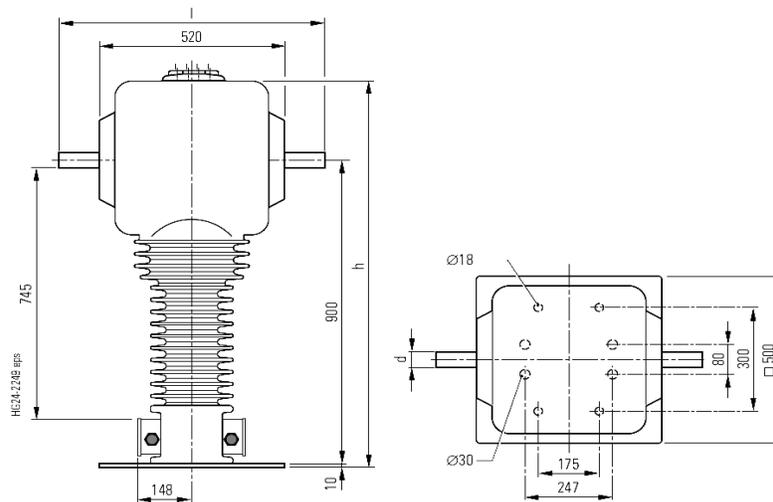


Figura 5-12. Dimensiones de un transformador de corriente tipo soporte para 52 kV.

$I_{PN}$	d	l	h	Distancia de cebado	Línea de fuga
Hasta 1250 A	30	700	1188	745	1823

Tabla 5-4. Dimensiones del transformador de corriente tipo soporte de 52 kV, según la corriente primaria, dadas en mm.

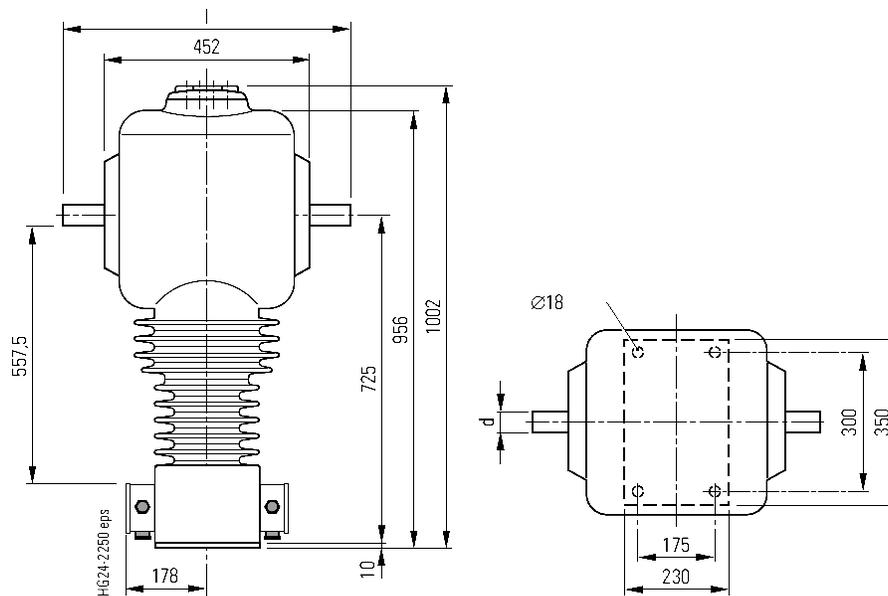


Figura 5-13. Dimensiones del transformador de corriente tipo soporte para 36 kV.

$I_{PN}$	d	l	Distancia de cebado	Línea de fuga
Hasta 600 A	20	572	557.5	1290
600 Hasta 1250 A	30	672	557.5	1290

Tabla 5-5. Dimensiones del transformador de corriente tipo soporte de 36 kV, según la corriente primaria, dadas en mm.

### 5.8.2 Transformador de potencial

Los transformadores de tensión contienen un solo núcleo magnético, y normalmente están diseñados con tan solo un arrollamiento secundario. En caso necesario, los transformadores de tensión puestos a tierra (monofásicos) disponen de un arrollamiento de tensión residual adicional, aparte del arrollamiento secundario (arrollamiento de medida).

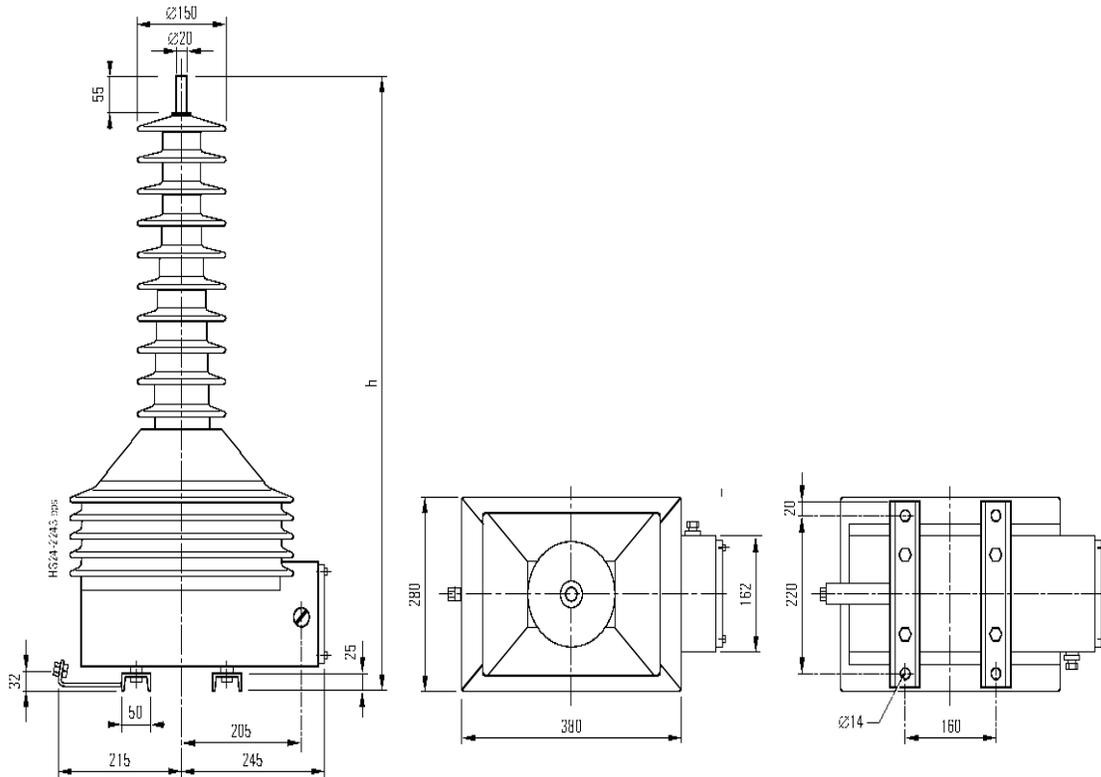


Figura 5-14. Dimensiones del transformador de potencial.

Tipo	h	Distancia de cebado	Línea de fuga	Numero de aletas
4MS 36	880	760	1615	10

Tabla 5-6. Dimensiones del transformador de potencial para voltajes de 36 y 52 kV, dadas en mm.

## 5.9 Relé multifuncional

Los relevadores son dispositivos que se utilizan para detectar fallas en las líneas o en equipos, e iniciar la operación de los dispositivos de interrupción para aislar la falla.

## 5.10 Especificación de los equipos

Para especificar los equipos es necesario conocer la corriente primaria  $I_p$  y la corriente secundaria  $I_s$ , así también la corriente en cada alimentador  $I_a$ .

$$I_p = \frac{S}{V_p * \sqrt{3}} = \frac{50 \text{ MVA}}{46 \text{ kV} * \sqrt{3}} = 627.55 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{S}{V_s * \sqrt{3}} = \frac{50 \text{ MVA}}{23 \text{ kV} * \sqrt{3}} = 1255.1 \text{ A}$$

$$I_a = \frac{S}{V_a * \sqrt{3}} = \frac{8.33 \text{ MVA}}{23 \text{ kV} * \sqrt{3}} = 209.1 \text{ A}$$

Transformador de potencia		
<b>Voltaje primario</b>	46	kV
<b>Voltaje secundario</b>	23	kV
<b>Voltaje terciario</b>	13.2	kV
<b>BIL</b>	250	kV
<b>Potencia nominal</b>	30/40/50	MVA
<b>Potencia devanado terciario</b>	10	MVA
<b>Tipo de enfriamiento</b>	ONAN/ONAF1/ONAF2	----
<b>Frecuencia</b>	60	Hz
<b>Conexión</b>	Y/yn0/d1	----
<b>Impedancia</b>	10%	IEC 60076-5 tabla 1
<b>Fases</b>	3	----
<b>Aislante</b>	Aceite mineral	----
<b>Cambiador de taps bajo carga</b>	Si	----
<b>Taps</b>	21	Posiciones
<b>Rango de regulación de voltaje</b>	+/- 5%	----
<b>Capacidad de conexión en paralelo</b>	Si	----
<b>Temperatura ambiente</b>	35	°C

<b>Altitud</b>	643	m
<b>Nivel Isocerámico</b>	100	días-trueno/año
<b>Volumen de lluvia anual</b>	483	mm
<b>Nivel de contaminación</b>	Medio	----
<b>Ambiente de operación</b>	Exterior	----
<b>Nivel de contaminación</b>	Medio	----
<b>Nivel sísmico</b>	Alto	----

Tabla 5-7. Especificación del transformador de potencia.

Transformador de puesta a tierra		
<b>Potencia continua</b>	889.03	kVA/fase
<b>Potencia 10 segundos</b>	4.106	MVA
<b>Nº de fases</b>	3	
<b>Tipo de Conexión</b>	Zigzag	
<b>Frecuencia</b>	60	Hz
<b>Clase de Aislación</b>	Clase A - 105°C	
<b>Voltaje Nominal</b>	46	kV
<b>Corriente de Neutro Continua</b>	100.42	A
<b>Corriente de Neutro 10 segundos</b>	3.35	kA
<b>Refrigeración</b>	ONAN	
<b>Nivel de Aislamiento (BIL)</b>		
<i>Fase</i>	250	kV cresta
<i>Neutro</i>	200	kV cresta
<b>Impedancia Homopolar (4.106 MVA base)</b>	2.62	%
<b>Tipo de conexión a tierra</b>	Permanente	
<b>Tipo de servicio</b>	Exterior	
<b>Tipo de líquido aislante</b>	Aceite sin PCB	
<b>Norma</b>	IEEE Std. 32-1972	

Tabla 5-8. Especificación del transformador de puesta a tierra

Interruptor de potencia (lado primario)			
<b>Voltaje nominal</b>	48.3	kV	IEEE std C37.06-2000 tabla 2
<b>Corriente nominal</b>	1200	A	
<b>Corriente de cortocircuito</b>	12.5	kA	
<b>Nivel de aislamiento</b>	150	kV	IEEE std C37.06-2000 tabla 4
<b>Tipo</b>	Tanque vivo		----
<b>Medio de extinción</b>	SF6		----
<b>Nivel sísmico</b>	Alto		----

Tabla 5-9. Especificación del interruptor de potencia primario.

Interruptor de potencia (lado secundario)			
<b>Voltaje nominal</b>	25.8	kV	IEEE std C37.06-2000 tabla 2
<b>Corriente nominal</b>	2000	A	
<b>Corriente de cortocircuito</b>	20	kA	
<b>Nivel de aislamiento</b>	250	kV	IEEE std C37.06-2000 tabla 4
<b>Tipo</b>	Tanque vivo		----
<b>Medio de extinción</b>	SF6		----
<b>Nivel sísmico</b>	Alto		----

Tabla 5-10. Especificación del interruptor de potencia secundario.

Seccionador (lado primario)			
<b>Voltaje nominal</b>	48.3	kV	IEEE std C.37.32-2002 tabla 1
<b>Corriente nominal</b>	1200	A	IEEE std C.37.32-2002 tabla 3
<b>Corriente de cortocircuito</b>	38	kA	IEEE std C.37.32-2002 tabla 3
<b>Nivel de aislamiento</b>	250	kV	IEEE std C.37.32-2002 tabla 1
<b>Tipo</b>	Tripolar motorizado		----
<b>Tipo de apertura</b>	Vertical/Horizontal		----
<b>Nivel sísmico</b>	Alto		----

Tabla 5-11. Especificación del seccionador primario.

Seccionador (lado secundario)			
<b>Voltaje nominal</b>	27	kV	IEEE std C.37.32-2002 tabla 1
<b>Corriente nominal</b>	2000	A	IEEE std C.37.32-2002 tabla 3
<b>Corriente de cortocircuito</b>	44	kA	IEEE std C.37.32-2002 tabla 3
<b>Nivel de aislamiento</b>	150	kV	IEEE std C.37.32-2002 tabla 1
<b>Tipo</b>	Tripolar motorizado		----
<b>Tipo de apertura</b>	Vertical/Horizontal		----
<b>Nivel sísmico</b>	Alto		----

Tabla 5-12. Especificación del seccionador secundario.

Celdas Metalclad			
<b>Voltaje nominal</b>	27	kV	IEEE std C37.20.2 tabla 1
<b>Voltaje de prueba a frecuencia industrial</b>	60	kV	
<b>BIL</b>	150	kV	
<b>Corriente nominal</b>	2000	A	Corriente del interruptor

Tabla 5-13. Especificación de las celdas Metalclad.

Aislador de soporte	
<b>Clase</b>	TR-216
<b>Distancias críticas (mm)</b>	
<i>Distancia de fuga</i>	1829
<b>Valores mecánicos (kN)</b>	
<i>Resistencia al cantiliver</i>	7
<i>Resistencia a la tensión</i>	71.2
Resistencia a la torsión (in-lb)	15000
Resistencia a la compresión	111
<b>Valores eléctricos (kV)</b>	
<i>Voltaje típico de aplicación</i>	69
<i>Flameo de impulso crítico positivo</i>	390
<i>Voltaje soportado a frecuencia industrial 10 s</i>	145
<i>Impulso soportado (BIL)</i>	350
<b>Radio influencia</b>	

Voltaje de prueba RMS a tierra (kV)	44
RIV máximo a 1000 kHz ( $\mu$ V)	200
<b>Norma</b>	IEEE C29.9-1983 tabla 1

Tabla 5-14. Especificación del aislador de soporte.

Aislador de suspensión	
<b>Clase</b>	<b>52-1</b>
<b>Distancias críticas (mm)</b>	
<i>Distancia de arco</i>	114
<i>Distancia de fuga</i>	180
<b>Valores mecánicos</b>	
<i>Resistencia electromecánica (kN)</i>	44
<i>Resistencia al impacto (N.m)</i>	5
<i>Prueba de carga de rutina (kN)</i>	22
<i>Prueba de carga sostenida (kN)</i>	27
<i>Carga máxima de trabajo (kN)</i>	22
<b>Valores eléctricos (kV)</b>	
<i>Flameo de baja frecuencia en seco</i>	60
<i>Flameo de baja frecuencia en húmedo</i>	30
<i>Flameo crítico al impulso positivo</i>	100
<i>Flameo crítico al impulso negativo</i>	100
<i>Voltaje de perforación a baja frecuencia</i>	80
<b>Radio influencia</b>	
<i>Voltaje de prueba RMS a tierra (kV)</i>	7.5
<b>Norma</b>	ANSI/IEEE C29.2-1992 tabla 2.

Tabla 5-15. Especificación del aislador de suspensión.

Descargador (lado primario)			
<b>Tensión nominal</b>	60	kV	IEEE std C62.11-1999 tabla 4
<b>Tensión de prueba a 60 Hz</b>	120	kV	
<b>BIL</b>	250	kV	

<b>MCOV</b>	48	kV	IEEE std C62.11-1999 tabla 1
<b>Tipo</b>	Oxido metálico		----
<b>Clase</b>	Subestación		----

Tabla 5-16. Especificación del descargador primario.

Descargador (lado secundario)			
<b>Tensión nominal</b>	24	kV	IEEE std C62.11-1999 tabla 4
<b>Tensión de prueba a 60 Hz</b>	70	kV	
<b>BIL</b>	150	kV	
<b>MCOV</b>	19.5	kV	IEEE std C62.11-1999 tabla 1
<b>Tipo</b>	Oxido metálico		----
<b>Clase</b>	Subestación		----

Tabla 5-17. Especificación del descargador secundario.

Conductor ACAR (lado primario)		
<b>Calibre del conductor</b>	550	MCM
<b>Ampacidad</b>	678	A
<b>Sección</b>	329.26	mm <sup>2</sup>
<b>Numero de hilos</b>	37	----
<b>Peso</b>	906.1	Kg/km
<b>Carga a la rotura</b>	7534	Kgf
<b>Resistencia</b>	0.096	Ωkm

Tabla 5-18. Especificación del conductor primario.

Conductor ACAR (lado secundario)		
<b>Calibre del conductor</b>	1500	MCM
<b>Ampacidad</b>	1268	A
<b>Sección</b>	760.06	mm <sup>2</sup>
<b>Numero de hilos</b>	61	----
<b>Peso</b>	2093	Kg/km
<b>Carga a la rotura</b>	14974	Kgf
<b>Resistencia</b>	0,04035	Ωkm

Tabla 5-19. Especificación del conductor secundario.

Cable semiaislado AAC a 25 kV		
<b>Calibre</b>	3/0	AWG
<b>Ampacidad</b>	270	A
<b>Sección</b>	85.01	mm <sup>2</sup>
<b>Numero de hilos</b>	7	----
<b>Espesor del aislamiento</b>	4	mm
<b>Diámetro exterior</b>	21.3	mm
<b>Peso</b>	46	kg/100 m

Tabla 5-20. Especificación del cable semiaislado.

Relevador SEL 387T.			
<b>Funciones de protección</b>	50N	Sobrecorriente instantánea al neutro	IEEE std. C37.2-1996
	51N	Sobrecorriente momentánea al neutro	
	50	Sobrecorriente instantánea	
	51	Sobrecorriente momentánea	
	87	Diferencial	
<b>Corriente nominal</b>	5	A	Anexo C.2
<b>Burden</b>	0.27	VA	
<b>Voltaje de alimentación</b>	48	Vdc	
<b>Frecuencia</b>	60	Hz	

Tabla 5-21. Especificación del relé SEL 387T, ver anexo C.2.

Relevador SEL 487B			
<b>Funciones de protección</b>	27	Bajo voltaje	IEEE std. C37.2-1996
	50N	Sobrecorriente instantánea al neutro	
	51N	Sobrecorriente momentánea al neutro	
	50	Sobrecorriente instantánea	
	51	Sobrecorriente momentánea	

	59	Sobre voltaje	
	87	Diferencial	
<b>Corriente nominal</b>	5	A	Anexo C.3
<b>Burden</b>	0.5	VA	
<b>Voltaje de alimentación</b>	48	Vdc	
<b>Frecuencia</b>	60	Hz	

Tabla 5-22. Especificación del relé SEL 487B, ver anexo C.3.

Relevador SEL 351			
<b>Funciones de protección</b>	27	Bajo voltaje	IEEE std. C37.2-1996
	50N	Sobrecorriente instantánea al neutro	
	51N	Sobrecorriente momentánea al neutro	
	50	Sobrecorriente instantánea	
	51	Sobrecorriente momentánea	
	59	Sobre voltaje	
	67	Direccional de corriente	
	87	Diferencial	
<b>Corriente nominal</b>	5	A	Anexo C.1
<b>Burden</b>	0.27	VA	
<b>Voltaje de alimentación</b>	48	Vdc	
<b>Frecuencia</b>	60	Hz	

Tabla 5-23. Especificación del relé SEL 351L, ver anexo C.1.

Transformador de corriente del primario del transformador			
	<b>RTC</b>	1200:5	Ver anexo A.2
	<b>Clase</b>	C200	
	<b>Potencia</b>	3.12	VA
	<b>Burden</b>	0.125	$\Omega$
	<b>Tipo de instalación</b>	Intemperie	

<b>Tipo aislamiento</b>	Porcelana y aceite dieléctrico	
<b>Nivel de voltaje</b>	46	kV

Tabla 5-24. Especificación de TC primario del transformador.

Transformador de corriente del secundario del transformador		
<b>RTC</b>	2000:5	Ver anexo A.2
<b>Clase</b>	C200	
<b>Potencia</b>	3.12	VA
<b>Burden</b>	0.125	$\Omega$
<b>Tipo de instalación</b>	Intemperie	
<b>Tipo aislamiento</b>	Porcelana y aceite dieléctrico	
<b>Nivel de voltaje</b>	23	kV

Tabla 5-25. Especificación de TC secundario del transformador.

Transformadores de corriente conectados al bus primario		
<b>RTC</b>	800:5	
<b>Clase</b>	C200	
<b>Precisión</b>	B-0.2	
<b>Potencia</b>	3.35	VA
<b>Burden</b>	0.134	$\Omega$
<b>Tipo de instalación</b>	Intemperie	
<b>Tipo aislamiento</b>	Porcelana y aceite dieléctrico	
<b>Nivel de voltaje</b>	46	kV

Tabla 5-26. Especificación de TCs conectados al bus primario.

Transformadores de corriente conectados a los alimentadores		
<b>RTC</b>	300:5	
<b>Clase</b>	C200	
<b>Precisión</b>	B-0.2	
<b>Potencia</b>	3.35	VA

<b>Burden</b>	0.134	$\Omega$
<b>Tipo de instalación</b>	Intemperie	
<b>Tipo aislamiento</b>	Porcelana y aceite dieléctrico	
<b>Nivel de voltaje</b>	46	kV

Tabla 5-27. Especificación de TCs conectados a los alimentadores.

Transformadores de corriente conectado al interruptor 73

<b>RTC</b>	600:5	
<b>Clase</b>	C200	
<b>Potencia</b>	3.35	VA
<b>Burden</b>	0.134	$\Omega$
<b>Tipo de instalación</b>	Intemperie	
<b>Tipo aislamiento</b>	Porcelana y aceite dieléctrico	
<b>Nivel de voltaje</b>	23	kV

Tabla 5-28. Especificación de TCs conectados al interruptor 73.

Transformadores de corriente conectados al colector

<b>RTC</b>	800:5	
<b>Clase</b>	C200	
<b>Potencia</b>	3.35	VA
<b>Burden</b>	0.134	$\Omega$
<b>Tipo de instalación</b>	Intemperie	
<b>Tipo aislamiento</b>	Porcelana y aceite dieléctrico	
<b>Nivel de voltaje</b>	46	kV

Tabla 5-29. Especificación de TCs conectados al colector.

Transformador de potencial primario

<b>RTP</b>	46000:120	
<b>Designación del burden</b>	X	
<b>Precisión</b>	0.3	VA

<b>Potencia</b>	3.12	VA
<b>Burden</b>	0.125	$\Omega$
<b>Tipo de instalación</b>	Intemperie	
<b>Tipo aislamiento</b>	Porcelana y aceite dieléctrico	

Tabla 5-30. Especificación del transformador de potencial primario.

Transformador de potencial secundario		
<b>RTP</b>	25000:120	
<b>Designación del burden</b>	X	
<b>Precisión</b>	0.3	VA
<b>Potencia</b>	3.12	VA
<b>Burden</b>	0.125	$\Omega$
<b>Tipo de instalación</b>	Intemperie	
<b>Tipo aislamiento</b>	Porcelana y aceite dieléctrico	

Tabla 5-31. Especificación del transformador de potencial secundario.

## 5.11 Referencias

- [1] IEEE Std. C37.06-2000, "AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis Preferred Ratings and Related Required Capabilities," 2000.
- [2] IEEE Std. C57.12.10-1997, "American National Standard for Transformers 230 kV and Below 833/958 through 8333/10 417 kVA, Three-Phase Without Load Tap Changing; and 3750/4687 through 60000/80000/100000kVA with Load Changing," 1997.
- [3] IEEE Std C37.32-2002, "American National Standard for High Voltage Switches, Bus Supports, and Accessories Schedules of Preferred Ratings, Construction Guidelines, and Specifications," IEEE, 2002.
- [4] IEEE Std C37.20.2-1999, *Standard for Metal-Clad and Station-Type Cubicle Switchgear.*, 1999.
- [5] IEEE Std. C29.9-1983, "Wet Process Porcelain Insulators (Apparatus, Post Type)," 1992.
- [6] IEEE Std. C29.2-1992, "Wet Process Porcelain and Toughened Glass Suspension Type," 1992.
- [7] IEEE Std. C62.11-1999, "IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (> 1 kV),".
- [8] Viakon, *Cables Distribución Aérea y Subterránea. Cable Semiaislado 15, 25, 35 kV.* Monterrey, México, 2014.
- [9] IEEE Std. C57.13-1993, "IEEE Standard Requirements for Instrument Transformer," 1993.
- [10] IEEE Std. C37.2-1996, "IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designation," 1996.
- [11] IEEE Std. 32-1972, "IEEE Standard: Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices," IEEE, 1972.
- [12] Ing. Numa Pompilio Jiménez, "Diseño Confiable de Sistemas Eléctricos," Universidad de El Salvador, San Salvador, Notas de clase 2014.

---

## CAPÍTULO 6

---

### **DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA BASADO EN IEEE STD 80**

---

#### DESCRIPCIÓN GENERAL

---

El buen diseño de la red de tierra para subestaciones es de mucha importancia principalmente para la seguridad de las personas que trabajan en ella, así como también para la buena operación de los equipos de protección.

Para ello en este capítulo se han seguido los pasos que se exponen en la IEEE std 80, los cuales nos muestran una manera fácil para el cálculo de la resistencia a

tierra y de los voltajes críticos de la malla, también siguiendo la requerimientos normativos expuestos por SIGET en el acuerdo N° 29-E2000 emitido en el año 2000 para la resistencia de puesta a tierra que debe de tener nuestra subestación así como el la elevación del potencial de tierra (GPR).

## CAPITULO 6. DISEÑO DE LA RED DE PUESTA A TIERRA BASADO EN IEEE STD 80

El principal objetivo de instalar un sistema de puesta a tierra es la seguridad para el personal que utilice o maneje el sistema, también es importante para que el equipo instalado sea protegido debido a fallas en el sistema o a descargas atmosféricas.

### 6.1 Parámetros de diseño

#### 6.1.1 Corriente máxima a disipar por la malla ( $I_G$ )

El valor máximo de diseño de la corriente de falla a tierra que fluye a través de la malla de la subestación hasta la tierra circundante está dado por:

$$I_G = I_g * D_f * S_f * C_p$$

Dónde:

$I_g = 3I_0 = 5.08kA$  (ver anexo B.5)

$D_f$  → Factor de decremento dado en s.

$S_f$  → Factor de división de corriente.

$C_p$  → Factor de crecimiento futuro de la subestación, considera el incremento futuro de la corriente de falla.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} (1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}})}$$

Ecuación 6-1

Dónde:

$t_f = 1$  s (duración de la falla).

$T_a = \frac{X}{R} * \frac{1}{2\pi f}$ ;  $\frac{X}{R} = 10$ , en el área de San Salvador es un valor típico o menor debido a que en las líneas de transmisión no se transporta mucha energía y los cables de transmisión no se dimensionan muy robustos.

$C_p$  se considera que es la unidad si la malla de puesta a tierra se construye teniendo en cuenta la capacidad total de la subestación, y no se consideran aumentos futuros de carga ni de alimentadores.

$S_f$  depende de:

- Localización de la falla.
- Magnitud de la resistencia de la malla de puesta a tierra de la subestación.
- Cables de guarda, neutros u otras trayectorias de retorno por tierra.

$$(S_f) = \left| \frac{Z_{eq}}{R_g + Z_{eq}} \right|$$

Ecuación 6-2

Dónde:

$Z_{eq}$ : es la impedancia equivalente de los cables de guarda de las líneas de transmisión o subtransmisión y los números de alimentadores que se tiene en la subestación.

$R_g$ : Resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación.

A continuación se muestra un extracto de la tabla C.1 del apéndice de la norma IEEE Std 80-2000, en la cual nos muestra los valores de las impedancias equivalentes dependiendo del número de líneas de transmisión o subtransmisión y de los alimentadores que tenga la subestación.

Número de líneas de transmisión	Número de neutros de distribución	$Z_{eq}$ (ohms) $R_{tg}=15, R_{dg}=35$	$Z_{eq}$ (ohms) $R_{tg}=100, R_{dg}=200$
2	1	$0.685 + j0.302$	$2.18 + j0.442$
2	2	$0.455 + j0.241$	$1.63 + j0.324$
2	4	$0.27 + j0.165$	$1.09 + j2.08$
2	8	$0.15 + 0.10$	$0.685 + j0.122$
2	12	$0.10 + j0.07$	$0.47 + j0.087$

Tabla 6-1. Impedancias equivalentes aproximadas de cables de guarda de líneas de transmisión y neutros de distribución (alimentadores)

### 6.1.2 Geometría de la malla

Los espaciamientos típicos entre conductores (D) están en el rango:

$$3m \leq D \leq 15m$$

Las profundidades típicas (h) están en el rango:

$$0.5m \leq h \leq 1.5 m$$

Los calibres típicos de conductores (ACM) están en el rango:

$$2/0 \text{ AWG} \leq \text{ACM} \leq 500 \text{ MCM}$$

El diámetro del conductor de la malla tiene un efecto despreciable sobre la tensión de malla.

El área del sistema de puesta a tierra (A) es el factor más importante en la determinación de la resistencia de malla ( $R_g$ ). Entre mayor sea A, menor será  $R_g$  y por lo tanto, es menor la elevación del potencial de tierra (GPR).

Según el acuerdo SIGET [3], el valor de GPR permitido es de 5,000 V. Se debe cumplir este valor para estar dentro del rango legal.

### 6.1.3 Resistividad del terreno ( $\rho$ )

La resistencia de la malla y los gradientes de tensión dentro de una subestación están directamente relacionados con la resistividad del terreno. En la visita técnica que se realizó al lugar de la localización de la subestación se pudo observar que el terreno era de características agrícolas, es por ello que se asumió una resistividad de  $120\Omega.m$  que corresponde a un terreno de naturaleza Humus como lo muestra la tabla 6.2

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios metros
<b>Terrenos pantanosos</b>	1-30
<b>Humus</b>	10-150
<b>Limoso</b>	20-100
<b>Turba húmeda</b>	5-100
<b>Calizas blandas</b>	100-300
<b>Calizas compactas</b>	1000-5000
<b>Suelo pedregoso</b>	1500-3000
<b>Basalto o grava</b>	2500-5000

Tabla 6-2. Resistividad de algunos tipos de suelo.

### 6.1.4 Resistividad de la capa superficial ( $\rho_s$ )

Una capa de alta resistividad sobre la superficie ayuda a limitar la corriente que pasaría por el cuerpo humano, ya que esta capa agrega una resistencia a la resistencia promedio del cuerpo. Una capa superficial con un espesor ( $h_s$ ) entre  $0.1m \leq h_s \leq 0.15m$  de un material de alta resistividad como la grava colocada sobre la superficie más arriba de la malla, incrementa la resistencia de contacto entre el suelo y los pies de las personas en la subestación y la corriente por el cuerpo bajará considerablemente. La reducción depende de los valores relativos de las resistividades del suelo en contacto con la malla, y del espesor y material de la capa superficial.

Se introduce aquí el factor de disminución de la capa superficial ( $C_s$ ), que puede ser considerado como un factor de corrección para calcular la resistencia efectiva del pie de una persona en presencia de un material superficial de espesor finito.

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09}$$

Ecuación 6-3

Dónde:

$C_s$  → Factor de disminución de la capa superficial.

$\rho$  → Resistividad del terreno ( $\Omega$ -m).

$\rho_s = 2500 \Omega$ -m (Resistividad de la capa superficial).

$h_s = 1m$  → Espesor de la capa superficial

### 6.1.5 Selección del tamaño del conductor

El tamaño del conductor en función de la corriente de falla que pasa por el conductor se encuentra mediante la ecuación:

$$A_{MCM} = I_g * K_f * \sqrt{t_c}$$

Ecuación 6-4

Dónde:

$A_{MCM}$  → Área del conductor en MCM.

$K_f = 7$  (tomado de la tabla 6.3) Constante para el conductor se ocupara cobre recosido suave.

$t_c = 1s$  → Tiempo de accionamiento de las protecciones.

$I_g = 3I_0$  (Corriente monofásica simétrica de falla a tierra en kA).

A continuación se muestra un extracto de la tabla 2 de la norma IEEE Std 80-2000 que nos proporciona el valor de  $k_f$ :

Material	$k_f$
<b>Cobre, recosido suave</b>	7.00
<b>Cobre, comercial duro</b>	7.06
<b>Acero con revestimiento de cobre</b>	10.45
<b>Acero 1020</b>	15.95

Tabla 6-3. Valores de las constantes de los conductores de la norma IEEE Std 80-2000.

Calibre del conductor		Área nominal	Diámetro
MCM	AWG	mm <sup>2</sup>	m
350		177.35	0.0015
300		152.01	0.0139
250		126.68	0.0127
211.6	4/0	107.22	0.0117
167.8	3/0	85.03	0.0104
133.1	2/0	67.44	0.0093

Tabla 6-4. Dimensiones de los conductores de puesta a tierra.

La norma IEEE Std 80-2000 nos dice de que se tiene que ocupar un calibre mínimo de 2/0 AWG de cobre ya que este debe de resistir los esfuerzos mecánicos esperados y la corrosión.

### 6.1.6 Criterio de tensiones de toque y de paso tolerables

Los voltajes máximos tolerables por un cuerpo humano de 70 kg de peso corporal, durante un circuito accidental no deben exceder los siguientes límites:

Tensión de paso límite tolerable por un cuerpo de 70 kg de peso corporal:

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Ecuación 6-5

Tensión de toque límite tolerable por un cuerpo de 70 kg de peso corporal:

$$E_{touch70} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Ecuación 6-6

Dónde:

$R_B = 1000\Omega$  → Resistencia promedio del cuerpo humano.

$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$  = Corriente tolerable en función del tiempo por el cuerpo (A).

$t_s = 1s$  → Duración del choque (s).

$6C_s\rho_s = 2R_f \rightarrow$  Resistencia a tierra de los 2 pies separados 1m en serie sobre la capa superficial.

$1.5C_s\rho_s = R_f / 2 \rightarrow$  Resistencia a tierra de los 2 pies juntos en serie sobre la capa superficial.

$C_s \rightarrow$  Factor de disminución de la capa superficial.

$\rho_s \rightarrow$  Resistividad de la capa superficial ( $\Omega$ -m).

Las tensiones de paso y de toque reales deben ser menores que los respectivos límites máximos permisibles (o tolerables) para obtener seguridad.

## 6.2 Ecuaciones de Schwarz para suelo homogéneo

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

Ecuación 6-7

Dónde:

$R_1 \rightarrow$  Resistencia de tierra de los conductores de la malla en  $\Omega$ .

$R_2 \rightarrow$  Resistencia de tierra de todas las varillas de tierra en  $\Omega$ .

$R_m \rightarrow$  Resistencia mutua entre el grupo de conductores de la malla  $R_1$  y el grupo de varillas de tierra  $R_2$ , en  $\Omega$ .

La resistencia de la malla está dada por:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left( \ln \left( \frac{2L_c}{\sqrt{d_c h}} \right) + \frac{K_1 L_c}{\sqrt{A}} - K_2 \right)$$

Ecuación 6-8

$$K_1 = -0.05 \frac{L_x}{L_y} + 1.2$$

Ecuación 6-9

$$K_2 = 0.1 \frac{L_x}{L_y} + 4.68$$

Ecuación 6-10

Dónde:

$\rho \rightarrow$  Resistividad del terreno  $\Omega$ -m.

$L_c \rightarrow$  Longitud total de todos los conductores de la malla en m.

$h$  → Profundidad de los conductores de la malla en m.

$d_c$  → Diámetro del conductor de la malla en m.

$A$  → Área cubierta por los conductores de la malla de tierra  $m^2$ .

$L_x, L_y$  → Largo, ancho de la malla en m.

La resistencia de las varillas de tierra está dada por:

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_r L_r} \left( \ln \left( \frac{8L_r}{d_r} \right) - 1 + \frac{2K_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right)$$

Ecuación 6-11

Dónde:

$n_r$  → Número de varillas de tierra.

$L_r$  → Longitud de cada varilla en m.

$d_c$  → Diámetro de la varilla en m.

La resistencia de tierra mutua entre la malla y las varillas está dada por:

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left( \ln \left( \frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{K_1 L_c}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right)$$

Ecuación 6-12

Según la tabla 22 del acuerdo N° 29-E2000 emitido por la SIGET el valor requerido para nuestra subestación según la capacidad de 50 MVA debe de ser de **1  $\Omega$** .

### 6.3 Tensión máxima de la malla ( $E_m$ )

El valor de la tensión real de la malla se obtiene mediante la expresión:

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M}$$

Ecuación 6-13

Dónde:

$K_m$  → Valor geométrico de espaciamiento de la malla, calculado así:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left( \ln \left( \frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right)$$

Ecuación 6-14

Para mallas con varillas a tierra a lo largo del perímetro, o para mallas con varias varillas de tierra en las esquinas, así como para ambas,  $K_{ii} = 1$ ; donde  $K_{ii}$  es un factor de corrección que ajusta los efectos de los conductores sobre la esquina de la malla.

$K_h$  es un factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla, dado por:

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0}$$

Ecuación 6-15

Con  $h_0 = 1\text{m}$

$n$  representa el número de conductores paralelos de una malla rectangular equivalente, y está dado por:

$$n = n_a n_b n_c n_d$$

Ecuación 6-16

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}; \quad n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}; \quad n_c = \left(\frac{L_x L_y}{A}\right)^{\frac{0.7A}{L_x L_y}}; \quad n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

- Para mallas cuadradas:  $n = n_a$  ya que  $n_b = n_c = n_d = 1$
- Para mallas rectangulares:  $n = n_a \cdot n_b$  ya que  $n_c = n_d = 1$
- Para mallas en forma de L:  $n = n_a \cdot n_b \cdot n_c$  ya que  $n_d = 1$

Dónde:

$L_c$  → Longitud total de los conductores de la malla en m.

$L_p$  → Longitud del perímetro de la malla en m.

$L_x$  → Longitud máxima de la malla en la dirección X, en m.

$L_y$  → Longitud máxima de la malla en la dirección Y, en m.

$D_m$  → Distancia máxima entre dos puntos cualesquiera de la malla, en m.

$K_i$  es el factor de irregularidad y se define como:

$$K_i = 0.644 + 0.148n$$

Ecuación 6-17

Para mallas sin varillas de tierra o para mallas con sólo unas pocas varillas esparcidas a través de la malla pero ninguna localizada en las esquinas o a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada ( $L_M$ ) es:

$$L_M = L_C + L_R$$

Ecuación 6-18

Dónde:

$L_R = n_r L_r \rightarrow$  Longitud total de todas las varillas.

$n_r \rightarrow$  Número de varillas.

$L_r \rightarrow$  Longitud de cada varilla.

Para mallas con muchas varillas de tierra en las esquinas, así como a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada ( $L_M$ ) es:

$$L_M = L_C + \left( 1.55 + 1.22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right) L_R$$

Ecuación 6-19

#### 6.4 Tensión de paso ( $E_s$ )

La tensión de paso se calcula mediante:

$$E_s = \frac{\rho I_G K_S K_i}{L_s}$$

Ecuación 6-20

Para mallas con o sin varillas de tierra, la longitud efectiva del conductor enterrado  $L_s$  es:

$$L_s = 0.75 L_c + 0.85 L_R$$
$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

Ecuación 6-21

#### 6.5 Consideraciones del diseño preliminar

Si los cálculos basados en el diseño preliminar indican que pueden existir diferencias de potencial peligrosas dentro de la subestación, se deben estudiar diferentes alternativas de selección y aplicarlas donde sea adecuado.

Posibles alternativas de solución:

- Disminuir la resistencia total de la malla:

Al disminuir  $R_g$  se disminuye el GPR y por lo tanto el voltaje máximo transferido. Esto se puede lograr aumentando el área total de la malla (A), enterrando varillas de puesta a tierra que penetren en capas de más baja resistividad.

- Disminuir o ajustar los espaciamentos de los conductores de la malla (D):

Además de disminuir el espaciamento D (lo cual aumenta la cantidad de conductor a enterrar) también se puede pensar en extender el conductor de la malla por fuera de la cerca, incrementar la cantidad de varillas perimetrales, enterrar dos o más conductores paralelos a lo largo del perímetro, aumentar la profundidad de la malla.

## 6.6 Conexiones a la malla

Se deben emplear conexiones con la capacidad adecuada de corriente y resistencia mecánica suficiente para la conexión entre:

- Todos los electrodos de tierra, como mallas de puesta a tierra, varillas, pozos de tierra (ver Figura 6-1).

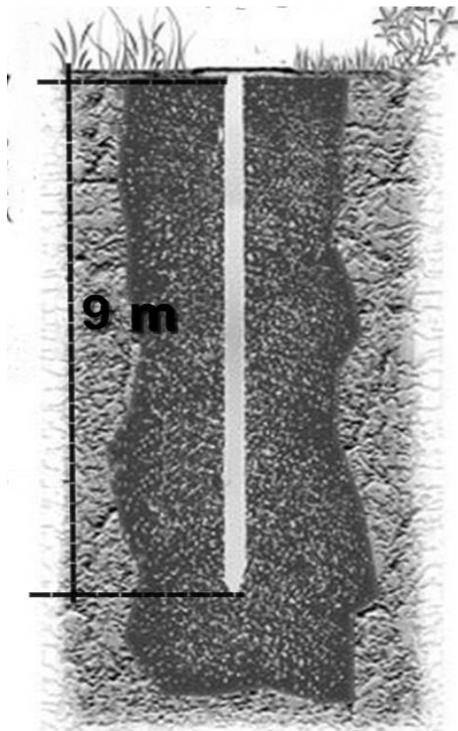
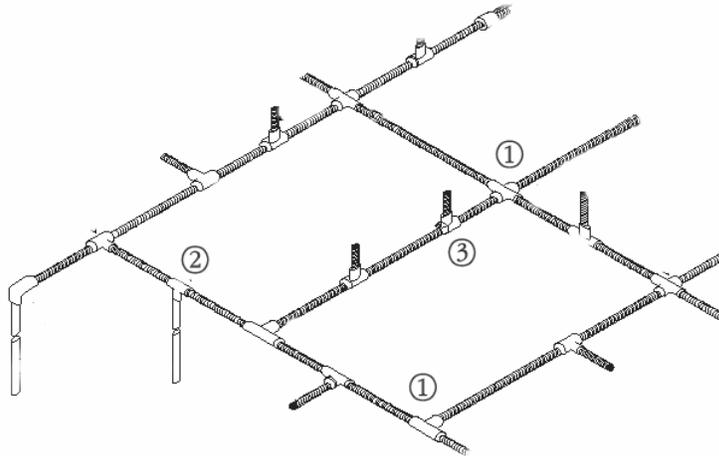


Figura 6-1. Pozo de tierra de 9 metros de longitud.

- Las conexiones entre las mallas se deben de realizar mediante soldaduras exotérmicas (ver Figura 6-2).



- 1) Interconexión de las mallas.
- 2) Interconexión de la malla con la varilla.
- 3) Tomas de tierra.

Figura 6-2. Esquema de conexiones de la cuadrícula con soldaduras exotérmicas.

- Todas las partes conductoras que pueden accidentalmente llegar a energizarse, como estructuras metálicas, cables de guarda, etc. Igualmente, partes metálicas que pueden llegar a tener diferencias relativas de potencial con otras partes metálicas y que deben tener enlaces con la malla de tierra.
- Todas las fuentes de corriente, como descargadores, transformadores.
- Las ventanas, puertas, pasamanos, tableros, etc, de la caseta de control también deben conectarse a tierra.

## 6.7 Procedimiento de diseño de la red de tierra

Los pasos a ejecutar durante el diseño de mallas de puestas a tierra para una subestación son los siguientes:

- **Paso 1:** De los datos del terreno en el cual se va a construir la subestación se obtienen el área y la resistividad del terreno ( $A, \rho$ ).
- **Paso 2:** Determinar el tamaño del conductor de la malla. La corriente de falla  $3I_0$  debe ser la máxima esperada en el futuro y que será conducida por cualquier conductor en el sistema de puesta a tierra, y el tiempo  $t_c$  debe reflejar el tiempo de despeje máximo posible (incluyendo el respaldo).  $A_{MCM}, t_c, d_c, 3I_0$ .
- **Paso 3:** Determinar las tensiones tolerables de toque y de paso para personas con peso corporal de 70 kg,  $E_{touch70}$  y  $E_{step70}$ .
- **Paso 4:** Diseño inicial  $D, L_c, L_T, h, L_R, n_r$ .

- **Paso 5:** Se calcula la resistencia de puesta a tierra preliminar del sistema en suelo uniforme.  $R_g, L_c, L_R$ .
- **Paso 6:** Se determina la corriente  $I_G$  a disipar por la malla para evitar un sobredimensionamiento de la malla de puesta a tierra, considerando sólo esa porción de la corriente total de falla  $3I_0$  que fluye a través de la malla hacia una tierra remota. La corriente  $I_G$  debe reflejar el peor tipo de falla y localización, el factor de decremento y cualquier expansión futura de la subestación.  $I_G, t_f$ .
- **Paso 7:** Si el GPR del diseño preliminar es menor que la tensión tolerable de toque, no es necesario realizar más cálculos.  $I_G R_g < E_{touch}$ .
- **Paso 8:** Si no se cumple la condición anterior, se calcula la tensión de malla y la tensión de paso para la malla con suelo uniforme,  $E_m, E_s, K_m, K_s, K_i, K_{ii}, K_h$ .
- **Paso 9:** Si el voltaje de malla calculado es menor que la tensión tolerable de toque, se requiere completar el diseño. Si la tensión de malla calculada es mayor que la tensión tolerable de toque, el diseño debe ser modificado.  $E_m < E_{touch70}$ ?
- **Paso 10:** Si ambas tensiones calculadas de toque y de paso son menores que las tensiones tolerables, el diseño sólo necesita los refinamientos requeridos para proporcionar acceso a las bajantes de los equipos. Si no, el diseño preliminar debe ser modificado.  $E_s < E_{step70}$ ?
- **Paso 11:** Si se exceden las tensiones tolerables de toque y de paso, es necesaria la revisión del diseño de la malla. Estas revisiones pueden incluir espaciamientos de conductores más pequeños, varillas adicionales de tierra, etc.
- **Paso 12:** Diseño detallado, se muestran todos los equipos conectados a la malla de tierra.

## 6.8 Diseño de la red de tierra

- **Paso 1:**

$$A = 63 \cdot 45 = 2835 \text{ m}^2$$

$$\rho = 120 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$$

- **Paso 2:** tamaño del conductor.

$$A_{MCM} = I_g * K_f * \sqrt{t_c}$$

$$K_f = 7 \text{ de Tabla 6-3, cable de cobre suave}$$

$$A_{MCM} = 5.08KA * 7 * \sqrt{1}$$

$$A_{MCM} = 35.56 MCM$$

El conductor será un 2/0 AWG con un diámetro  $d_c = 0.0093 m$ .

- **Paso 3:** cálculo de  $E_{step70}$  y  $E_{touch70}$

$$\rho_s = 2500 \Omega \cdot m$$

$$h_s = 0.1 m$$

$$t_s = 1 s$$

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{120}{2500}\right)}{2 * 0.1 + 0.09} = 0.705$$

$$E_{touch70} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{touch70} = (1000 + 1.5 * 0.705 * 2500) * \frac{0.157}{\sqrt{1}} = \mathbf{571.80 V}$$

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{step70} = (1000 + 6 * 0.705 * 2500) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} = \mathbf{1816.22 V}$$

- **Paso 4:** Diseño inicial

Geometría de la cuadrícula:

$$D = 9 m$$

Columnas: 5

Filas: 7

Configuración: S35

Profundidad de enterramiento (h): 1 m

Conductor enterrado sin varillas ( $L_c$ ): 774 m

Conductor enterrado con varillas ( $L_T$ ): 1026 m

Número de varillas ( $n_r$ ): 28

Longitud de la varilla ( $L_r$ ): 9 m

Diámetro de la varilla ( $d_r$ ): 1 plg= 0.0254 m

Perímetro de la maya ( $L_p$ ): 216m

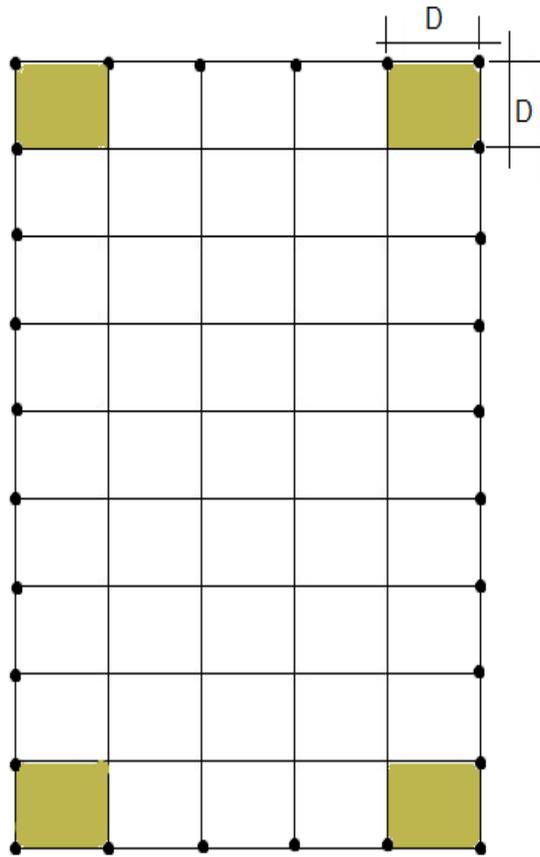


Figura 6-3. Diseño de la cuadrícula

- **Paso 5:** cálculo de  $R_g$

Utilizando las ecuaciones de Schwarz

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left( \ln \left( \frac{2L_c}{\sqrt{d_c h}} \right) + \frac{K_1 L_c}{\sqrt{A}} - K_2 \right)$$

$$K_1 = -0.05 \frac{L_x}{L_y} + 1.2 = -0.05 \frac{45}{63} + 1.2 = 1.16$$

$$K_2 = 0.1 \frac{L_x}{L_y} + 4.68 = 0.1 \frac{45}{63} + 4.58 = 4.75$$

$$R_1 = \frac{120}{730\pi} \left( \ln \left( \frac{2 * 774}{\sqrt{0.0093 * 1}} \right) + \frac{1.16 * 774}{\sqrt{2835}} - 4.75 \right) = 1.08\Omega$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_r L_r} \left( \ln \left( \frac{8L_r}{d_r} \right) - 1 + \frac{2K_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right)$$

$$R_2 = \frac{120}{2\pi * 28 * 8} \left( \ln \left( \frac{8 * 9}{0.0254} \right) - 1 + \frac{2 * 1.16 * 9}{\sqrt{2835}} (\sqrt{28} - 1)^2 \right) = 1.08\Omega$$

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left( \ln \left( \frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{K_1 L_c}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right)$$

$$R_m = \frac{120}{730\pi} \left( \ln \left( \frac{2 * 774}{9} \right) + \frac{1.16 * 774}{\sqrt{2835}} - 4.75 + 1 \right) = 0.90\Omega$$

$$R_g = \frac{1.08 * 1.08 - 0.90^2}{1.08 + 1.08 - 2 * 0.90} = 0.99 \Omega$$

- **Paso 6:** cálculo de  $I_G$

$$I_G = I_g * D_f * S_f * C_p$$

$$I_g = 5.08 \text{ kA}$$

$C_p$ : tendrá un valor de 1

$$t_a = 1s$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} (1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}})}$$

$$T_a = \frac{X}{R} * \frac{1}{2\pi f} = 10 * \frac{1}{2\pi * 60} = 0.027s$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0.027}{1} (1 - e^{-\frac{2*0.027}{1}})} = 1.013$$

$$S_f = \left| \frac{Z_{eq}}{R_g + Z_{eq}} \right|$$

Como el valor de  $Z_{eq}$  para dos líneas primarias con 6 alimentadores no se encuentra en Tabla 6-1 es necesario hacer una interpolación con los valores de impedancia para 4 y 8 alimentadores para encontrar nuestro valor:

DeTabla 6-1:

$$Z_{eq} = \frac{1.09 + 0.208j + 0.685 + 0.122j}{2} = 0.8875 + 0.165j$$

$$S_f = \left| \frac{0.8875 + 0.165j}{0.99 + 0.8875 + 0.165j} \right| = 0.479$$

$$I_G = 5.08 * 1.013 * 0.479 = \mathbf{2.46 \text{ kA}}$$

- **Paso 7:** comparar  $I_G R_g < E_{touch}$

$$GPR = I_G * R_g = 2460 * 0.99 = 2421.39 \text{ V}$$

$$GPR > 571.8 \text{ V}$$

Debido a que GPR es mayor  $E_{touch}$  se debe seguir con el procedimiento de cálculo.

- **Paso 8:** cálculo de  $E_m$  y  $E_s$

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left( \ln \left( \frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right)$$

$k_{ii} = 1$  (son 28 varillas y todas localizadas en el perímetro de la malla)

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}; h_0 = 1 \text{ m}$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{1}{1}} = 1.41$$

$$n = n_a n_b n_c n_d$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}; n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}; n_c = \left( \frac{L_x L_y}{A} \right)^{0.7A}; n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

$$n_a = \frac{2 * 774}{216} = 7.17; n_b = \sqrt{\frac{216}{4\sqrt{2835}}} = 1.01;$$

$$n_c = \left(\frac{63 * 45}{2835}\right)^{\frac{0.7 * 2835}{63 * 45}} = 1; n_d = \frac{\sqrt{63^2 + 45^2}}{\sqrt{63^2 + 45^2}} = 1$$

$$n = 7.17 * 1.01 = 7.22$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left( \ln \left( \frac{9^2}{16 * 1 * 0.0093} + \frac{(9 + 2 * 1)^2}{8 * 9 * 0.0093} - \frac{1}{4 * 0.0093} \right) + \frac{1}{1.41} \ln \left( \frac{8}{\pi(2 * 7.22 - 1)} \right) \right)$$

$$k_m = 0.86$$

$$k_i = 0.644 + 0.148n = 0.644 + 0.148 * 7.22 = 1.71$$

$$L_M = L_C + \left( 1.55 + 1.22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right) L_R$$

$$L_R = n_r * L_r = 28 * 9 = 252 \text{ m}$$

$$L_M = 774 + \left( 1.55 + 1.22 \left( \frac{9}{\sqrt{63^2 + 45^2}} \right) \right) 224 = 1200.34 \text{ m}$$

$$E_M = \frac{120 * 2460 * 0.86 * 1.71}{1200.34} = \mathbf{360.65 \text{ V}}$$

$$E_s = \frac{\rho l_G K_s K_i}{L_s}$$

$$L_s = 0.75 L_C + 0.85 L_R$$

$$L_s = 0.75 * 774 + 0.85 * 252 = 794.7 \text{ m}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 * 1} + \frac{1}{9 + 1} + \frac{1}{9} (1 - 0.5^{7.22-2}) \right] = 0.2254$$

$$E_s = \frac{120 * 2460 * 0.2254 * 1.71}{794.7} = \mathbf{143.60}$$

- **Paso 9:**  $E_m < E_{touch}$ ?

$$360.65 V < 571.80 V$$

Si es menor, se procede al siguiente paso

- **Paso 10:**  $E_s < E_{step}$ ?

$$143.60 V < 1816.22 V$$

Si es menor, se procede al último paso que es el diseño de tallado de la red de tierra

- **Paso 11:** diseño detallado

Se presenta la vista en planta de la red de tierra en anexo B.13 y la vista de perfil con su respectiva sección A-A en anexo B.14.

## 6.9 Hoja de cálculo de la red de tierra

A continuación se muestra una herramienta para el cálculo de la red de tierra de nuestra subestación, en la figura se muestra la hoja principal del software en la cual al ingresar los datos de entrada damos un click en el botón “Diseñar” y nos muestra las tablas resúmenes de los parámetros del diseño de la red de tierra.

### DISEÑO DE LA RED DE PUESTA A TIERRA

#### IEEE Std. 80-2000

**INGRESAR**

CARACTERISTICAS DE LA SUBESTACION		VARILLA (ELECTRODO)	
Largo de la subestación	63 m	Diámetro	1 plg
Ancho de la subestación	45 m	Longitud	9 m
Resistividad del terreno	120 Ω-m	Cantidad	28
Corriente de falla monofásica	5.08 kA		

DISEÑO DE LA MALLA		TIEMPOS DE ACCIONAMIENTO	
Columnas	5	Protecciones (tc)	1 s
Filas	7	Duración de choque (ts)	1 s
Espaciamiento entre conductores (D)	9 m	Duración de falla (tf)	1 s
Profundidad (h)	1 m		
Resistividad de la capa superficial (ps)	2500 Ω-m		
Espesor capa superficial (hs)	0.1 m		

**SELECCIONAR CONDUCTOR**

Cobre suave ▼

Figura 6-4. Datos de entrada de hoja de cálculo.

## ESPECIFICACIONES DE LA RED DE TIERRA IEEE Std. 80-2000

### PARÁMETROS GENERALES

Resistividad del terreno ( $\rho$ )	120 $\Omega$ -m
Corriente de falla monofásica ( $I_g$ )	5.08 kA
Corriente a disipar por la malla ( $I_d$ )	2.46 kA
Resistencia de malla ( $R_g$ )	0.99 $\Omega$
Voltaje de paso	1816.22 V
Voltaje de toque	571.80 V
Elevación del potencial de tierra (GPR)	2441.39 V
Tensión máxima de malla ( $E_m$ )	360.65 V
Tensión de paso ( $E_s$ )	143.60 V

### CUADRICULA

Separación entre conductores (D)	9 m
Columnas	5
Filas	7
Configuración	S35
Cantidad de mallas	35
Profundidad de enterramiento	1 m
Número de varillas	28
Longitud de conductor enterrado ( $L_t$ )	1026 m

### VARILLAS (ELECTRODOS)

Material	Cobre suave
Diaméto	1 plg
Longitud	9 m

### CAPA SUPERFICIAL

Material	Grava#1
Espesor	0.1 m
Resistividad	2500 $\Omega$ -m

### CONDUCTOR

Material	Cobre suave
Calibre	2/0 AWG
Diámetro	0.0093 m

Regresar a Diseño

Imprimir

Figura 6-5. Tabla resumen de los parámetros de diseño de la red de tierra.

## 6.10 Referencias

- [1] IEEE Std. 80-2000, "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding," 2000.
- [2] Ramiro Castaño José Samuel and Cano Plata Eduardo Antonio, "SISTEMA DE PUESTA A TIERRA: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF ," Colombia , 2010.
- [3] SIGET, "Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.," Normas Técnicas Y Consesiones, Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, San Salvador, Documento Anexo 2000.
- [4] Ing. Numa Pompilio Jiménez, "Diseño de sistemas de puesta a tierra," Universidad de El Salvador, San Salvador, Notas de clase 2014.

---

## CAPÍTULO 7

---

### **HOJAS DE CÁLCULO: PRESUPUESTO Y CONFIABILIDAD**

---

#### DESCRIPCIÓN GENERAL

---

A partir del estudio de ingeniería básica desarrollado en capítulos anteriores, es momento de presentar el presupuesto para el diseño y la construcción de la subestación. La elaboración del presupuesto se desarrolla sobre una hoja de cálculo en Microsoft Excel.

También, se detalla el método de confiabilidad *Mínimo conjunto de cortes* aplicado a los diseños propuestos. Pero esta vez se anexa una hoja de cálculo en Microsoft Excel como herramienta para determinar el estudio de confiabilidad de forma amigable.

Se eligió Microsoft Excel porque es una herramienta muy eficaz que se puede usar para manipular, analizar y presentar datos. Y a su vez, cuenta con Visual Basic para Aplicaciones (VBA), un lenguaje de programación que nos facilita la automatización de tareas repetitivas.

## CAPITULO 7. HOJAS DE CÁLCULO: PRESUPUESTO Y CONFIABILIDAD

### 7.1 Presupuesto resumen para la construcción de la subestación

Como punto de partida para generar el presupuesto para el diseño y la construcción de la subestación, se parte por definir el punto inicial como lo son los *Costos de Ingeniería y Costos por Supervisión*. Seguido a esto, se debe definir un presupuesto por el *Costo de la Obra Electromecánica*, además, definir un presupuesto para los *Costos Obra Civil* y por último los *Costos de los Materiales*.

#### 7.1.1 Costo de Ingeniería y Supervisión.

Los *Costos por Ingeniería* se refiere al trabajo realizado por el o los ingenieros encargados de llevar a cabo el diseño y estudio previo para la construcción de la obra; en otras palabras, los costos por ingeniería se refiere a todo los costos por la *Ingeniería Básica* para el diseño de una subestación, esto conlleva a llevar a cabo los estudios previos a la selección del terreno, estudio de impacto ambiental, trámites legales, diseño de planos, etc.; por tanto, es importante que se identifiquen los detalles previos para el diseño y construcción de la subestación.

Los *Costos por Supervisión* se refieren a todas aquellas actividades o trabajos antes y durante la construcción de la obra electromecánica de la subestación. El supervisor o grupo de supervisores encargados de realizar estas actividades deben de ser personal altamente capacitado en la materia; a fin de que, cumplan con los requisitos indispensables con que debe cumplir el constructor al llevar a cabo el proceso de montaje de los equipos. Antes de la obra, es fundamental que el supervisor identifique los recursos humanos, materiales, la documentación que se requiere para el proceso de construcción y las capacidades técnicas para supervisar la buena instalación de los equipos.

COSTOS POR	Precio Unitario (US\$)	Indirectos (18%)	Total
INGENIERIA Y SUPERVISION	\$22,964.38	\$4,133.59	<b>\$27,097.97</b>

Tabla 7-1. Costo por Ingeniería y Supervisión – Subestación Aislada en Aire.

COSTOS POR	Precio Unitario (US\$)	Indirectos (18%)	Total
INGENIERIA Y SUPERVISION	\$50,000.00	\$9,000.00	<b>\$59,000.00</b>

Tabla 7-2 Costo por Ingeniería y Supervisión – Metal Clad.

### 7.1.2 Costos de la Obra Electromecánica.

Los *Costos de la Obra Electromecánica* se refieren a aquellas actividades por el montaje de los equipos que comprenden la subestación; o en otras palabras, los costos por la mano de obra de la instalación. Se presenta dos presupuestos para cada propuesta de la subestación diseñada en el presente trabajo de graduación, una para la subestación Aislada en Aire y otra para la subestación con MetalClad. Entre los equipos que deben ser tomados en cuenta para la obra electromecánica, y así, para el presupuesto de esta parte son los siguientes:

ITEM	DESCRIPCION	Mano de Obra US \$	Materiales para la Instalación	TOTAL
1.0	Instalación de estructuras: pórtico de entrada línea a 46 kV	\$2,046.22	\$14,687.23	\$16,733.45
2.0	Instalación de estructuras: 2 buses primario con interruptor de potencia 46 kV	\$20,749.78	\$59,235.57	\$65,517.57
3.0	Iluminación y transformador de servicio propio	\$1,760.22	\$6,122.63	\$7,882.85
4.0	Instalación de estructuras: 2 transformador de potencia 50 MVA	\$21,446.46	\$16,533.04	\$37,979.50
5.0	Instalación de estructuras: 2 buses secundarios con interruptor de potencia 23 kV	\$35,906.62	\$86,985.95	\$122,892.57
6.0	Montaje de gabinetes, cargadores y bancos de baterías	\$2,085.05	\$459.92	\$2,544.97
7.0	Suministro e instalación de cableados	\$5,422.40	\$12,375.04	\$16,482.92
8.0	Red de tierra	\$25,790.00	\$6,060.78	\$31,850.78
9.0	Otros	\$6,640.40	\$4,109.36	\$10,749.76
<b>PRESUPUESTO TOTAL DE OBRA ELECTROMECHANICA</b>				<b>\$328,416.66</b>

Tabla 7-3Detalle de Obra Electromecánica – Subestación Aislada en Aire.

<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>Total Mano de Obra US \$</b>	<b>Materiales para la Instalación</b>	<b>TOTAL</b>
1.0	Instalación de estructuras: pórtico de entrada línea a 46 kV	\$2,046.22	\$14,091.95	<b>\$16,043.97</b>
2.0	Instalación de estructuras: 2 buses primario con interruptor de potencia 46 kV	\$20,570.26	\$60,057.09	<b>\$70,495.86</b>
3.0	Iluminación y transformador de servicio propio	\$1,580.70	\$4,130.48	<b>\$5,711.18</b>
4.0	Instalación de estructuras: 2 transformador de potencia 50 MVA	\$21,446.46	\$6,219.78	<b>\$26,619.65</b>
5.0	Instalación de estructuras: buses secundarios celdas Metalclad 23 kV	\$92,553.26	\$120,887.91	<b>\$216,316.01</b>
6.0	Montaje de gabinetes, cargadores y bancos de baterías	\$2,085.05	\$459.92	<b>\$2,544.97</b>
7.0	Suministro e instalación de cableados	\$5,422.40	\$12,375.04	<b>\$16,482.92</b>
8.0	Red de tierra	\$25,790.00	\$3,360.25	<b>\$9,804.39</b>
9.0	Otros	\$6,640.40	\$4,109.36	<b>\$10,749.76</b>
<b>PRESUPUESTO TOTAL DE OBRA ELECTROMECANICA</b>				<b>\$315,132.93</b>

Tabla 7-4. Detalle de Obra Electromecánica – Subestación con MetalClad.

### 7.1.3 Costos por la Obra Civil

Los *costos por la obra civil* se refieren a todas aquellas actividades para preparar el terreno donde se va a instalar la subestación. Así también como la construcción de los tapias o muros, las bases para el transformador, interruptor, caseta de control, la ductería necesaria para el cableado subterráneo así como para la red de tierra, portón y las fundaciones, los drenajes para el aceite del transformador, entre otros.

**PRESUPUESTO POR OBRA CIVIL**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>CANT.</b>	<b>PRECIO UNITARIO</b>	<b>SUB-TOTAL</b>
Instalación provisionales y generales	u	1	\$5,500.00	\$5,500.00
Muro de Concreto Perimetral	m	216	\$50.00	\$10,800.00
Base de transformador	u	2	\$18,000.00	\$36,000.00
Base de interruptor	u	14	\$2,500.00	\$35,000.00
Pozo primario	u	8	\$890.00	\$7,120.00
Caseta de Control	u	1	\$13,500.00	\$13,500.00
Cisterna	u	1	\$5,000.00	\$5,000.00
Construcción de pretil y suministro de grava # 1	u	1	\$4,100.00	\$4,100.00
Ductería a Caseta de Control	u	1	\$6,900.00	\$6,900.00
Banco de ductos para cable de potencia	u	1	\$5,000.00	\$5,000.00
Portón y fundaciones	u	2	\$3,500.00	\$7,000.00
Agua potable, Letrina y drenajes	u	1	\$12,000.00	\$12,000.00
Red de tierra	u	1	\$5,700.00	\$5,700.00
Costo del Terreno ( 63 x 45 metros )	u	1	\$30,000	\$30,000
<b>PRESUPUESTO TOTAL POR LA OBRA</b>				<b>\$182,358.36</b>

Tabla 7-5. Detalle de Obra Civil

#### 7.1.4 Costos de Equipos

Tal como lo dice su nombre, se refiere a los costos de los equipos que comprenden la subestación. En el capítulo 5 se han especificado dichos equipos, para lo cual, solo se presentara el presupuesto para el presente apartado.

EQUIPOS DE SUBESTACION	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO \$	TOTAL \$
Transformador de potencia 50 MVA, 46 /23 kV.	1	\$1000,000.00	\$1000,000.00
Transformador de corriente 300/5 (medición)	36	\$1,500.00	\$54,000.00
Transformador de corriente 600/5	6	\$1,500.00	\$9,000.00
Transformador de corriente 800/5 (medición)	9	\$1,500.00	\$13,500.00
Transformador de corriente 1200/5	6	\$1,500.00	\$9,000.00
Transformador de corriente 2000/5	3	\$1,500.00	\$4,500.00
Transformador de potencial 23000/120 V	6	\$1,500.00	\$9,000.00
Transformador de potencial 46000/120 V	6	\$1,500.00	\$9,000.00
Interruptor de potencia 48.3 kV	3	35,000.00	\$105,000.00
Interruptor de potencia 25.8 kV	8	30,000.00	\$240,000.00
Panel de control	1	\$25,000.00	\$25,000.00
Transformador de Servicio Propio 75 kVA, 23/14.4 kV.	1	\$1,500.00	\$1,500.00

<b>Cuchillas tripolares de acción simultanea 48.3 kV</b>	3	\$6,100.00	<b>\$18,300.00</b>
<b>Cuchillas tripolares de acción simultanea 27 kV</b>	8	\$6,100.00	<b>\$48,800.00</b>
<b>Cuchillas de bypass para interruptores de potencia de 48.3 kV</b>	4	\$6,100.00	<b>\$24,400.00</b>
<b>Cuchillas de bypass para interruptores de potencia de 25.8 kV</b>	8	\$6,100.00	<b>\$48,800.00</b>
<b>Pararrayo Tipo Estación Para 46 kV</b>	15	\$800.00	<b>\$12,000.00</b>
<b>Pararrayo Tipo Estación Para 23 kV</b>	9	\$800.00	<b>\$7,200.00</b>
<b>Relé de Protección SEL 351(50/51n,50/51,27,59,67,81)</b>	8	\$3,000.00	<b>\$24,000.00</b>
<b>Relé de Protección SEL 487(50/51n,50/51,27,59,81)</b>	3	\$3,000.00	<b>\$9,000.00</b>
<b>Relé de Protección SEL 387(50/51n,81)</b>	1	\$3,000.00	<b>\$3,000.00</b>
<b>Relé de protección SEL 735 (medidor)</b>	8	\$1,500.00	<b>\$12,000.00</b>
<b>Relé de protección SEL 3530 (Controlador de Automatización en Tiempo Real)</b>	1	\$3,000.00	<b>\$3,000.00</b>
<b>Hidrocal 1008 ( Analizador-Medidor de Gas con Monitoreo para Transformador)</b>	1	\$5,000.00	<b>\$5,000.00</b>
<b>Sistema de Control de Subestación para comunicación con Sistema SCADA.</b>	1	\$35,000.00	<b>\$35,000.00</b>
<b>Cargador de Batería 12 V(dc)</b>	1	\$1,100.00	<b>\$1,100.00</b>

<b>Cargador de Batería 48 V(dc)</b>	1	\$4,400.00	<b>\$4,400.00</b>
<b>Banco de Batería 12 V(dc)</b>	2	\$700.00	<b>\$1,400.00</b>
<b>Banco de Batería 48 V(dc)</b>	2	\$1,400.00	<b>\$2,800.00</b>
<b>Batería 12 V(dc)</b>	2	\$70.00	<b>\$140.00</b>
<b>Transformador de puesta a tierra 4.11 MVA</b>	1	\$150,000.00	<b>\$150,000.00</b>
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>			<b>\$2,267,808.00</b>

Tabla 7-6 Presupuesto para Equipos – Subestación Aislada en Aire.

<b>EQUIPOS DE SUBESTACION</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO UNITARIO \$</b>	<b>TOTAL \$</b>
<b>Transformador de potencia 50 MVA, 46 /23 kV</b>	1	\$1000,000.00	<b>\$1000,000.00</b>
<b>Transformador de corriente 300/5 (medición)</b>	36	\$1,500.00	<b>\$54,000.00</b>
<b>Transformador de corriente 600/5</b>	6	\$1,500.00	<b>\$9,000.00</b>
<b>Transformador de corriente 800/5 (medición)</b>	9	\$1,500.00	<b>\$13,500.00</b>
<b>Transformador de corriente 1200/5</b>	6	\$1,500.00	<b>\$9,000.00</b>
<b>Transformador de corriente 2000/5</b>	3	\$1,500.00	<b>\$4,500.00</b>
<b>Transformador de potencial 23000/120 V</b>	6	\$1,500.00	<b>\$9,000.00</b>

<b>Transformador de potencial 46000/120 V</b>	6	\$1,500.00	<b>\$9,000.00</b>
<b>Interruptor de potencia 48.3 kV</b>	3	35,000.00	<b>\$105,000.00</b>
<b>Panel de control</b>	1	\$25,000.00	<b>\$25,000.00</b>
<b>Transformador de servicio propio 75 kVA, 23/14.4 kV</b>	1	\$1,500.00	<b>\$1,500.00</b>
<b>Cuchillas de bypass para interruptores de potencia de 48.3 kV</b>	3	\$6,100.00	<b>\$18,300.00</b>
<b>Seccionadores tripolares 48.3 kV</b>	6	\$6,100.00	<b>\$36,600.00</b>
<b>Seccionadores tripolares 27 kV</b>	3	\$6,100.00	<b>\$18,300.00</b>
<b>Pararrayo tipo estación para 46 kV</b>	15	\$800.00	<b>\$12,000.00</b>
<b>Pararrayo tipo estación para 23 kV</b>	9	\$800.00	<b>\$7,200.00</b>
<b>Relé de protección SEL 351(50/51n,50/51,27,59,67,81)</b>	8	\$3,000.00	<b>\$24,000.00</b>
<b>Relé de protección SEL 487(50/51n,50/51,27,59,81)</b>	3	\$3,000.00	<b>\$9,000.00</b>
<b>Relé de protección SEL 387(50/51n,81)</b>	1	\$3,000.00	<b>\$3,000.00</b>
<b>Relé de protección SEL 735 (medidor)</b>	8	\$1,500.00	<b>\$12,000.00</b>
<b>Relé de protección SEL 3530 (Controlador de Automatización en Tiempo Real)</b>	1	\$3,000.00	<b>\$3,000.00</b>

<b>Hidrocal 1008 ( Analizador-Medidor de Gas con Monitoreo para Transformador)</b>	1	\$5,000.00	<b>\$5,000.00</b>
<b>Sistema de Control de Subestación para comunicación con Sistema SCADA.</b>	1	\$35,000.00	<b>\$35,000.00</b>
<b>Cargador de Batería 12 V(dc)</b>	1	\$1,100.00	<b>\$1,100.00</b>
<b>Cargador de Batería 48 V(dc)</b>	1	\$4,400.00	<b>\$4,400.00</b>
<b>Banco de Batería 12 V(dc)</b>	2	\$700.00	<b>\$1,400.00</b>
<b>Banco de Batería 48 V(dc)</b>	2	\$1,400.00	<b>\$2,800.00</b>
<b>Batería 12 V(dc)</b>	2	\$70.00	<b>\$140.00</b>
<b>Celdas Metal Clad con interruptor de potencia ( 10 unidades )</b>	10	\$50,000.00	<b>\$500,000.00</b>
<b>Transformador de puesta a tierra 4.11 MVA</b>	1	\$150,000.00	<b>\$150,000.00</b>
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>			<b>\$2,499,288.00</b>

Tabla 7-7 Presupuesto para Equipos – Subestación MetalClad.

### 7.1.5 Resumen de Presupuesto

Descripción	Cantidad	Mano de Obra	Materiales	Costo Sub total	Imprevistos 5%	Indirectos 18%	TOTALES
Costos de Ingeniería y Supervisión	1	\$22,964.38	\$0.00	<b>\$22,964.38</b>	\$0.00	\$4,133.59	<b>\$27,097.97</b>
Costos de Obra Electromecánica.	1	\$121,847.15	\$206,569.51	<b>\$328,416.66</b>	\$10,328.48	\$21,932.49	<b>\$360,677.62</b>
Costo de Equipos Necesarios	1	\$0.00	\$2267,808.00	<b>\$2267,808.00</b>	\$113,390.40	\$0.00	<b>\$2381,198.40</b>
Costos de Obra Civil	1	\$91,119.18	\$91,119.18	<b>\$182,358.36</b>	\$4,555.96	\$32,824.50	<b>\$219,738.82</b>
PRESUPUESTO DE OBRA PROYECTO TOTAL				<b>\$2,801,547.40</b>			<b>\$2,988,712.81</b>

Tabla 7-8 Tabla resumen de presupuesto por la construcción de la obra – Subestación Aislada en Aire.

Descripción	Cantidad	Mano de Obra	Materiales	Costo Sub total	Imprevistos 5%	Indirectos 18%	TOTALES
<b>Costos de Ingeniería y Supervisión</b>	1	\$50,000.00	\$0.00	<b>\$50,000.00</b>	\$0.00	\$9,000.00	<b>\$59,000.00</b>
<b>Costos de Obra Electromecánica.</b>	1	\$178,134.75	\$136,998.17	<b>\$315,132.93</b>	\$6,849.91	\$56,723.93	<b>\$378,706.76</b>
<b>Costo de Equipos Necesarios</b>	1	\$0.00	\$2499,288.00	<b>\$2499,288.00</b>	\$124,964.40	\$0.00	<b>\$2624,252.40</b>
<b>Costos de Obra Civil</b>	1	\$91,119.18	\$91,119.18	<b>\$182,358.36</b>	\$4,555.96	\$32,824.50	<b>\$219,738.82</b>
PRESUPUESTO DE OBRA PROYECTO TOTAL				<b>\$3,046,779.29</b>			<b>\$3,281,697.98</b>

Tabla 7-9 Tabla resumen de presupuesto por la construcción de la obra – Subestación MetalClad.

## 7.2 Estudio de confiabilidad: Mínimo Conjunto de Cortes

Un mínimo conjunto de cortes se define por ser un conjunto de componentes que, si se remueven del sistema, resulta en pérdidas de continuidad desde el punto de la carga que se está analizando. Siguiendo el contexto, los componentes en un conjunto de cortes son justo esos componentes cuyos cortes super-posicionados resultan en una interrupción, de acuerdo a la definición adoptada de interrupción (la pérdida de la potencia eléctrica que supe a una o más cargas).

Los conjuntos de corte conteniendo un solo componente son llamados conjuntos de cortes de primer orden. Del mismo modo, los conjuntos de cortes conteniendo dos componentes son llamados conjunto de cortes de segundo orden, y así sucesivamente.

La lista de los mínimos conjuntos de cortes se obtiene de los Modos de Falla y Análisis de Efectos (FMEA) usado para registrar índices de los sistemas confiables. La frecuencia de las fallas y la duración promedio de cortes puede ser registrado usando las siguientes ecuaciones.

$$f_s = \text{Frecuencia de interrupción del sistema} = \sum_i f_{cs_i}$$

Ecuación 7-1

$$r_s = \text{Duración de la interrupción} = \sum_i \frac{f_{cs_i} \cdot r_{cs_i}}{f_s}$$

Ecuación 7-2

Dónde:

$f_{cs_i}$  Es la frecuencia del evento "i" del conjunto de cortes.

$r_{cs_i}$  Es la duración esperada del evento "i" del conjunto de cortes.

Una vez se conozcan la frecuencia y la duración de los varios conjuntos de cortes, se podrá conocer de forma fácil la frecuencia de interrupción y la duración de interrupción en el punto de carga.

La aplicación del mínimo conjunto de cortes a un sistema es muy útil para conocer el número de fallas por año que espera tener una instalación. Además, se podrá conocer el tiempo por falla (en hora por falla) que tendrá cada dispositivo y también de manera promedio conocer cuánto tiempo deberá esperar si llegase a ocurrir una falla. Para ello, se requerirá la definición de los siguientes términos:

$\lambda$  Es la tasa de falla (fallas por año).

$r$  Es el tiempo promedio por falla (horas por falla igual al tiempo promedio para reparar o reemplazar una pieza de un equipo después de una falla). En algunos casos, este es el tiempo para accionar a un circuito alterno cuando esté disponible.

Los valores de tasas de falla y tiempo promedio de falla se exponen en IEEE Std. 493 [1] y están basados en estudios estadísticos. Se ha elaborado una hoja de cálculo que facilita el estudio de confiabilidad, solo se deben agregar los elementos de primer orden que afectan a la continuidad del servicio desde la carga analizada

### ESTUDIO DE CONFIABILIDAD

IEEE Std. 493

**Método: Mínimo Conjunto de Cortes**

Referencia

+ Agregar Elemento

Calcular Confiabilidad

Imprimir

Nuevo Reporte

Elementos de Primer Orden	Cantidad	$\lambda$ [fallas por año]	$r$ [horas de inactividad por falla]
ALIMENTADOR: un circuito > 35 kV	1	1.37	0.617
BUS: > 15,000 V	1	0.0075	17.5
SECCIONADOR: cerrado	18	0.0061	1.6
SECCIONADOR: abierto	9	0.0029	183
INTERRUPTOR: > 600 V	9	0.0176	10.6
TRANSFORMADOR: > 10,000 kVA	1	0.0153	1178.5
BUS: > 15,000 V	1	0.0075	17.5

**RESULTADO**

Interrupciones por año  
 $\lambda = 1.69$

Horas por interrupcion  
 $r = 15.2$

Figura 7-1. Hoja de cálculo para estudio de confiabilidad

El botón *Referencia* muestra los valores de tasas de falla y tiempo promedio de fallas de diversos componentes, estos valores se obtuvieron de IEEE Std. 493 [1]. El botón *Agregar Elemento* introduce los elementos de primer de orden seleccionándolos de una lista desplegable, y adjunta los valores *fallas por año* y *horas de inactividad por falla* para cada elemento. Una vez introducidos todos los elementos de primer orden, el botón *Calcular Confiabilidad* determina la confiabilidad del sistema analizado.

### 7.3 Referencias

- [1] IEEE Std. 493-1997, "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems," IEEE, 1997.

## CAPITULO 8. CONCLUSIONES

- ♦ La confiabilidad del desarrollo de subestaciones en relación a nuevas tendencias de diseño nos ha permitido elaborar una nueva forma de diseñar subestaciones de distribución que supera el rendimiento de los esquemas tradicionales que existen en nuestro país. La nueva propuesta realiza una subestación de 50 MVA, voltaje primario 46 kV y voltaje secundario 23 kV. El esquema requiere dos circuitos de entrada de 46 kV en el lado primario, un bus primario y un bus secundario ambos seccionados por interruptores de potencia.
- ♦ Para el desarrollo de nuestro modelo de subestación hemos logrado detectar el lugar idóneo para la construcción de la misma, tal como lo exige la norma SIGET en el acuerdo 29-E-2000. El lugar indicado es sobre el km 17 ½ carretera Troncal del Norte, Apopa porque cumple los siguientes parámetros: temperatura ambiente de 35 °C, altitud de 643 msnm, nivel isocerámico de 100 días-trueno/año, nivel de humedad menor al 75%. Tener en cuenta que el nivel de contaminación es medio, la precipitación de agua lluvia acumulada es de 483 mm y el nivel sísmico es alto. La subestación Nejapa (existente) proporcionará dos circuitos de 46 kV y las líneas recorrerán una distancia de 9.8 km aproximadamente.
- ♦ Las tendencias modernas de subestaciones nos ha permitido elaborar el diseño de dos formas de construir subestaciones y estas son: implementando interruptores tanque vivo denominada subestaciones aislada en aire y el otro diseño mediante celdas metalclad. Ambos diseños están basado en el esquema tipo “H” (como le hemos denominado). Esquema que es redundante por contar con dos circuitos de alimentación, el bus secundario está seccionado para brindar un respaldo a las cargas, los circuitos de salida implementan cable semiaislado para evitar que el roce con los árboles genere fallas. Además, trata de evitar las fallas generadas por animales que se introducen a la subestación mediante los protectores anti-fauna tipo boquilla termográfica y disco tipo rejilla. También, mantiene un registro de power quality a través del SEL-735 y se establece una maniobrabilidad automática cuando se presenta una contingencia.

- ♦ Las propuestas de diseño expuestas permitieron determinar el modelo más confiable, moderno y ejecutable para el esquema de una subestación de distribución, tal y como lo planteamos en el documento y este modelo es el diseño con metalclad porque se ajusta a la topología de la red (delta) mediante un transformador de potencia estrella/estrella (Yyn0) con una bobina terciaria (Yd1) para evitar desfases angulares al momento de interconectarse con otra subestación, pero se instaló un transformador de tierra con capacidad de 4.11 MVA en el bus primario para crear una referencia y evitar que las corrientes de falla monofásica sean muy pequeñas. Además, el diseño proporciona una excelente calidad de la señal porque la caída de voltaje es por debajo del 3% bajo carga. También, la protección de cada equipo es primordial, por lo que la protección aguas arriba con respecto a la aguas abajo tienen una diferencia de coordinación de 200 ms. Por último, este diseño presenta ser el más confiable porque en 10 años tendrá 5 interrupciones aproximadamente con una duración de la falla de 3 horas y media.
  
- ♦ Todos los equipos a utilizar para la construcción y funcionamiento de nuestra subestación han pasado los parámetros y han sido confrontados rigurosamente bajo las normas ANSI/IEEE. Se ajustan a los niveles de voltaje nominal de operación 46 kV o 23 kV atendiendo un nivel básico de aislamiento de 250 kV y 150 kV para su respectivo nivel de voltaje. Además, están dimensionados para soportar las corrientes nominales de 628 A en el lado primario y de 1255 A en el lado secundario, asimismo para soportar corrientes de corto circuito de 5.15 kA y 5.67 kA encontradas en el bus primario y bus secundario respectivamente. También, toman en cuenta las condiciones ambientales encontradas en Apopa.
  
- ♦ El buen diseño de la red de tierra en una subestación es importante principalmente para la seguridad de las personas que ahí trabajan, por tal razón para el diseño de la red de tierra en la subestación Apopa se han implementado los pasos expuestos en IEEE 80 para obtener las condiciones de seguridad requeridas en esta norma ( $E_m < E_{touch}$  y  $E_s < E_{step}$ ). Se obtuvo una resistencia de malla de  $1 \Omega$  aproximadamente y un GPR de 2,421 V que es menor a los 5000 V, con esto se cumple los requerimientos legales expuestos en el acuerdo 29-E-2000 de SIGET.

- ♦ El presupuesto final para la subestación aislada en aire es de \$2,988,712.81 y para la subestación metalclad es \$3,281,697.98. La subestación metalclad siendo la más confiable presenta un costo del 10% mayor con respecto a la subestación aislada en aire. Por lo que, el diseño metalclad es el más idóneo para la construcción de la subestación Apopa.

## Anexo A MEMORIAS DE CÁLCULO

### A.1 Transformador de puesta a tierra

El diseño del transformador de puesta a tierra está basado en IEEE Std. C62.92.4.

**Paso 1:** Especificar el nivel de tensión nominal del transformador de tierra.

Voltaje nominal: 46 kV

**Paso 2:** A partir de un análisis de cortocircuito, determinar la falla trifásica y potencia de cortocircuito.

Falla trifásica:  $I_{cc3\phi} = 5.15 \text{ kA}$

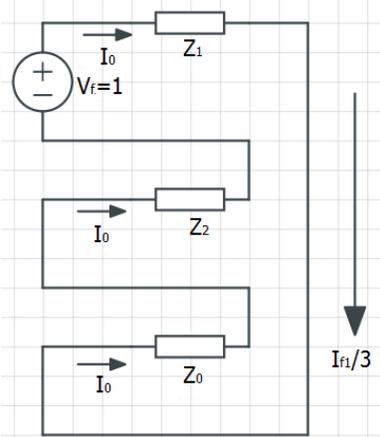
Potencia de cortocircuito:  $S_{cc3\phi} = \sqrt{3} \times f_{3\phi} \times V_{L-L} = \sqrt{3} \times 5.15 \text{ kA} \times 46 \text{ kV} = 410.32 \text{ MVA}$

**Paso 3:** El rango de diseño de la corriente de cortocircuito monofásica debe seleccionarse entre el 60 al 100% de  $I_{cc}$  trifásica para mantener un sistema efectivamente aterrizado con  $3I_0 < I_{cc}$  trifásico.

Porcentaje seleccionado: 65%

Corriente monofásica:  $I_{f1\phi} = 65\% \times I_{cc3\phi} = 65\% \times 5.15 \text{ kA} = 3.35 \text{ kA}$

**Paso 4:** Calcular las impedancias de secuencia a partir del circuito equivalente de diseño.



Determinar bases para el cálculo:

Potencia base:  $MVA_{base} = 100 \text{ MVA}$

Voltaje base:  $kVA_{base} = 46 \text{ kV}$

Corriente base:  $I_{base} = \frac{(100 \text{ MVA})}{\sqrt{3} \times 46 \text{ kV}} = 1.257 \text{ kA}$

Impedancia base:  $\Omega_{base} = \frac{(46 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 21.16 \Omega$

Tanto la impedancia de secuencia positiva ( $Z_1$ ) como la impedancia negativa ( $Z_2$ ) tendrán el mismo valor.

Impedancia positiva y negativa:  $Z_1 = Z_2 = \frac{MVA_{base}}{S_{3\phi}} = \frac{100}{410.32} = 0.2437 \text{ p.u.}$

$I_G = \frac{I_{f1\phi}}{I_{base}} = \frac{3.35 \text{ kA}}{1.257 \text{ kA}} = 2.665 \text{ p.u.}$        $I_o = \frac{I_G}{3} = \frac{2.665}{3} = 0.888 \text{ p.u.}$

Impedancia total:  $Z_{total} = \frac{V_{base}}{I_o} = \frac{1}{0.888} = 1.1257 \text{ p.u.}$

Impedancia secuencia cero:  $Z_o = Z_{total} - 2 \times Z_1 = 1.1257 - 2 \times 0.2437 = 0.6383 \text{ p.u.}$

**Paso 5:** Calcular potencia del transformador de tierra. Un transformador de puesta a tierra es requerido solamente para llevar una corriente de cortocircuito a tierra hasta que los interruptores despejen la falla, es común especificar su potencia en un valor de corta duración de 10 segundos.

Escala tiempo	Conexión Estrella – Delta	Conexión Zig-Zag				
		2.4 a 13.8kV	23 a 34.5 kV	46 kV	69kV	92kV
K3, para tres fases						
10 segundos	.....	0.064	0.076	0.080	0.085	0.092
1 minuto	0.170	0.104	0.110	0.113	0.118	0.122
2 minutos	0.240	0.139	0.153	0.160	0.167	0.174
3 minutos	0.295	0.170	0.187	0.196	0.204	0.212
4 minutos	0.340	0.196	0.216	0.225	0.235	0.245
5 minutos	0.380	0.220	0.242	0.253	0.264	0.275
K1, para una unidad monofásica ( una de las tres en un banco)						
1 minuto	0.057	0.033	0.037	0.040	0.043	0.046
2 minutos	0.080	0.046	0.051	0.055	0.060	0.064
3 minutos	0.098	0.057	0.064	0.068	0.074	0.080
4 minutos	0.113	0.065	0.073	0.078	0.084	0.091
5 minutos	0.127	0.073	0.082	0.088	0.095	0.102

Tabla A-1. Factores “k”

$$MVA = \frac{(kV_{L-L})(I_{f1}\phi)}{3} = \frac{46kV \times 3.35kA}{3} = 51.37 MVA$$

$$MVA = 51.37MVA \times factor_{k_{10seg}} = 51.37MVA \times 0.08$$

$$MVA = 4.11MVA$$

**Paso 6:** Calcular impedancia de secuencias para potencia del transformador de tierra obtenida del paso anterior.

$$Z_1 = Z_2 = 0.2437 p.u. \times \frac{4.11}{100} \times 100\% = 1.001$$

$$Z_o = 0.6383p.u. \times \frac{4.11}{100} \times 100\% = 2.623$$

Se elaboró una hoja de cálculo en Visual Basic Excel como herramienta para facilitar la obtención de los datos anteriores.

### DISEÑO DE TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA

IEEE Std. C62.92.4

**Seleccionar**

→ Voltaje Nominal: 46 kV

→ Factor "k": 10 segundos

→ Rango de diseño  $I_{CC10}$ : 65 %

**Ingresar**

→ Falla Trifásica  $I_{3cc}$ : 5.15 kA

RESULTADOS	
Potencia:	4.11 MVA
Impedancia positiva y negativa:	1.00 %
Impedancia secuencia cero	2.62 %
Corriente monofásica:	3.35 kA

Figura A-1. Hoja de cálculo para diseño de transformador de puesta a tierra

También se elaboró una hoja de cálculo para obtener todas las especificaciones técnicas basadas en IEEE Std. 32-1972.

### ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA

IEEE Std. 32-1972

Potencia continua	889.0 kVA/fase
Potencia 10 segundos	4106 kVA
Nº de fases	3
Tipo de conexión	Zig-zag
Frecuencia	60 Hz
Clase de aislación	Clase A - Clase 105 °C
Voltaje nominal	46 kV
Corriente de corriente continua	100.43 A
Corriente 10 segundos	3.35 kA
Refrigeración	ONAN
Nivel de aislamiento (BIL)	
Fase	250 kV
Neutro	200 kV
Impedancia Homopolar	2.62 %
Tipo de conexión a tierra	Permanente
Tipo de servicio	Exterior
Tipo de líquido aislante	Aceite sin PCB

Figura A-2. Hoja de cálculo para especificación de transformador de puesta a tierra

## A.2 Transformadores de instrumentación

- Calculo de burden máximo para los TCs:

Cables de control

Longitud del cable (d)= 15m

Calibre: 10 AWG

Resistencia= 0.0038  $\Omega$ /m

Corriente del secundario de los transformadores de corriente: 5 A

$$R = 2 * 15 * 0.0038 = 0.114 \Omega$$

$$W = 0.114 * 5^2 = 2.85 \text{ watts.}$$

Para transformadores de instrumentación conectados al relé SEL 351L y SEL 387T

$$VA_{\text{total}} = 0.27 + 2.85 = 3.12 \text{ VA}$$

Para transformadores de instrumentación conectados al relé SEL 487B

$$VA_{\text{total}} = 0.5 + 2.85 = 3.35 \text{ VA}$$

$VA_{\text{total}}$  Este es el valor de carga total que manejaran los transformadores de corriente del lado secundario

- Calculo de la relación de transformación para los transformadores de corriente conectados al transformador de potencia:

$$I_p = 1.5 * 627.55 = 941.33 \text{ A} \rightarrow \text{RTC} = 1200:5$$

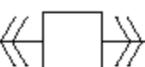
$$I_s = 1.5 * 1255.1 = 1882.6 \text{ A} \rightarrow \text{RTC} = 2000:5$$

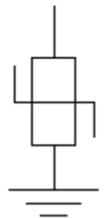
## Anexo B PLANOS DE DISEÑO

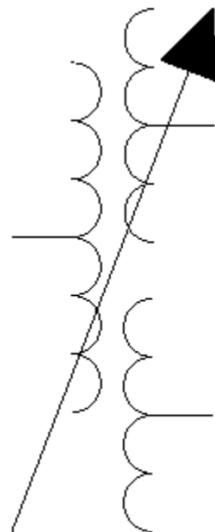
B.1	SIMBOLOGÍA.....	146
B.2	DIAGRAMA CONCEPTUAL DEL PROYECTO.....	147
B.3	DIAGRAMA UNIFILAR – SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE .....	148
B.4	DIAGRAMA UNIFILAR – SUBESTACIÓN METALCLAD.....	149
B.5	DIAGRAMA DE PROTECCIONES.....	150
B.6	SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE – VISTA EN PLANTA.....	151
B.7	SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE – VISTA EN PERFIL: SECCIÓN A-A Y SECCIÓN B-B.	152
B.8	SUBESTACIÓN METALCLAD – VISTA EN PLANTA.....	153
B.9	SUBESTACIÓN METALCLAD – VISTA EN PERFIL: SECCIÓN A-A Y SECCIÓN B-B.....	154
B.10	CELDAS METALCLAD .....	155
B.11	CONTROL DE LA SUBESTACIÓN .....	156
B.12	ILUMINACIÓN .....	157
B.13	RED DE TIERRA .....	158
B.14	DETALLE DE LA RED DE TIERRA.....	159

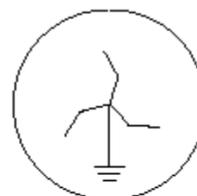
 SECCIONADOR (S)

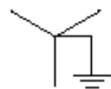
 INTERRUPTOR DE POTENCIA (I)

 CELDA METALCLAD

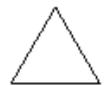
 DESCARGADOR DE OXIDO DE ZINC (PR)

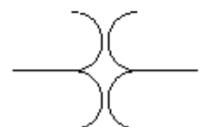
 TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE TRES DEVANADOS CON CAMBIADOR DE TAP AUTOMÁTICO (TX)

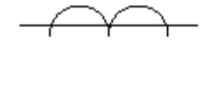
 TRANSFORMADOR DE TIERRA CONEXIÓN ZIG-ZAG

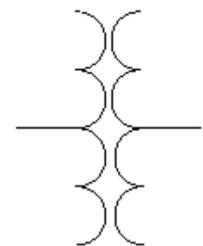
 CONEXION ESTRELLA SOLIDAMENTE ATERRIZADA

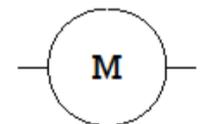
 CONEXION ESTRELLA AISLADA

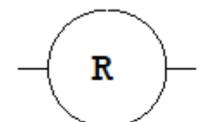
 CONEXION DELTA

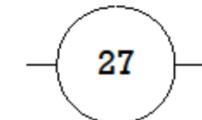
 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)

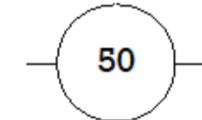
 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)

 TRANSFORMADOR DE SERVICIO PROPIO

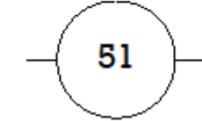
 M MEDIDOR

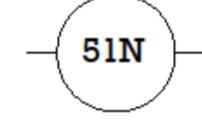
 R RELÉ MULTIFUNCIONAL

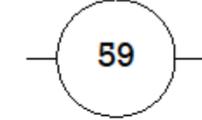
 27 RELÉ DE BAJO VOLTAJE

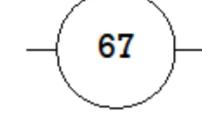
 50 RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO

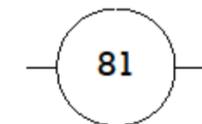
 50N RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO DEL NEUTRO

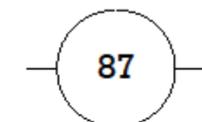
 51 RELÉ DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO

 51N RELÉ DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DEL NEUTRO

 59 RELÉ DE SOBRE VOLTAJE

 67 RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

 81 RELÉ DE FRECUENCIA

 87 RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PROPUESTA DISEÑO CONFIABLE DE SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 4,6/23 KV EN ZONA URBANA CON CAPACIDAD DE 50 MVA

PRESENTA:  
BR. BILLY HERNÁNDEZ  
BR. OSCAR LÓPEZ  
BR. MARIO SOTO

ASESORES:  
ING. NUMA JIMÉNEZ  
ING. ARMANDO CALDERÓN  
ING. JORGE ZETINO

Contiene

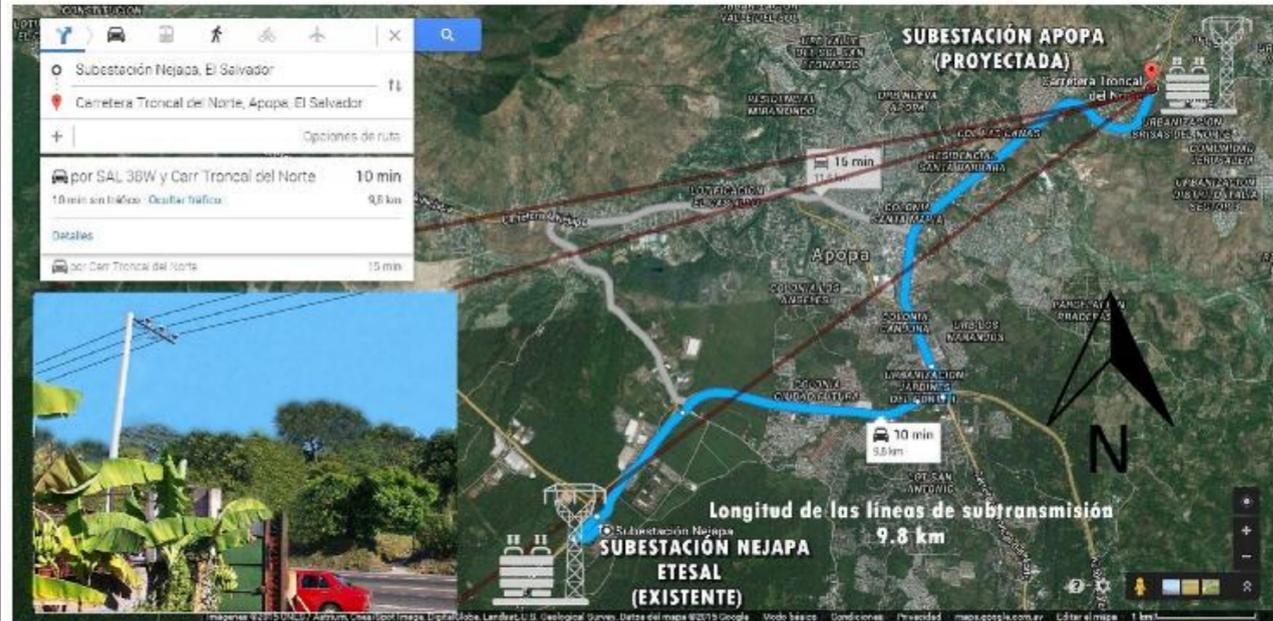
SIMBOLOGÍA

Fecha  
Abril 2015

Escala  
Sin Escala

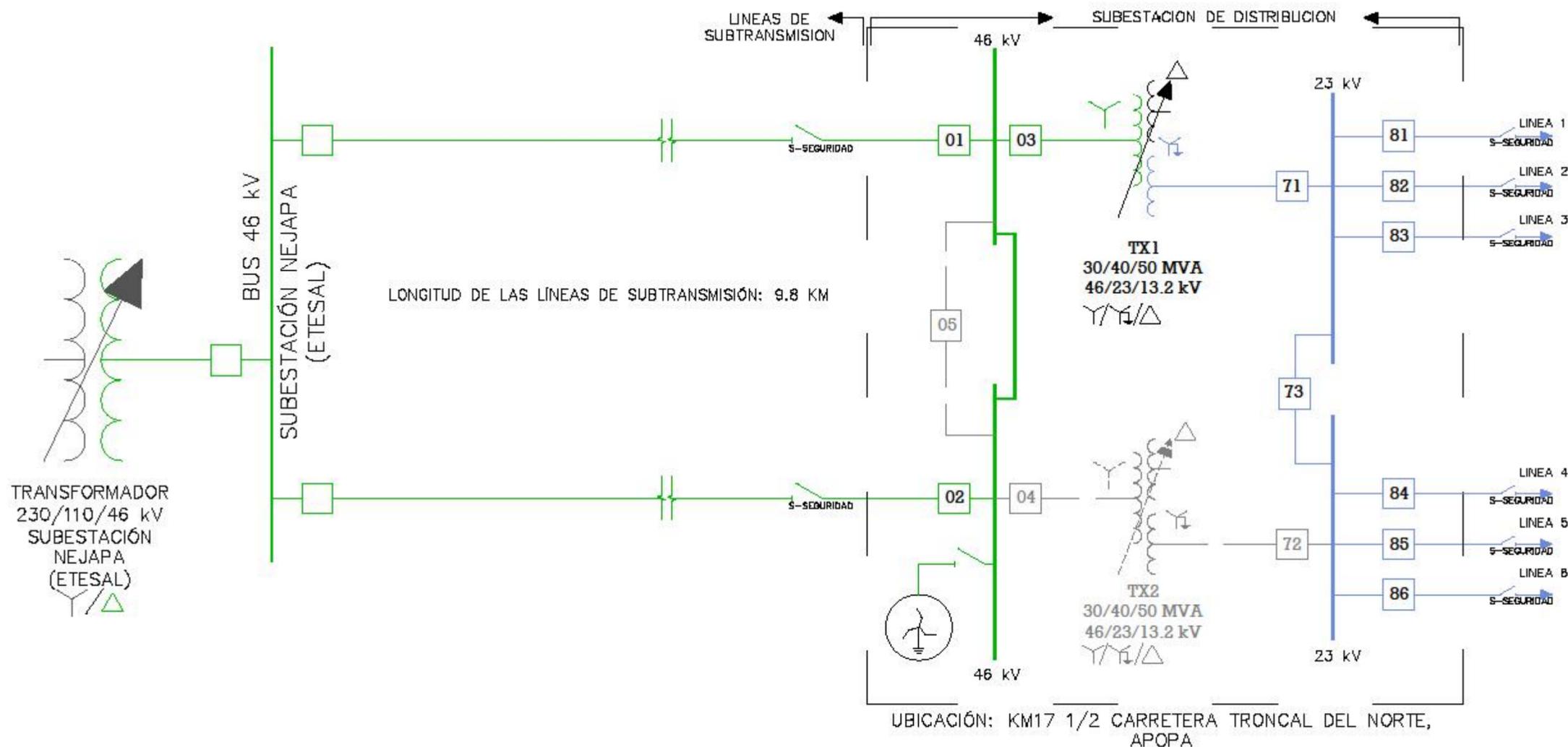
PLANO ANEXO  
1 DE 14 B.1

# MAPA DE UBICACIÓN



## ALCANCE:

- Dos bahías 46 kV (subestación Nejapa – ETESAL)
- Dos líneas de subtransmisión 46kV, ACAR 550 MCM
- Una subestación de Distribución, 30/40/50 MVA, 46/23/ kV, con 6 salidas de 23 kV (1 espacio de espera para instalar un transformador futuro)



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PROPUESTA DISEÑO CONFIABLE DE SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 46/23 KV EN ZONA URBANA CON CAPACIDAD DE 50 MVA

PRESENTA:  
BR. BILLY HERNÁNDEZ  
BR. OSCAR LÓPEZ  
BR. MARIO SOTO

ASESORES:  
ING. NUMA JIMÉNEZ  
ING. ARMANDO CALDERÓN  
ING. JORGE ZETINO

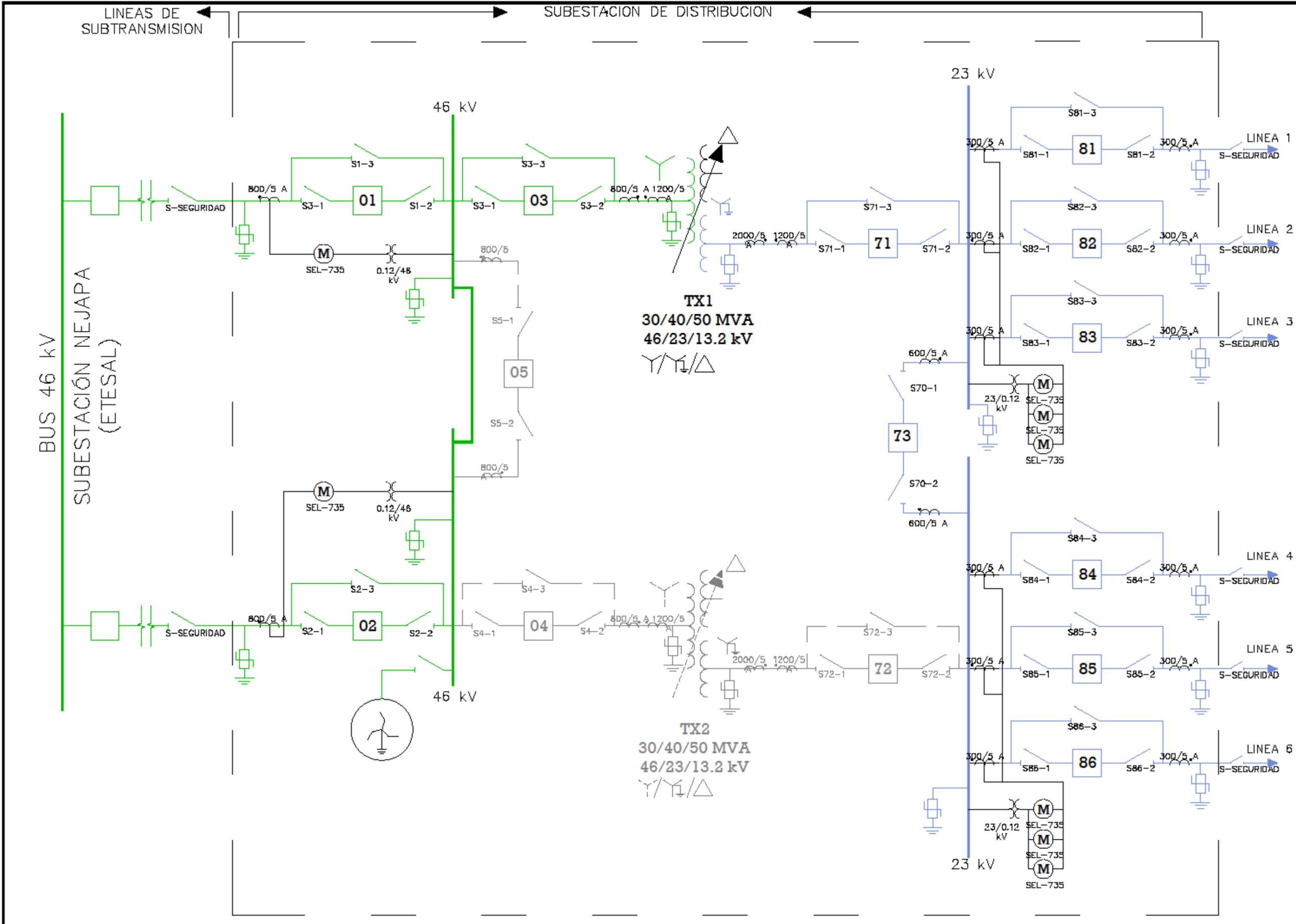
Contiene

DIAGRAMA CONCEPTUAL DEL PROYECTO

Fecha  
Abril 2015

Escala  
Sin Escala

PLANO 2 DE 14 ANEXO B.2



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
 FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
 ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN  
 PROPUESTA DISEÑO CONFIABLE DE SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 46/23 KV EN ZONA URBANA CON CAPACIDAD DE 50 MVA

PRESENTA:  
 BR. BILLY HERNÁNDEZ  
 BR. OSCAR LÓPEZ  
 BR. MARIO SOTO

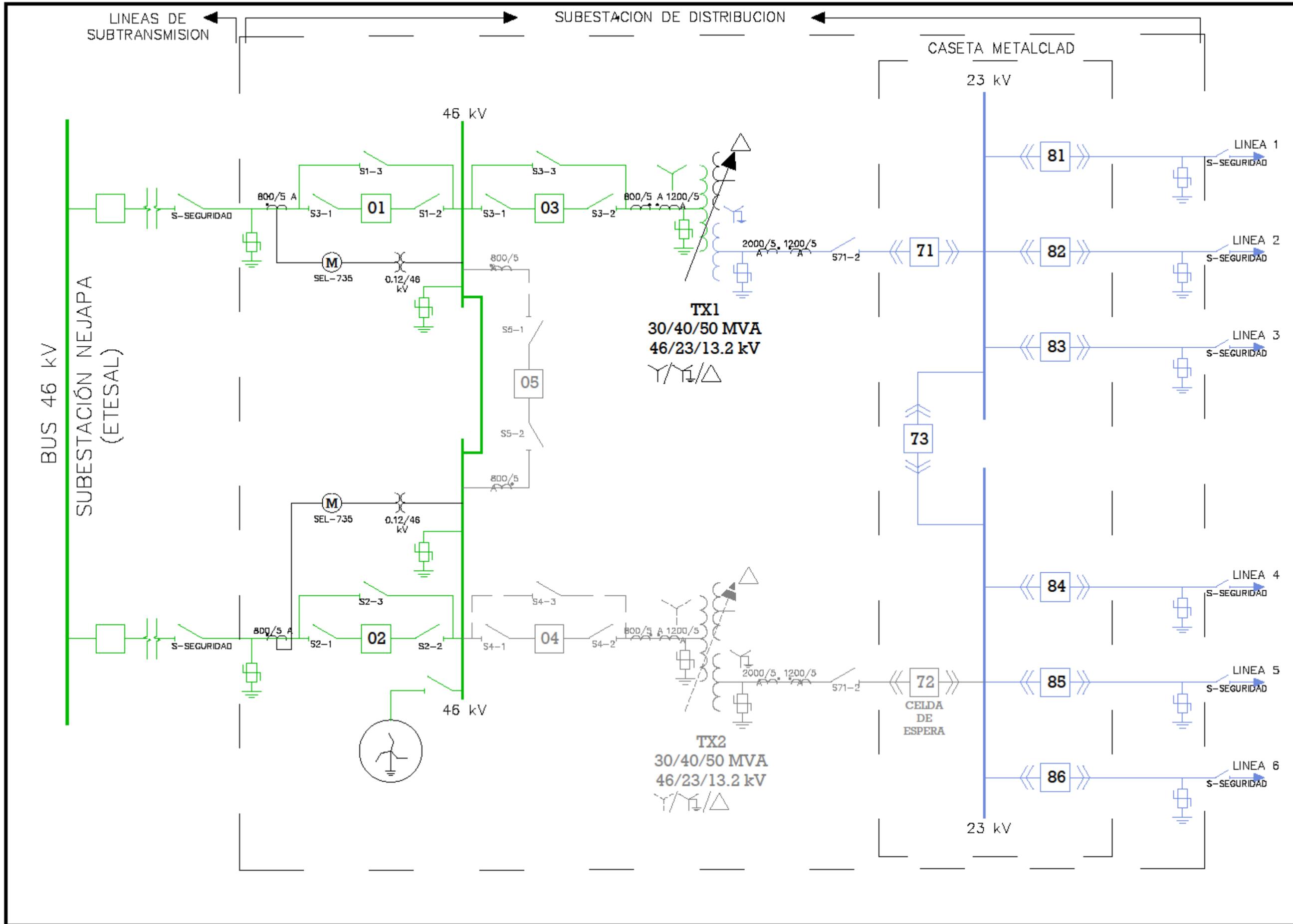
ASESORES:  
 ING. NUMA JIMÉNEZ  
 ING. ARMANDO CALDERÓN  
 ING. JORGE ZETINO

Contiene  
 DIAGRAMA UNIFILAR  
 SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE

Fecha  
 Abril 2015

Escala  
 Sin Escala

PLANO 3 DE 14 ANEXO B.3



FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PROPUESTA DISEÑO CONFIABLE DE SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 4,6/23 KV EN ZONA URBANA CON CAPACIDAD DE 50 MVA

PRESENTA:  
BR. BILLY HERNÁNDEZ  
BR. OSCAR LÓPEZ  
BR. MARIO SOTO

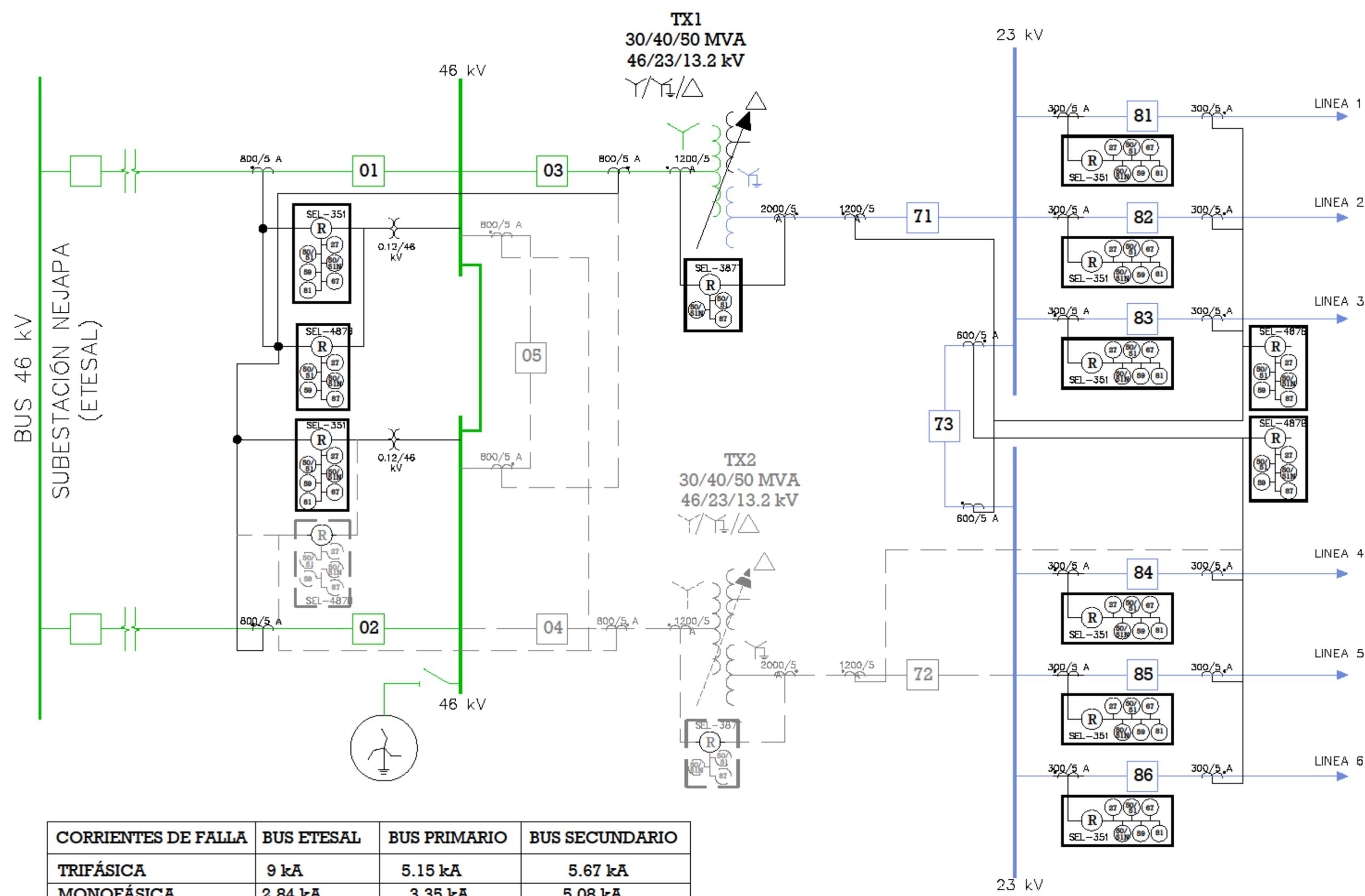
ASESORES:  
ING. NUMA JIMÉNEZ  
ING. ARMANDO CALDERÓN  
ING. JORGE ZETINO

Contiene  
**DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN METALCLAD**

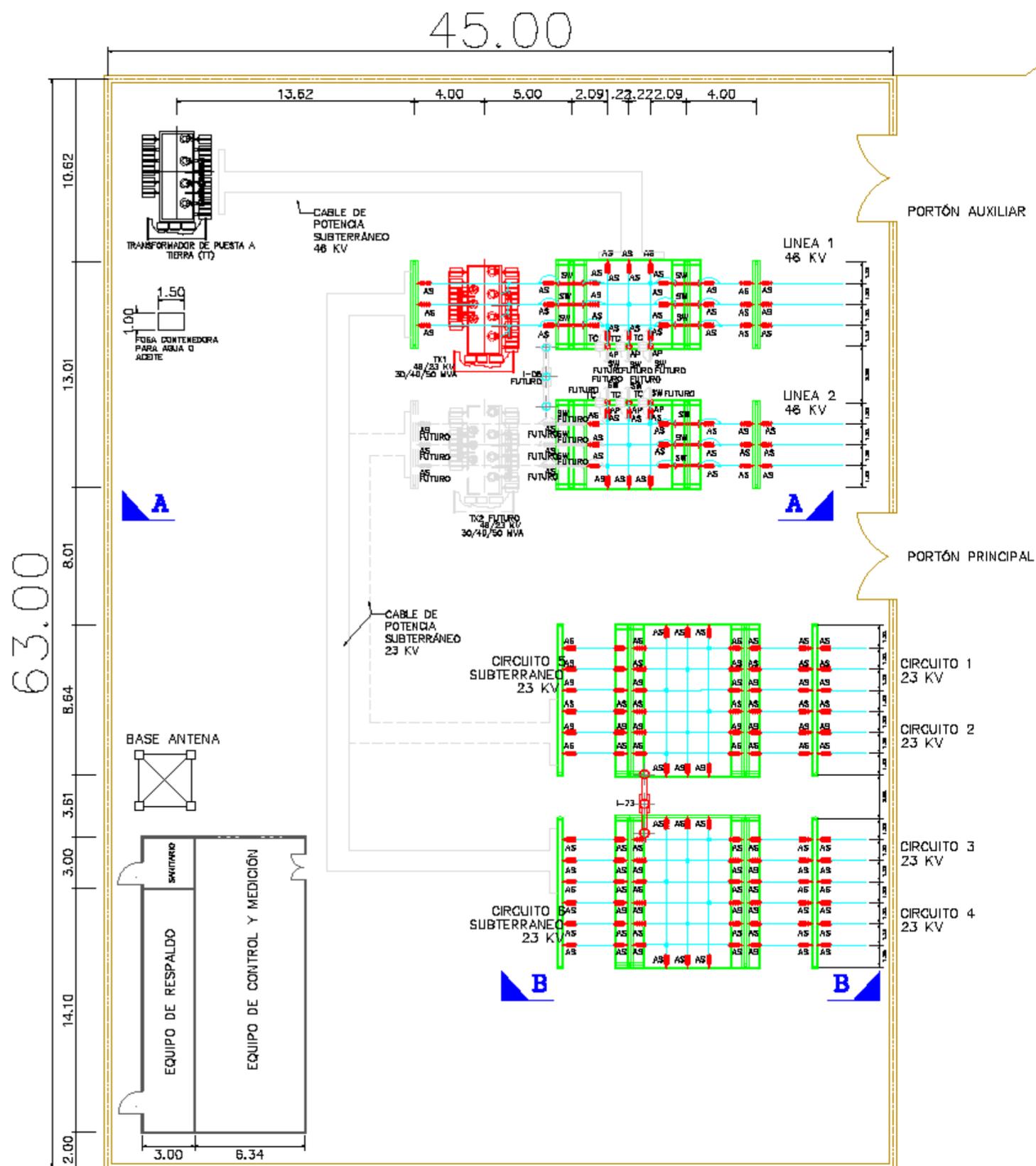
Fecha  
Abril 2015

Escala  
Sin Escala

PLANO 4 DE 14 ANEXO B.4



CORRIENTES DE FALLA	BUS ETESAL	BUS PRIMARIO	BUS SECUNDARIO
TRIFÁSICA	9 kA	5.15 kA	5.67 kA
MONOFÁSICA	2.84 kA	3.35 kA	5.08 kA



KM 17 1/2 CARRETERA TRONCAL DEL NORTE, APOPA

SIMBOLOGÍA	
AS	AISLADOR DE SUSPENSIÓN
AF	PROTECTOR ANTI-FAUNA
AP	AISLADOR DE SOPORTE
CP	CABLE DE POTENCIA
I	INTERRUPTOR DE POTENCIA
PR	DESCARGADOR (PARARRAYO)
PF	PUNTA FRANKLIN
SW	SECCIONADOR TRIPOLAR
TC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
TT	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA
TX	TRANSFORMADOR DE POTENCIA

ESCALA  
1:200



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN:  
PROPUESTA DISEÑO CONFIABLE DE SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 46/23 KV EN ZONA URBANA CON CAPACIDAD DE 50 MVA

PRESENTA:  
BR. BILLY HERNÁNDEZ  
BR. OSCAR LÓPEZ  
BR. MARIO SOTO

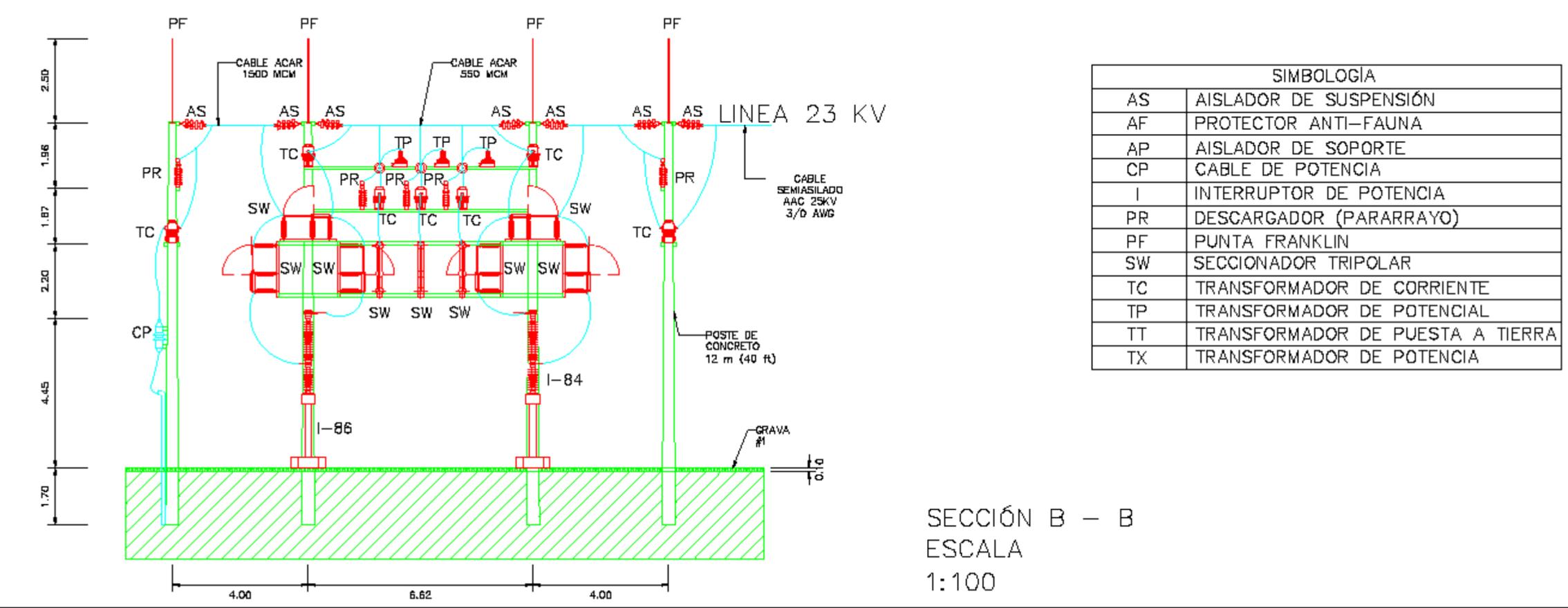
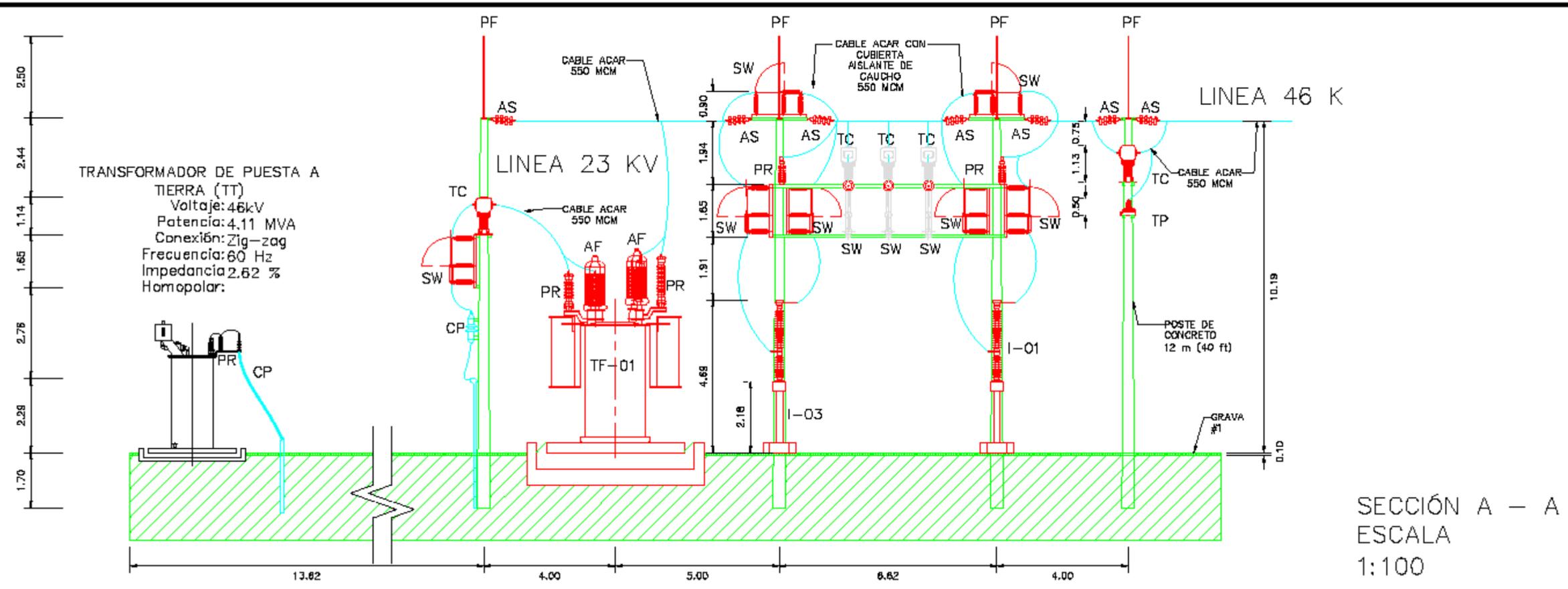
ASESORES:  
ING. NUMA JIMÉNEZ  
ING. ARMANDO CALDERÓN  
ING. JORGE ZETINO

Contiene  
SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE  
VISTA EN PLANTA

Fecha  
Abril 2015

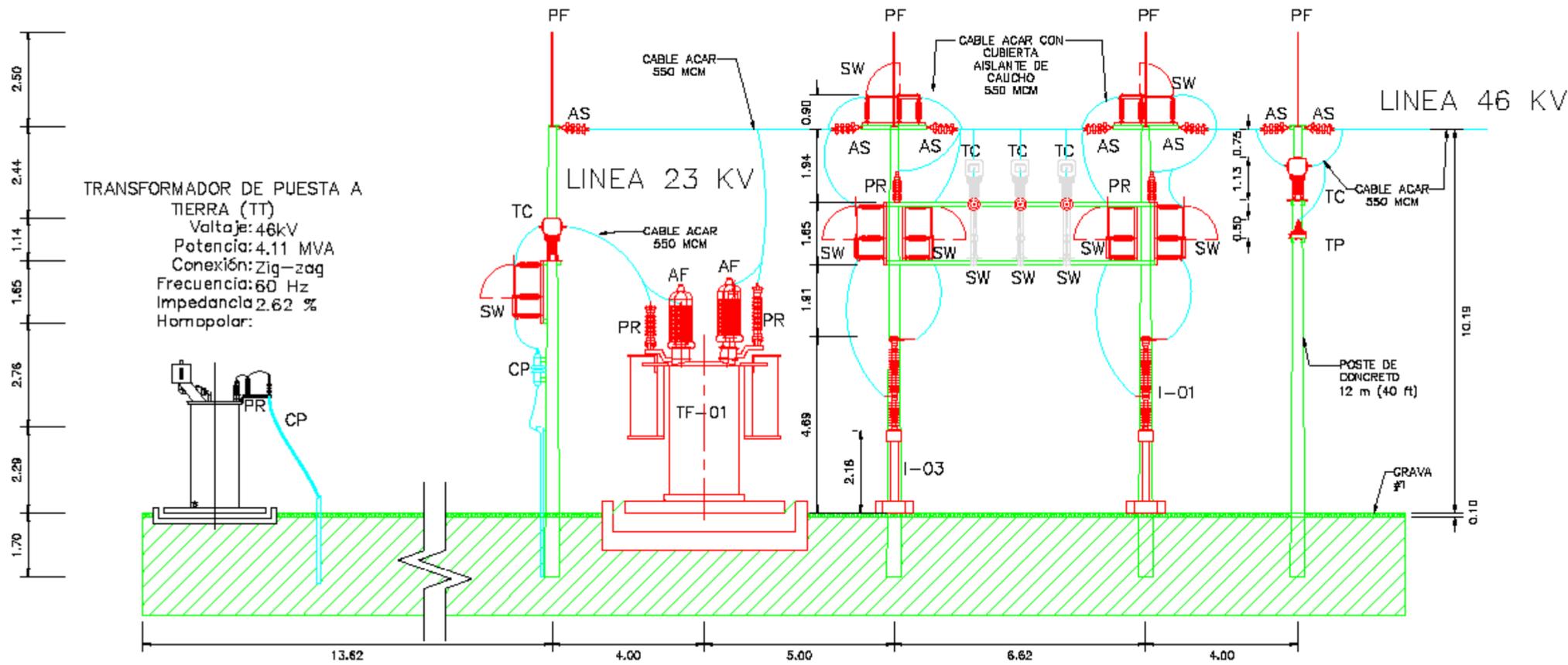
Escala  
1:200

PLANO 6 DE 14 ANEXO B.6

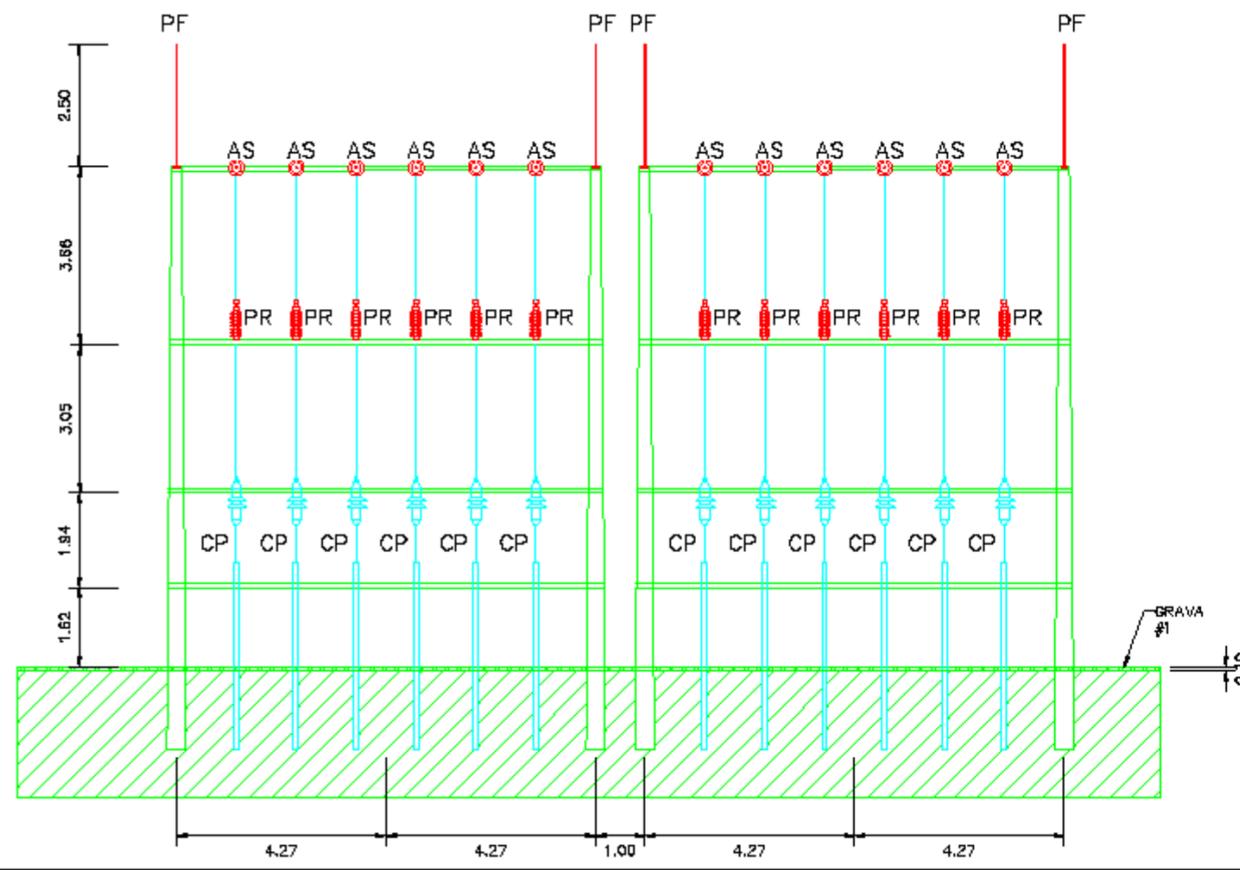


SIMBOLOGIA	
AS	AISLADOR DE SUSPENSIÓN
AF	PROTECTOR ANTI-FAUNA
AP	AISLADOR DE SOPORTE
CP	CABLE DE POTENCIA
I	INTERRUPTOR DE POTENCIA
PR	DESCARGADOR (PARARRAYO)
PF	PUNTA FRANKLIN
SW	SECCIONADOR TRIPOLAR
TC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
TT	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA
TX	TRANSFORMADOR DE POTENCIA



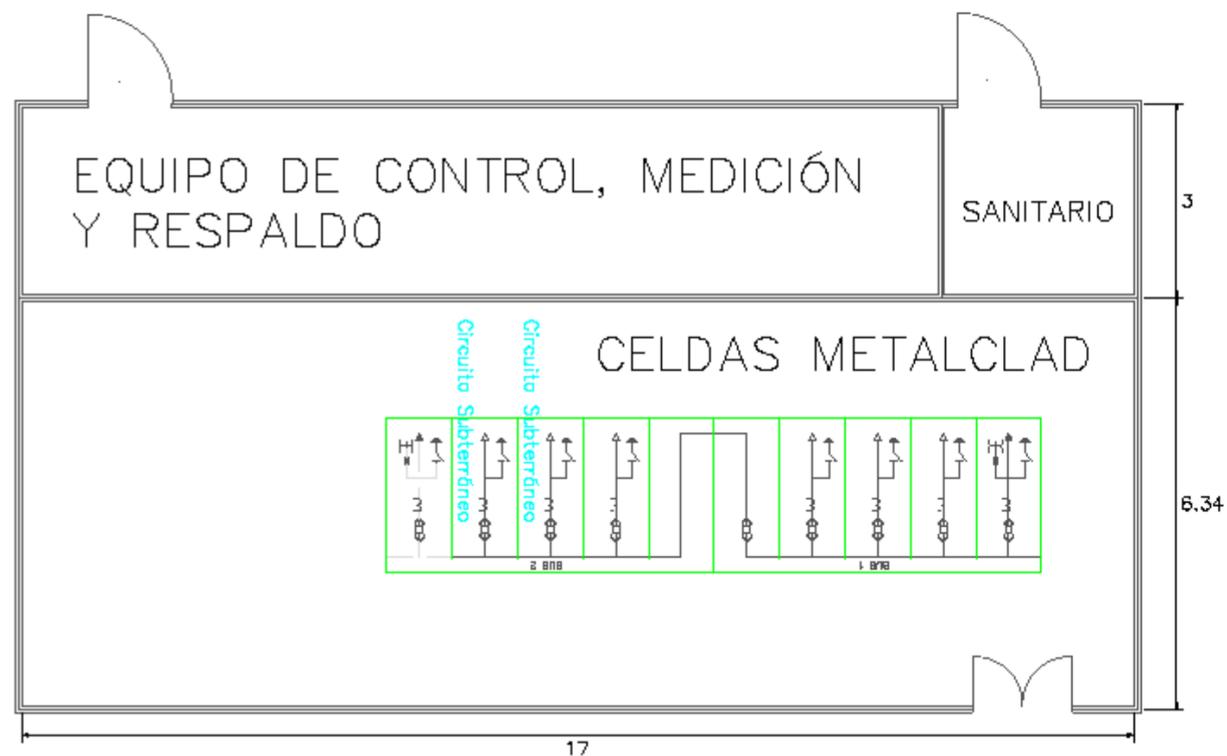


SECCIÓN A - A  
 ESCALA 1:100

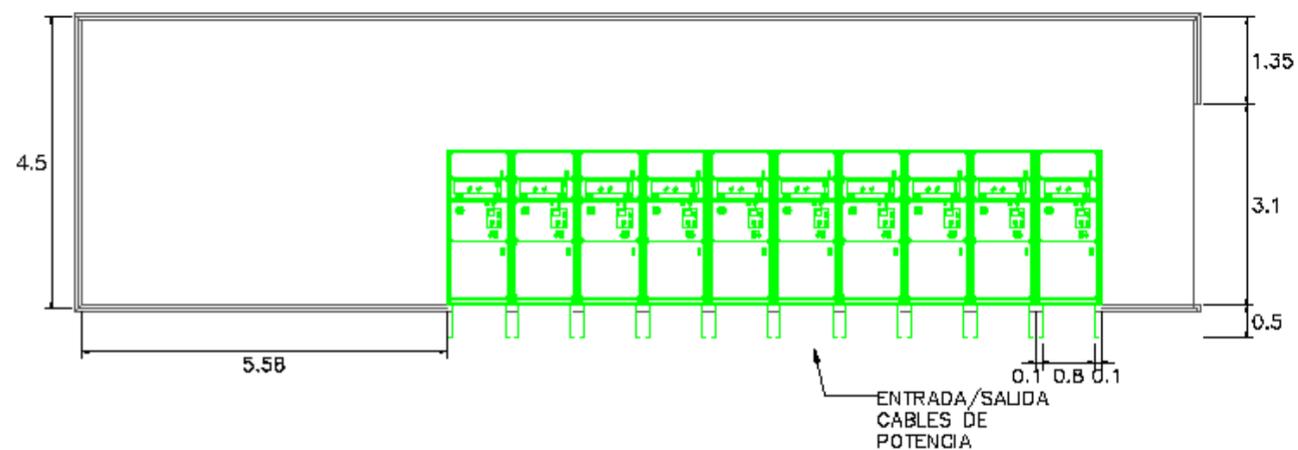


SECCIÓN B - B  
 ESCALA 1:100

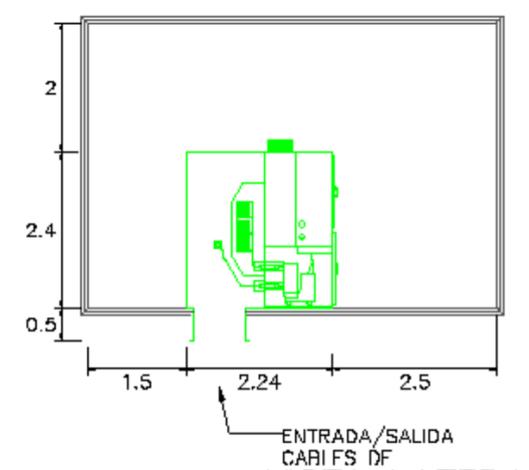
SIMBOLOGÍA	
AS	AISLADOR DE SUSPENSIÓN
AF	PROTECTOR ANTI-FAUNA
AP	AISLADOR DE SOPORTE
CP	CABLE DE POTENCIA
I	INTERRUPTOR DE POTENCIA
PR	DESCARGADOR (PARARRAYO)
PF	PUNTA FRANKLIN
SW	SECCIONADOR TRIPOLAR
TC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
TT	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA
TX	TRANSFORMADOR DE POTENCIA



VISTA EN PLANTA  
ESCALA  
1:75



VISTA FRONTAL  
ESCALA  
1:75



VISTA LATERAL  
ESCALA  
1:75



PROPUESTA DISEÑO CONFIABLE DE SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 46/23 KV EN ZONA URBANA CON CAPACIDAD DE 50 MVA

PRESENTA:  
BR. BILLY HERNÁNDEZ  
BR. OSCAR LÓPEZ  
BR. MARIO SOTO

ASESORES:  
ING. NUMA JIMÉNEZ  
ING. ARMANDO CALDERÓN  
ING. JORGE ZETINO

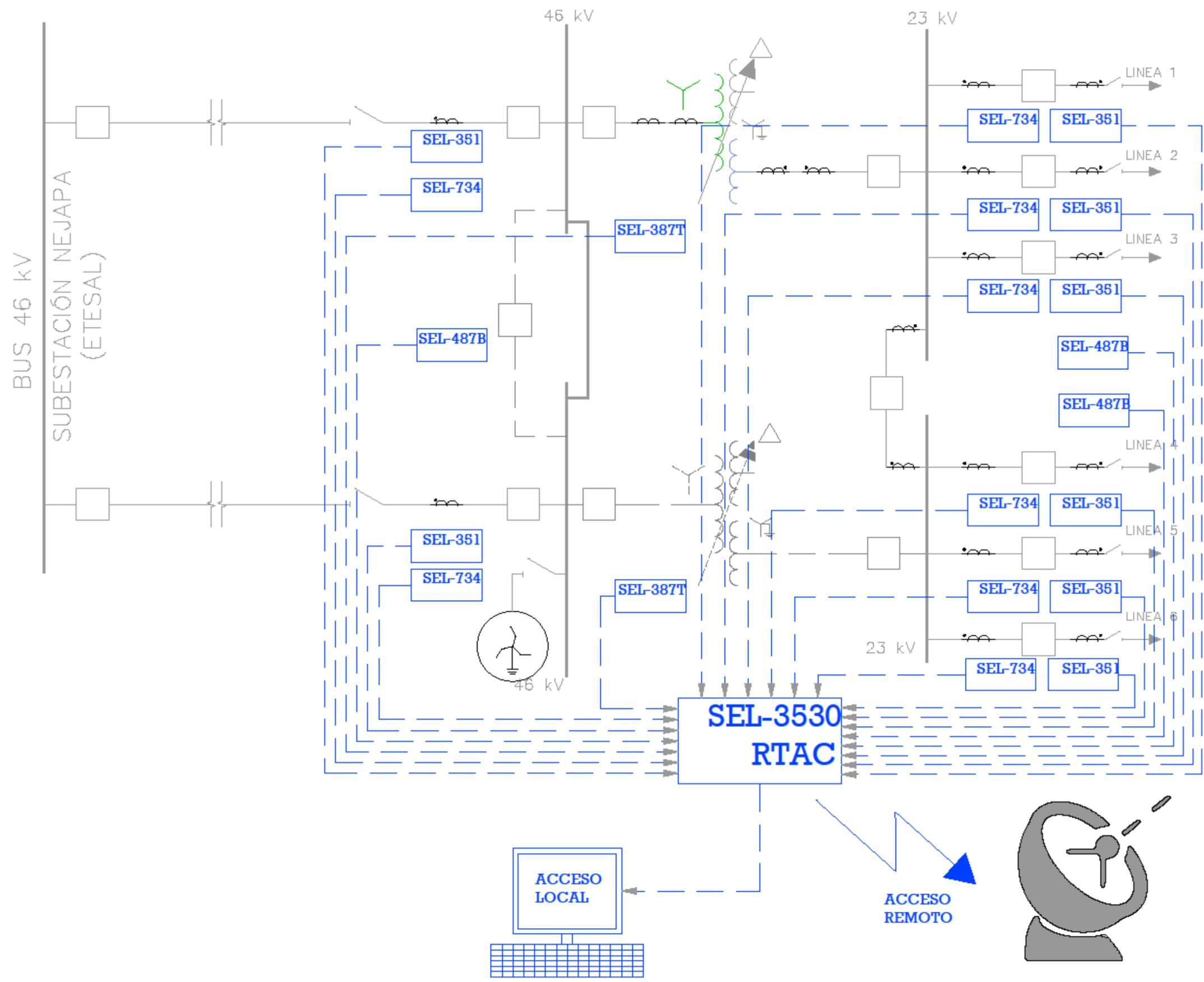
Contiene

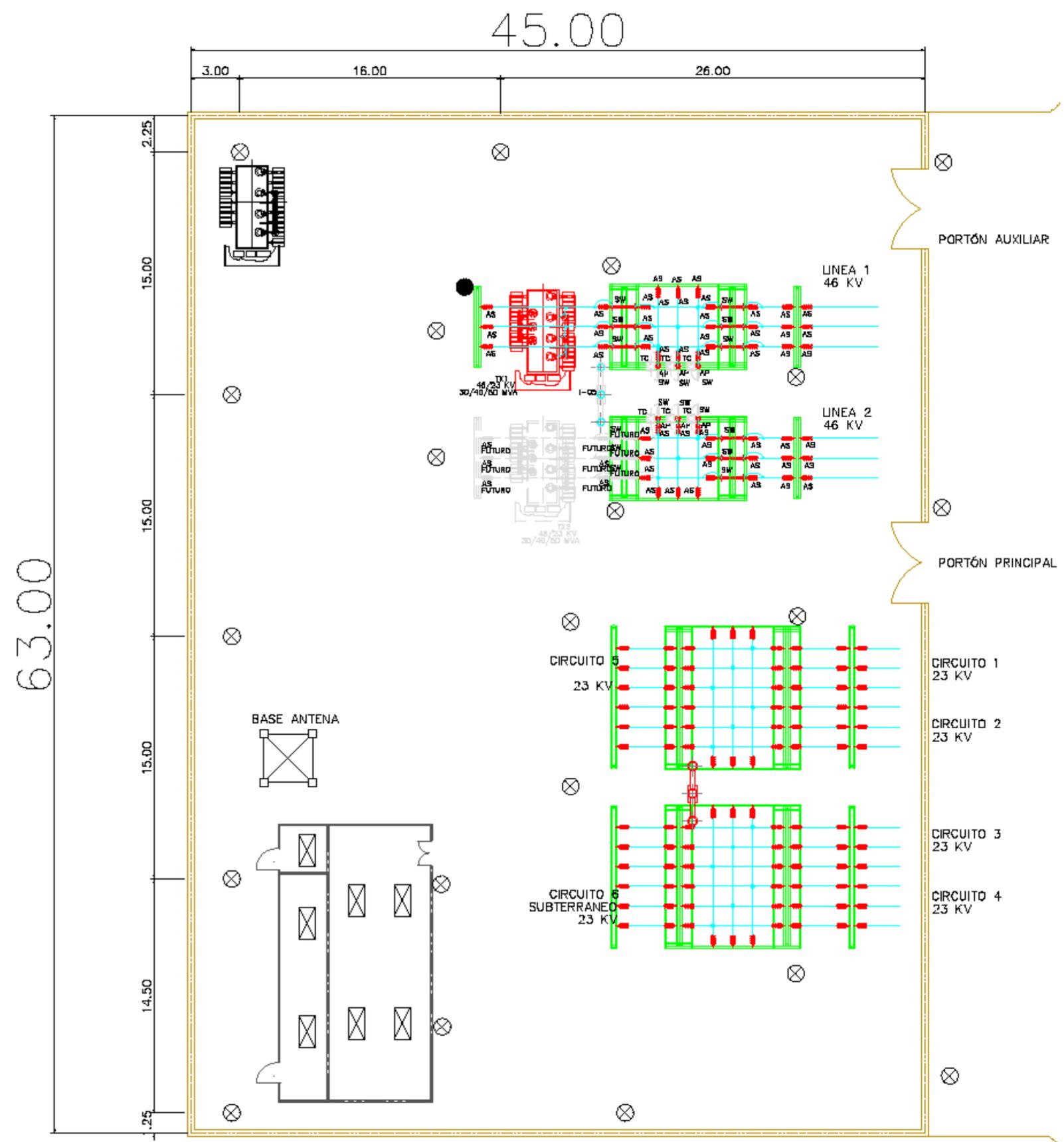
SISTEMA DE CONTROL

Fecha  
Abril 2015

Escala  
Sin Escala

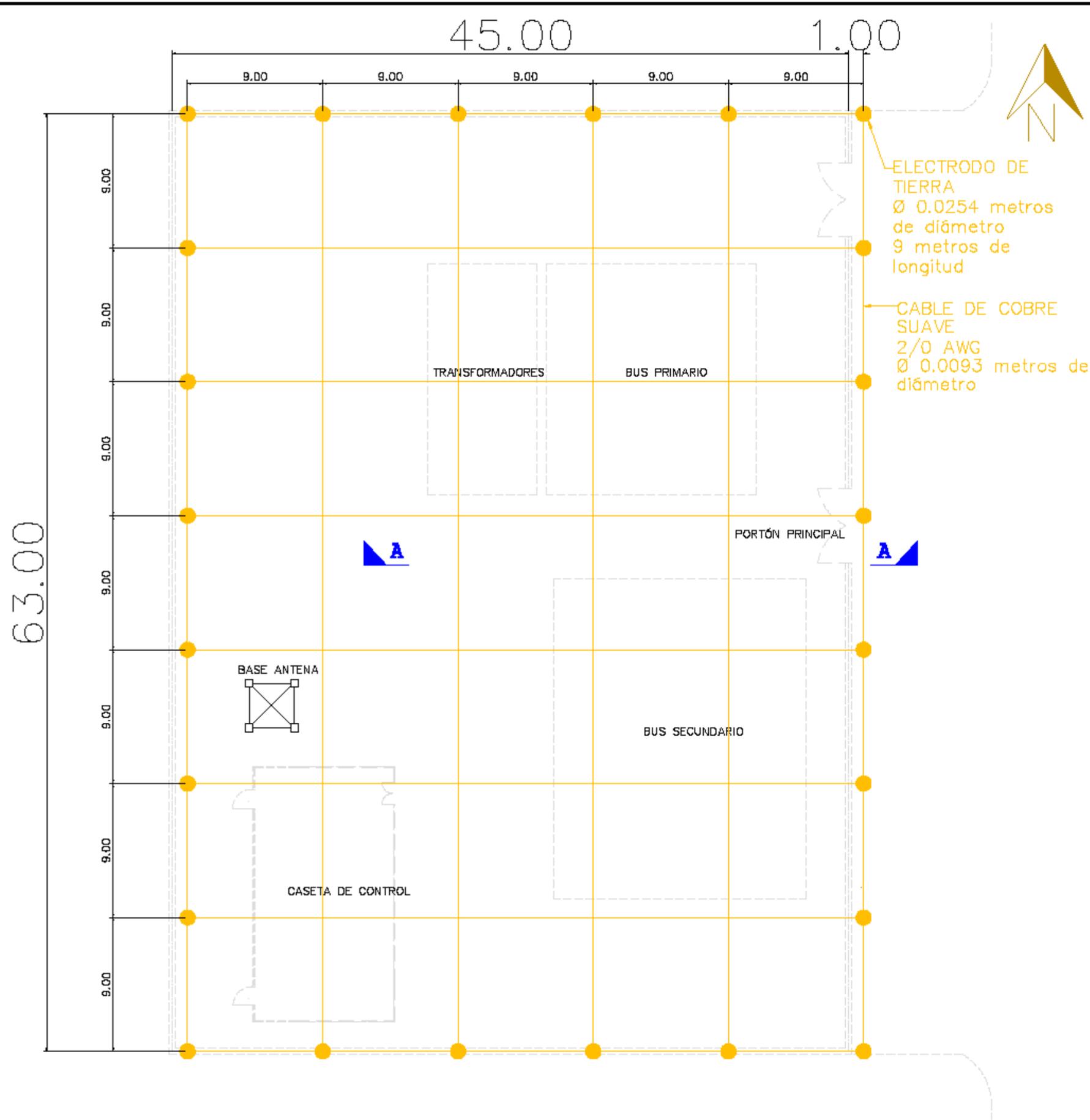
PLANO 11 DE 14 ANEXO B.11





SIMBOLOGÍA	
	LÁMPARA LED 70W
	LÁMPARA FLUORESCENTE 4X36W
	TRANSFORMADOR SERVICIO PROPIO

ESCALA  
1:200



ELECTRODO DE TIERRA  
 Ø 0.0254 metros de diámetro  
 9 metros de longitud

CABLE DE COBRE SUAVE  
 2/0 AWG  
 Ø 0.0093 metros de diámetro

CAPA SUPERFICIAL

Material: Grava #1  
 Espesor: 0.1 metros  
 Resistividad: 2500 Ω-m

CUADRÍCULA

Separación: 9 metros  
 Columnas: 5  
 Filas: 7  
 Configuración: S35  
 Profundidad de enterramiento: 1m  
 Número de varillas: 28  
 Conductor enterrado: 1026 metros

CONDUCTOR

Material: Cable de cobre suave  
 Calibre: 2/0 AWG  
 Diámetro: 0.0093 metros

PARÁMETROS GENERALES

$\rho$  120 Ω-m  
 $I_g$  5.08 kA  
 $I_g$  2.46 kA  
 $R_g$  0.99 Ω  
 $E_{step70}$  1,816.22 V  
 $E_{touch70}$  571.80 V  
 $GPR$  2,441.39 V  
 $E_m$  360.65 V  
 $E_s$  143.60 V

ESCALA  
 1:200



FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN:

PROPUESTA DISEÑO CONFIABLE DE SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 46/23 KV EN ZONA URBANA CON CAPACIDAD DE 50 MVA

PRESENTA:  
 BR. BILLY HERNÁNDEZ  
 BR. OSCAR LÓPEZ  
 BR. MARIO SOTO

ASESORES:  
 ING. NUMA JIMÉNEZ  
 ING. ARMANDO CALDERÓN  
 ING. JORGE ZETINO

Contiene  
 RED DE TIERRA  
 VISTA EN PLANTA

Fecha  
 Abril 2015

Escala  
 1:200

PLANO 13 DE 14 ANEXO B.13



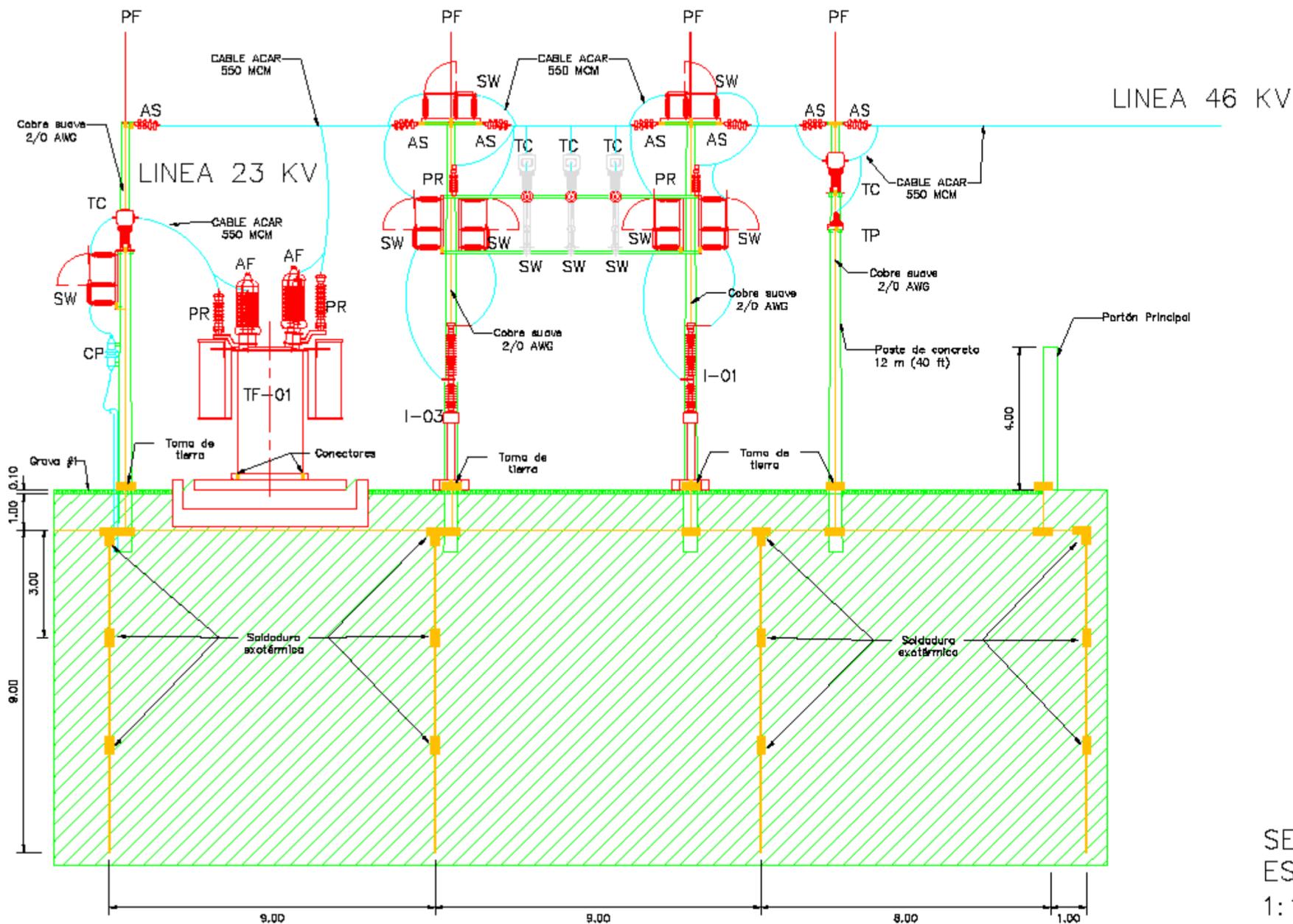
RED DE TIERRA

VISTA DE PERFIL

Fecha  
Abril 2015

Escala  
1:100

PLANO 14 DE 14 ANEXO B.14



SIMBOLOGÍA	
AS	AISLADOR DE SUSPENSIÓN
AF	PROTECTOR ANTI-FAUNA
AP	AISLADOR DE SOPORTE
CP	CABLE DE POTENCIA
I	INTERRUPTOR DE POTENCIA
PR	DESCARGADOR (PARARRAYO)
PF	PUNTA FRANKLIN
SW	SECCIONADOR TRIPOLAR
TC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
TT	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA
TX	TRANSFORMADOR DE POTENCIA

SECCIÓN A - A  
ESCALA  
1:100

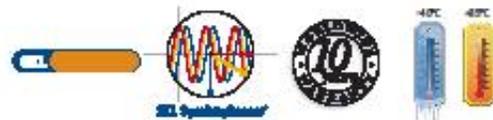
# Anexo C HOJAS DE ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

## C.1 SEL-351. Sistema de protección

### SEL-351 Protection System



*Improve feeder protection quality and performance through integrated protection, monitoring, and control.*



#### Features and Benefits

##### Complete Overcurrent Protection

Protect lines and equipment using phase, negative-sequence, residual-ground, and neutral-ground overcurrent elements with directional control.

##### Increased Overcurrent Element Security With Second-Harmonic Blocking

Use the second-harmonic blocking elements to detect transformer energization, and block selected tripping elements until inrush conditions subside.

##### Enhanced Breaker Monitoring

Inspect reports for the most recent trip and close operating times and average operating times, or gather trending data for up to 128 previous operations. This information allows timely and economical scheduling of breaker maintenance.

##### Fast Dropout Breaker Failure Element

Detect a failed circuit breaker with built-in breaker failure detection elements and logic.

***Making Electric Power Safer, More Reliable, and More Economical®***



# SEL-351 Protection System

## General Specifications

### AC Current Inputs

1A or 5A  $I_{nom}$  (specify on order); 3 x  $I_{nom}$  continuous; 100 x  $I_{nom}$  one-second thermal rating; linear to 20 x  $I_{nom}$  symmetrical  
Burden 0.27 VA @  $I_{nom}$  for  $I_{nom} = 5$  A; 0.13 VA @  $I_{nom}$  for  $I_{nom} = 1$  A

### AC Voltage Inputs

300  $V_{rms}$  continuous (connect any voltage up to 300 Vac)  
600 Vac for 10 seconds  
Burden 0.03 VA @ 67 V; 0.06 VA @ 120 V; 0.8 VA @ 300 V

### Output Contact Ratings (standard model)

30 A make per IEEE C37.90-1989; 6 A continuous carry @ +70°C;  
MOV protected  
Optional high-current interrupting (10 A @ L/R = 40 ms)  
contacts available

### Serial Communications Ports

One front-panel and two rear EIA-232 serial ports, one optional rear-panel EIA-485 serial port, one optional fiber-optic serial port, and one optional front-panel USB port

SEL ASCII commands, SEL MIKROED BRTS communications, SEL Fast Messages, DNP3, Modbus RTU, and IEEE C37.118 synchrophasors  
EIA-232 serial data speed: 300–57600 bps

### Processing Specifications

AC voltage and current inputs: 128 samples per cycle, 3 dB low-pass analog filter cut-off frequency of 3000 Hz

Digital filtering: Full-cycle cosine filters after low-pass analog and digital filtering

Protection and control processing: 4 times per power system cycle

### Synchrophasors—IEEE C37.118 Standard

Up to 50 messages per second (50 Hz system)  
Up to 60 messages per second (60 Hz system)

### Power Supply

24/48 V 18–60 Vdc  
48/125 V 38–140 Vdc or 85–140 Vac  
125/250 V 85–350 Vdc or 85–264 Vac

### Ethernet Communications Options

Provides IEC 61850, DNP3 LAN/WAN, FTP, Modbus TCP, SNMP, IEEE C37.118 synchrophasor, and Telnet protocols

Ethernet Connection Media Options:  
10/100BASE-T twisted-pair network  
100BASE-FX fiber-optic network

### Frequency and Phase Rotation

60/50 Hz system frequency and ABC/ACB phase rotation are user-settable

### Operating Temperature

–40° to +85°C (–40° to +185°F)  
Note: LCD contrast impaired for temperatures below –20°C

### Weight (maximum)

11 lbs (5.0 kg)—2U rack-unit-height relay  
15 lbs (6.8 kg)—3U rack-unit-height relay



Pullman, Washington USA  
Tel: +1509.332.1890 • Fax: +1509.332.7990 • www.selinc.com • info@selinc.com

© 2009–2010 by Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. PE 0098 • 2010026



## C.2 SEL-387 Relé de protección de corriente diferencial y de sobrecorriente

# **SEL** SEL-387 Current Differential and Overcurrent Protection Relay

## Versatile Solution for Power Apparatus Protection



## Major Features and Benefits

The SEL-387 Relay offers restrained and unrestrained differential protection for two to four terminals. Second-, fourth-, and fifth-harmonic elements, augmented by the dc element, provide security during transformer energization and overexcitation conditions in a user-defined choice of either harmonic restraint or harmonic blocking. Overcurrent elements provide backup protection that contributes to relay versatility. Oscillographic event reports, Sequential Events Recorder (SER), circuit breaker contact wear monitor, and substation battery voltage monitor are all standard features. Four communications ports, local display panel, and extensive automation features are also standard. Expanded I/O is available as an option. A restricted earth-fault feature provides sensitive protection against earth faults for wye-connected transformers.

- ▶ **Protection.** Protect transformers, buses, generators, reactors, and other apparatus with a combination of differential and overcurrent protection. Set the differential element with either a single- or dual-slope percentage differential restraint characteristic for increased security during through-fault conditions. Select the optional thermal modeling element for key information about transformer overload capability.
- ▶ **Metering.** Interrogate the relay for instantaneous measurements of phase and demand current. The recorded peak demand, including the date and time of occurrence, is provided.
- ▶ **Monitoring.** Schedule breaker maintenance when the breaker monitor indicates. Notify personnel of substation battery voltage problems. Use the through-fault event monitor in the SEL-387-5 and SEL-387-6 for information on system through faults and the resulting, cumulative  $I^2t$  wear on transformer banks. Monitor critical operating temperatures through use of the SEL-2600A RTD module.
- ▶ **Automation.** Take advantage of automation features that include 16 elements for each of the following: local control and local indication with front-panel LCD and pushbuttons, remote control, and latch control. Use the serial communications ports for efficient transmission of such key information as metering data, protection elements and contact I/O status, SER reports, breaker contact wear

monitor, relay summary event reports, and time synchronization. Select optional DNP3 Level 2 Slave protocol with virtual terminal support for SCADA system interface capability.

- **Relay and Logic Settings Software.** ACCELERATOR® QuickSet™ SEL-5030 Software reduces engineering costs for relay settings and logic programming. The built-in HMI provides phasor diagrams that help support commissioning and troubleshooting. The SEL-387-5 and SEL-387-6 are supported by the ACCELERATOR QuickSet software.

## Functional Overview

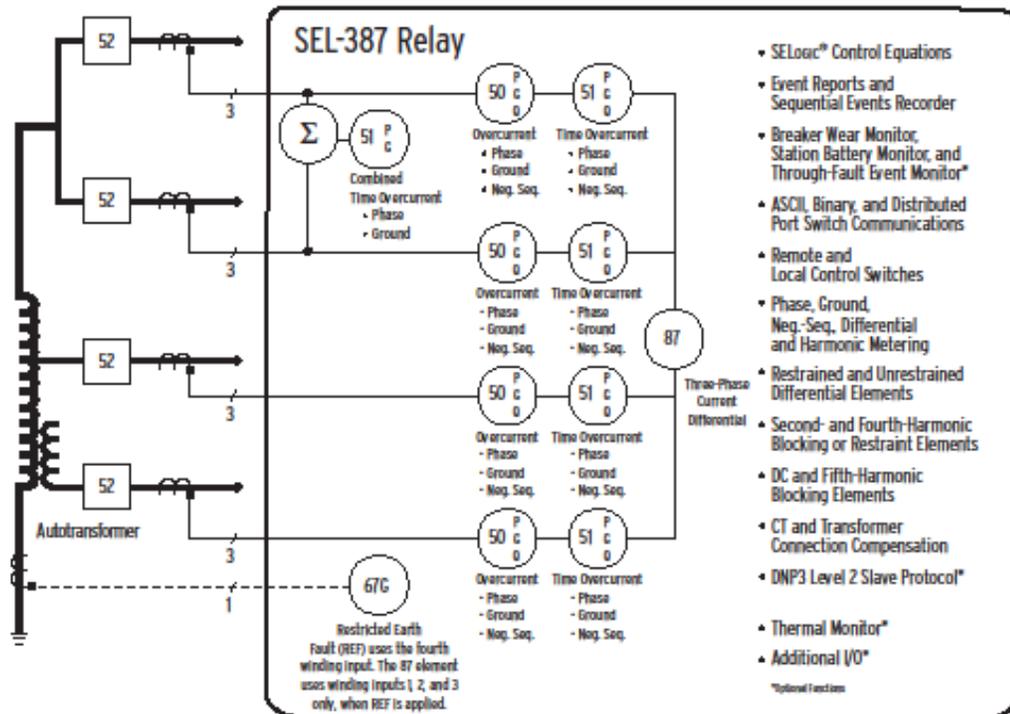


Figure 1 Functional Diagram

## Specifications

### General

#### AC Current Inputs

5 A nominal:	15 A continuous, 500 A for 1 s, linear to 100 A symmetrical. 1250 A for 1 cycle.
Burden:	0.27 VA at 5 A 2.51 VA at 15 A
1 A nominal:	3 A continuous, 100 A for 1 s, linear to 20 A symmetrical. 250 A for 1 cycle.
Burden:	0.13 VA at 1 A 1.31 VA at 3 A

#### Power Supply

125/250 Vdc or Vac	
Range:	85–350 Vdc or 85–264 Vac
Burden:	<25 W
Interruption:	45 ms at 125 Vdc
Ripple:	100%
48/125 Vdc or 125 Vac	
Range:	38–200 Vdc or 85–140 Vac
Burden:	<25 W
Interruption:	160 ms at 125 Vdc
Ripple:	100%
24/48 Vdc	
Range:	18–60 Vdc polarity dependent
Burden:	<25 W
Interruption:	110 ms at 48 Vdc
Ripple:	100%

Note: Interruption and Ripple per IEC 60255-11:1979.

#### Output Contacts

Standard:	
Make:	30 A
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C
1 s Rating:	50 A
MOV Protection:	270 Vac/360 Vdc; 40 J
Pickup Time:	<5 ms
Dropout Time:	<5 ms, typical
Breaking Capacity (10000 operations):	
24 V	0.75 A L/R = 40 ms
48 V	0.50 A L/R = 40 ms
125 V	0.30 A L/R = 40 ms
250 V	0.20 A L/R = 40 ms
Cyclic Capacity (2.5 cycles/second):	
24 V	0.75 A L/R = 40 ms
48 V	0.50 A L/R = 40 ms
125 V	0.30 A L/R = 40 ms
250 V	0.20 A L/R = 40 ms

#### High Current Interrupting Option

Make:	30 A
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C
1 s Rating:	50 A
MOV Protection:	330 Vdc; 130 J
Pickup Time:	<5 ms
Dropout Time:	<5 ms, typical
Breaking Capacity (10000 operations):	
24 V	10 A L/R = 40 ms
48 V	10 A L/R = 40 ms
125 V	10 A L/R = 40 ms
250 V	10 A L/R = 20 ms
Cyclic Capacity (4 cycles in 1 second followed by 2 minutes idle for thermal dissipation):	
24 V	10 A L/R = 40 ms
48 V	10 A L/R = 40 ms
125 V	10 A L/R = 40 ms
250 V	10 A L/R = 20 ms

Note: Do not use high current interrupting output contacts to switch ac control signals. These outputs are polarity dependent.

Note: Make per IEEE C37.50-1989; Breaking and Cyclic Capacity per IEC 60255-23:1994.

#### Optoisolated Inputs

250 Vdc:	Pickup 200–300 Vdc; Dropout 150 Vdc
220 Vdc:	Pickup 176–264 Vdc; Dropout 132 Vdc
125 Vdc:	Pickup 105–150 Vdc; Dropout 75 Vdc
110 Vdc:	Pickup 88–132 Vdc; Dropout 66 Vdc
48 Vdc:	Pickup 38.4–60 Vdc; Dropout 28.8 Vdc
24 Vdc:	Pickup 15.0–30 Vdc

Note: 24, 48, and 125 Vdc optoisolated inputs draw approx. 4 mA of current; 110 Vdc inputs draw approx. 8 mA of current; and 220 and 250 Vdc inputs draw approx. 5 mA of current. All current ratings are at nominal input voltage.

#### Frequency and Rotation

System Frequency:	50 or 60 Hz
Phase Rotation:	ABC or ACB

#### Communications Ports

EIA-232:	1 front and 2 rear
EIA-485:	1 rear, 2100 Vdc isolation
Baud Rate:	300–19200 bps

#### Operating Temperature

–40° to +85°C (–40° to +185°F)

#### Time-Code Input

Relay accepts demodulated IIRIG-B time-code input at Port 1 or 2. Relay is time synchronized to within ±5 ms of time source input.

#### Tightening Torque

Terminal Block	
Minimum:	0.8 Nm (7-in-lb)
Maximum:	1.4 Nm (12-in-lb)
Connectorized	
Minimum:	0.5 Nm (4.4-in-lb)
Maximum:	1.0 Nm (8.8-in-lb)

## **SEL** SEL-487B-1 Relay

### Busbar and Breaker Failure Protection, Automation, and Control System



The SEL-487B-1 Relay provides bus current differential protection, circuit breaker failure protection, and backup overcurrent protection. The relay has 21 analog current inputs and three analog voltage inputs. For buses with no more than seven terminals, use one SEL-487B-1 in a single-relay application. For buses with eight to ten terminals, use two SEL-487B-1 relays. For buses with up to 21 terminals, use three SEL-487B-1 relays; each relay provides up to six independent and adaptable zones of protection. Contact SEL Research & Development for methods on protecting larger systems.

### Major Features and Benefits

- Busbar differential protection operates in less than one cycle to increase system stability margins and reduce equipment damage.
- Flexible zone selection and six differential zones provide protection for multiple busbar applications.
- Failed CT detection elements reliably indicate open and shorted CTs for alarming and/or blocking.
- Differential protection accommodates up to 10:1 CT ratio mismatch without auxiliary CTs.
- Differential protection is secure for external faults with minimal CT requirements.
- Breaker failure protection for each terminal integrates bus and breaker failure protection.
- Instantaneous and inverse time-overcurrent elements provide backup protection for each terminal.
- Negative- and zero-sequence over- and undervoltage elements provide for differential element supervision.
- Interconnect with automation systems using IEC 61850 or DNP3 protocols directly or DNP3 through a Communications Processor. Use FTP for high-speed data collection.
- Record a wide range of system events with up to 8 kHz sampling rates, and as much as 24 seconds of data per COMTRADE compliant event report.
- Three dedicated check zones are available in each relay to supervise complex bus differential schemes.

## Functional Overview

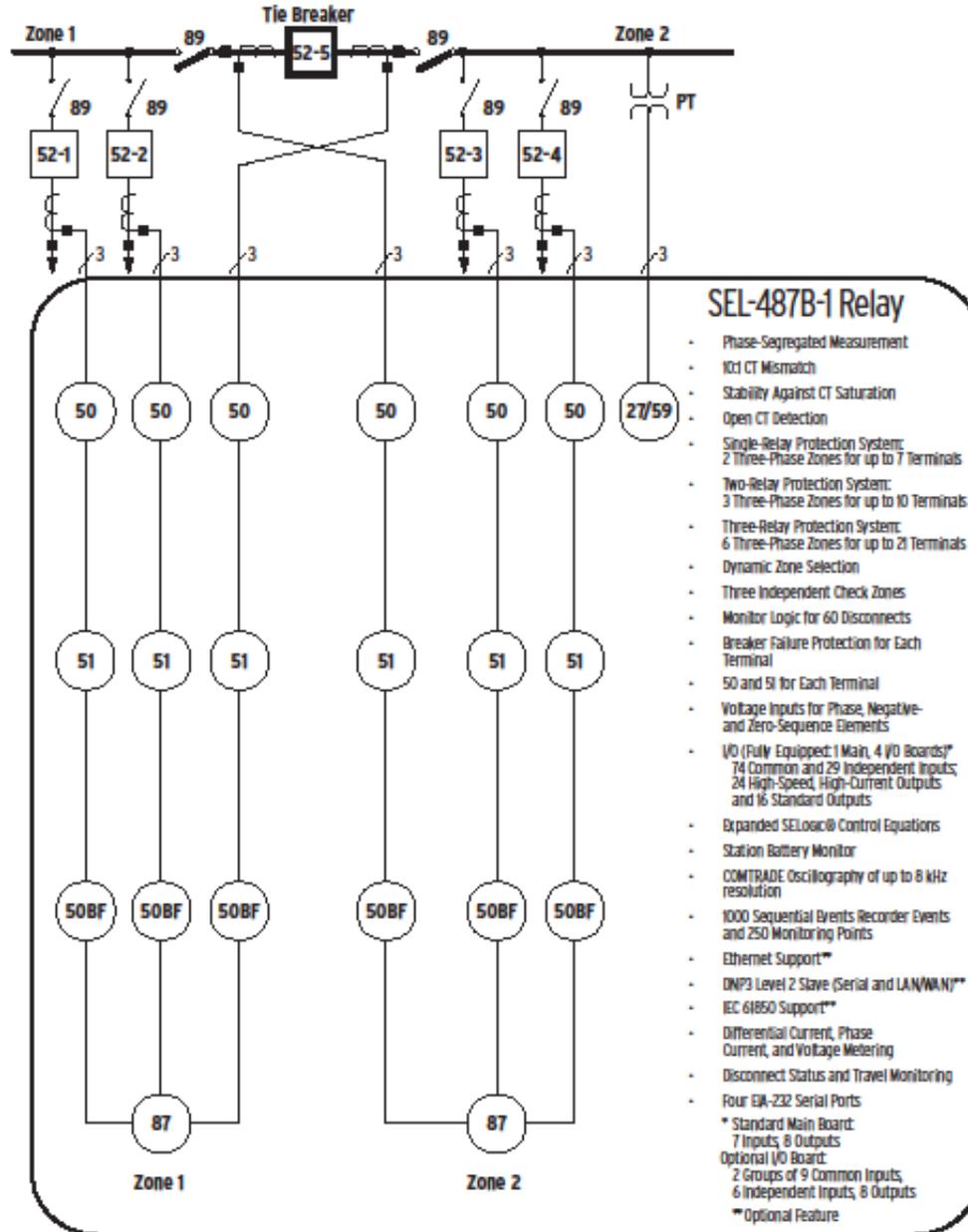


Figure 1 SEL-487B-1 Relay Basic Functions in a Double-Bus Application

## Specifications

### General

#### AC Current Inputs (Secondary Circuit)

Note: Current transformers are Measurement Category II.

Current Range Rating (With DC Offset at X/R = 10, 1.5 cycles)

1 A Nominal:	0.1–18.2 A
5 A Nominal:	0.5–91 A

Continuous Thermal Rating

1 A Nominal:	3 A
5 A Nominal:	15 A

Saturation Current (Linear) Rating

1 A Nominal:	20 A
5 A Nominal:	100 A

Minimum A/D Current Limit (Peak)

1 A Nominal:	49.5 A
5 A Nominal:	247.5 A

One-Second Thermal Rating

1 A Nominal:	100 A
5 A Nominal:	500 A

One-Cycle Thermal Rating (Peak)

1 A Nominal:	250 A
5 A Nominal:	1250 A

Burden Rating

1 A Nominal:	≤ 0.1 VA @ 1 A
5 A Nominal:	≤ 0.5 VA @ 5 A

#### AC Voltage Inputs

Rated Voltage Range:	0–300 V <sub>L-N</sub>
Ten-Second Thermal Rating:	600 Vac
Burden:	≤ 0.5 VA @ 67 V

#### Frequency and Rotation

System Frequency:	50/60 Hz
Phase Rotation:	ABC or ACB

#### Power Supply

125/250 Vdc or 120/240 Vac

Rated Supply Voltage:	120/240 Vac 125/250 Vdc
Absolute Voltage Range:	85–300 Vdc 85–264 Vac
Rated Frequency:	50/60 Hz ± 5 Hz
Range:	30–120 Hz
Vdc Input Ripple:	15% per IEC 60255-11:2008
Interruption:	250 ms @ 250 Vdc per IEC 60255-11:2008
Burden:	<35 W
48/125 Vdc or 120 Vac	
Rated Supply Voltage:	120 Vac 48/125 Vdc
Absolute Voltage Range:	38–140 Vdc 85–140 Vac

Rated Frequency:	50/60 Hz ± 5 Hz
Range:	30–120 Hz
Vdc Input Ripple:	15% per IEC 60255-11:2008
Interruption:	160 ms @ 125 Vdc per IEC 60255-11:2008
Burden:	<35 W
24/48 Vdc	
Rated Supply Voltage:	24/48 Vdc
Absolute Voltage Range:	18–60 Vdc
Vdc Input Ripple:	15% per IEC 60255-11:2008
Interruption:	100 ms at 48 Vdc per IEC 60255-11:2008
Burden:	<35 W

#### Control Outputs

##### Standard

Make:	30 A
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C
1 s Rating:	50 A
MOV Protection (maximum voltage):	250 Vac, 330 Vdc
Pickup/Dropout Time:	≤ 6 ms, resistive load
Update Rate:	1/12 cycle
Break Capacity (10000 operations):	48 V 0.50 A L/R = 40 ms 125 V 0.30 A L/R = 40 ms 250 V 0.20 A L/R = 40 ms
Cyclic Capacity (2.5 cycle/second):	48 V 0.50 A L/R = 40 ms 125 V 0.30 A L/R = 40 ms 250 V 0.20 A L/R = 40 ms

##### Hybrid (High-Current Interrupting)

Make:	30 A
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C
1 s Rating:	50 A
MOV Protection (maximum voltage):	330 Vdc
Pickup/Dropout Time:	≤ 6 ms, resistive load
Break Capacity (10000 operations):	48 Vdc 10.0 A L/R = 40 ms 125 Vdc 10.0 A L/R = 40 ms 250 Vdc 10.0 A L/R = 20 ms
Cyclic Capacity (4 cycles in 1 second, followed by 2 minutes idle for thermal dissipation):	48 Vdc 10.0 A L/R = 40 ms 125 Vdc 10.0 A L/R = 40 ms 250 Vdc 10.0 A L/R = 20 ms

Note: Do not use hybrid control outputs to switch ac control signals. These outputs are polarity dependent.

##### High-Speed, High-Current Interrupting

Make:	30 A
Carry:	6 A continuous carry at 70°C 4 A continuous carry at 85°C

## **SEL** SEL-735 Power Quality and Revenue Meter



The SEL-735 meter combines leading power quality capabilities with exceptional revenue metering accuracy at an economical price. Power quality reports with IEC 61000-4-30 compliance help identify and troubleshoot problems in power system equipment. Advanced communications deliver critical and historical information in real time to virtually any communications system. The SEL-735 is the essential meter for substation, power plant, and industrial metering.

### Features and Benefits

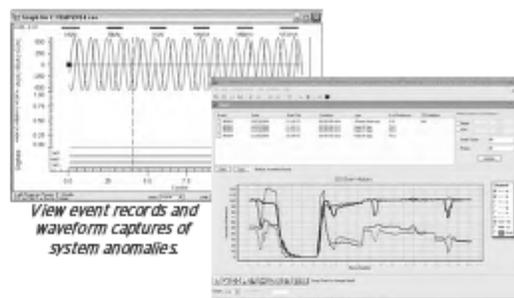
- High Precision Revenue Metering Guarantee: 0.06%, 0.02% typical.
- Capture every power quality disturbance with preconfigured logs and triggers.
- Compare power quality measurements across the system with IEC 61000-4-30 power quality compliance.
- Perform statistical calculations while reporting only critical information to save system bandwidth.
- Standardize on one revenue meter for generation, transmission, distribution, intertie, main entrance, and submeter applications.
- Deliver complete billing data to Itron® MV-90® software over any communications port.
- Integrate into virtually any system with copper or fiber-optic Ethernet, serial, multidrop, infrared, or telephone modem communications.
- Simultaneously communicate with as many as ten other devices using industry standard protocols, including DNP, Modbus®, and IEC 61850.

## Power Quality Capabilities

### Measure and Record the Following:

- IEC 61000-4-30 compliant current, voltage, power, energy, harmonic, flicker, and unbalance
- Measurement aggregation in 10/12 cycle, 3-second\*, 10-minute\*, and 120-minute intervals\*
- Harmonic angles for voltage and current\*
- High-resolution, 512 samples/cycle waveform capture\*
- Total harmonic distortion (THD), crest factor, and K-factor metering with up to 63rd harmonic content
- High-speed load profile recording with three-second resolution\*
- VSSI
- Symmetrical components (unbalance)

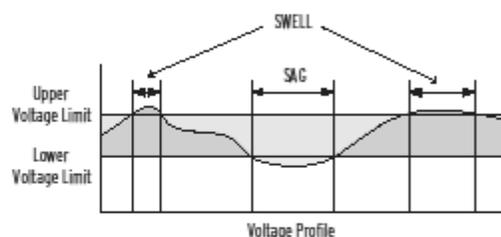
\* Optional based on PO variant.



VSSI reports detail system interruptions with 1 ms resolution.

### VSSI Recorder

Correlate system disturbances with the voltage sag/swell/interruptions (VSSI) recorder. Enabled from the factory, the VSSI recorder time-stamps voltage excursions with up to 1 ms resolution and records indefinitely using an adaptive sampling rate. The SEL-735 stores and reports residual voltage, duration, affected phases, CBEMA/ITIC reports, and time stamp of occurrence. The VSSI settings include trigger thresholds from  $\pm 3\%$  to  $\pm 100\%$  of the actual value and automatic recording duration dependent on the length of the voltage excursion. ACCELERATOR QuickSet automatically graphs and analyzes VSSI data and includes an export feature. Applications with SCADA systems can also retrieve these data using the DNP3 or IEC 61850 protocol.



### Time-of-Use (TOU) Metering

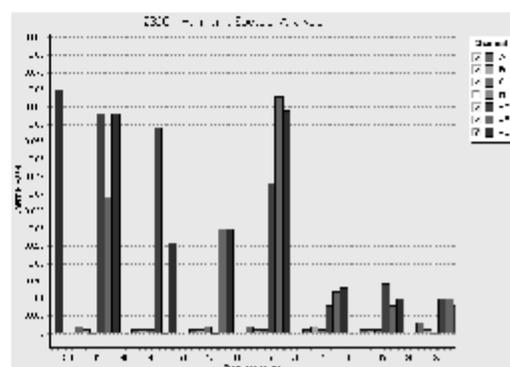
Record demand and energy consumption with a user-defined calendar; use TOU metering to bill consumption at different rates based on season, day type, and time of day. The program automatically self-reads and resets demand; there is no need to manually reset meters.

### Harmonic Metering

Monitor, record, and control using individual harmonic values, THD, and K-factor with resolution up to the 63rd harmonic.

### Interharmonic Metering

Measure, record, and control using Group THD. Measure interharmonics from 5 Hz to 3800 Hz in 5 Hz bins.



## Specifications

### General

#### AC Voltage Inputs

Maximum Rating:	300 $V_{L-N}$ , 520 $V_{L-L}$ continuous 600 $V_{L-N}$ , 1039 $V_{L-L}$ for 10 seconds
Range:	
Revenue:	28–300 $V_{L-N}$ , 57–520 $V_{L-L}$
Measurement:	5–300 $V_{L-N}$ , 9–520 $V_{L-L}$
Burden:	10 M $\Omega$

#### AC Current Inputs

Maximum Rating:	22 A continuous 500 A for 1 second
Range:	
Current Class CL2/CL10/CL20, optimized for low-end accuracy:	
Revenue:	0.010–22 A
Measurement:	0.001–22 A continuous
Current Class CL10/CL20, optimized for 100 A fault recording:	
Revenue:	0.050–22 A
Measurement:	0.005–22 A continuous 22–100 A symmetrical for 25 seconds
Burden:	$\leq 0.5$ VA
Measurement Category:	II

#### Frequency and Rotation

60 or 50 Hz system frequency specified at time of order. User selectable ABC/ACB phase rotation.  
Frequency tracking range: 40 to 70 Hz based on  $V_A$  or  $V_C$ .

#### Power Supply

Continuous Operating Limits	
125/250 Volt Supply:	85–264 Vac (50/60 Hz) 85–275 Vdc
24/48 Volt Supply:	19–58 Vdc
12/24 Volt Supply:	9.6–30 Vdc
VA Rating:	<40 VA/15 W maximum <20 VA/7 W typical
Interruption (IEC 60255-11:1979)	50 ms at 125 Vac/Vdc 50 ms at 48 Vdc 10 ms at 24 Vdc 2 ms at 12 Vdc
Ripple (IEC 60255-11:1979)	12% for dc inputs
Terminal Voltage Dropout:	<40 V within 1 minute of power removal
Rated Insulation Voltage (IEC 60664-1:2002):	300 Vac
Dielectric Test Voltage:	3.1 kVdc

#### 100BASE-FX Fast Ethernet Fiber-Optic Port

Fiber Type:	Multimode
Data Rate:	100 Mbps
Wavelength:	1300 nm
Optical Connector Type:	LC
Link Budget:	11.8 dB
Min. TX Power:	–20 dBm
Min. RX Sensitivity:	–31.8 dBm

Fiber Size: 62.5/125  $\mu\text{m}$  or 50/125  $\mu\text{m}$

Approximate Range: 2 km

#### 100BASE-LX10 Fast Ethernet Fiber-Optic Port

Fiber Type:	Single-mode
Data Rate:	100 Mbps
Wavelength:	1310 nm
Optical Connector Type:	LC
Link Budget:	10 dB
Min. TX Power:	–15 dBm
Min. RX Sensitivity:	–25 dBm
Fiber Size:	9/125 $\mu\text{m}$ or 8/125 $\mu\text{m}$
Approximate Range:	10 km

#### Communications Protocols

SEL ASCII/Compressed ASCII, SEL Fast Operate/Fast Meter, MIRRORHD BITS, SEL Distributed Port Switch (LMD), Modbus RTU/TCP, DNP3 serial and LAN/WAN, FTP, TCP/IP, SNMP, IEC 61850, Teinet, MV-90, and C37.118 (future)

#### Output Contacts

Ratings determined by IEC 60255-23:1994.

##### Standard (Electromechanical)

Make:	30 A per IEEE C37.90-1989 3.6 kVA, Cos $\phi = 0.3$
Break Rating:	360 VA, Cos $\phi = 0.3$

##### Breaking Capacity (10000 operations):

12/24 Vdc	0.75 A	L/R = 40 ms
48 Vdc	0.50 A	L/R = 40 ms
125 Vdc	0.30 A	L/R = 40 ms
250 Vdc	0.20 A	L/R = 40 ms

Carry:	3 A at 120 Vac, 50/60 Hz 1.5 A at 240 Vac, 50/60 Hz 50 A for 1 second
--------	---

Durability: >10,000 cycles at rated conditions

Pickup/Dropout Time: <16 ms

Maximum Operating Voltage (Ue): 250 V

Rated Insulation Voltage (Ui)  
(excluding EN 61010): 300 V

##### Optional (Solid State)

Voltage:	250 Vdc or Peak ac maximum
Current:	100 mA maximum
Capacity:	0.6 VA at 25°C, 0.2 VA at 85°C
Pulse Rate:	20 pulses per second
Maximum On Resistance:	Typical: 50 $\Omega$ Guaranteed: <100 $\Omega$

Minimum Off Resistance: 10 M $\Omega$

Pickup/Dropout Time: <25 ms

#### Analog Outputs

##### $\pm 1$ mA Output

Maximum Firmware Update Rate:	100 ms
Maximum Settling Time For Full Range Change to 0.1% Full-Scale:	500 ms
Bandwidth:	0 to 4 Hz

## **RTAC SEL-3530 Real-Time Automation Controller**



Available in a 1U or 3U chassis, the SEL-3530 Real-Time Automation Controller (RTAC) is a powerful automation platform that combines the best features of the embedded microcomputer form factor, embedded real-time operating system, and secure communications framework with IEC 61131-3 PLC programmability.

### Major Features and Benefits

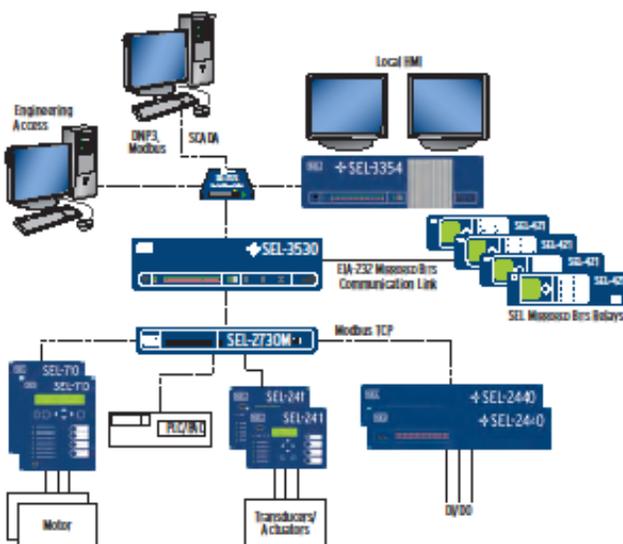
- ▶ **Simple Setup With ACCELERATOR RTAC<sup>®</sup> SEL-5033 Software.** Build a system quickly using preconfigured device templates for SEL relays and other communications connections. The Tag Processor provides methods to map data relationships between communication protocols visually.
- ▶ **Multiple Device Functions in One Reliable Device.** Use a single RTAC as a protocol gateway, RTU, logic processor, PAC, engineering port server, event processor, and system-wide SER logger/viewer.
- ▶ **Proven Reliability.** The RTAC is designed and tested to withstand vibration, electrical surges, fast transients, and extreme temperatures which meet or exceed protective relay standards and IEEE 1613 “Standard Environmental and Testing Requirements for Communications Networking Devices in Electric Power Substations.”
- ▶ **IEC 61850.** Integrate high-speed control schemes between the RTAC and relays with IEC 61850 GOOSE peer-to-peer messaging. Poll data sets and reports from other IEDs with IEC 61850 MMS client.
- ▶ **Integrated HMI.** Build custom human-machine interface (HMI) displays quickly and easily without the need for mapping data tags. Because it is web-based, no special software is needed for viewing HMI displays.
- ▶ **User Security.** Assign individual user and role-based account authentication and strong passwords. Use Lightweight Directory Access Protocol (LDAP) for central user authentication.
- ▶ **Integrated Security Management.** Comply with NERC/CIP user authentication, logging, and port control requirements.
- ▶ **Standard IEC 61131-3 Logic Design.** Create innovative logic solutions directly in ACCELERATOR RTAC using any of the editor tools: Tag Processor, Structured Text, Ladder Logic, or Continuous Function Chart.
- ▶ **Flexible Protocol Conversion.** Apply any available client or server protocol on any serial or Ethernet port. Each serial port can be used in software-selectable EIA-232 or EIA-485 mode. The two rear Ethernet ports can optionally be copper or fiber connectors.
- ▶ **Synchrophasor Technology Included.** Use the IEEE C37.118 client protocol to integrate synchrophasor messages from relays or PMUs in your system. These messages can be used for logic and control in the station or converted to DNP3 or other protocol for SCADA usage.
- ▶ **Standard Data Management.** Map and scale data points easily between protocols in small and large systems. You can also normalize IED data into common data types, time stamp formats, and time zones.
- ▶ **Single-Point Engineering Access.** Gain engineering access to station IEDs through a single serial port, external modem, or high-speed network connection.

## Real-Time Control and Logic Processing

The built-in logic processor provides high-speed control and transfer of signals from SEL MIRRORRED BITS devices, or other protocols. The RTAC can serve as the system controller and SCADA gateway to eliminate costly equipment (such as breakers, interposing relays, and wiring) while also reducing engineering and labor costs.

The intuitive ACCELERATOR RTAC software provides simple setup of analog and binary tags from any device in the system. Integrated tools scale values and create logic in a flexible IEC 61131-3 configuration environment.

You can take advantage of multiprotocol support to collect SCADA information, process control commands, and use NTP time synchronization through a single communications link to each Ethernet device.

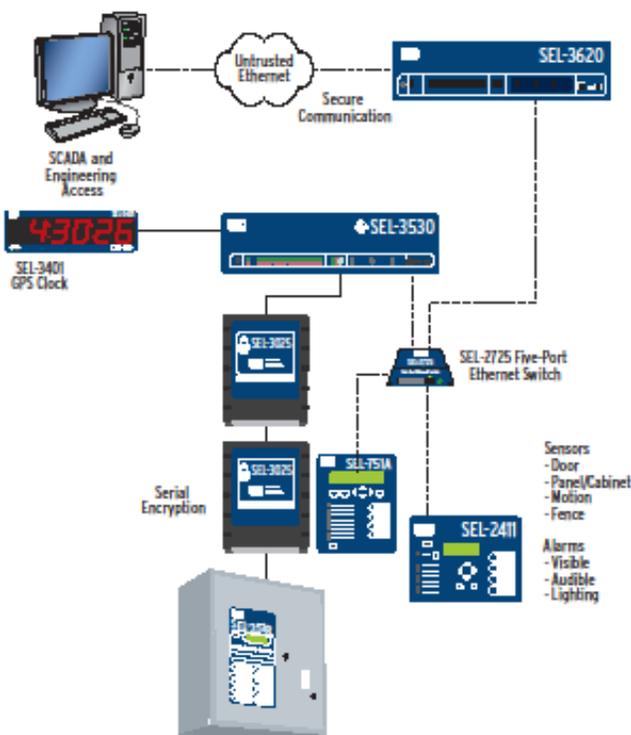


## Secure Communications and User Management

The RTAC and SEL accessories offer security for your automation network. Per-user security profiles provide compliance with role-based requirements. The system can employ intrusion detection, notification, and logging to help maintain perimeter integrity.

The RTAC includes security features so that your system complies with NERC/CIP requirements for auditing, logging, port control, web authentication, and password restrictions. The RTAC also supports central authentication through your existing LDAP server.

By including SEL serial and wireless encrypting devices with the RTAC, you can protect remote serial communications to recloser controls or other connected devices.



## Specifications

### General

#### AC Voltage Inputs

Maximum Rating:	300 $V_{L-N}$ , 520 $V_{L-L}$ continuous 600 $V_{L-N}$ , 1039 $V_{L-L}$ for 10 seconds
Range:	
Revenue:	28–300 $V_{L-N}$ , 57–520 $V_{L-L}$
Measurement:	5–300 $V_{L-N}$ , 9–520 $V_{L-L}$
Burden:	10 M $\Omega$

#### AC Current Inputs

Maximum Rating:	22 A continuous 500 A for 1 second
Range:	
Current Class CL2/CL10/CL20, optimized for low-end accuracy:	
Revenue:	0.010–22 A
Measurement:	0.001–22 A continuous
Current Class CL10/CL20, optimized for 100 A fault recording:	
Revenue:	0.050–22 A
Measurement:	0.005–22 A continuous 22–100 A symmetrical for 25 seconds
Burden:	$\leq 0.5$ VA
Measurement Category:	II

#### Frequency and Rotation

60 or 50 Hz system frequency specified at time of order. User selectable ABC/ACB phase rotation.  
Frequency tracking range: 40 to 70 Hz based on  $V_A$  or  $V_C$ .

#### Power Supply

Continuous Operating Limits	
125/250 Volt Supply:	85–264 Vac (50/60 Hz) 85–275 Vdc
24/48 Volt Supply:	19–58 Vdc
12/24 Volt Supply:	9.6–30 Vdc
VA Rating:	<40 VA/15 W maximum <20 VA/7 W typical
Interruption (IEC 60255-11:1979)	50 ms at 125 Vac/Vdc 50 ms at 48 Vdc 10 ms at 24 Vdc 2 ms at 12 Vdc
Ripple (IEC 60255-11:1979)	12% for dc inputs
Terminal Voltage Dropout:	<40 V within 1 minute of power removal
Rated Insulation Voltage (IEC 60664-1:2002):	300 Vac
Dielectric Test Voltage:	3.1 kVdc

#### 100BASE-FX Fast Ethernet Fiber-Optic Port

Fiber Type:	Multimode
Data Rate:	100 Mbps
Wavelength:	1300 nm
Optical Connector Type:	LC
Link Budget:	11.8 dB
Min. TX Power:	–20 dBm
Min. RX Sensitivity:	–31.8 dBm

Fiber Size: 62.5/125  $\mu\text{m}$  or 50/125  $\mu\text{m}$

Approximate Range: 2 km

#### 100BASE-LX10 Fast Ethernet Fiber-Optic Port

Fiber Type:	Single-mode
Data Rate:	100 Mbps
Wavelength:	1310 nm
Optical Connector Type:	LC
Link Budget:	10 dB
Min. TX Power:	–15 dBm
Min. RX Sensitivity:	–25 dBm
Fiber Size:	9/125 $\mu\text{m}$ or 8/125 $\mu\text{m}$
Approximate Range:	10 km

#### Communications Protocols

SEL ASCII/Compressed ASCII, SEL Fast Operate/Fast Meter, MIRRORED BITS, SEL Distributed Port Switch (LMD), Modbus RTU/TCP, DNP3 serial and LAN/WAN, FTP, TCP/IP, SNMP, IEC 61850, Telnet, MV-90, and C37.118 (future)

#### Output Contacts

Ratings determined by IEC 60255-23:1994.

##### Standard (Electromechanical)

Make:	30 A per IEEE C37.90-1989 3.6 kVA, Cos $\phi = 0.3$
Break Rating:	360 VA, Cos $\phi = 0.3$

##### Breaking Capacity (10000 operations):

12/24 Vdc	0.75 A	L/R = 40 ms
48 Vdc	0.50 A	L/R = 40 ms
125 Vdc	0.30 A	L/R = 40 ms
250 Vdc	0.20 A	L/R = 40 ms

Carry:	3 A at 120 Vac, 50/60 Hz 1.5 A at 240 Vac, 50/60 Hz 50 A for 1 second
--------	---

Durability: >10,000 cycles at rated conditions

Pickup/Dropout Time: <16 ms

Maximum Operating Voltage (Ue): 250 V

Rated Insulation Voltage (Ui)  
(excluding EN 61010): 300 V

##### Optional (Solid State)

Voltage:	250 Vdc or Peak ac maximum
Current:	100 mA maximum
Capacity:	0.6 VA at 25°C, 0.2 VA at 85°C
Pulse Rate:	20 pulses per second
Maximum On Resistance:	Typical: 50 $\Omega$ Guaranteed: <100 $\Omega$
Minimum Off Resistance:	10 M $\Omega$
Pickup/Dropout Time:	<25 ms

#### Analog Outputs

$\pm 1$  mA Output

Maximum Firmware Update Rate:	100 ms
Maximum Settling Time For Full Range Change to 0.1% Full-Scale:	500 ms
Bandwidth:	0 to 4 Hz