



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA DE REMODELACIÓN DE SUBESTACIÓN PRÓCERES,
CONSISTENTE EN UNA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS SF₆**

Eduardo José Aballí de León Régil

Asesorado por Ing. Manuel Eduardo Arita Sagastume

Guatemala, enero de 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE REMODELACIÓN DE SUBESTACIÓN PRÓCERES,
CONSISTENTE EN UNA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS SF6**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

EDUARDO JOSÉ ABALLÍ DE LEÓN RÉGIL

ASESORADO POR ING. MANUEL EDUARDO ARITA SAGASTUME

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Pablo Rodolfo Zúñiga Ramírez
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA DE REMODELACIÓN DE SUBESTACIÓN PRÓCERES, CONSISTENTE EN UNA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS SF6

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 20 de mayo de 2010.



Eduardo José Aballí De León Régil

Guatemala, 15 de Mayo de 2013


Ingeniero
Francisco Javier González López
Coordinador del Area de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González:

Me permito informarle que he tenido a bien asesorar el trabajo de graduación titulado "PROPUESTA DE REMODELACIÓN DE SUBESTACIÓN PROCERES, CONSISTENTE EN UNA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS SF6", elaborado por el estudiante Eduardo José Aballí de León Régil, luego de revisar el contenido y verificar la consistencia de los temas expuestos, resuelvo dar mi aprobación al mismo, luego de encontrarlo satisfactorio.

Sin otro particular, me es grato saludarle.

Atentamente


Ing. Manuel Eduardo Anita Sagastume
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO N°. 6012
Ing. Manuel Eduardo Anita Sagastume
Colegiado 6012
ASESOR

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 75. 2013
Guatemala, 10 de SEPTIEMBRE 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
PROPUESTA DE REMODELACIÓN DE SUBESTACIÓN
PRÓCERES, CONSISTENTE EN UNA SUBESTACIÓN AISLADA
EN GAS SF6, del estudiante Eduardo José Aballí de León Régil,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



SFO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

REF. EIME 75. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; EDUARDO JOSÉ ABALLÍ DE LEÓN RÉGIL titulado: PROPUESTA DE REMODELACIÓN DE SUBESTACIÓN PRÓCERES CONSISTENTE EN UNA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS SF6, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 15 DE OCTUBRE 2013.

Universidad de San Carlos
De Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.D.030-2014

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **PROPUESTA DE REMODELACIÓN DE SUBESTACIÓN PRÓCERES, CONSISTENTE EN UNA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS SF6**, presentado por el estudiante universitario: **Eduardo José Aballí de León Régil**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.



Ing. Murphy Olimpo Paiz Récinos
Decano

Guatemala, enero de 2014



lcc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Supremo creador, quien ilumina cada éxito de mi vida.
Mis padres	Luis Aballí (q.d.e.p.) y Ana María de León Régil de Aballí, por su esfuerzo, apoyo y confianza que depositaron en mí.
Mi abuela	Consuelo Chavarría (q.d.e.p.), quien fue como una segunda madre para mí, por todo su amor y cariño incondicional.
Mi esposa	Hellen, por ser un pilar importante en mi vida, por todo su amor, apoyo, comprensión y paciencia.
Mis hijos	José Eduardo y José Rodrigo, luz de mis ojos e inspiración de mi vida.
Mis hermanos	Luis Efraín, Gabriela del Rosario y Guillermo Sebastián Aballí de León Régil, por todo su cariño y apoyo.

AGRADECIMIENTOS A:

**La Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios superiores.

**Transportista Eléctrica
Centroamericana, S. A.**

Por haberme permitido realizar mi trabajo de
graduación

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE LA SUBESTACIÓN.....	1
1.1. Localización.....	1
1.1.1. Física.....	1
1.1.2. Dentro del Sistema Nacional Interconectado.....	1
1.2. Clasificación.....	2
1.2.1. Por su función dentro del sistema.....	3
1.2.2. Por su tipo de operación.....	3
1.2.3. Por su forma constructiva.....	3
1.2.4. Por el tipo de control.....	3
1.2.5. Por el tipo de equipo.....	4
1.3. Diagrama unifilar actual.....	4
1.4. Alimentación primaria.....	7
1.5. Distribución secundaria.....	8
1.6. Equipos.....	8
1.6.1. Equipos en 69 kV.....	8
1.6.1.1. Pararrayos.....	8
1.6.1.2. Seccionadores.....	10
1.6.1.3. Interruptor de potencia.....	10

1.6.1.4.	Transformador de potencia.	11
1.6.1.4.1.	Conexión de las bobinas	12
1.6.1.4.2.	Conexiones en las bobinas de alto voltaje...	12
1.6.1.4.3.	Conexiones en las bobinas de bajo voltaje..	13
1.6.1.4.4.	Regulador de voltaje bajo carga	13
1.6.1.4.5.	Transformadores de corriente	13
1.6.1.4.6.	Barra de alto voltaje	14
1.6.2.	Equipos en 13,8 kV	14
1.6.2.1.	Pararrayos	14
1.6.2.2.	Interruptores reconectores.	16
1.6.2.3.	Cuchillas de entrada y salida del reconector.	16
1.6.2.4.	Transformadores de corriente.	17
1.6.2.5.	Transformadores de potencial.....	19
1.6.2.6.	Barras de alto voltaje.....	19
1.6.3.	Equipo de baja tensión	20
1.6.3.1.	Cargador de baterías.....	20
1.6.3.2.	Banco de baterías.	20
1.6.3.3.	Unidad de comunicación remota.	20
1.6.3.4.	Radio de comunicación.	20
1.7.	Distribución física de la subestación.	21
1.8.	Altitud.	22
1.9.	Tipo de contaminación.	22
1.10.	Vía de acceso.....	25

1.11.	Zona de distribución.....	25
2.	PROBLEMÁTICA ACTUAL.....	27
2.1.	Estadística de la potencia de la subestación.....	27
2.1.1.	Potencia total.....	27
2.1.2.	Circuito 97.....	29
2.1.3.	Circuito 98.....	30
2.1.4.	Circuito 99.....	32
2.2.	Estudio de crecimiento demográfico de la carga.....	33
2.3.	Espacio.....	34
2.4.	Necesidad de ampliar la capacidad.....	36
3.	PLANIFICACIÓN DE LA REMODELACIÓN.....	37
3.1.	Ubicación del centro de carga.....	40
3.2.	Condiciones ambientales.....	46
3.3.	Requisitos de diseño.....	47
3.4.	Características de los equipos.....	50
3.4.1.	Bahía compacta de 69 kV.....	50
3.4.1.1.	Envolvente.....	51
3.4.1.2.	Separadores.....	52
3.4.1.3.	Conductores.....	52
3.4.1.4.	Sistemas de supervisión.....	52
3.4.2.	Transformador de potencia.....	54
3.4.3.	Celdas aisladas en gas SF6 de 13,8 kV.....	55
3.5.	Estudio de corto circuito.....	57
3.6.	Sistemas de protección.....	58
3.6.1.	Protección de línea de 69 kV.....	58
3.6.2.	Protección diferencial de barra de 69 kV.....	58
3.6.3.	Protección del transformador.....	59

3.6.4.	Protección de los circuitos de 13,8 kV	59
3.7.	Cálculo de la red de tierras.....	60
3.8.	Distribución de equipos.	67
3.8.1.	Distribución del área superior	68
3.8.2.	Distribución del área subterránea	70
3.8.3.	Depósito para derrame de aceite	73
3.8.4.	Portón de acceso.....	74
3.8.5.	Cimiento de transformador	74
3.8.6.	Canal para cables subterráneos de 69 kV y 13,8 kV	75
3.8.7.	Patio de vehículos	77
3.8.8.	Registro para cables de control y medición	77
3.8.9.	Acometidas en 69 kV y 13,8 kV.....	77
3.8.9.1.	Cálculo para la acometida de 69 kV	78
3.8.9.2.	Cálculo para la acometida de 13,8 kV... ..	79
3.9.	Distancias eléctricas de diseño.	80
3.9.1.	Distancias para 69 kV.....	80
3.9.1.1.	Distancia de fase a tierra.....	81
3.9.1.2.	Distancia de fase a fase.	81
3.9.1.3.	Altura de equipos.....	82
3.9.1.4.	Altura de las barras colectoras.	83
3.9.1.5.	Altura de remate de la línea de transmisión.	84
3.9.1.6.	Circulación de personal.	85
3.9.1.7.	Zonas de circulación de vehículos.....	85
3.9.1.8.	Zonas de trabajo.....	85
3.9.2.	Distancias para 13,8 kV	86
3.9.2.1.	Distancia de fase a tierra.....	86
3.9.2.2.	Distancia de fase a fase.	86

	3.9.2.3.	Altura de equipos.....	86
	3.9.2.4.	Altura de las barras colectoras.	87
	3.9.2.5.	Circulación de personal.	88
	3.9.2.6.	Zonas de circulación de vehículos.....	88
	3.9.2.7.	Zonas de trabajo.....	90
4.		ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS Y MATERIALES.....	91
4.1.		Equipos y materiales para 69 kV.....	91
	4.1.1.	Transformador de potencia.....	91
	4.1.2.	Bahía compacta.....	95
		4.1.2.1. Interruptor.....	95
		4.1.2.2. Seccionadores.....	97
		4.1.2.3. Transformadores de corriente.....	98
	4.1.3.	Pararrayos.....	99
		4.1.3.1. Cálculo de pararrayos.....	99
		4.1.3.2. Características del pararrayos.....	101
	4.1.4.	Cable subterráneo para 69 kV.....	102
	4.1.5.	Terminaciones para el cable subterráneo.....	103
		4.1.5.1. Terminaciones aéreas.....	103
		4.1.5.2. Terminaciones para la bahía compacta.....	104
4.2.		Equipos y materiales para 13,8 kV.....	105
	4.2.1.	Reconectores tipo celda.....	105
		4.2.1.1. Celda de entrada.....	105
		4.2.1.2. Celda de salida.....	107
		4.2.1.3. Celda de enlace.....	108
	4.2.2.	Relevador de protección para celdas.....	109
	4.2.3.	Cable subterráneo.....	110
	4.2.4.	Terminaciones para el cable subterráneo.....	111

4.2.4.1.	Terminaciones aéreas	112
4.2.4.2.	Terminaciones para la celda de entrada	112
4.2.5.	Pararrayos	113
4.2.5.1.	Cálculo de pararrayos	113
4.2.5.2.	Características del pararrayos.....	115
4.3.	Equipo de comunicación.	116
4.3.1.	Unidad terminal remota	117
4.3.2.	Radio de comunicación	117
4.3.3.	Antena	118
4.4.	Equipamiento de baja tensión.	119
4.4.1.	Transformador de servicios auxiliares	119
4.4.2.	Iluminación	119
4.5.	Equipamiento de corriente directa.....	120
4.5.1.	Baterías	120
4.5.2.	Cargadores de baterías.....	121
5.	COSTO DEL PROYECTO	123
	CONCLUSIONES.....	127
	RECOMENDACIONES	129
	BIBLIOGRAFÍA.....	131
	APÉNDICE	133
	ANEXOS.....	137

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Ubicación de la subestación Próceres en el SIN.....	2
2.	Diagrama unifilar actual.....	6
3.	Planta actual de la subestación Próceres.....	21
4.	Vista A – A' de la subestación Próceres.....	23
5.	Vista B – B' de la subestación Próceres.....	23
6.	Vista C – C' de la subestación Próceres	24
7.	Vista D – D' de la subestación Próceres	24
8.	Zona de distribución	26
9.	Gráfica de la potencia máxima mensual	28
10.	Gráfica de la potencia máxima mensual del circuito 97	30
11.	Gráfica de la potencia máxima mensual del circuito 98	31
12.	Gráfica de la potencia máxima mensual del circuito 99	33
13.	Mapa de la distribución de los circuitos.....	35
14.	Plano coordenado cartesiano en el área de distribución.....	40
15.	Distancias a los centros de las cuadrículas del plano coordenado cartesiano.....	41
16.	Plano coordenado cartesiano con las potencia totales	42
17.	Ubicación del centro de carga.....	45
18.	Diagrama unifilar final.....	48
19.	Proyección de la subestación Próceres en el SIN.....	49
20.	Bahía compacta para 69 kV	53
21.	Componentes de la bahía compacta.....	54
22.	Celda de 13,8 kV	56

23.	Perfil de la celda de entrada 13,8 kV	57
24.	Red de tierras actual.....	61
25.	Nueva distribución de la red de tierras.....	68
26.	Distribución del área superior	69
27.	Distribución del área subterránea	71
28.	Vista A – A'	72
29.	Vista B – B'	73
30.	Canal para cables de 69 kV y 13,8 kV costado izquierdo y posterior ...	75
31.	Canal para cables de 13,8 kV, costado derecho.....	76
32.	Distancias horizontales de diseño.....	89
33.	Distancias verticales de diseño.....	90

TABLAS

I.	Características de los pararrayos de porcelana de 69 kV existentes	9
II.	Características de los pararrayos de 69 kV ubicados a la entrada del transformador de potencia existente	9
III.	Características de los seccionadores existentes.....	10
IV.	Características del interruptor de potencia existente.....	10
V.	Características del transformador de potencia existente.....	11
VI.	Conexiones de las bobinas del transformador de potencia existente	12
VII.	Nivel de tensión secundaria del transformador de potencia existente	13
VIII.	Características de los transformadores de corriente del transformador de potencia existente	14
IX.	Características de los pararrayos de 13,8 kV ubicados a la salida del transformador de potencia existente	15

X.	Características de los pararrayos de 13.8 kV ubicados a la salida de los circuitos existentes.....	15
XI.	Características de los reconectores existentes	16
XII.	Características de las cuchillas existentes de entrada y salida del reconector	17
XIII.	Características de los transformadores de corriente para medición en 13.8 kV	18
XIV.	Características de los transformadores de corriente para protección en 13,8 kV	18
XV.	Características de los transformadores de potencial de 13,8 kV	19
XVI.	Producto entre la potencia de cada cuadrícula y la distancia a su centro.....	43
XVII.	Condiciones ambientales de la ciudad de Guatemala	46
XVIII.	Características del nuevo transformador	91
XIX.	Características del interruptor de la bahía compacta.....	96
XX.	Características de los seccionadores de la bahía compacta	97
XXI.	Características de los transformadores de corriente de protección de 69 kV	98
XXII.	Características de los pararrayos para 69 kV	102
XXIII.	Características del cable subterráneo para 69 kV	103
XXIV.	Características de las terminaciones aéreas para el cable subterráneo para 69 kV	104
XXV.	Características de las terminaciones especiales para la bahía compacta	104
XXVI.	Características de la celda de entrada para 13,8 kV	106
XXVII.	Características de la celda de salida para 13,8 kV	107
XXVIII.	Características de la celda de enlace para 13,8 kV.....	109
XXIX.	Características del relevador de protección para celdas	110

XXX.	Características del cable subterráneo para 13,8 kV.....	111
XXXI.	Características de las terminaciones aéreas para cable subterráneo para 13,8 kV.....	112
XXXII.	Características de las terminaciones especiales para la celda de entrada.....	113
XXXIII.	Características de los pararrayos para 13,8 kV.....	116
XXXIV.	Características de la unidad terminal remota.....	117
XXXV.	Características del radio de comunicación.....	118
XXXVI.	Características de la antena de comunicación.....	118
XXXVII.	Características del transformador de servicios auxiliares.....	119
XXXVIII.	Características de las lámpara de la subestación.....	120
XXXIX.	Características de las baterías.....	121
XL.	Características del cargador de baterías de 120 Vdc.....	122
XLI.	Características del cargador de baterías de 12 Vdc.....	122
XLII.	Monto del proyecto.....	124

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
hb	Altura de barras colectoras
hL	Altura de remate de la línea de transmisión
hs	Altura mínima a partes vivas
H	Altura sobre el nivel del mar
A	Ampere, medida de corriente
ACSR	Conductor de aluminio reforzado con acero
Icc	Corriente de corto circuito
In	Corriente nominal
D	Distancia entre conductores de la red de tierras
hF-F	Distancia entre una fase y fase
hF-T	Distancia entre una fase y tierra
Dx	Distancia sobre el eje horizontal
Dy	Distancia sobre el eje vertical
SF6	Exafloruro de Azufre
Ki	Factor de corrección por geometría
Kii	Factor de corrección por peso
Kh	Factor de corrección por profundidad
Df	Factor de decremento
Km	Factor de espaciamento para el voltaje de malla
Ks	Factor de espaciamento para el voltaje de paso
n	Factor geométrico de la malla de tierras
Hz	Hertz, medida de frecuencia
Hrs.	Horas, medida de tiempo

kA	Kilo Amperio (1 000 Amperio). Medida de corriente
kV	Kilo Volt (1 000 Voltios). Medida de tensión
kVA	Kilo Volt Ampere. Medida de potencia
Lb	Libra, Media de peso
Lc	Longitud total del cable de cobre de la red de tierras
MPD	Margen de impulso de descarga eléctrica
°C	Medida de temperatura en grados Celsius
p.u.	Medida por unidad
MHz	Mega Hertz (1 00 000 Hertz). Medida de frecuencia
MVA	Mega Volt Ampere. Medida de potencia
m	Metro
m²	Metro cuadrado
m. s. n. m.	Metros sobre el nivel del mar
MCM	Mil circular mil
Bil	Nivel básico de impulso
Upl	Nivel de protección al impulso de descarga
Ω-M	Ohm metro, medida de resistividad
Ω	Ohm, medida de resistencia
Pa	Pascal, medida de presión
Π	Pi radian
%	Por ciento
Pulg.	Pulgada
Pulg²	Pulgada cuadrada
"	Pulgadas
Rg	Resistencia de la red de tierras
ℓ	Resistividad
Seg.	Segundos
Uwl	Sinónimo de Bil
SIN	Sistema Nacional Interconectado

DNP	Tipo de protocolo de comunicación
Um	Valor máximo de tensión de la red
Vdc	Volt de corriente continúa
V	Volt, medida de tensión
Et	Voltaje de contacto tolerable por el cuerpo humano
Em	Voltaje de malla
Ep	Voltaje de paso
Es	Voltaje de paso tolerable por el cuerpo humano
W	Watt, medida de potencia

GLOSARIO

AIS	Siglas en inglés Air Insulated Switchgear, lo cual se refiere a dispositivos o equipos eléctricos que utilizan como medio dieléctrico el aire.
Aislador	Elemento sobre el que se apoya o se fija un conductor eléctrico para que permanezca eléctricamente separado de otros conductores, de soportes metálicos o de tierra.
ANSI	Siglas en inglés de American National Standards, entidad encargada del desarrollo y uso estándares consensuados en Estados Unidos de América.
Cámara de extinción	Recipiente dentro del cual se alojan contactos fijos y móviles de un interruptor, con la finalidad de extinguir de forma controlada el arco eléctrico creado durante la separación de los mismos.
Celda	Instalación cerrada que alberga en un conjunto de equipos eléctricos.
Demanda	Valor de la potencia registrada durante un período de tiempo.

Devanado	Componente de un transformador eléctrico, formado por un conductor aislado que se arrolla en forma de hélice sobre un núcleo.
Dieléctrico	Medio o material capaz de mantener en su interior, en estado de equilibrio, un campo eléctrico como resultado de la polarización eléctrica de sus moléculas y de no permitir ser atravesado por corriente eléctrica. Es equivalente al término aislante.
Encapsulado	Cuando los elementos a proteger están encerrados o envueltos en un materia, de tal manera que no sean expuestos al entorno.
Estanqueidad	Cualidad de un elemento para estar encerrado e incomunicado.
GIS	Siglas en inglés Gas Insulated Switchgear, lo cual se refiere a dispositivos o equipos eléctricos que utilizan como medio dieléctrico un gas.
Hora pico	Espacio de tiempo o momento preciso del día en que se presenta la máxima demanda.
IEC	Siglas en inglés de la International Electrotechnical Commission, entidad internacional que prepara y publica los estándares internacionales relacionado a lo eléctrico, electrónico y tecnología.

IEEE	Siglas en inglés de Institute of Electrical and Electronics Engineers, es una asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización, entre otras cosas, además es la mayor asociación internacional sin fines de lucro formada por profesionales de las nuevas tecnologías, como ingenieros eléctricos, ingenieros en electrónica, ingenieros en sistemas e ingenieros en telecomunicación
Impedancia	Relación entre la tensión alterna aplicada a un circuito y la intensidad de la corriente producida.
Interruptor	Dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales o bajo condiciones de corto circuito.
Libranza	Distancia de seguridad que se tiene entre un conductor eléctrico y otro conductor eléctrico, una persona o bien a tierra
MVA	Mega Voltio Amperio, dimensional que representa potencia, con el prefijo decimal del Sistema Internacional Giga que equivale $10E+6$, por lo que debe multiplicarse para obtener el valor en Voltio Amperio.

NEMA	Siglas en inglés de National Electrical of Manufacturers Association, es la asociación de comercio más grande en los Estados Unidos la cual representa los intereses de los fabricantes de la industria eléctrica.
NTDROID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las instalaciones de distribución, tienen por objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegura que las mejores y expansiones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen y operen garantizando la seguridad de las personas, bienes y la calidad del servicio.
Reconectador	Dispositivo electromecánico que se caracteriza por efectuar aperturas y cierres instantáneos, en un circuito eléctrico en condiciones de falla.
Resistencia	Es la oposición que encuentra la corriente eléctrica al circular.
Resistividad	Es el comportamiento de un material frente al paso de la corriente eléctrica, se designa por la letra griega rho minúscula (ρ) y se mide en ohmios por metro ($\Omega \cdot m$).

Seccionador

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o de mantenimiento, estas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando este fluyendo corriente a través de ellas.

Switcheo

Término utilizado para nombrar la interrupción de la corriente eléctrica.

TRELEC

Abreviatura de Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A.

RESUMEN

La propuesta de la remodelación de la subestación Próceres es un proyecto que pretende ampliar la capacidad de dicha subestación de 28 MVA a 56 MVA, debido a que la demanda en la zona donde esta distribuye tiene una alta tendencia a crecer, proyectando con ello que dentro de 10 años esta subestación alcance el 100 % de su capacidad actual, para lo cual se propone la utilización de la tecnología de aislamiento en gas SF6, para realizar dicha remodelación.

En el primer capítulo se presenta la información actual de la subestación Próceres, como lo es su ubicación, clasificación, forma constructiva e información general de sus componentes y equipos.

En el segundo capítulo se expone la problemática actual de subestación, para ello se presenta una recopilación de información, la cual servirá para realizar un análisis del aumento de la carga de cada uno de los circuitos, además un análisis del total de la carga, con lo cual se determinará la tendencia de la misma a mediano plazo, ubicando en el tiempo la fecha en que pudiera esta la subestación al 100 % de su capacidad.

En el tercer capítulo se desarrolla la propuesta de la remodelación, para lo cual se presenta la utilización de equipo compacto como la alternativa ideal para la misma, así como la distribución física, diseño de la red de tierras y como el cálculo de distancias eléctricas de diseño.

En el cuarto capítulo se especifican las características técnicas de los equipos, los cuales serán necesarios adquirir para poder realizar dicha remodelación.

En el quinto capítulo se presenta un resumen del costo de la remodelación presentada, basado en los costos de los equipos y mano de obra a la presente fecha.

OBJETIVOS

General

Presentar una propuesta de remodelación de subestación Próceres, a través del diseño de una subestación compacta aislada en gas SF₆, que permita el aumento de la capacidad de la misma.

Específicos

1. Presentar las características actuales de la subestación, como base para entender su problemática actual.
2. Analizar la problemática actual de la subestación, basado en la estadística de crecimiento de la carga, tanto en cada circuito como en total.
3. Desarrollar una propuesta de remodelación, presentado como alternativa la utilización de equipo compacto aislado en gas SF₆.
4. Proponer objetivamente la compra de equipo apropiado, presentado para ello las especificaciones de cada uno de ellos.
5. Presentar un resumen del costo del proyecto.

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones de transformación forman parte de los sistemas eléctricos de distribución de potencia, la construcción de estas es debido a que la tensión de generación en una central eléctrica es relativamente baja y su ubicación normalmente es bastante lejana de los centros de consumo, resultando el transporte de energía en estos niveles demasiado costoso. Para que el costo del transporte sea razonable, es necesario elevar la tensión a un nivel alto que dependerá de varios factores como: la potencia a transmitir, la longitud de la línea, las pérdidas, Etc.

El crecimiento continuo de los sistemas eléctricos radica en el creciente aumento de la carga, obligando con ello a la construcción de más subestaciones eléctricas o bien a ampliar la capacidad de las mismas.

Actualmente el precio elevado de los terrenos en las ciudades, sumado a la imposibilidad de conseguirlos de las dimensiones adecuadas, para instalar un subestación aislada en aire, prácticamente desaconseja el uso de estas.

En cambio, las dimensiones reducidas, los costos cada vez más bajos, su adaptabilidad a las normas de cuidado del medio ambiente, hacen que las subestaciones aisladas en gas sean la mejor solución para ser utilizadas dentro de las ciudades.

1. CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE LA SUBESTACIÓN

La subestación Próceres, que es el objeto de estudio de remodelación, forma parte de un grupo de subestaciones de distribución propiedad de Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (la que en el transcurso del documento se llamara TRELEC), perteneciente al Grupo Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.

1.1. Localización

La subestación Próceres surgió en su momento del aumento de la demanda principalmente de la zona 10 de la ciudad de Guatemala, por lo que su ubicación fue resultado tanto de un estudio de planificación como la adquisición de un terreno lo más próximo al centro de carga de la región que se necesitaba alimentar.

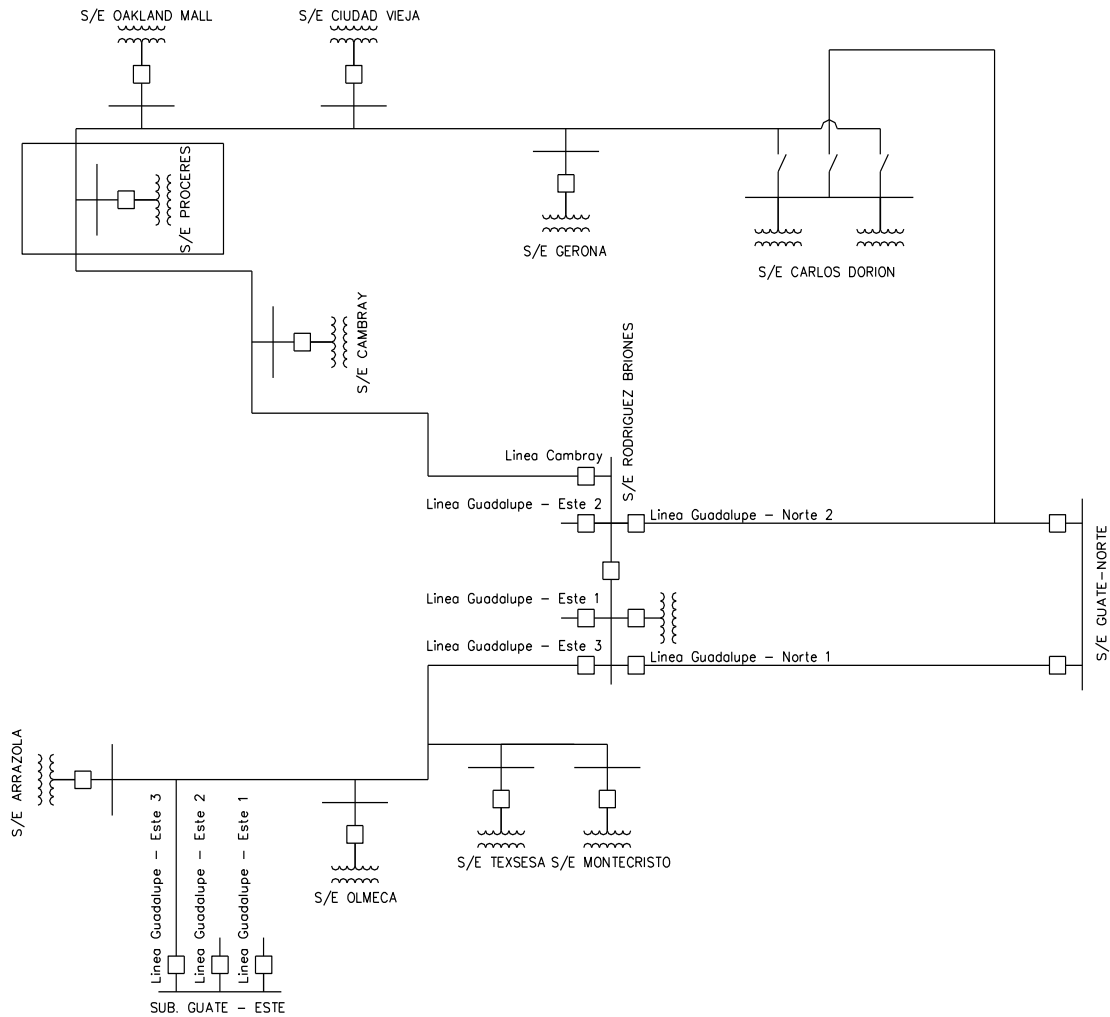
1.1.1. Física

La subestación se encuentra ubicada en la 18 calle entre la 12 avenida "A" y 13 avenida de la zona 10, ciudad de Guatemala.

1.1.2. Dentro del Sistema Nacional Interconectado

La subestación Próceres se encuentra alimentada por medio de la línea Cambray, misma que sale de la subestación Rodríguez Briones y alimenta previamente la subestación Cambray, Oakland Mall, Ciudad Vieja, Gerona y Carlos Dorion, tal y como se puede observar en la figura 1.

Figura 1. **Ubicación de la subestación Próceres en el SIN**



Fuente: archivos de TRELEC.

1.2. Clasificación

Debido al funcionamiento y operación las subestaciones pueden clasificarse bajo conceptos básicos que cubran características existentes en nuestro medio y que las diferencian unas de las otras, la subestación Próceres presenta las siguientes:

1.2.1. Por su función dentro del sistema

Por la función que tiene, la subestación está clasificada como subestación de distribución, debido a que su función es reducir la tensión de 69 kV a un nivel de distribución de 13,8 kV, para luego enviarla a los centros de consumo industrial o residencial, donde los transformadores de distribución instalados a lo largo de los circuitos, se encargan de reducir a niveles de baja tensión (480 V, 240 V, 208 V o 120 V), para alimentar a los usuarios.

1.2.2. Por su tipo de operación

Por la operación que tiene, la subestación está clasificada como subestación de transformación, ya que la tensión de salida es diferente a la de entrada y permite reducir el nivel de tensión de la línea de subtransmisión a un nivel de distribución.

1.2.3. Por su forma constructiva

Por su forma constructiva está clasificada como una subestación de perfil alto tipo exterior o intemperie, ya que sus elementos constructivos están instalados a las condiciones ambientales.

1.2.4. Por el tipo de control

Por el tipo de control esta es una subestación no atendida, con equipos autónomos tanto en alta como en baja tensión, siendo maniobrada y monitoreada a distancia por un operador, por medio de un sistema de telemando Scada, el cual utilizando un protocolo de comunicación 8979,

protocolo DNP 3.0 y puertos 485 para poderse comunicar con los diferentes equipos dentro de la subestación.

Además de comunicarse con la unidad maestra por medio de un radio de comunicación con una amplitud de frecuencias de 450 – 512 MHz. La finalidad del equipo de comunicación es enviar y recibir información tanto de control, status y telemetría de los diferentes equipos que conforman la subestación.

1.2.5. Por el tipo de equipo

Por el tipo de equipo está clasificada como subestación convencional aislada en aire, ya que su equipo está abierto a la intemperie, sin que nada lo proteja.

1.3. Diagrama unifilar actual

El diagrama unifilar actual se encuentra en el figura 2 y se puede observar que la subestación presenta la configuración de barra simple en el lado de 69 kV, donde la barra es alimentada por un único circuito, en dicha alimentación se encuentra un juego de pararrayos, los cuales protegen de sobretensiones originadas por descargas electroatmosféricas.

Luego se encuentra un interruptor trifásico, aislado en gas exafloruro de azufre (SF₆), tipo tanque muerto, este equipo tiene la función de proteger al transformador de sobrecorrientes de fase y desbalance por medio de relevador electrónico, además protege de la acumulación de gases o cambios de presión en su interior, también de la alta temperatura o bien por bajo nivel de aceite.

Por versatilidad y maniobrabilidad el interruptor cuenta con tres juegos de seccionadores, el primero se encuentra a la entrada del mismo, el segundo se encuentra a la salida y el tercero que sirve de By-Pass.

Esta configuración se debe a que en algunas veces es necesario realizarle pruebas o bien darle algún tipo de mantenimiento al interruptor, sin tener que afectar la operación de la subestación.

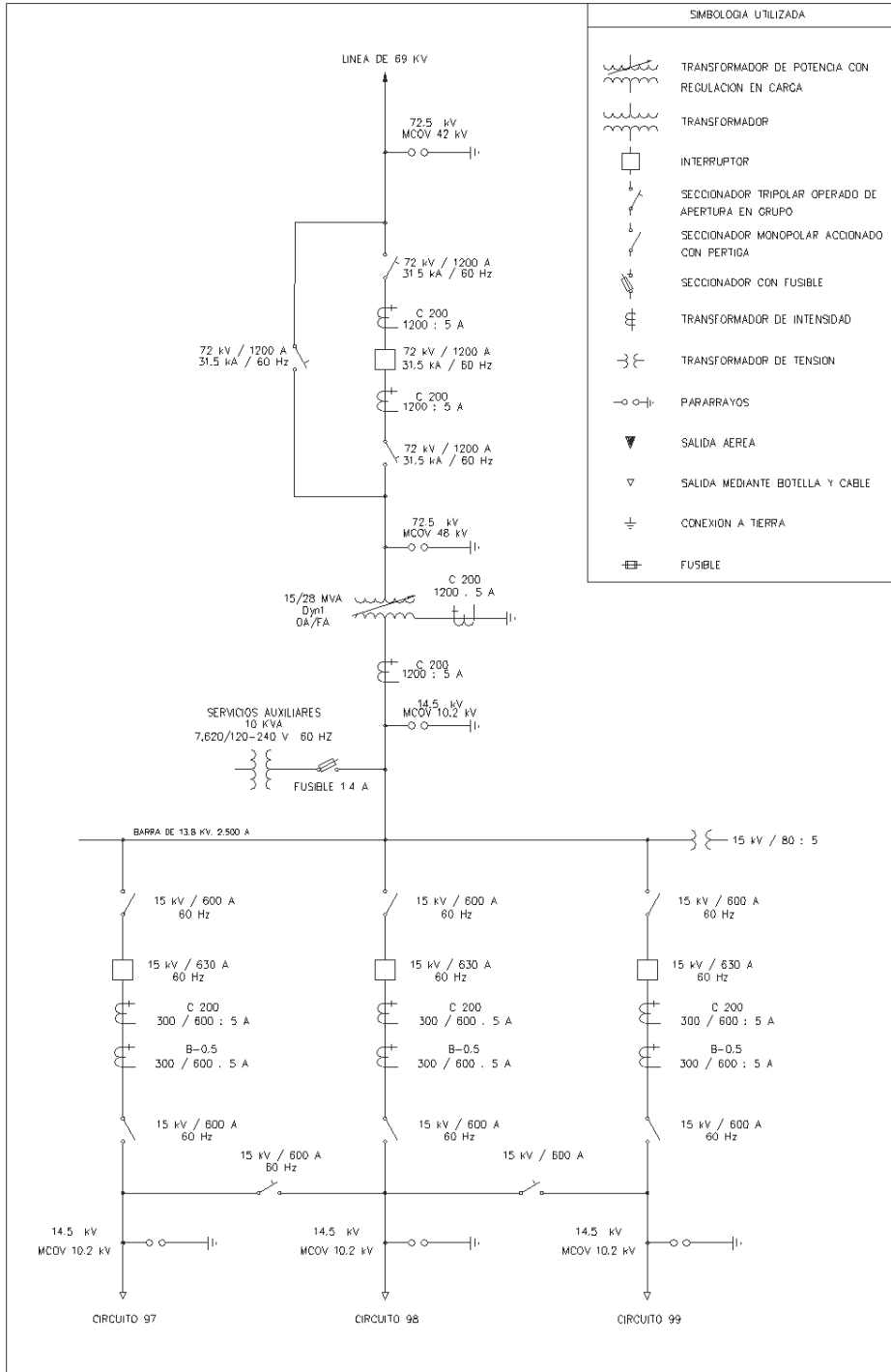
Luego del interruptor se encuentra el transformador de potencia, cuya función es reducir la tensión de 69 kV a 13,8 kV, su capacidad es de 28 MVA, este es auto regulado en el lado primario y cuenta con tanque conservador, su enfriamiento es por aire natural y aire forzado.

A la entrada del transformador se encuentra un juego de pararrayos, que al igual que los de la entrada de la línea, estos protegen de sobretensiones originadas por descargas electroatmosféricas, en su salida o bien en el lado secundario, al igual que en el lado primario se encuentra un juego de pararrayos para la protección del mismo.

A la salida del transformador se alimenta una barra simple de 13,8 kV, dicha barra alimenta 3 circuitos de distribución y a un transformador monofásico de 10 kVA, que sirve para los servicios auxiliares internos, con este último se provee de 120/240 V a los diferentes equipos.

La barra de 13,8 kV, alimenta el reconector de cada circuito, este reconector cuenta con cámaras de extinción en vacío, que tiene la función de proteger los circuitos de sobrecorrientes de fase y tierra, por medio de la ayuda de un relevador.

Figura 2. Diagrama unifilar actual



Fuente: archivos de TRELEC.

También por versatilidad y maniobrabilidad cada reconectador cuenta con dos juegos de seccionadores, uno a la entrada y otro a su salida, permitiendo con ello que en ciertas ocasiones es necesario revisados, sustituidos, o bien para realizarles algún tipo de prueba sin afectar la continuidad del servicio.

Seguido del reconectador se encuentran unas cuchillas que enlazan las salidas de los circuitos, su función es poder trasladar la carga de un circuito a otro.

Previo a la salida de cada circuito se encuentra un juego de pararrayos, y por último el circuito sale por medio de cable subterráneo a distribución de energía eléctrica a sus diferentes usuarios.

1.4. Alimentación primaria

La alimentación primaria de la subestación es por medio de un circuito trifásico de 69 kV, en construcción aérea en postes de concreto, utilizando un conductor de aluminio 477,0 ASCR. El circuito remata en tres cadenas de aisladores, cada una formada por 7 aisladores de porcelana tipo disco, cuya tensión máxima de cada uno es de 10 kV. Las cadenas están soportadas dentro de la subestación en una estructura tipo Jostic a una altura de 11,0 metros sobre del suelo, la estructura está construida por tubos de 2 ½" IPS y tubos de ¾" IPS, tal como se puede ver en las figuras 4 y 6. Luego de rematar, el circuito pasa un juego de pararrayos, seguido llega a un juego de seccionadores de línea, a la salida de estos alimenta el interruptor de gas y a la salida de este pasa por otro juego de seccionadores y otro juego de pararrayos los cuales se encuentran montados sobre el tanque del transformador de potencia, por último se alimenta el transformador de potencia.

1.5. Distribución secundaria

La salida de cada circuito hacia la calle está hecha de forma subterránea, utilizando cables tipo subterráneo de cobre calibre 750 MCM los cuales van dentro de tubos de metal galvanizados de 6 pulgadas de diámetro.

La tubería llega hasta una caja de registro ubicada al pie del poste que distribuirá cada circuito de forma aérea, luego de la caja el circuito sale en otro tubo del mismo diámetro hasta una altura de 9,14 metros y luego se conecta al circuito aéreo para que sea distribuido a sus diferentes consumidores.

1.6. Equipos

La subestación actualmente cuenta con ciertos equipos que garantizan su funcionalidad y protegen la subestación de cualquier eventualidad, entre los cuales tenemos.

1.6.1. Equipos en 69 kV

A continuación se describirán los equipos que conforman el campo en 69 kV de la subestación.

1.6.1.1. Pararrayos

Se encuentran tres pararrayos de porcelana a la entrada de la línea, esto son marca Ohio Brass, tipo VN de óxido metálico, en la tabla I se describen las características de estos.

También se encuentran instalados tres pararrayos de polímetro a la entrada del transformador de potencia, estos son marca ABB, tipo XPS de óxido metálico, en la tabla II se describe las características de estos.

Tabla I. Características de los pararrayos de porcelana de 69 kV existentes

Tensión máxima	72,5 kV
Tensión nominal	69 kV
Tensión de trabajo continuo	54 kV
MCOV	42 kV
Corriente de clasificación	10 kA pico
Capacidad de tensiones temporales	
1 Seg.	64,5 kV
10 Seg.	61,5 kV

Fuente: archivos de TRELEC.

Tabla II. Características de los pararrayos de 69 kV ubicados a la entrada del transformador de potencia existente

Tensión máxima	72,5 kV
Tensión nominal	69 kV
Tensión de trabajo continuo	60 kV
MCOV	48 kV
Capacidad de tensiones temporales	
1 Seg.	71,7 kV
10 Seg.	68,4 kV

Fuente: archivos de TRELEC.

1.6.1.2. Seccionadores

Se encuentran instalados dos seccionadores de apertura lateral a la entrada y salida del interruptor y uno de apertura lateral por el centro, que sirve de By-Pass del interruptor, en la tabla III se describe sus características.

Tabla III. **Características de los seccionadores existentes**

Tensión máxima	72,5 kV
Tensión nominal	69 kV
Corriente nominal	1 200 A
Corriente de corto circuito	31,5 kA
Bil	350 kV
Material de los aisladores	Porcelana
Tipo de operación	Manual / Trifásico

Fuente: archivos de TRELEC.

1.6.1.3. Interruptor de potencia

Se cuenta con uno interruptor trifásico de marca ABB, en la tabla IV se describen las características de este.

Tabla IV. **Características del interruptor de potencia existente**

Tensión máxima	72,5 kV
Tensión nominal	69 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal	1 200 A

Continuación de la tabla IV.

Corriente de corto circuito	31,5 kA
Bil	350 kV
Tipo de tanque	Muerto
Medio de extinción del arco	Gas SF6

Fuente: Archivos de TRELEC

1.6.1.4. Transformador de potencia

Se encuentra un transformador de potencia con las siguientes características:

Tabla V. **Características del transformador de potencia existente**

Marca:	ABB
Rango de voltaje:	66 000-13 800Y/7 970 V.
Grupo de conexión	Dyn 1
Frecuencia	60 Hz.
Bil	350 kV
Potencia a 5 000 pies:	15,0 MVA continuos 55 °C, O.A. 25,0 MVA continuos 55 °C, F.A. 28,0 MVA continuos 65 °C, F.A.
Impedancia:	8,30%
Base:	66/13,8 kV, a 15 MVA
Año de fabricación	2004

Fuente: Archivos de TRELEC

1.6.1.4.1. Conexión de las bobinas

El tipo de conexión de las bobinas es delta en alto voltaje y estrella en bajo voltaje, con un desplazamiento de 30° (Dy1), este tipo de conexión es muy común en transformadores de tipo distribución.

Este tipo de conexión permite acoplar cargas tanto trifásicas como monofásicas, ya que al conectar cargas monofásicas se producen desequilibrios los cuales son compensados por el primario.

1.6.1.4.2. Conexiones en las bobinas de alto voltaje

El transformador cuenta con un cambiador de derivaciones sin carga, el cual sirve para variar la tensión del secundario $\pm 5\%$ de la tensión nominal, en este caso es la derivación 3, que son 66 000 V.

Tabla VI. **Conexiones de las bobinas del transformador de potencia existente**

VOLTS	AMP. 28 000 kVA	DERIVACION
69 300	233,3	1
67 650	239,0	2
66 000	244,9	3
64 350	251,2	4
62 700	257,8	5

Fuente: archivos de TRELEC.

1.6.1.4.3. Conexiones en las bobinas de bajo voltaje

Las únicas conexiones que se tienen en bajo voltaje son de línea a línea y de línea a neutro, en la tabla VII se muestran las características de las mismas.

Tabla VII. **Nivel de tensión secundaria del transformador de potencia existente**

VOLTS		AMP. 14 000
L-L	L-N	KVA
13 800	7 970	1 171,4

Fuente: archivos de TRELEC.

1.6.1.4.4. Regulador de voltaje bajo carga

El transformador cuenta con un cambiador de tap bajo carga, llamado también por sus siglas en ingles OLTC (On Load Tap Changers) marca ABB, tipo UZFRN 200/300, el cual regula en el lado de alta tensión, este cuenta con 32 pasos, variando en cada paso $\frac{5}{8}$ de su tensión nominal de salida, de manera que este puede tener una variación de $\pm 10\%$ de tensión de salida.

1.6.1.4.5. Transformadores de corriente

Se encuentran seis transformadores de intensidad para protección instalados en los bushing del interruptor de potencia, tres son para la

protección de sobrecorriente y tres para la protección diferencial, en la tabla VIII se muestran las características de los mismos

Tabla VIII. **Características de los transformadores de corriente del transformador de potencia existente**

Clase de precisión	C200
Relación	1 200 : 5 Múltiple
Tipo	Dona
No. de fases	1
Bil	350 KV
Frecuencia	60 Hz

Fuente: archivos de TRELEC.

1.6.1.4.6. Barra de alto voltaje

La barra de alto voltaje está compuesta por cable de aluminio calibre 336 MCM, ACSR y tubo de aluminio de $\frac{3}{4}$ ", aleación No. 6063.

1.6.2. Equipos en 13,8 kV

A continuación se describirán los equipos que conforman los campos en 13,8 kV.

1.6.2.1. Pararrayos

Se encuentran tres a la salida del transformador de potencia tipo estación, en la tabla IX se muestran las características de los mismos.

Tabla IX. Características de los pararrayos de 13,8 kV ubicados a la salida del transformador de potencia existente

Tensión máxima	13,8 kV
Tensión nominal	14,5 kV
Tensión de trabajo continuo	12 kV
MCOV	10,2 kV
Capacidad de tensiones temporales	
1 Seg.	14,3 kV
10 Seg.	13,6 kV

Fuente: archivos de TRELEC.

También se encuentran tres a la salida de cada uno de los circuitos, estos son marca ABB, en la tabla X se muestran las características de los mismos

Tabla X. Características de los pararrayos de 13,8 kV ubicados a la salida de los circuitos existentes

Tensión máxima	13,8 kV
Tensión nominal	14,5 kV
Tensión de trabajo continuo	12 kV
MCOV	10,2 kV
Capacidad de tensiones temporales	
1 Seg.	13,9 kV
10 Seg.	13,3 kV

Fuente: archivos de TRELEC.

1.6.2.2. Interruptores reconectadores

Se encuentran tres reconectadores en la subestación marca Cooper Power Systems, Tipo Nova, en la tabla XI se muestran las características de los mismos.

Tabla XI **Características de los reconectadores existentes**

Tensión máxima	15,5 kV
Tensión nominal	14,4 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal	600 A
Corriente de corto circuito	16 kA
Nivel de aislamiento	110 kV
Medio de extinción del arco	Vacío

Fuente: Archivos de TRELEC

1.6.2.3. Cuchillas de entrada y salida del reconectador

Se encuentran tres cuchillas a la entrada de cada reconectador y tres a la salida del mismo, estas son marca Kerney, para 15 kV, de 600 amperios y de operación manual monopolar por medio de pértiga.

Tabla XII. **Características de las cuchillas existentes de entrada y salida del reconectador**

Tensión máxima	17,0 kV
Tensión nominal	14,4 kV
Bil	110 kV
Frecuencia	60 Hz
Corriente nominal	600 A
Material de los aisladores	Porcelana
Tipo de accionamiento	Manual por medio de pértiga

Fuente: archivos de TRELEC.

1.6.2.4. Transformadores de corriente

Se encuentran tres transformadores de corriente para medición instalados en los bushing de cada reconectador, en la tabla VIII se muestran las características de los mismos.

También se encuentran tres transformadores de corriente para protección instalados en los bushings de cada reconectador, en la tabla IX se muestran las características de los mismos.

Tabla XIII. **Características de los transformadores de corriente para medición en 13,8 kV**

Tensión máxima	15 kV
Tensión nominal	13,8 kV
Frecuencia	60 Hz
Burden	B-0,5 (12,5 VA)
Precisión	0,3
Relación	300 - 600 : 5
Tipo	Poste
Nivel de aislamiento	110 KV

Fuente: archivos de TRELEC.

Tabla XIV. **Características de los transformadores de corriente para protección en 13,8 kV**

Tensión máxima	15,5 kV
Tensión nominal	14,4 kV
Frecuencia	60 Hz
Clase de precisión	C200
Relación	Múltiple 1 000:5
Tipo	Dona
Nivel de aislamiento	110 KV

Fuente: archivos de TRELEC.

1.6.2.5. Transformadores de potencial

Se encuentran tres transformadores de potencial instalados en la barra que alimenta los reconectores, estos son marca Associated Engineering Company, en la tabla V se muestran las características de los mismos.

Tabla XV. **Características de los transformadores de potencial de 13,8 kV**

Voltaje máximo	15 kV
Voltaje Nominal	13,8 kV
Bil	110 kV
Relación de transformación	70 : 1
Voltaje de línea a neutro	8400/120 V
Numero de secundarios	1
Frecuencia de operación	60 HZ
Clase de precisión	0,3
Burden	W (12,5 VA)
Tipo de transformador	Poste

Fuente: archivos de TRELEC.

1.6.2.6. Barras de alto voltaje

Las barras están formadas por canal de aluminio de 4" x 1.72", aleación No. 6063.

1.6.3. Equipo de baja tensión

A continuación se describirán los equipos que conforman los servicios auxiliares en baja tensión.

1.6.3.1. Cargador de baterías

Se cuenta con un cargador de baterías, marca TPSD, modelo TPSD-20-130-ABD1-60L, con voltaje de entrada de 125 Vac, frecuencia 60 Hz y voltaje de salida de 130 VDC.

1.6.3.2. Banco de baterías

El banco está compuesto de 10 baterías marca Marathon GNB de 12 Vdc y 40 A-H del tipo M12V40, libres de mantenimiento.

1.6.3.3. Unidad de comunicación remota

Se cuenta con una unidad de comunicación remota marca Efacec, modelo 7550, cuya función es comunicar y controlar la subestación desde el centro de control.

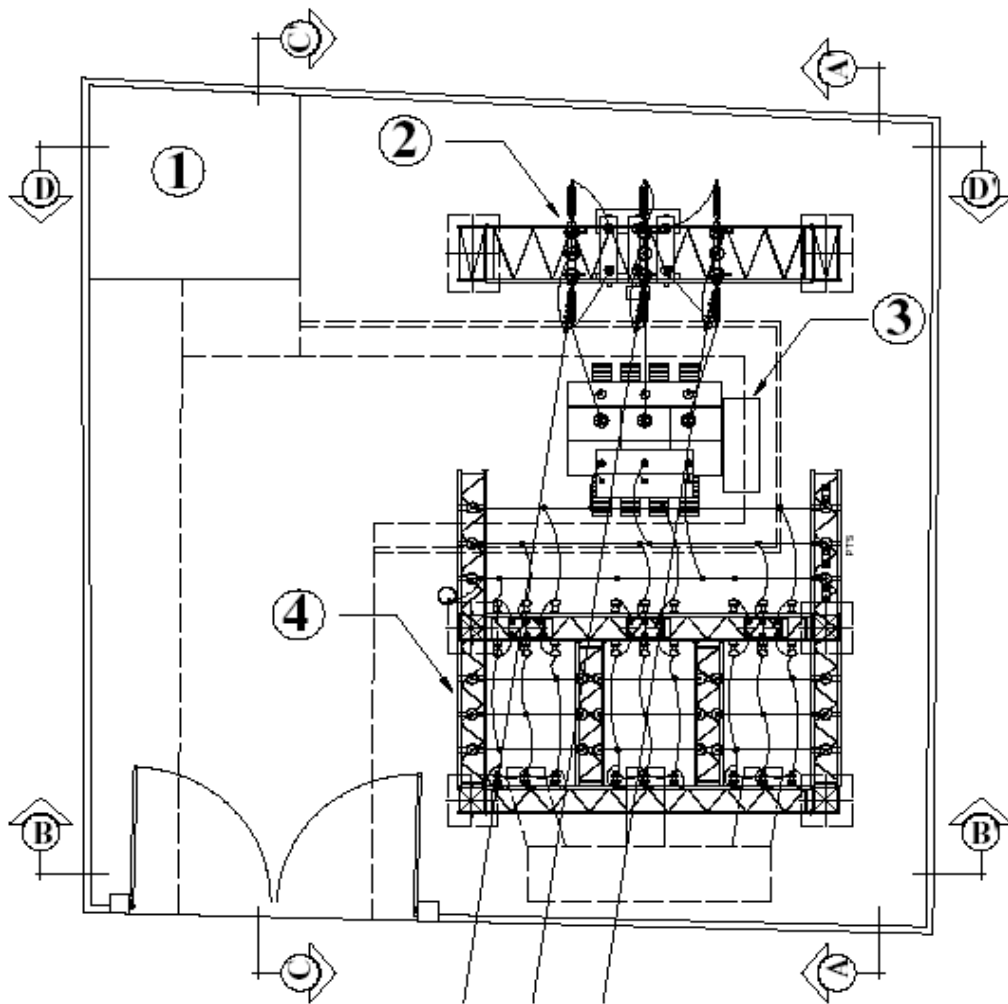
1.6.3.4. Radio de comunicación

Se cuenta con un radio marca Motorola modelo PRO 5100, con potencia de 40 W en UHF, con rangos de frecuencia de 450 – 512 MHz, con alimentación de 12 Vdc y capacidad de 64 canales.

1.7. Distribución física de la subestación

Actualmente la subestación se encuentra albergada en un terreno con dimensiones 17,50 metros X 17,50 metros y en este espacio se ubica todos los equipos, tal como se describe a continuación y como se muestra en la figura 3.

Figura 3. Planta actual de la subestación Próceres



Fuente: archivos de TRELEC.

1. Caseta de control
2. Campo de 69 kV
3. Campo del transformador
4. Campos de 13,8 kV

En un área de 183,75 metros cuadrados se encuentra toda la estructura, los pararrayos tanto en baja como en alta, el interruptor de potencia, el transformador de potencia, los seccionadores de alta y de baja, los reconectores, el equipo de medición y protección, tal como se puede ver en las figura 3.

En un área de 18,00 metros cuadrados se encuentra una caseta de control, la cual alberga el equipo de comunicación, los cargadores de baterías, los bancos de baterías y los tableros de servicios.

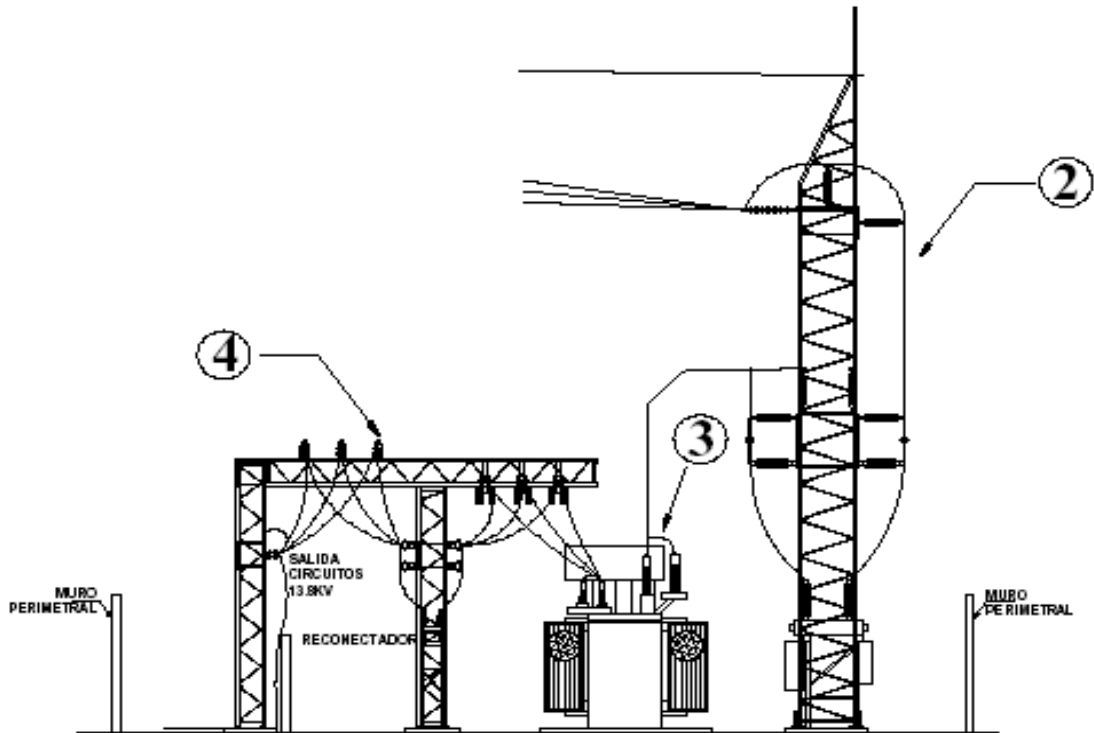
1.8. Altitud

La subestación se encuentra a una altitud de 1 500 metros sobre el nivel del mar.

1.9. Tipo de contaminación

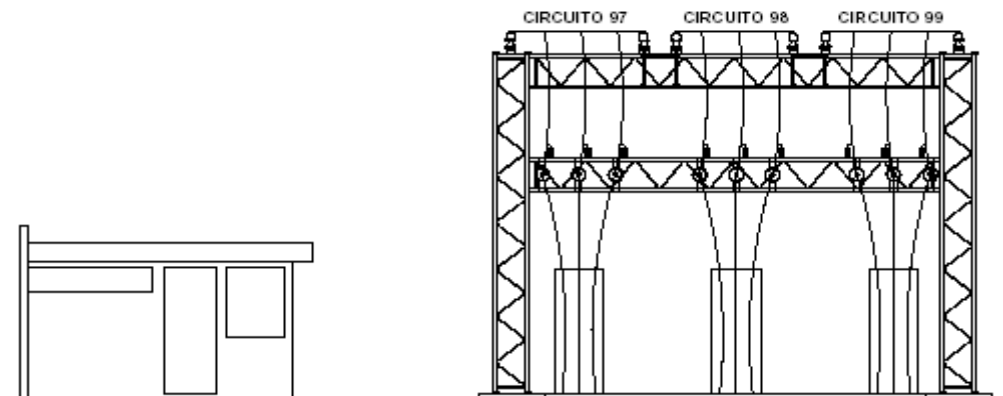
La única contaminación que se encuentra en la zona es la provocada por el humo de los vehículos automotores tanto Diesel y polvo.

Figura 4. **Vista A – A' de la subestación Próceres**



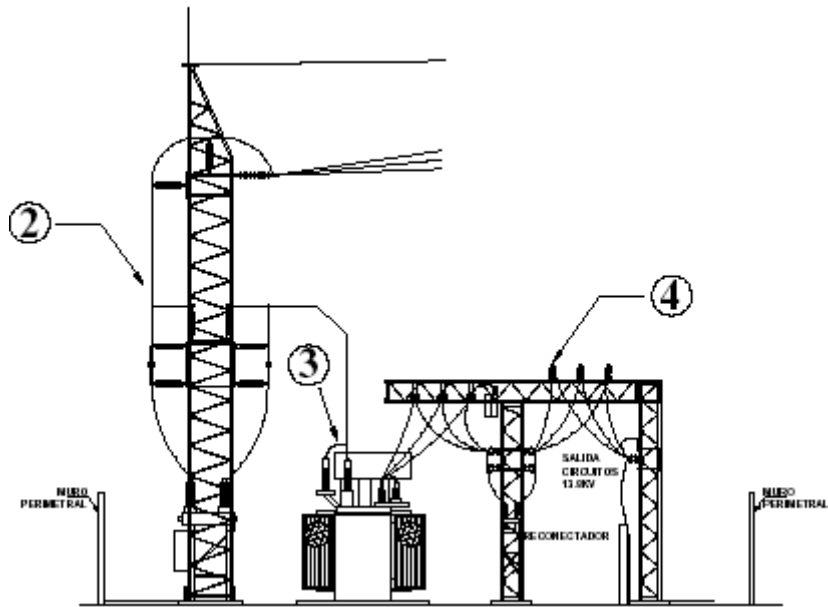
Fuente: archivos de TRELEC.

Figura 5. **Vista B – B' de la subestación Próceres**



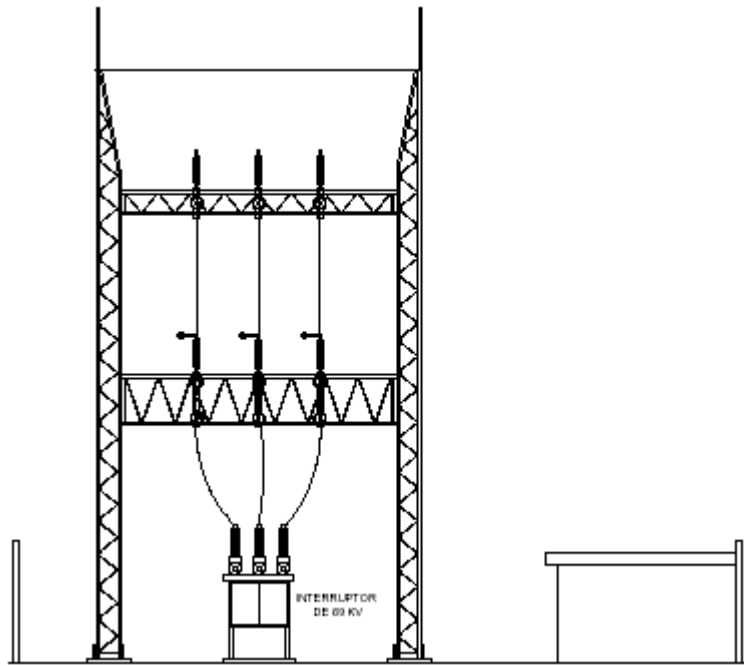
Fuente: archivos de TRELEC.

Figura 6. **Vista C – C' de la subestación Próceres**



Fuente: archivos de TRELEC.

Figura 7. **Vista D – D' de la subestación Próceres**



Fuente: archivos de TRELEC.

1.10. Vía de acceso

La única vía de acceso que se tiene al lugar es por el boulevard los Proceses, por la vía que viene de oriente a poniente, la cual cuenta con dos carriles, con un alto grado de paso vehicular entre las 6:00 a las 22:30 horas.

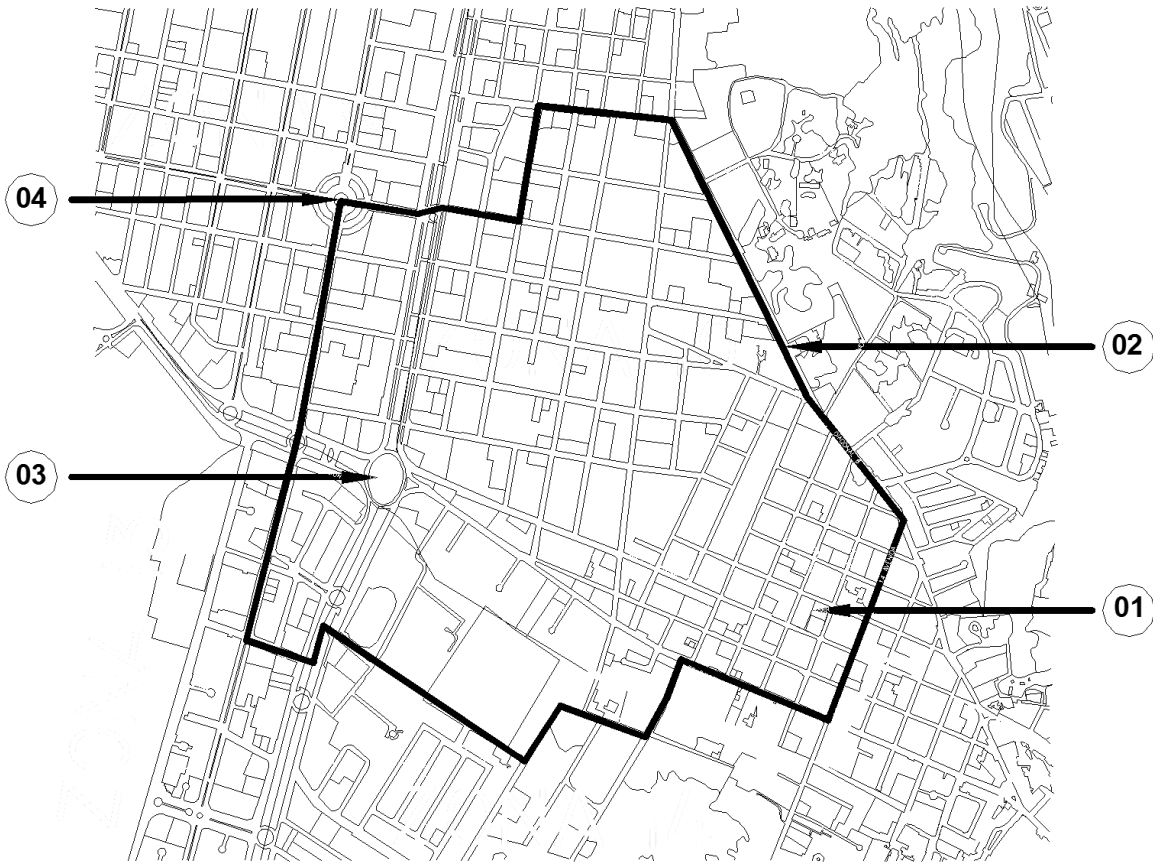
El ingreso a la subestación es por medio de una rampa de 6,0 metros de ancho, la cual tiene una puerta plegable en dos hojas de 3,0 metros cada una.

1.11. Zona de distribución

Con los tres circuitos de distribución de 13,8 kV que salen de la subestación Próceres, se cubre la demanda que se tiene en el sector próximo a la 18 calle, entre 13 avenida y el Obelisco, el área comercial de la zona 10, entre la diagonal 6 y avenida La Reforma, al igual que los alrededores del obelisco entre las zonas 9, 10, 13 y 14, también entre avenida La Reforma y 7a avenida, alrededores de la Plazuela España, como se puede apreciar en la figura 8.

1. Subestación Próceres
2. Diagonal 6, zona 10
3. Obelisco
4. Plazuela España

Figura 8. Zona de distribución



Fuente: archivos de TRELEC.

2. PROBLEMÁTICA ACTUAL

La necesidad de ampliar la capacidad de la subestación Próceres surge debido a la demanda de potencia y energía que se espera en la zona en los próximos 10 años, porcentaje de crecimiento anual de la demanda que se presentó del 2005 al 2008 la cual fue de un 2,0 %, lo que obligó a que se ampliara la capacidad de la subestación Ciudad Vieja, trasladando parte de la carga de la subestación Próceres a esta última, lo cual redujo la demanda de la subestación Próceres en 9,0 MVA. Tomando en cuenta la desaceleración económica de los últimos años la demanda se redujo hasta en 13,0 MVA.

Llevando a cabo el proyecto de remodelación, se logrará aumentar la capacidad y cubrir así el crecimiento de la demanda en el área a mediano y largo plazo.

2.1. Estadística de la potencia de la subestación

La problemática del aumento de la demanda ha venido año con año, se ha tratado de mitigar este problema, aumentando la potencia instalada en otras subestaciones, pero la estadística establece que esta demanda irá en aumento.

2.1.1. Potencia total

Con respecto a la potencia total suministrada por la subestación, se puede decir que a principio del 2005 la potencia máxima mensual promedio se

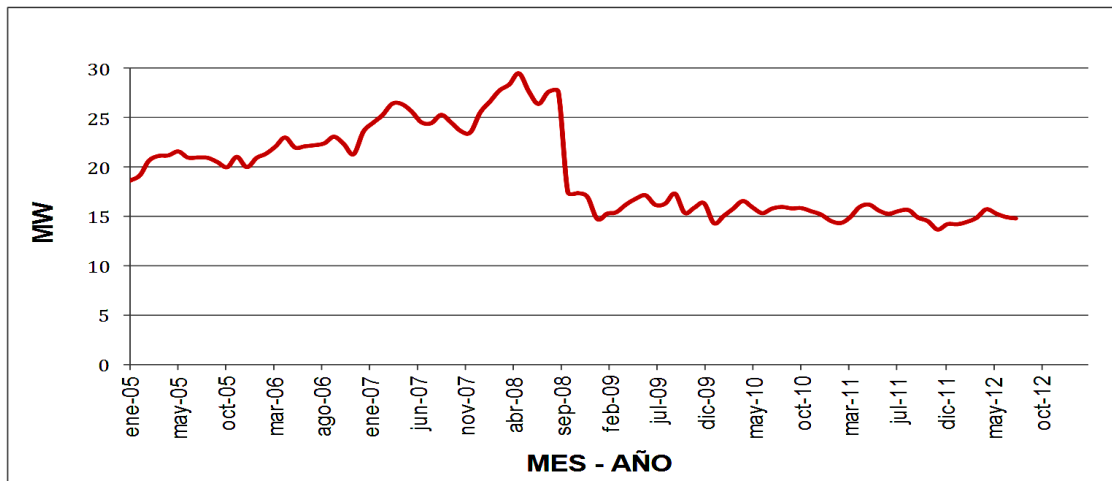
ubicaba en 20,60 MW, para el 2006 la potencia máxima mensual promedio se ubicó en 21,94 MW, teniendo un aumento con respecto al 2005 de 6,09 %.

Para el 2007 la potencia máxima promedio se ubicó en 25,41 MW, teniendo un aumento con respecto al 2006 de 13,66 %, para el 2008 la potencia máxima promedio se ubicó en 27,52 MW, teniendo un aumento con respecto al 2007 de 7,68 %.

En el 2009 la potencia máxima promedio se ubicó en 16,94 MW, teniendo una disminución con respecto al 2008 de 62,52 %, para el 2010 la potencia máxima promedio se ubicó en 16,23 MW, teniendo una disminución con respecto al 2009 de 4,36 %.

En cuanto al 2011, la potencia máxima promedio se ubicó en 16,52 MW, teniendo un aumento con respecto al 2010 de 1,76 %, para el 2012 la potencia máxima promedio se ubicó en 17,39 MVA, teniendo un aumento con respecto al 2011 de 5,02 %, como se puede ver en la figura 9.

Figura 9. **Gráfica de la potencia máxima mensual**



Fuente: archivos del Sistema SCADA de TRELEC.

2.1.2. Circuito 97

Actualmente el circuito 97 subministra el 33 % de la potencia que se le demanda a la subestación, ubicándose en el segundo circuito con mayor requerimiento de potencia.

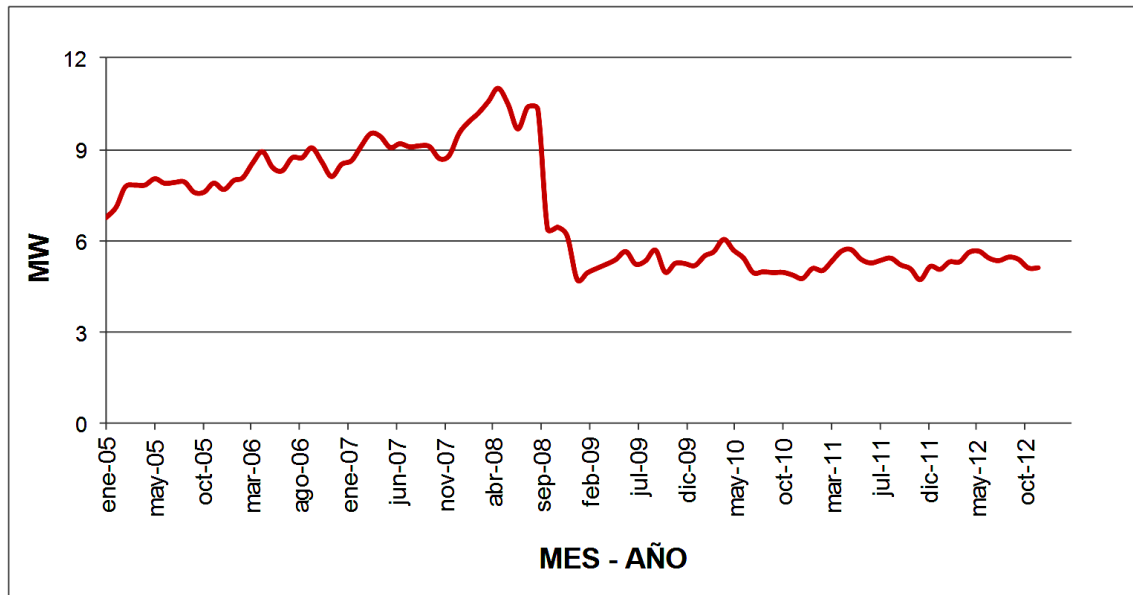
En el transcurso de los últimos años el comportamiento de la potencia que se le demanda a este circuito se encuentra de la siguiente manera: en el 2005 la potencia máxima mensual promedio se ubicaba en 7,69 MW, para el 2006 la potencia máxima mensual promedio se ubicó en 8,44 MW, teniendo un aumento con respecto al 2005 de 8,89 %.

Para el 2007 la potencia máxima promedio se ubicó en 9,03 MW, teniendo un aumento con respecto al 2006 de 6,53 %, para el 2008 la potencia máxima promedio se ubicó en 9,27 MW, teniendo un aumento con respecto al 2007 de 2,59 %.

En el 2009 la potencia máxima promedio se ubicó en 5,24 MW, teniendo una disminución con respecto al 2008 de 76,91 %, para el 2010 la potencia máxima promedio se ubicó en 5,26 MW, teniendo un aumento con respecto al 2009 de 0,38 %.

En cuanto al 2011 la potencia máxima promedio se ubicó en 5,28 MW, teniendo un aumento con respecto al 2010 de 0,38 %, para el 2012 la potencia máxima promedio se ubicó en 5,34 MVA, teniendo un aumento con respecto al 2011 de 1,12 %, como se puede ver en la figura 10.

Figura 10. **Gráfica de la potencia máxima mensual del circuito 97**



Fuente: archivos del Sistema SCADA de TRELEC.

2.1.3. **Circuito 98**

Actualmente el circuito 98 suministra el 30 % de la potencia que se le demanda a la subestación, ubicándose como el circuito con menor requerimiento de potencia.

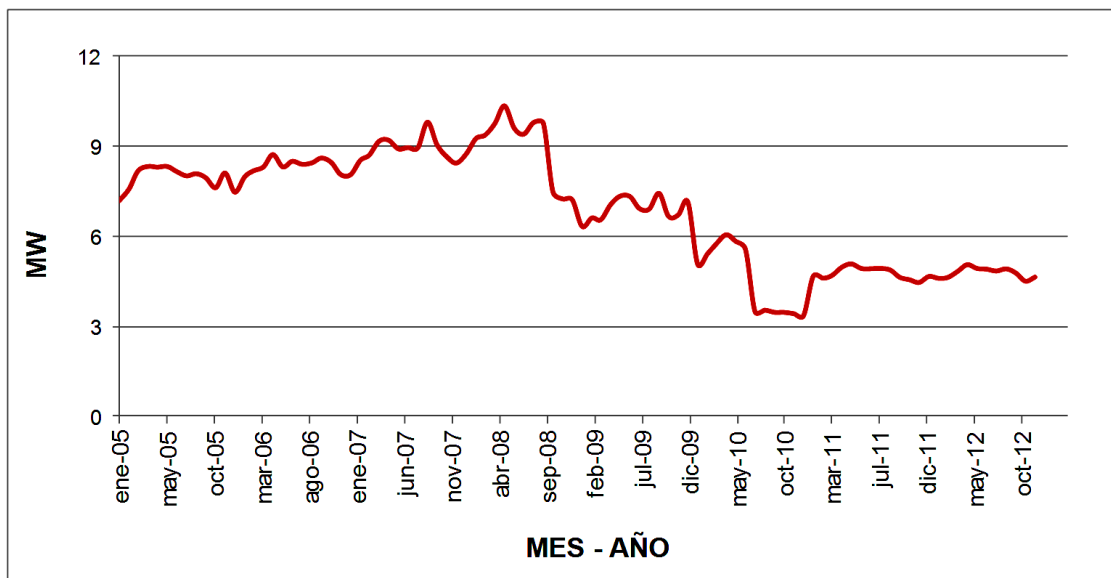
En el transcurso de los últimos años el comportamiento de la potencia que se le demanda a este circuito se encuentra de la siguiente manera: en el 2005 la potencia máxima mensual promedio se ubicaba en 7,99 MW, para el 2006 la potencia máxima mensual promedio se ubicó en 8,29 MW, teniendo un aumento con respecto al 2005 de 3,62 %.

Para el 2007 la potencia máxima promedio se ubicó en 8,87 MW, teniendo un aumento con respecto al año 2006 de 6,54 %, para el 2008 la potencia máxima promedio se ubicó en 9,00 MW, teniendo un aumento con respecto al 2007 de 1,44 %.

En el 2009 la potencia máxima promedio se ubicó en 6,92 MW, teniendo una disminución con respecto al 2008 de 30,06 %, para el 2010 la potencia máxima promedio se ubicó en 4,54 MW, teniendo una disminución con respecto al 2009 de 52,42 %.

En cuanto al 2011 la potencia máxima promedio se ubicó en 4,62 MW, teniendo un aumento con respecto al 2010 de 1,73 %, para el 2012 la potencia máxima promedio se ubicó en 4,78 MVA, teniendo un aumento con respecto al 2011 de 3,35 %, como se puede ver en la figura 11.

Figura 11. **Gráfica de la potencia máxima mensual del circuito 98**



Fuente: archivos del Sistema SCADA de TRELEC.

2.1.4. Circuito 99

Actualmente el circuito 99 subministra el 37 % de la potencia que se le demanda a la subestación, ubicándose como el circuito con el mayor requerimiento de potencia.

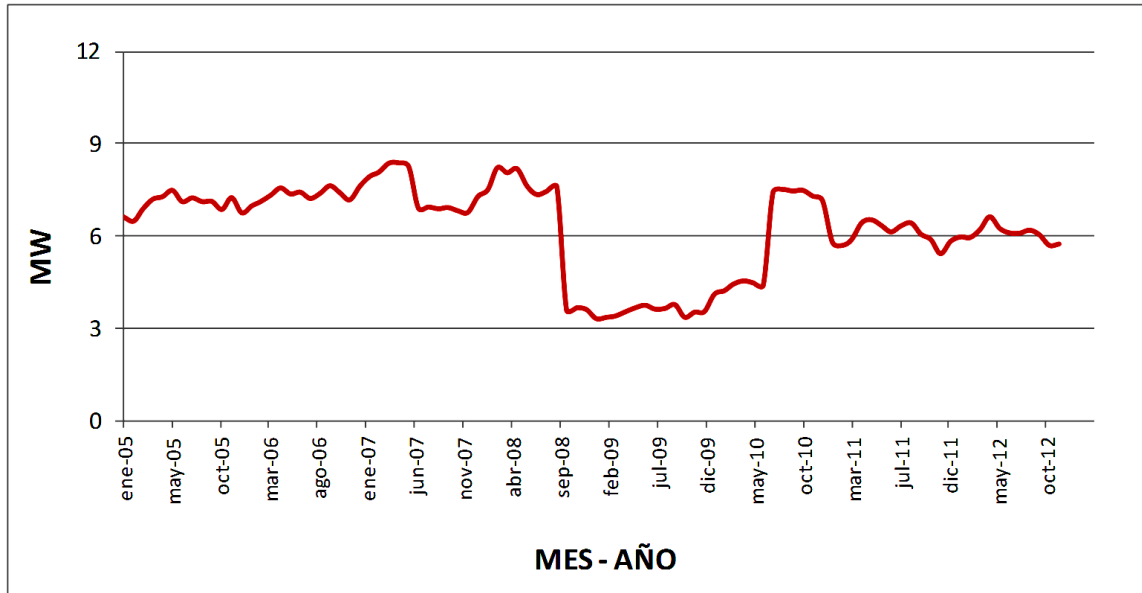
En el transcurso de los últimos años el comportamiento de la potencia que se le demanda a este circuito se encuentra de la siguiente manera: en el 2005 la potencia máxima mensual promedio se ubicaba en 7,01 MW, para el 2006 la potencia máxima mensual promedio se ubicó en 7,30 MW, teniendo un aumento con respecto al año 2005 de 3,97 %,

Para el 2007 la potencia máxima promedio se ubicó en 7,51 MW, teniendo un aumento con respecto al 2006 de 2,80 %, para el 2008 la potencia máxima promedio se ubicó en 7,56 MW, teniendo un aumento con respecto al 2007 de 0,66 %.

En el 2009 la potencia máxima promedio se ubicó en 3,57 MW, teniendo una disminución con respecto al 2008 de 111 %, para el 2010 la potencia máxima promedio se ubicó en 5,90 MW, teniendo una disminución con respecto al 2009 de 39,52 %.

En cuanto al 2011 la potencia máxima promedio se ubicó en 6,10 MW, teniendo un aumento con respecto al año 2010 de 3,28 %, para el 2012 la potencia máxima promedio se ubicó en 6,15 MVA, teniendo un aumento con respecto al 2011 de 0,81 %, como se puede ver en la figura 12.

Figura 12. **Gráfica de la potencia máxima mensual del circuito 99**



Fuente: archivos del Sistema SCADA de TRELEC.

2.2. Estudio de crecimiento demográfico de la carga

Los tres circuitos de distribución en 13,8 kV que tiene la subestación Próceres, poseen determinadas áreas de distribución, con la finalidad de poder cubrir la demanda para la que fue creada la subestación, tal como se puede observar en la figura 13.

El circuito 97, tiene como área de distribución el área comercial, hotelera y recreación de la zona 10, tal como se puede observar en la figura 13, este circuito es considerado como el segundo con mayor porcentaje de crecimiento.

El mayor crecimiento que presenta este circuito, es por la cantidad de edificios, restaurantes y comercios nuevos que se construyen en esta zona.

El circuito 98, tiene como área de distribución la 18 calle de la zona 10 y 14 y los lugares aledaños, al igual que el Obelisco y sus alrededores colindado con las zonas 9, 10, 13 y 14, como el inicio de la avenida Hincapié y Las Américas, final de la 7a avenida hasta la Plazuela España y avenida La Reforma, tal como se puede observar en la figura 13. Este circuito figura como el de menor porcentaje de crecimiento y debido ausencia de construcciones de edificios de oficinas, restaurantes y comercios nuevos en la zona.

El circuito 99 tiene como área de distribución la diagonal 6 de la zona 10 y lugares aledaños, la mayor parte de su demanda es por edificios de apartamentos y oficinas, comercios y restaurantes, tal como se puede observar en la figura 11, este circuito es el que menor demanda tiene pero el que mayor porcentaje de aumento presenta. S

e estima que en los últimos años este circuito tenga un fuerte crecimiento, debido a que en este sector se están construyendo muchos edificios de oficinas y apartamentos, restaurantes y comercios.

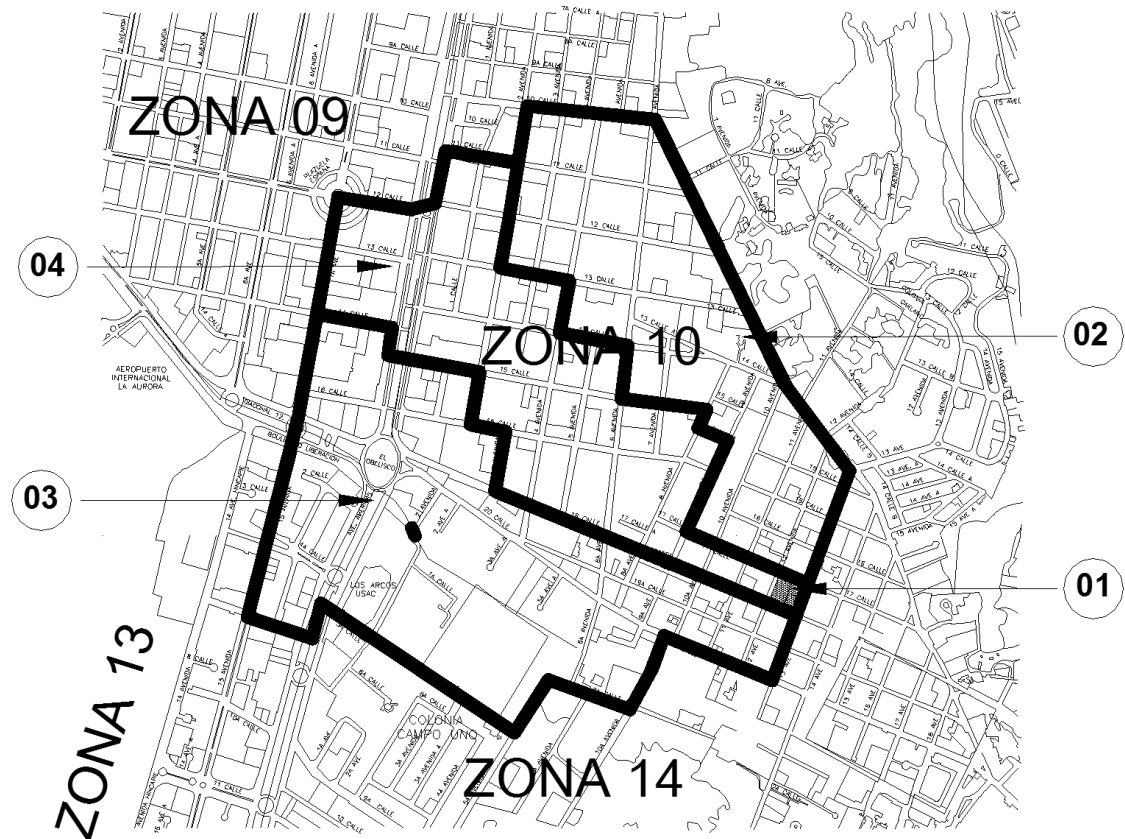
2.3. Espacio

Debido a la problemática de la adquisición de un nuevo terreno para la construcción de una nueva subestación y la alta demanda que se tiene actualmente en subestación Próceres, se ha pensado ubicar un segundo transformador de 15 / 28 MVA y realizar 3 circuitos adicionales a los que se tienen.

Tomando en cuenta que el terreno es muy reducido (17,5 m X 17,5 m) la subestación que se tiene hoy en día de tipo aéreo aislado en aire, tendría que pasar a ser de tipo compacto aislado en gas, con el objetivo de ahorrar espacio

que puede utilizar la construcción del segundo cimiento del transformador vía de acceso y una casta de control.

Figura 13. Mapa de la distribución de los circuitos



Fuente: archivos de TRELEC.

1. Subestación Próceres
2. Circuito 99
3. Circuito 98
4. Circuito 97

2.4. Necesidad de ampliar la capacidad

La ampliación sienta sus bases en la obligación que tienen empresas encargadas de proveer los servicios de energía eléctrica de mantener los estándares de calidad y la disponibilidad de potencia a todo nuevo usuario.

Las regulaciones relacionadas con la calidad del servicio, afectan grandemente a las empresas encargadas del suministro de energía y en los últimos años ha sido notoria las resoluciones, afectando los agentes económicos de dichas empresas al ser sancionadas, en nuestro caso sería la empresa de transporte TRELEC.

Al analizar el inciso 2.1 se puede notar que a mediano plazo será necesario ampliar la capacidad de la subestación, además con dicha ampliación se podrá contar con circuitos adicionales que ayudaran a los circuitos existentes a sobrellevar la carga a un 50 % de su capacidad, con el objetivo de poder tener maniobrabilidad al momento de cualquier contingencia y se necesite cargar más un circuito.

3. PLANIFICACIÓN DE LA REMODELACIÓN

Para el inicio y desarrollo de la planificación de la subestación que se desea diseñar, se deberá tener en cuenta ciertas consideraciones que ayudarán a obtener un mejor y mayor resultado al momento de llevar a cabo la construcción de una subestación, entre ellas se pueden mencionar:

Este trabajo solo tiene contemplado el diseño eléctrico de la subestación, por lo que todo el diseño de obra civil no será tratado en el mismo.

El diseño de distribución de la subestación, está determinado por el área de influencia, es decir, el área que ocuparan los equipos, los accesos, los cimientos de equipos, etc.

Los niveles de tensión a maniobrar y la capacidad de la misma, las tensiones existentes, las distancias entre las fuentes de alimentación más cercanas.

Circunstancias físicas y ambientales del lugar donde se ubicará la subestación, entre las que se puede encontrar: la altura sobre el nivel del mar, temperaturas, humedad relativa, velocidad del viento, resistividad del terreno.

Análisis económico, el cual está determinado por el costo del proyecto, evaluando la mejor alternativa de solución.

Además el diseño de la subestación deberá cumplir con las normas nacionales e internacionales, tales como:

- NTDOID (Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución)
- ANSI (American Standard Institute)
- IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers)
- IEC (International Electrotechnical Commission)
- NEMA (National Electrical of Materials Association)

Se deberá cumplir con los requerimientos que TRELEC, S. A., como empresa dueña de la subestación considere necesarios para satisfacer su necesidad de distribución de energía eléctrica.

Para poder llevar a cabo la remodelación, será necesaria la utilización de equipo compacto, ya que por las dimensiones de la misma no se podría utilizar equipo normalmente utilizado en las subestaciones aisladas en aire.

Cuando se refiere a equipos compactos, quiere decir que son aquellos que utilizan gas como fluido para el aislamiento eléctrico en sus distintos componentes, el gas utilizado en estos equipos es hexafluoruro de azufre (SF₆), cuyas siglas en inglés son GIS (Gas Insulated Switchgear).

Entre las características principales del hexafluoruro de azufre son: no tóxico, muy estable, no inflamable, inodoro, incoloro, esto a condiciones normales de presión y temperatura (1,013 hPa y 20 °C)

Entre las diferencias que se pueden encontrar entre una subestación aislada en aire de una aislada en gas, puede citarse la más importante y la que mayor beneficio se le puede encontrar, que la subestación aislada en gas posee dimensiones reducidas, el volumen ocupado por una GIS oscila entre el 3 % y

el 12 % de lo que corresponde una AIS de la misma tensión y para las mismas funciones.

Las dimensiones (área y volumen) reducidas de las GIS, las convierten en la mejor solución para instaladas en las grandes ciudades densamente pobladas, ya que cada día es más notoria la necesidad de abastecer demandas de energía eléctrica y que se encuentran con la problemática del precio elevado de los terrenos, sumando a la imposibilidad de poderlos conseguir de las dimensiones necesarios para instalar una subestación aislada en aire.

Otras ventajas que podemos mencionar de la subestación tipo GIS para la solución de nuestra problemática es:

- Ahorro de espacio
- Seguridad de operación y del personal
- Fácil transporte y montaje
- Reducción de gastos de servicios y mantenimiento
- Reducción en costo y tiempo de:
 - Obra civil
 - Herrajes, aisladores, conectores, conductores y cableado
 - Ingeniería
 - Obra civil
 - Herrajes, aisladores, conectores, conductores y cableado de control
 - Estructuras metálicas

3.1. Ubicación del centro de carga

A continuación se determinara la ubicación del actual centro de carga del área donde la subestación actualmente distribuye energía, esto con el objetivo de poder determinar la distancia entre el centro de carga actual y la ubicación actual de la subestación y así establecer alguna medida si esta se encuentra muy distanciada.

Figura 14. Plano coodenado cartesiano en el área de distribución

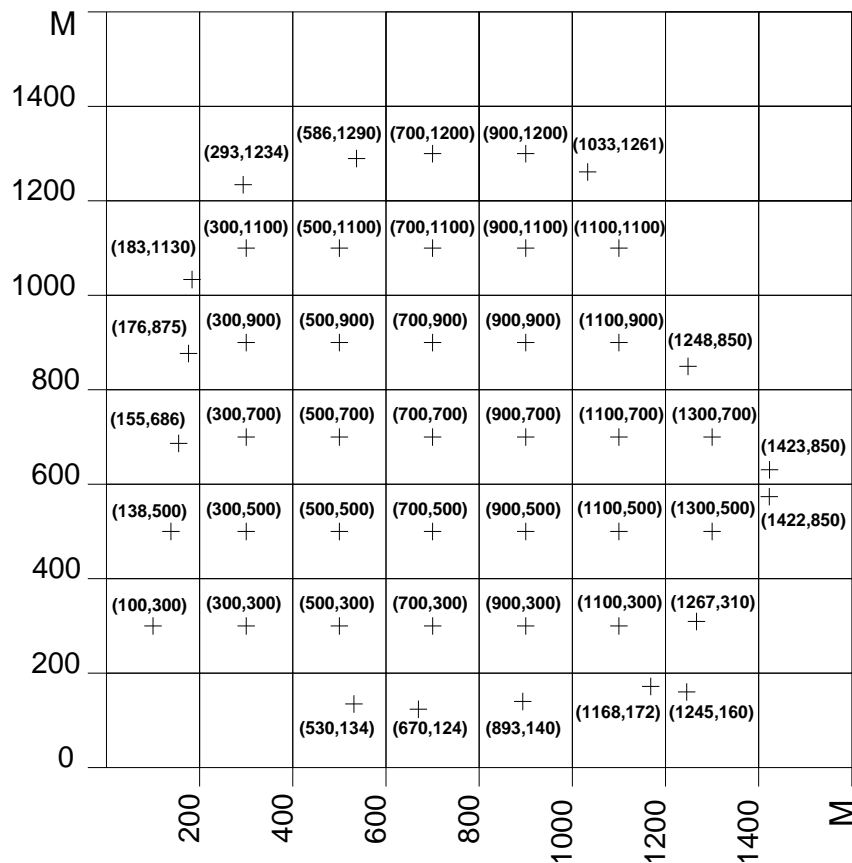


Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

Con este estudio pretende encontrar el centro de carga y se inicia con la realización de un plano cartesiano sobre el área que distribuye la subestación, tal como se muestra en la figura 14.

Como se puede observar en la figura 15, el plano cartesiano posee divisiones en cuadrícula, los cuales tienen un longitud de 200 metros X 200 metros cada uno.

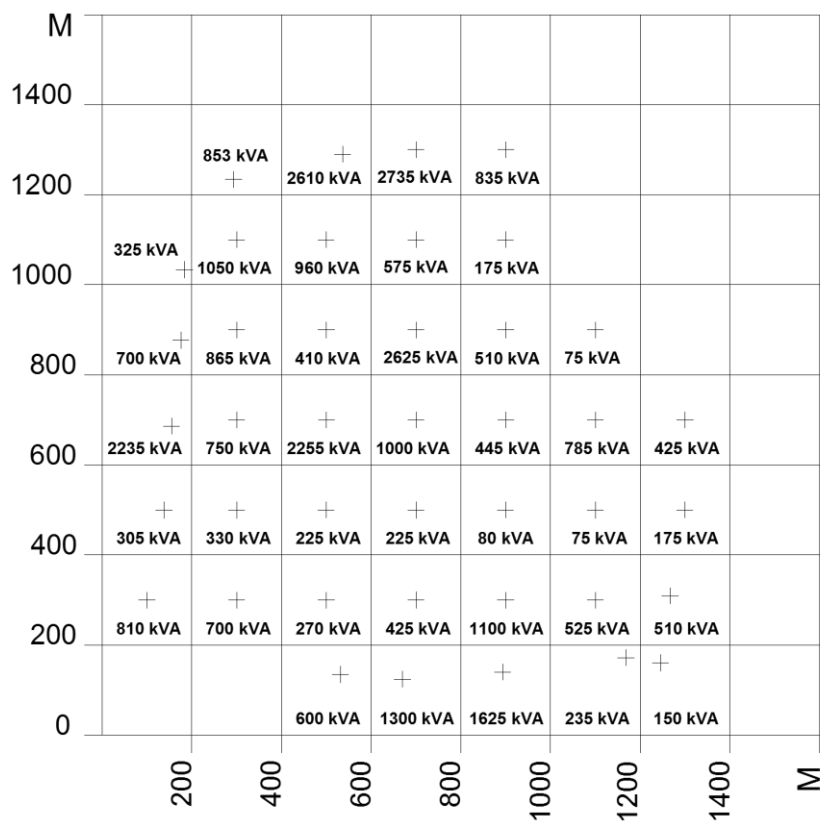
Figura 15. **Distancias a los centros de las cuadrículas del plano coordenado cartesiano**



Fuente: elaboración propia.

Luego se ubicó un punto central de cada cuadro en ambos ejes, considerando la distancia desde el origen del plano cartesiano, tomando en cuenta que los centros en los cuadros de la periferia no se ubican al centro de la cuadrícula ya que el área de distribución no completa todo el cuadro, quedando como se muestra en la figura 15.

Figura 16. **Plano coordenado cartesiano con las potencia totales**



Fuente: elaboración propia.

Con el plano cartesiano trazado, se procedió a realizar trabajo de campo el cual consistió en cuantificar la capacidad de cada uno de los transformadores de distribución que se encuentra en el área de distribución, sumando las capacidades según su ubicación dentro de cada cuadrícula en el plano cartesiano, quedando las capacidades de cada cuadro como se muestra en la figura 16.

Tabla XVI. **Producto entre la potencia de cada cuadrícula y la distancia a su centro**

CENTRO DE CARGA (M)		POTENCIA EN KVA DEL ÁREA	PRODUCTO ENTRE LA DISTANCIA PLANO "X" Y LA POTENCIA DEL ÁREA EN KVA	PRODUCTO ENTRE LA DISTANCIA PLANO "Y" Y LA POTENCIA DEL ÁREA EN KVA
X	Y			
530	134	600	318 000	80 400
670	124	1 300	871 000	161 200
893	140	1 625	1 451 125	227 500
1 168	172	235	274 480	40 420
1 245	160	150	186 750	24 000
100	300	810	81 000	243 000
300	300	700	210 000	210 000
500	300	270	13 ,000	81 000
700	300	425	297 500	127 500
900	300	11 000	9 900 000	3 300 000
1 100	300	525	577 500	157 500
1267	310	510	646 170	158 100
138	500	305	42 090	152 500
300	500	330	99 000	165 000
500	500	225	112 500	112 500
700	500	225	157 500	112 500
900	500	80	72 000	40 000
1 100	500	75	82 500	37,500
1 300	500	175	227 500	87 500
155	686	2 235	346 425	1 533 210

Continuación de la tabla XVI.

300	700	750	225 000	525 000
500	700	2 255	1 127 500	1 578 500
700	700	1 000	700 000	700 000
900	700	445	400 500	311 500
1 100	700	785	863 500	549 500
1 300	700	425	552 500	297 500
176	875	700	123 200	612 500
300	900	865	259 500	778 500
500	900	410	205 000	369 000
700	900	2 625	1 837 500	2 362 500
900	900	510	459 000	459 000
1 100	900	75	82 500	67 500
183	1 030	325	59 475	334 750
300	1 100	1 050	315 000	1 155 000
500	1 100	960	480 000	1 056 000
700	1 100	575	402 500	632 500
900	1 100	175	157 500	192 500
293	1 234	853	249 929	1 052 602
586	1 290	2 610	1 529 460	3 366 900
700	1 200	2 735	1 914 500	3 282 000
900	1 200	835	751 500	1 002 000

Total 42 763 kVA 28 783 604 kVA-m 27 736 582 kVA-m

Fuente: elaboración propia.

Teniendo los totales tanto de la potencia como del producto de la distancia sobre el eje “X” y el eje “Y”, ahora para ubicar el centro de carga debemos dividir la potencia de cada eje dentro de la potencia total.

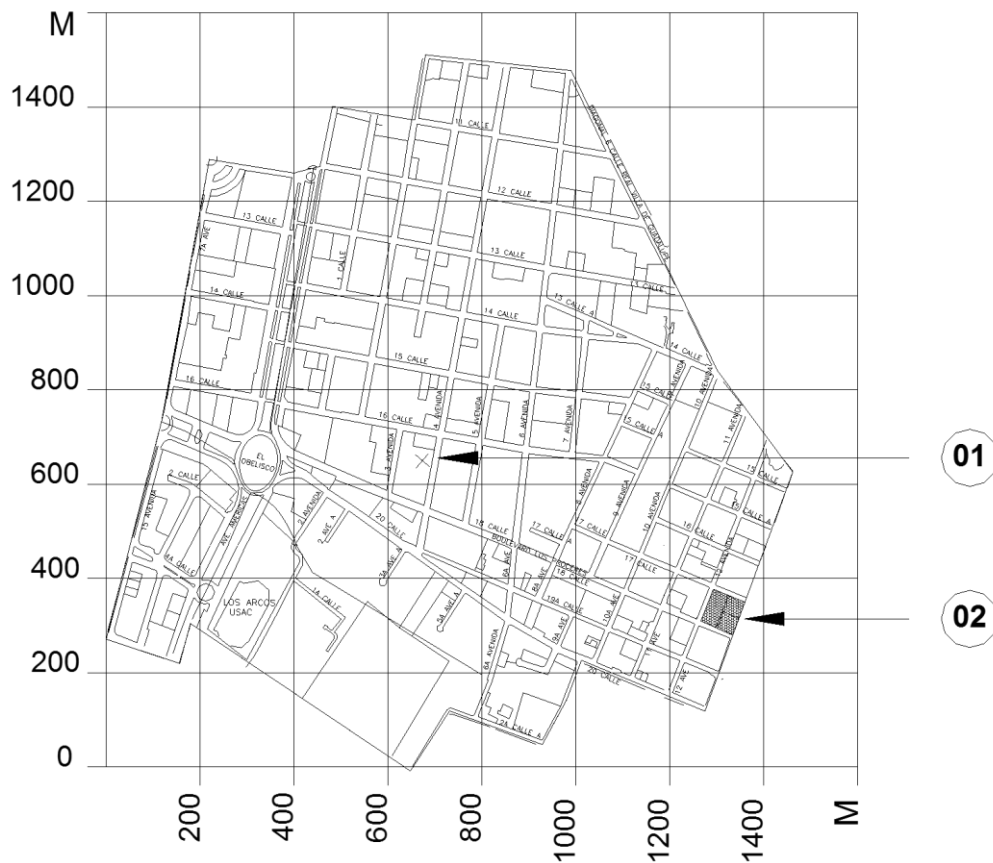
$$Dx = 28\,783\,604 \text{ kVA} - \text{m} / 42\,763 \text{ kVA}$$

$$Dx = 673 \text{ m}$$

$$Dy = 27\,736\,604 \text{ kVA} - \text{m} / 42\,763 \text{ kVA}$$

$$Dy = 649 \text{ m}$$

Figura 17. **Ubicación del centro de carga**



Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

1. Centro de carga
2. Subestación Próceres

Con estos datos el centro de carga se ubica entre la 16 calle y boulevard Los Próceres, y entre 3a y 4a avenida, tal como se puede ver en la figura 13. La distancia entre el centro de carga y la ubicación de la subestación se encuentra a una distancia de 670 metros, ubicándose actualmente la subestación en la periferia de su área de distribución.

Con esto se puede observar que la subestación se encuentra en la periferia sureste del área de distribución, por lo que para cubrir hasta la periferia noroeste, los circuitos más lejanos deberán de tener una longitud aproximada 1,360 metros.

3.2. Condiciones ambientales

Debido a su ubicación la subestación opera bajo las condiciones ambientales que se describen en la tabla XVII.

Tabla XVII. **Condiciones ambientales de la ciudad de Guatemala**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Velocidad máxima del viento	Km/h	120
Fuerza sísmica	Aceleración horizontal en grados de gravedad	0,3
	Aceleración vertical en grados de gravedad	0,2
Temperatura mínima	°C	5,0
Temperatura promedio	°C	25

Continuación de la tabla XVII.

Temperatura máxima	°C	34
Humedad relativa promedio	%	75
Altitud	Metros sobre el nivel del mar	1 500

Fuente: INSIVUMEH, sección ATLAS climatológico.

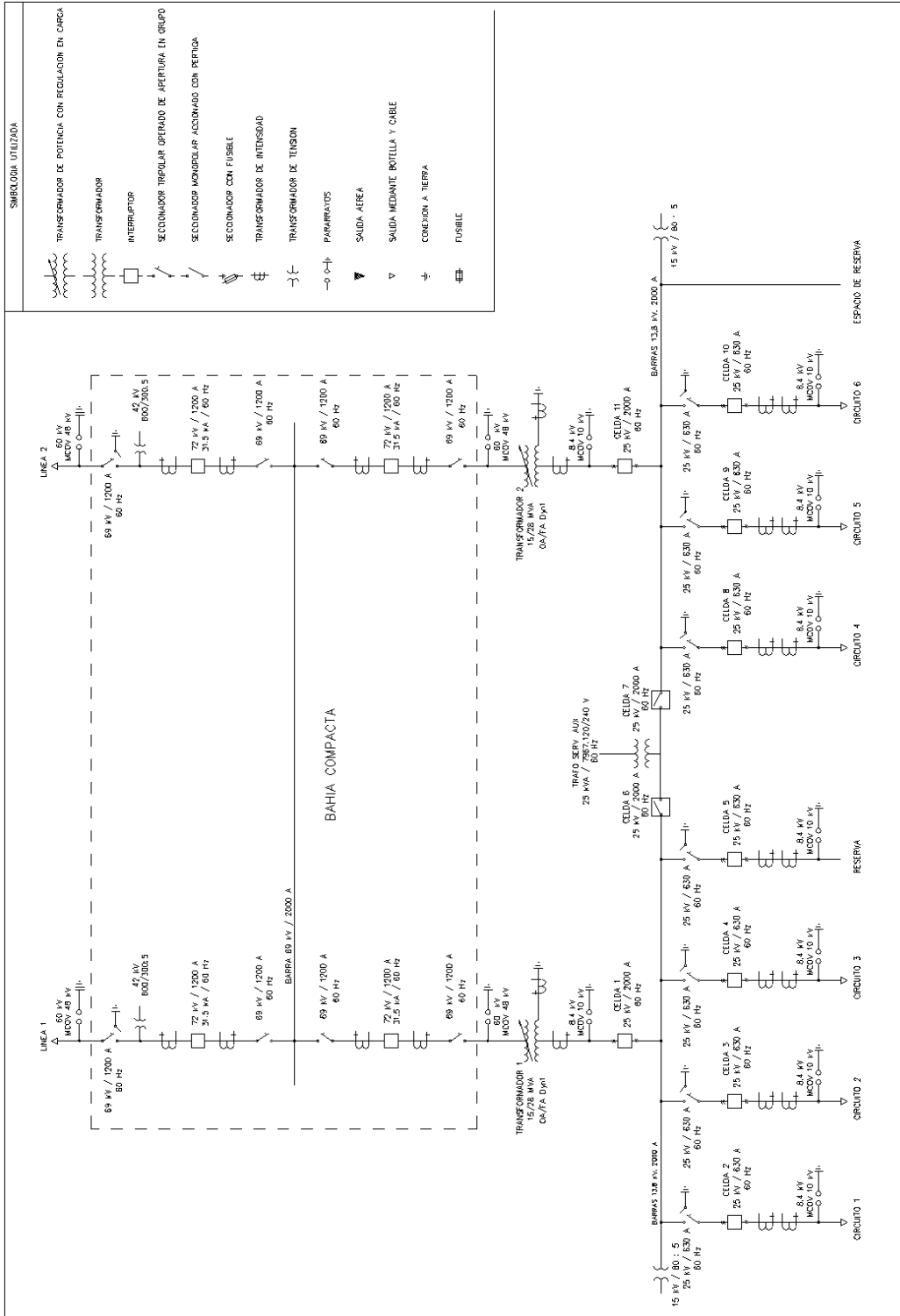
3.3. Requisitos de diseño

Por requisitos de Trelec, la remodelación de la subestación Próceres deberá de satisfacer las siguientes necesidades técnicas:

- Dos campos de línea de 69 kV
- Dos campos de transformación, con capacidad de 28 MVA cada uno
- Seis campos para circuitos de salida de 13,8 kV
- Un campo de reserva, para un séptimo circuito de salida de 13,8 kV, con todo su equipo.
- Un campo de reserva, para un octavo circuito de salida de 13,8 kV, sin equipamiento.
- Remodelación de la caseta de control
- Una fosa para derramamiento de aceite que sea común para los dos bancos de transformación.

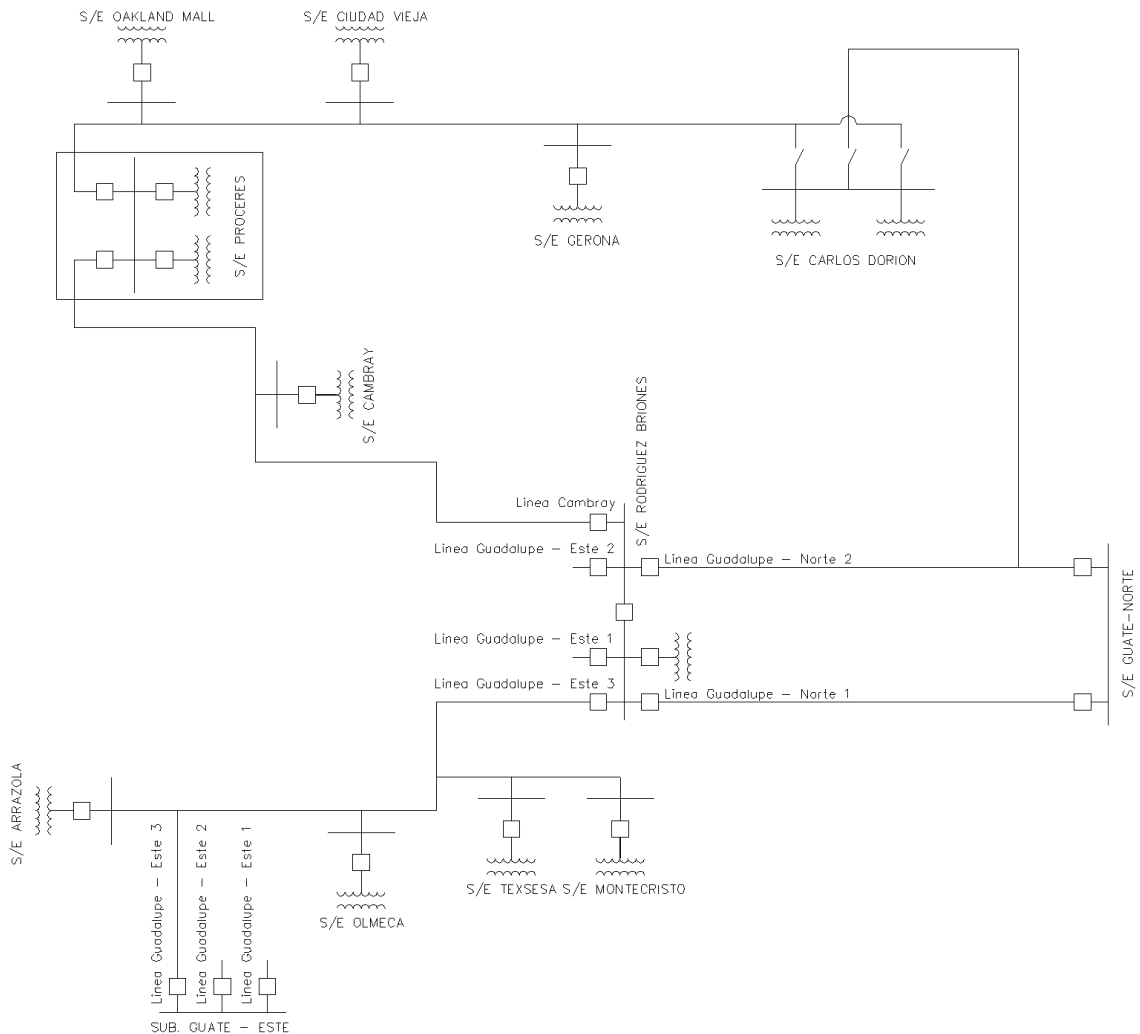
Con todos los requisitos de Trelec, el diagrama unifilar quedaría como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Diagrama unifilar final



Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

Figura 19. **Proyección de la subestación Próceres en el SIN**



Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

Al contar la subestación con dos alimentaciones en 69 kV, la subestación ya no quedaría conectada en derivación y pasaría a ser parte de un anillo, mejorando así su confiabilidad, tal como se puede ver en la figura 19.

Además estas alimentaciones quedarán protegidas con pararrayos a su entrada, seguido se tendrá un seccionador de línea con puesta a tierra, luego cada alimentación llegará a una barra común, esta barra será del tipo seccionada, ya que contará con un seccionador para poder unir a los dos circuitos, teniendo como objetivo de esta barra es poder alimentar en cualquier momento los dos transformadores con una sola línea.

Con la adición de tres circuitos de distribución a la subestación, se podrán descargar los circuitos existentes, de manera que todos los circuitos se encuentren con capacidad para el incremento de la demanda para poder llevar más carga en una contingencia.

Los seis circuitos saldrán de cada una de las barras, pero podrán unirse para formar una barra común, en el caso de la barra de 69 kV, esta no es del tipo partida, por lo que las dos líneas y bien los dos campos de transformación quedarán conectados a dicha barra.

3.4. Característica de los equipos

La selección del equipo adecuado es fundamental para el desarrollo de un proyecto, ya que de esto dependerá que los mismos satisfagan las necesidades, funcionamiento y operación de la subestación.

3.4.1. Bahía compacta de 69 kV

La selección del equipo compacto adecuado es una parte muy importante en la remodelación de la subestación, debido a que este debe ser lo más compacto posible y que cumpla con los requerimientos de diagrama unifilar que

se muestra en la figura 20, además el equipo deberá de tener excelentes características de calidad y confiabilidad.

Sin duda la bahía tipo GIS para los campos de 69 kV, es lo que más se adecúa a nuestra necesidad de ahorro de espacio, se propone una bahía ENK aislada en gas, marca ABB, la cual es una de las bahías más compactas encontradas en el mercado, para un nivel de tensión de 69 kV. La bahía deberá de contener los siguientes componentes:

- Cuatro entradas para cable subterráneo para 69 kV.
- Dos interruptores para protección de línea (uno por cada entrada).
- Dos interruptores para protección de cada transformador.
- La configuración deberá ser simple barra.
- Deberá contar con seccionadores para la entrada y salida de cada interruptor.
- Cada interruptor deberá contar con sus respectivos transformadores de corriente y transformadores de potencial para coordinar la protección.

3.4.1.1. Envoltente

Este tipo de bahía tendrá un envoltente de aluminio, lo cual significa que la estructura es liviana, no tiene efectos magnéticos y tiene menor resistividad que el acero del mismo espesor, con las desventajas que tiene menor resistencia mecánica y menor tiempo de preformación por arco interno.

Las envoltentes deberán ir unidas entre sí, mediante tornillería, se debe tomar en cuenta que como parte del envoltente se deberán colocar elementos flexibles para compensar las tolerancias de fabricación, permitir la dilatación y evitar la vibración producida por los equipos como transformadores.

La envolvente deberá de ser de tipo trifásico, es decir que las tres fases estarán contenidas en un sólo compartimiento, debido a que con este tipo de envolvente se disminuirá el espacio, el montaje se realizará más rápido y se disminuirá el mantenimiento.

3.4.1.2. Separadores

Los separadores aislantes suponen un aislamiento sólido generalmente de resina epóxica, en paralelo con el gas, entre el sistema de conductores bajo tensión y las envolventes puesta a tierra que lo rodean. Esto soportan los conductores y algunos de ellos dividen las subestación en diferentes secciones. Deben también soportar diferentes campos eléctricos y formar una barrera segura para el gas durante el servicio.

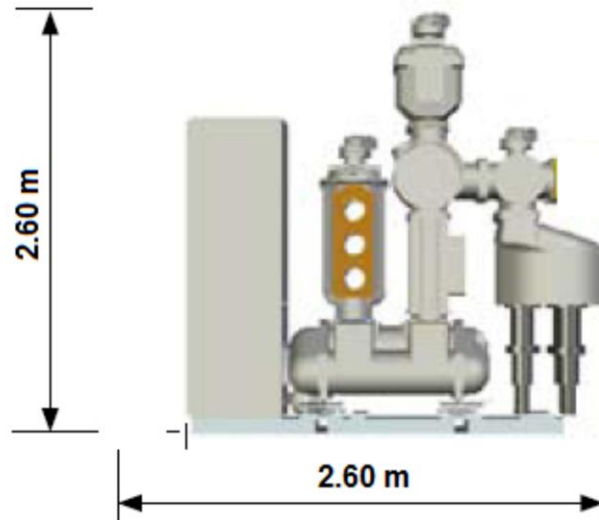
3.4.1.3. Conductores

Los conductores son tubos de aluminio que se unen mediante contactos en los extremos, estos contactos suelen ser enchufables y comprimidos por muelles. La parte de los contactos está normalmente rodeada de pantallas para guiar el campo eléctrico.

3.4.1.4. Sistemas de supervisión

En los últimos años los desarrollos tecnológicos en el campo de las subestaciones encapsuladas se han presentado en el área de los sistemas de control, supervisión de las condiciones de los componentes y del gas.

Figura 20. Bahía compacta para 69 kV



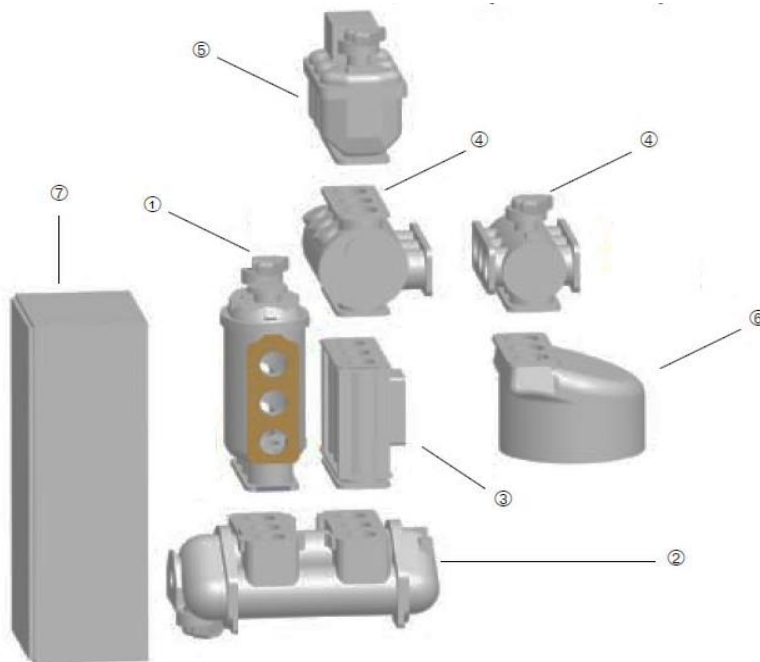
Fuente: Subestación ENK aislada en gas, manual, ABB.

El ancho de este equipo es de aproximadamente 0,80 metros.

Para este propósito se ha desarrollado una serie de dispositivos que permiten el monitoreo permanente y en línea del estado de la mayoría de los componentes de la GIS e incorporar esta información sobre la red de datos y control, dicha bahía está integrada por los siguientes componentes:

1. Módulo de barras con seccionador
2. Interruptor de potencia
3. Transformador de corriente
4. Seccionador de línea con puesta a tierra
5. Transformador de tensión
6. Terminal de cables
7. Armario de control

Figura 21. **Componentes de la bahía compacta**



Fuente: subestación ENK aislada en gas, manual, ABB.

Las conexiones de la entrada de las líneas de 69 kV, deberán ser tipo subterráneas, mientras que las salidas al transformador deberán ser aéreas, esta también deberá contar con una estructura metálica, cuya función es soportar el equipo y fijar el mismo al suelo.

3.4.2. Transformador de potencia

El transformador de potencia será de tipo convencional, de diseño compacto, con conexión aérea en la parte primaria y secundaria. Cada uno deberá tener una capacidad máxima de 28 MVA, con regulación bajo carga en el lado de 69 kV, evitando con esto que el mismo sea de un gran volumen comparado con uno regulado en el lado de 13,8 kV.

3.4.3. Celdas aisladas en gas SF6 de 13,8 kV

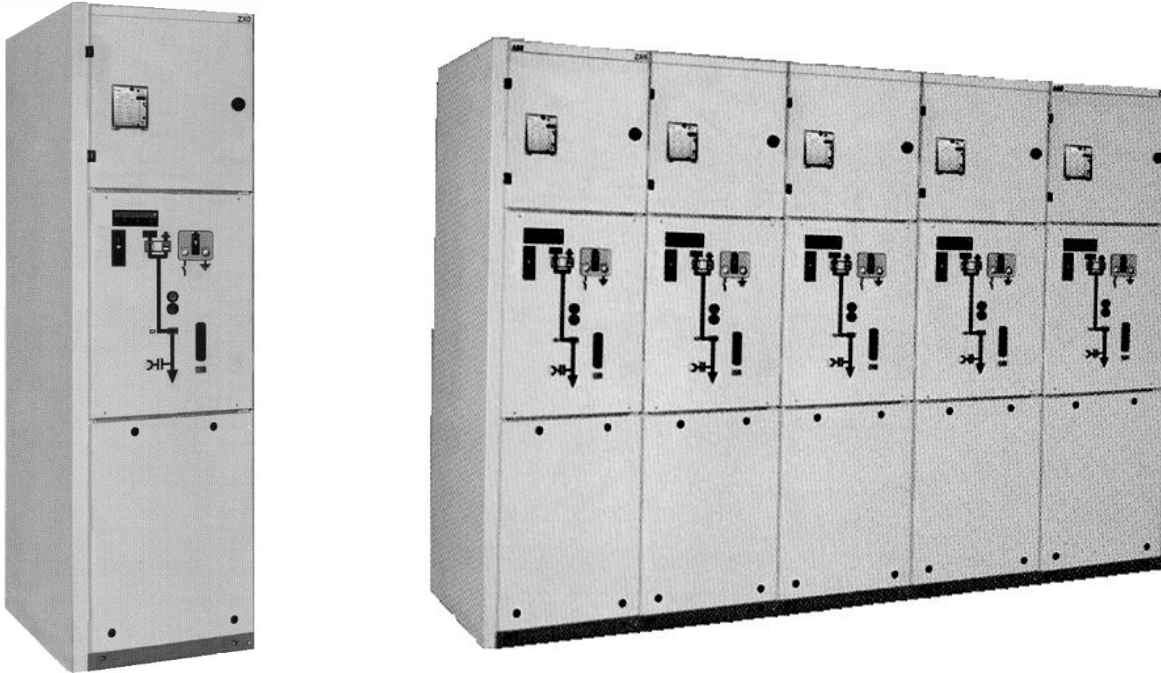
Debido al poco espacio con que cuenta la caseta de control, se deberá tomar en cuenta que las dimensiones de celdas no deben exceder de 0,60 metros y 1,76 metros de fondo, descartando con esto el uso de Interruptores reconectores convencionales, ya que para usar estos sería necesario la instalación de estructura, cimientos y herrajes.

Los fabricantes de equipo eléctrico presentan celdas encapsuladas tipo interior, con entradas y salidas subterráneas. Cada celda integrada un interruptor reconector al vacío, cuchillas seccionalizadoras a la entrada del interruptor, transformadores de corriente, espacio para protección y control, además estas se van sumando a la barra de 13,8 kV conforme se van necesitando, ya que para agregar una celda, esta se engancha con la anterior por medio de conectores tipo plug, tal como se puede ver en la figura 22. Además todo el mecanismo interno de la celda está aislado en gas SF6, únicamente el interruptor esta al vacío, como se muestra en la figura 23.

La celda de entrada, aparte de tener los dispositivos de interruptor al vacío, cámara aislada en SF6, dispositivos de protección, estas tendrán integradas los transformadores que medirán el potencial de la barra. La entrada de esta celda será por medio de cables subterráneos y la salida de esta será la que alimenta la barra de 13,8 kV.

Las celdas de salida de los circuitos, tendrán todos los dispositivos con los que cuenta la celda de entrada, exceptuando los transformadores de potencial.

Figura 22. Celda de 13,8 kV

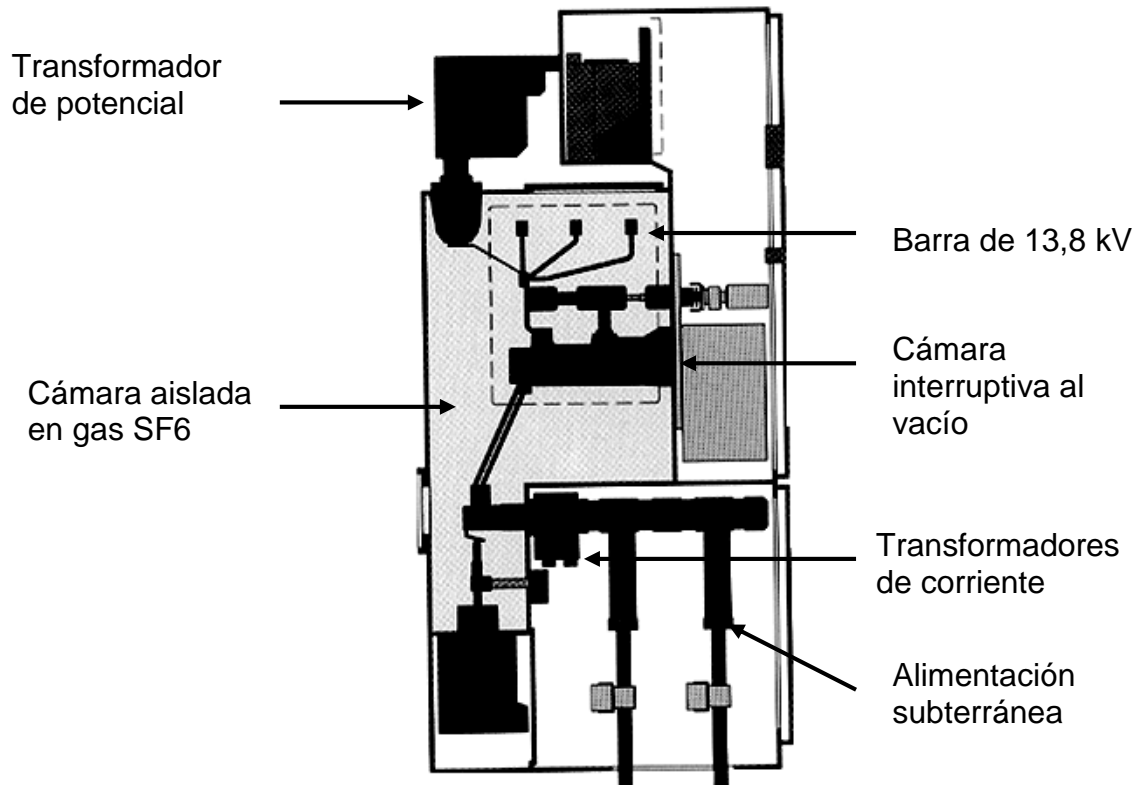


Fuente: Gas-insulated médium voltaje switchgear introduction manual BA 439/05 E, ABB.

Esta celda cuenta con dos juegos transformadores de corriente, tanto para la medición como para la protección y un juego de pararrayos. La salida de la misma será subterránea hacia los postes de distribución más cercanos.

La celda de enlace será del tipo cuchilla, con accionamiento motorizado, toda aislada en SF6, cada una de estas se conectarán a la barra de 13,8 kV y se unirán entre sí por medio de cable subterráneo.

Figura 23. Perfil de la celda de entrada 13,8 kV



Fuente: Gas-insulated médium voltaje switchgear introduction manual BA 439/05 E, ABB.

3.5. Estudio de corto circuito

El dato proporcionado por Trelec sobre el nivel de corto circuito en el área en el lado de 13,8 kV, que es donde tiene el mayor nivel de corto circuito es de 7,84 kA, este dato servirá para poder realizar cálculos posteriores.

3.6. Sistemas de protección

Tanto las líneas de 69 kV como los transformadores de deberán estar protegidos de sobrecorrientes, derivado de diversas fallas, además se deberán de liberar cualquier falla interna que pueda presentar el transformador, para ello se deberá utilizar relevadores especiales, los cuales envíen señal de apertura a los diversos interruptores que alimentan la subestación.

En el caso de los circuitos de 13,8 kV, estos deberán de estar protegidos de sobrecorrientes y baja frecuencia que pueda presentarse en el circuito, para ello se deberá utilizar un relevador para protección de circuito, un aspecto importante de este interruptor es que deberá estar capacitado para realizar diversas operaciones de apertura y cierre para liberar la falla que se presente.

3.6.1. Protección de línea de 69 kV

Para proteger cada una de las líneas será necesaria la utilización de un relevador el cual proporcione la siguiente protección:

- Protección de distancia (21)
- Protección direccional de sobrecorriente (67/67N)

3.6.2. Protección diferencial de barra de 69 kV

Para proteger las conexiones de la barra de 69 kV desde o hacia los equipos, será necesario la utilización de un relevador diferencial de barra 87B, el cual actuará ante cualquier incidente.

3.6.3. Protección del transformador

Para proteger cada uno de los transformadores será necesaria la utilización de un relevador el cual pueda proporcionar la siguiente protección:

- Protección de sobre corriente 50/51, 50N/51N y 50G/51G
- Protección diferencial 87 T

También se deberá instalar un relevador de disparo y bloqueo 86T, el cual deberá ser de restablecimiento manual, el cual actuará sobre el interruptor de protección de cada transformador, este relevador disparará y se bloqueará en las siguientes circunstancias:

- Activación de la protección diferencial (87T)
- Detección del mínimo nivel de aceite (71)
- Operación del relevador Buccholz (63D)
- Operación del relevador de sobre presión (63)

3.6.4. Protección de los circuitos de 13,8 kV

El relevador que se coloque en cada uno de los circuitos deberá tener el siguiente tipo de funciones:

- Recierre (79)
- Protección de sobrecorriente 50/51 y 50N/51N
- Protección de desbalance
- Protección de baja frecuencia.

3.7. Cálculo de la red de tierras

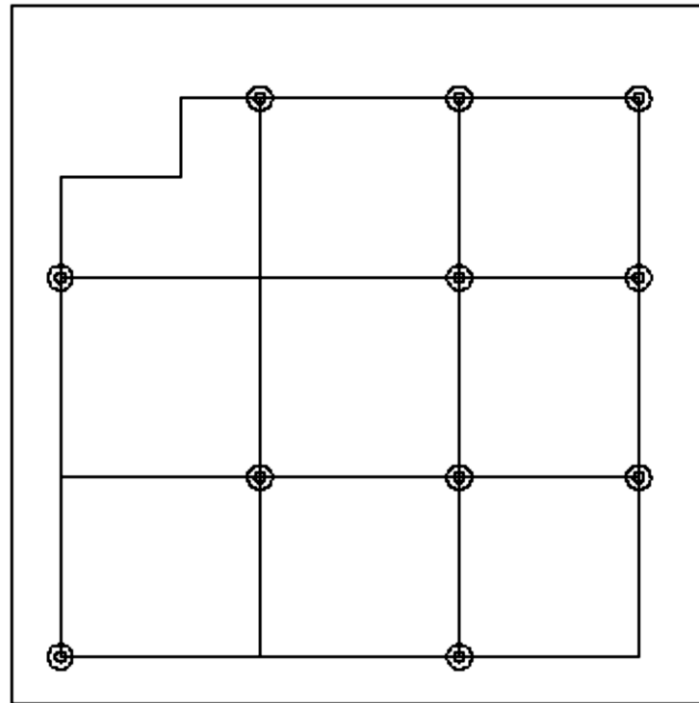
La red de tierras es uno de los aspectos principales para la protección contra sobrecorrientes en una subestación, ya que a esta se conecta los neutros de los aparatos, pararrayos, cables de guarda, estructuras metálicas y todas aquellas cubiertas de los aparatos que deben de estar a un potencial de tierra.

Para poder realizar el estudio de red de tierras, primero se precedió a realizar un estudio sobre la resistividad del suelo de la subestación, el cual se encuentra en los anexos, dando como resultado 74,56 Ω - m, para nuestro estudio tomaremos como resultado 75 Ω - m. Tomando en cuenta que según las Normas NTDOID la resistencia para subestación de 56 MVA no debe ser mayor de 0,5 Ω , se procederá a realizar el análisis de tierras.

Como se puede ver en la figura 24 la red de tierras de la subestación cuenta con 4 cables horizontales y 4 cuatro cables verticales de cobre No. 4/0, todos con una dimensión cuadrada de 14,50 metros y un total 11 varillas de cobre de 0,015 metros de diámetro y de 2,42 metros de longitud, ubicados tanto en la periferia como dentro de la red.

El cálculo de la nueva red de tierras, se hará en base a la Norma IEEE-80-2000. El primer paso para calcular la nueva red de tierras es importante determinar la corriente máxima de corto circuito en dicha subestación, dicha corriente se determinó en el inciso 3.5.

Figura 24. Red de tierras actual



Fuente: archivos de TRELEC.

Teniendo en cuenta que esta subestación no tendrá un aumento de la capacidad en el futuro de no más del 10 % y que el factor de decremento (D_f) para un tiempo de liberación de una falla de 0,03 segundos es 1,65, el nivel de corto circuito queda de la siguiente manera:

$$I_G = I_{cc} \times \% \text{ de aumento} \times D_f$$

$$\text{Donde } I_{cc} = 7,84 \text{ kA (inciso 3.5)}$$

$$I_G = 7,840 \times 1,1 \times 1,65$$

$$I_G = 14\ 229 \text{ A}$$

Para calcular la red de tierras contamos con la siguiente información:

Resistividad del terreno (ρ):	75 Ω -m
Máxima corriente de la red de tierras (I_G):	14 229 A
Resistividad del piedrín (ρ_s):	2 500 Ω -m
Espesor de la capa de superficie (h_s):	0.10 m
Calibre del conductor:	4/0
Diámetro del conductor 4/0 (d):	0,0163 m
Profundidad del cable (h):	0,50 m
Tiempo de duración de la falla (t_s):	0,03 Seg.
Longitud horizontal (L_x):	16,50 m
Longitud vertical (L_y):	16,50 m
Numero de cables horizontales (N_{Cx}):	7
Numero de cables verticales (N_{Cy}):	7
Longitud de las varillas (L_R):	2,43 m
Numero de varillas en la periferia (N_v):	11

Primero se debe calcular la resistencia de la red de tierras R_g .

$$R_g = I \times \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 A}} \times \left(1 + \frac{1}{1 + h \times \sqrt{20/A}} \right) \right]$$

$$R_g = 75 \times \left[\frac{1}{260} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 272,25}} \times \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5 \times \sqrt{20/272,25}} \right) \right]$$

$$R_g = 2,20 \Omega$$

Luego se calculara el factor de espaciamiento para el voltaje de malla K_m .

$$K_m = \frac{1}{2 \times \pi} \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 \times h \times d} + \frac{(D + 2 \times h)}{8 \times D \times d} - \frac{h}{4 \times d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \times \ln \left[\frac{8}{\pi (2 \times n - 1)} \right] \right]$$

Para poder calcular K_m , se debe conocer el ajuste para el factor de corrección por peso, para efectos dentro de los conductores colocados en las esquinas de la malla (K_{ii}), también el factor de corrección por el peso, que enfatiza los efectos de la profundidad de la malla (K_h), la distancia promedio entre los conductores (D) y el factor geométrico de la malla (n)

Cuando se tienen varillas en la periferia de la malla de tierras se determina que $K_{ii} = 1$.

En el caso de K_h , este se obtiene por la siguiente fórmula:

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

Donde $h_0 = 1$, debido a que este es referenciado a la profundidad de la malla, quedando K_h de la siguiente manera:

$$K_h = \sqrt{1 + 0,5/1}$$

$$K_h = 1,22$$

En el caso del factor geométrico n, este se calcula de la siguiente manera:

$$n = n_a \times n_b \times n_c \times n_d$$

Donde:

$$n_a = \frac{1,22 \times L_c}{L_p}$$

Donde L_c es la longitud total del cable de cobre de la malla y L_p es el perímetro de la malla.

$$n_a = \frac{1,22 \times 231}{66}$$

$$n_a = 7$$

En el caso de una malla cuadrada $n_a, n_b, n_c,$ y $n_d = 1$, quedando n de la siguiente manera:

$$n = 7 \times 1 \times 1 \times 1$$

$$n = 7$$

Entonces K_m queda de la siguiente manera:

$$K_m = \frac{1}{2 \times \pi} \left[\ln \left[\frac{3,3^2}{16 \times 0,5 \times 0,01} + \frac{(3,3 + 2 \times 0,5)}{8 \times 3,3 \times 0,01} - \frac{0,5}{4 \times 0,01} \right] + \frac{1}{1,22} \times \ln \left[\frac{8}{\pi (2 \times 7 - 1)} \right] \right]$$

$$K_m = 0,50$$

Para encontrar el voltaje de malla E_m se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_m = \frac{\ell \times I_G \times K_m \times K_i}{LC + \left[1,55 + 1,22 \times \left(\sqrt{\frac{L_r}{Lx^2 + Ly^2}} \right) \right]}$$

Para encontrar E_m se necesita conocer el factor de corrección por la geometría de la malla K_i , la cual se encuentra de la siguiente manera:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \times n$$

$$K_i = 0,644 + 0,148 \times 7$$

$$K_i = 1,68$$

Entonces E_m es el siguiente:

$$E_m = \frac{75 \times 14\,235 \times 0,5 \times 1,68}{231 + \left[1,55 + 1,22 \times \left(\sqrt{\frac{2,43}{16,5^2 + 16,5^2}} \right) \right]}$$

$$E_m = 3\,226 \text{ V}$$

Ahora debemos de encontrar el factor de espaciamento para el voltaje de paso K_s .

$$K_s = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \times h} + \frac{1}{D + h} - \frac{1}{D} \times (1 - 0,5^{n-1}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \times 5} + \frac{1}{2,75 + 0,5} - \frac{1}{2,75} \times (1 - 0,5^{7-1}) \right]$$

$$K_s = 0,53$$

Luego se debe de calcular el voltaje de paso E_s , este se calcula de la siguiente manera:

$$E_s = \frac{\ell \times IG \times K_s \times K_i}{0,75 \times 231 \times 0,85 \times LR}$$

$$E_s = \frac{0,75 \times 14\,235 \times 0,53 \times 1,68}{0,75 \times 231 \times 0,85 \times 29}$$

$$E_s = 4\,786 \text{ V}$$

Luego se calculará el voltaje de paso tolerable por el cuerpo humano E_p , cuyo peso promedio sea de 154 Lb.

$$E_p = (1\,000 + 1,5 \times C_s \times \ell_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_p = (1\,000 + 1,5 \times 0,70 \times 2\,500) \times \frac{0,157}{\sqrt{0,03}}$$

$$E_p = 3\,282 \text{ V}$$

Y por último se calcula el voltaje de contacto tolerable por el cuerpo humano E_t .

$$E_t = (1\ 000 + 6 + C_s + \ell_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_t = (1\ 000 + 6 + 0,70 + 2\ 500) \times \frac{0,157}{\sqrt{0,03}}$$

$$E_t = 10\ 410\ \text{V}$$

Para poder comprobar que el diseño de la red de tierras es satisfactorio se debe cumplir con las siguientes relaciones:

$$E_m < E_p$$

$$E_s < E_t$$

Comprobando, se obtiene que:

$$3\ 226\ \text{V} < 3\ 286\ \text{V}$$

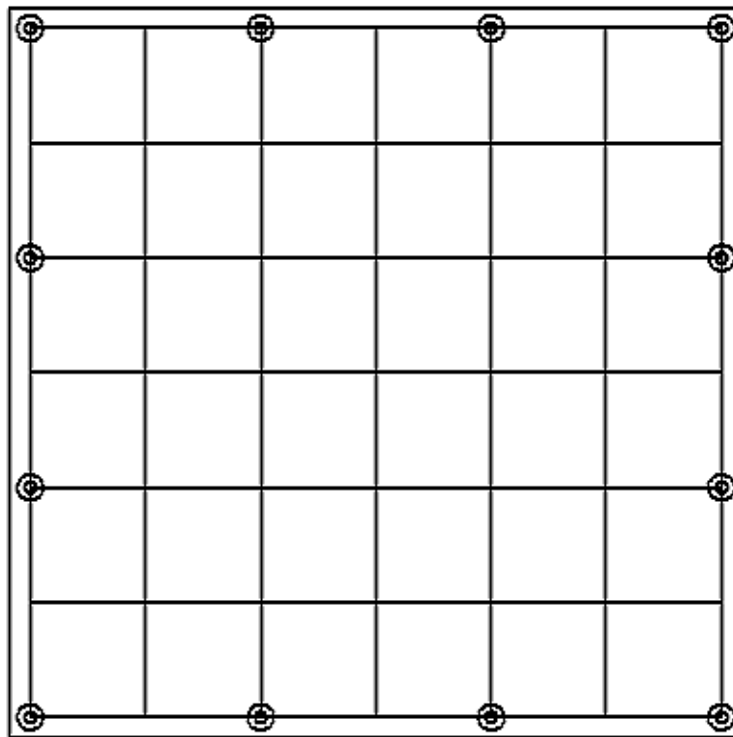
$$4\ 786\ \text{V} < 10\ 410\ \text{V}$$

Comprobando que ambas relaciones cumplen, por lo que se da por aprobada la red de tierras, quedando distribuida como se muestra en la figura 25.

3.8. Distribución de equipos

En el caso de las subestaciones compactas tipo GIS el ahorro de espacio va acompañado de un ahorro en el tiempo de montaje de estos equipos, con relación a una subestación tipo exterior ya sea de perfil alto o bajo, aislada en aire.

Figura 25. **Nueva distribución de la red de tierras**



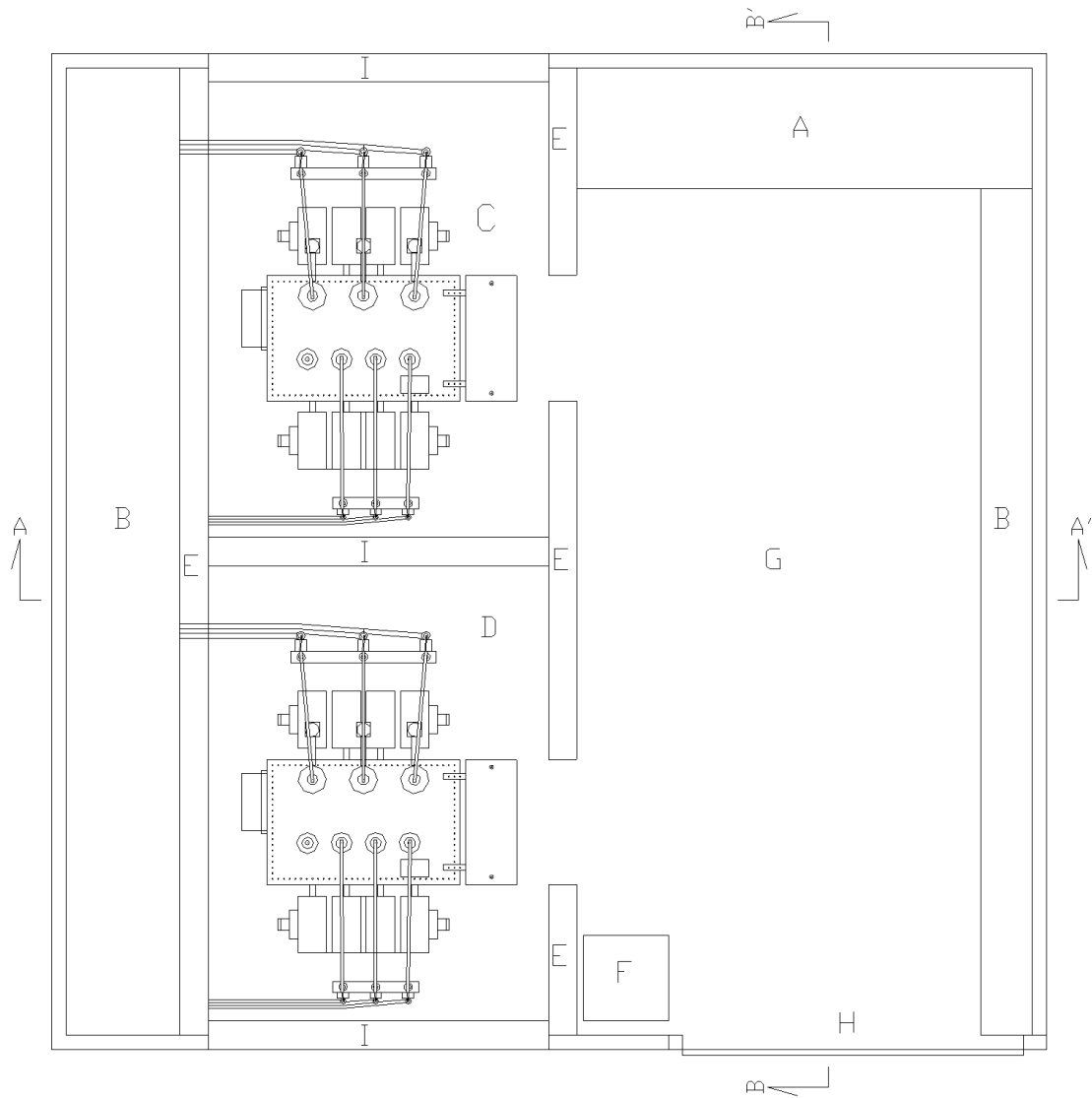
Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

3.8.1. Distribución del área superior

La distribución de los equipos dentro de la subestación no deja de ser un problema, debido a que se debe de acomodar todo el equipo que se presenta en el diagrama unifilar, dentro del terreno que se dispone, además no se debe de olvidar que se deben de cumplir con las libranzas y con las distancias mínimas de seguridad.

En la figura 26 se puede ver la distribución de la remodelación de la subestación, como se puede observar en el área superior únicamente se describirá cada uno de los incisos.

Figura 26. **Distribución del área superior**



Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

- A. Caseta para acceso al área subterránea
- B. Canal para cables subterráneos
- C. Cimiento del transformador 1
- D. Cimiento del transformador 2
- E. Canal para derrame de aceite

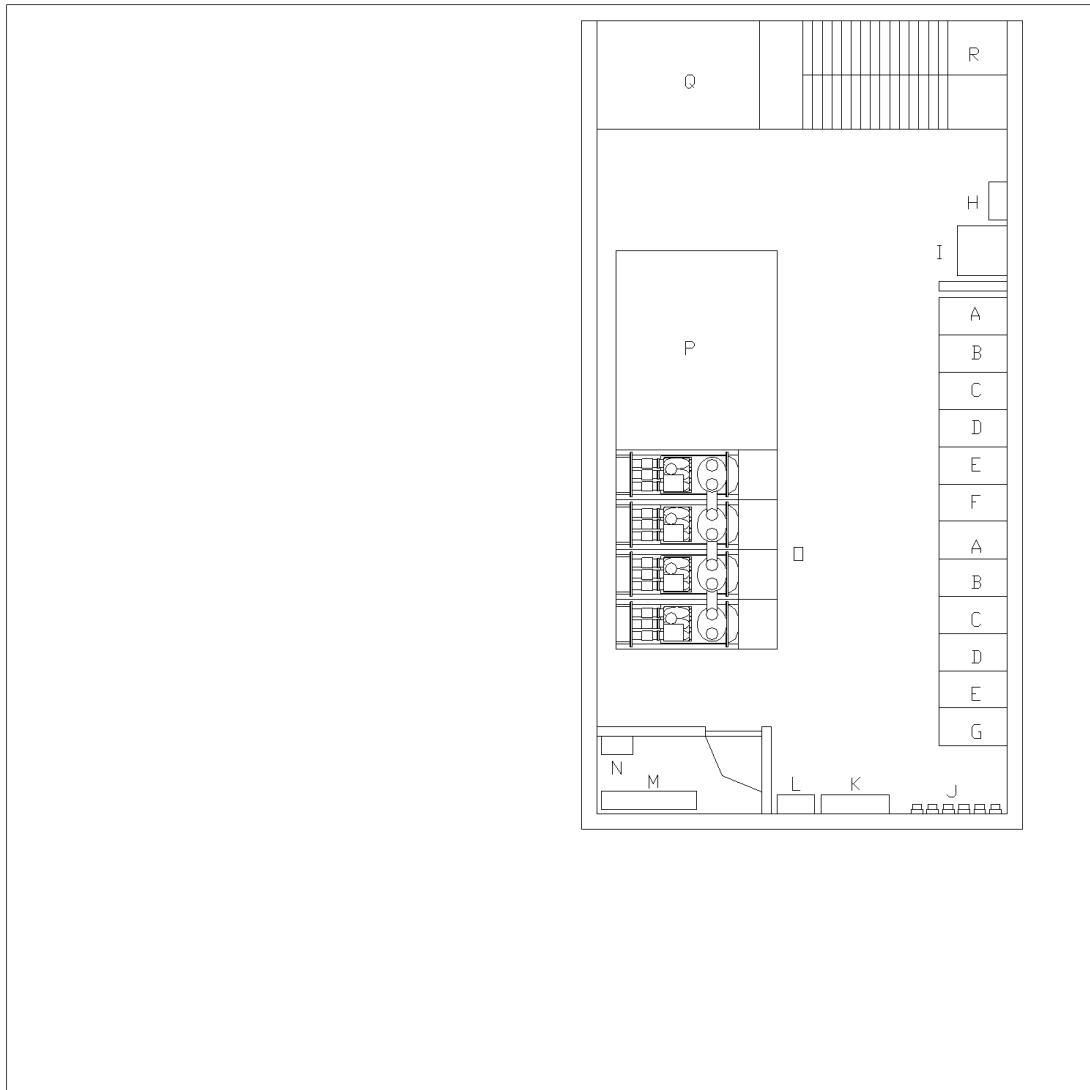
- F. Fosa para almacenar aceite
- G. Patio de maniobras
- H. Portón de acceso
- I. Muros contra fuego

3.8.2. Distribución del área subterránea

El área subterránea servirá para resguardar a todos los equipos compactos, además de los equipos de comunicación y los servicios auxiliares, tal como se puede observar en la figura 27.

- A. Celdas de entrada de cada banco de transformación
- B. Celdas de enlace para unir la barra
- C. Celdas de salida para los circuitos 1 y 4
- D. Celdas de salida para los circuitos 2 y 5
- E. Celdas de salida para los circuitos 3 y 6
- F. Celda de reserva para el circuito 7
- G. Espacio físico para ubicar una celda para el circuito 8
- H. Armario para corriente alterna
- I. Transformador de servicios auxiliares
- J. Medidores de energía
- K. Unidad terminal remota (RTU)
- L. Armario para corriente continua
- M. Banco de baterías
- N. Cargador del banco de baterías
- O. Equipo GIS para los campos de 69 kV
- P. Área disponible para crecimiento de campos en 69 kV
- Q. Área disponible para elevador, para maniobra de equipos
- R. Escalera de acceso para el área subterránea

Figura 27. **Distribución del área subterránea**



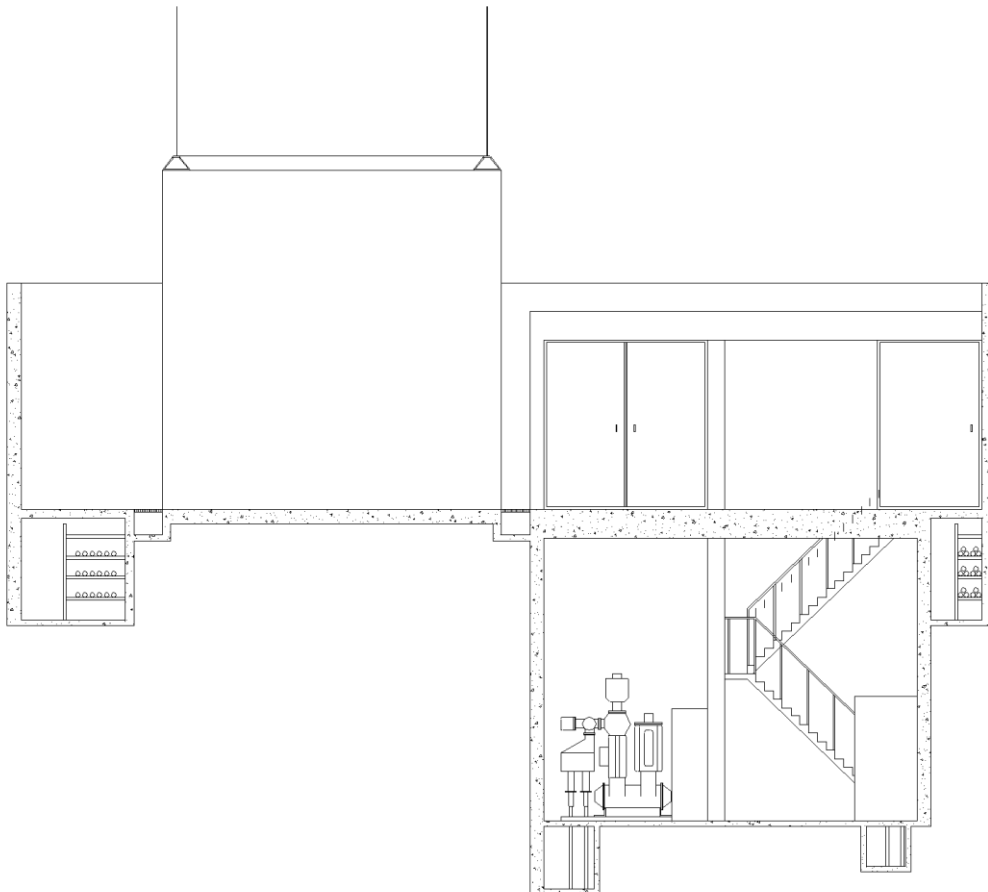
Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

Se deberá instalar 3 armarios, el primero para contener los interruptores termomagnéticos de corriente alterna, el segundo para contener los interruptores termomagnéticos de corriente continua y el tercero para contener la unidad terminal remota y el equipo de comunicación.

La distribución de los cables será por medio de canaletas en el piso de la caseta, las cuales serán cubiertas con tapaderas metálicas.

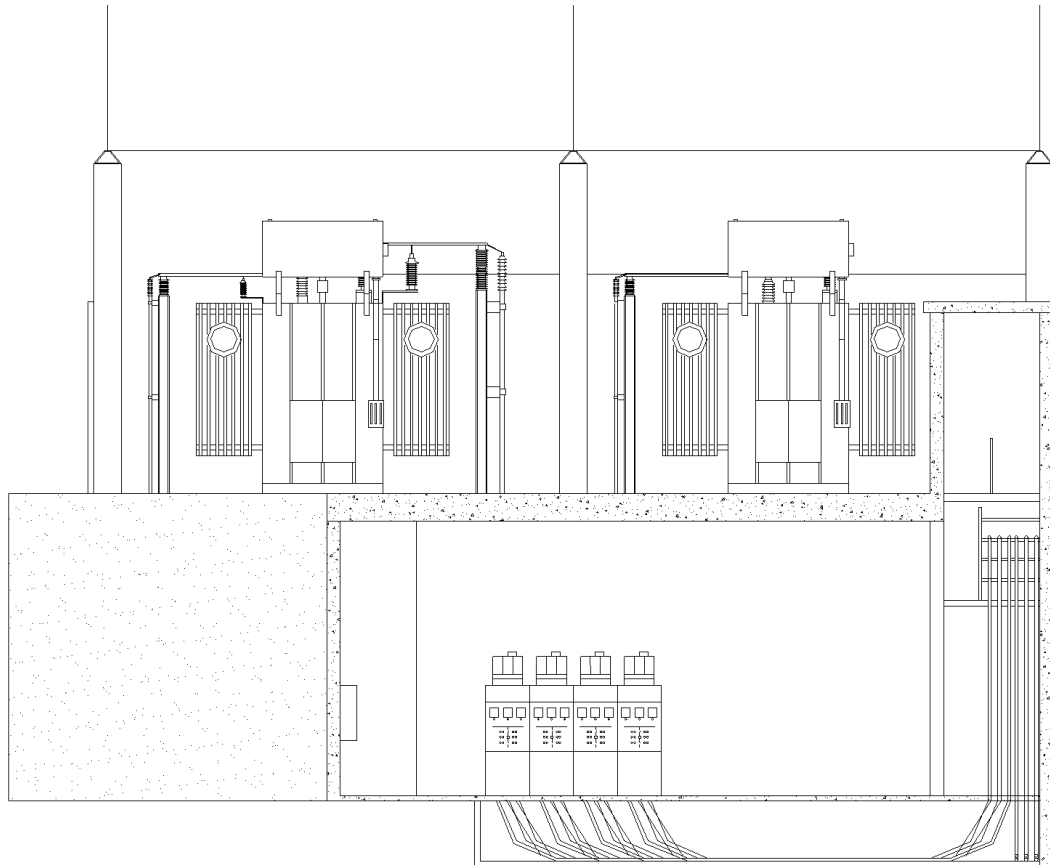
También se puede observar la colocación de los equipos dentro de la subestación, por medio de los cortes que se citan en la figura 28, para una mejor comprensión de cómo quedarán ubicados los canales subterráneos para cables.

Figura 28. **Vista A - A'**



Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

Figura 29. **Vista B - B'**



Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

3.8.3. Depósito para derrame de aceite

La finalidad de este depósito es almacenar el aceite en caso de un accidente, que alguno de los transformadores pudiera derramar de su interior, evitando con esto la contaminación del suelo.

Este depósito deberá ser fabricado de concreto debidamente reforzado para el paso vehicular, además la tapadera del depósito deberá ser de concreto.

La tubería que conecta el canal de aceite del transformador con el depósito de aceite deberá contar con una con dos electroválvulas, una tendrá la función normal abierta en situaciones normales, ya que con esta se podrá desfogar toda el agua pluvial que estuviera en el canal de derrame y solo se cerraría si se tuviera una señal de bajo nivel de aceite de cualquier transformador, la segunda válvula estará en posición normalmente cerrada, evitando que agua pluvial pueda llenar el depósito de aceite, y se abriría únicamente cuando cualquier transformador detectara bajo nivel de aceite.

3.8.4. Portón de acceso

El portón de acceso tendrá 6,00 metros de ancho y 3,50 metros de alto, este deberá de ser de metal, y su apertura deberá ser corredizo para minimizar el espacio efectivo del mismo.

3.8.5. Cimiento de transformador

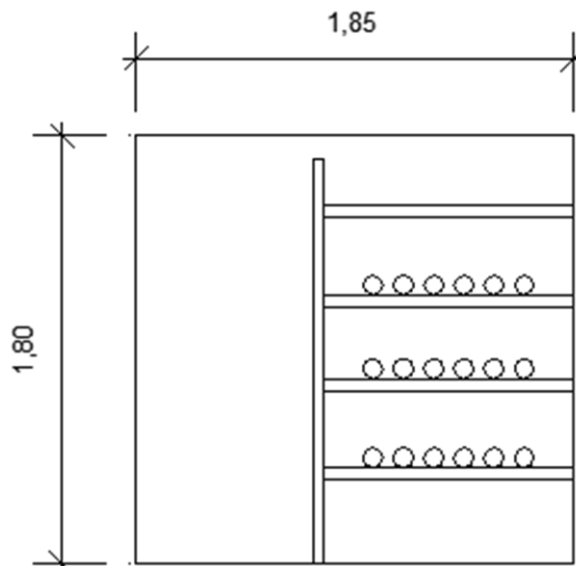
Los cimientos de los transformadores serán fabricados de concreto alisado y deberá ser diseñado para soportar un peso aproximado de 65 toneladas, además en la orilla de cada uno de ellos deberán de tener un canal de derrame de aceite. Es importante que el canal de derrame de aceite se cubra con rejillas de metal galvanizado en caliente para evitar su corrosión.

3.8.6. Canal para cables subterráneos de 69 kV y 13,8 kV

Los canales para los cables subterráneos para tanto de 69 kV como de 13,8 kV deberá ser fabricado de concreto fundido, debidamente reforzado, en su interior deberán de tener soportes para poder sostener los cables y un espacio para que personal pueda circular en dicho canal tanto para poderlo instalar como para poderlo inspeccionar en cualquier momento.

El canal tanto izquierdo como posterior deberá tener un área efectiva de 1,85 metros de ancho por 1,80 metros de altura, tal como se puede observar en el figura 30, este canal albergará los cables de 69 kV que alimentan la subestación, los de 69 kV que alimentarán los transformadores de potencia y los cables de 13,8 kV que van de la salida de cada transformador hacia la celda de entrada de cada barra.

Figura 30. **Canal para cables de 69 kV y 13,8 kV costado izquierdo y posterior**

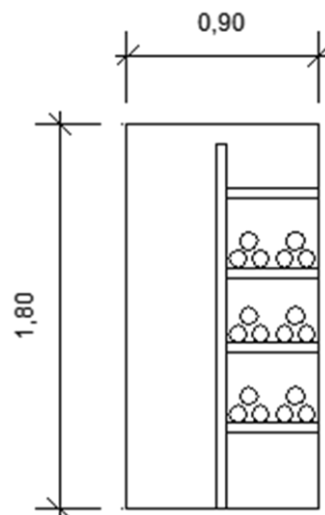


Fuente: elaboración propia.

El canal ubicado en el costado derecho, su principal función es la salida de los circuitos de 13,8 kV, este canal tendrá un área efectiva de 0,90 metros de ancho por 1,80 metros de altura, tal como se puede observar en el figura 31.

Al igual que el otro canal este deberá ser fabricado de concreto fundido, debidamente reforzado, en su interior deberán de tener soportes para poder sostener los cables y un espacio para que personal pueda circular en dicho canal tanto para poderlo instalar como para poderlo inspeccionar en cualquier momento.

Figura 31. **Canal para cables de 13,8 kV, costado derecho**



Fuente: elaboración propia.

3.8.7. Patio de vehículos

El patio de vehículos tiene un área aproximada de 119 metros cuadrados, donde los vehículos o camiones pueden alojarse para realizar maniobras o mantenimientos dentro de la subestación, este patio deberá contar con una carrilera para poder mover cualquier transformador por medio de patines, ya sea a su posición final o bien hacia el portón de acceso, para poderlo trasladar hacia otro sitio.

3.8.8. Registro para cables de control y medición

Las señales para los diferentes equipos que se ubican en la planta baja, se hará por medio de cableado que se ubicara en las canaletas que corren por debajo de los equipos, en el caso de las señales de los transformadores, estas se llevarán por medio de cableado, el cual se ubicara en la parte baja de los canales para cables, hasta llevarlos a la planta baja donde se albergan todos los equipos.

3.8.9. Acometidas en 69 kV y 13,8 kV

Aunque la ubicación de los postes para el ingreso de las líneas de 69 kV y para la salida de los circuitos de 13,8 kV no lo contemple el presente estudio, el cálculo de la tubería para dicha acometida se describe a continuación.

La acometida para las entradas de las líneas de 69 kV, se ubicaran junto al último poste donde remata las líneas, se ubicaran dos bajadas subterráneas, las cuales deberán llevaran 3 cables calibre de 750 MCM de cobre, tipo subterráneo.

En el caso de la salida de los circuitos de 13,8 kV, también se deberá de calcular la tubería adecuada para poder llevar tres cables calibre 500 MCM de cobre, tipo subterráneo.

Por seguridad esta tubería a utilizar deberá ser galvanizada de cedula 40, ya que con esto se evitara que la misma se pueda dañar por cualquier presión o golpe que se le realice.

3.8.9.1. Cálculo para la acometida de 69 kV

Se deberá calcular la tubería adecuada para llevar dentro de la misma 3 cables 750 MCM, para lo cual se debe calcular el área óptima, por lo que se iniciara con la siguiente fórmula:

$$A_{TUBERIA} = \frac{\sum \text{Area de conductores}}{FR \times FA}$$

Donde FR es el factor de relleno y FA es el factor de arreglo. El factor de relleno se utiliza para garantizar que haya el suficiente flujo de aire dentro de la tubería, para poder disipar el calor. En el caso del factor de arreglo, este se utiliza para garantizar el espacio suficiente para que los conductores puedan entrar dentro de la tubería sin problema.

Cuando se tiene contemplado que 3 o más conductores se encuentren dentro de una tubería el factor de relleno es del 40 % y en el caso del factor de arreglo para una tubería la cual lleva 3 conductores con corriente, es de 0,8.

Ahora bien sabiendo que el diámetro del conductor es de 4 453 milímetros cuadrados, por lo que la fórmula queda de la siguiente manera:

$$A_{TUBERIA} = \frac{3 \times 4\,453 \text{ mm}^2}{0,4 \times 0,8}$$

$$A_{TUBERIA} = 41\,747 \text{ mm}^2$$

Ahora bien para obtener el diámetro de la tubería a se hará uso de la siguiente fórmula:

$$A_{TUBERIA} = \frac{\pi}{2} D^2$$

Donde D es el diámetro de la tubería.

Quedando el diámetro de la siguiente manera:

$$D = 230,55 \text{ mm}$$

$$D = 9,08 \text{ pulgadas}$$

En este caso el diámetro de la tubería para la acometida de 69 KV se puede utilizar de 10 pulgadas de diámetro, esta deberá de ser de metal para mayor protección y galvanizada para evitar su corrosión.

3.8.9.2. Cálculo para la acometida de 13,8 kV

Esta tubería se calcula de manera similar a la de 69 kV, con la única diferencia que el diámetro del conductor 500 MCM para 13,8 kV es de mucho más delgado, en este caso el diámetro del cable es de 1 194,6 milímetros cuadrados.

$$A_{TUBERIA} = \frac{3 \times 1\,194,6 \text{ mm}^2}{0,4 \times 0,8}$$

$$A_{TUBERIA} = 11\,199,37 \text{ mm}^2$$

$$D = 199,41 \text{ mm}^2$$

$$D = 4,70 \text{ pulgadas}$$

En este caso el diámetro de la tubería para la salida de los circuitos de 13,8 kV debe ser mayor a 4 pulgadas, por lo tanto se deberá utilizar tubería de 6 pulgadas, debido a que en el mercado local no se manejan tuberías de diámetros intermedios entre 4 y 6 pulgadas de diámetro.

3.9. Distancias eléctricas de diseño

Este punto se refiere al dimensionamiento de las partes vivas que se requiere en la instalación, aunque el diseño de la subestación Próceres se contempla aislada en gas SF6, esta cuenta con conexiones aisladas en aire, que básicamente son las conexiones de los transformadores de potencia, tanto en alta como en baja tensión, por lo que es bueno considerar para estos puntos las distancias de diseño.

3.9.1. Distancias para 69 kV

A continuación se realizarán los cálculos para determinar las distancias de seguridad en los campos de 69 kV.

3.9.1.1. Distancia de fase a tierra

Al hablar de la distancia de fase a tierra nos referimos a la a distancia mínima entre una parte viva y tierra, tomando en cuenta que estas no tienen acercamiento ya sea por el viento como por otra causa, este valor se determina de la siguiente manera:

$$\delta = \frac{32,92 \times b}{273 + \text{Tambiente}}$$

Donde:

b = Presión barométrica en milibares = 64,2 cm a 1 500 msnm

Tambiente = temperatura ambiente promedio en °C

Por lo que la distancia de fase a tierra queda expresado de la siguiente manera:

$$d_{ft} = \frac{1,11 \times BIL}{\delta \times 0,961 \times 550 \text{ kV/m}}$$

$$d_{ft} = 0,87 \text{ m}$$

3.9.1.2. Distancia de fase a fase

Al hablar de la distancia de fase a fase nos referimos a la a distancia mínima entre partes vivas de diferente fase, tomando en cuenta que estas partes vivas no tienen acercamiento ya sea por el viento como por otra causa, este valor se determina usando un factor de corrección de 1,15.

$$d_{ff} = 1,15 \times d_{ft} = 1,00 \text{ m}$$

3.9.1.3. Altura de equipos

La altura del primer nivel de buses (h_s), que se refiere a la altura mínima que debe tener las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser menor a 3,0 metros, si no se encuentran aisladas con barreras de protección, y la altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas no debe ser menor a 2,25 metros, que es la altura de una persona promedio, con el brazo levantado.

En general, para cualquier equipo la altura mínima de sus partes vivas hasta un máximo de 1 000 m.s.n.m., esta se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$h_s = 2,30 + 0,0105 \text{ kV}$$

Donde kV es la tensión máxima de diseño, entonces la expresión queda de la siguiente manera:

$$h_s = 2,30 + 0,0105 \times (72,5 \text{ kV})$$

$$h_s = 3,06 \text{ m}$$

Para una altura de 1 500 m.s.n.m., la altura de los equipos se determina por la siguiente expresión:

$$h_{sb} = h_s + [0,0125 ((H - 1\ 000) / 100) \times h_s]$$

Donde H es la altura sobre el nivel de mar, donde se va a ubicar la subestación, por tanto la expresión queda de la siguiente manera:

$$h_{s1500} = 3,06 + [0,0125 ((1\ 500 - 1\ 000) / 100) \times 3,06]$$

$$h_{s1500} = 3,56 \text{ m}$$

3.9.1.4. Altura de las barras colectoras

Esta altura de las barras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que si una persona pasa por debajo de las barras, esta reciba la sensación de campo eléctrico.

En general, para obtener el valor de la altura de las barras colectoras hasta un máximo de 1 000 m.s.n.m., esta se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$h_b = 5,0 + 0,0125 \text{ kV}$$

Donde kV es la tensión máxima de diseño, entonces la expresión queda de la siguiente manera:

$$h_b = 5,0 + 0,0125 \times 72,5 \text{ kV}$$

$$h_b = 5,91 \text{ m}$$

Para una altura de 1 500 m.s.n.m., la altura de las barras colectoras se determina por la siguiente expresión:

$$h_{bb} = h_b + [0,0125 ((H - 1\ 000) / 100) \times h_b]$$

Donde H es la altura sobre el nivel de mar, donde se va a ubicar la subestación, por tanto la expresión queda de la siguiente manera:

$$hb_{1500} = 5,91 + [0,0125 ((1\ 500 - 1\ 000) / 100) \times 5,91]$$

$$hb_{1500} = 6,87\text{ m}$$

3.9.1.5. Altura de remate de la línea de transmisión

Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación no deben de rematar a una altura (h_L) inferior a los 6,0 metros.

En general, para obtener el valor de la altura de remate de la línea de transmisión hasta un máximo de 1 000 m.s.n.m, esta se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$h_L = 5,0 + 0,006\text{ kV}$$

Donde kV es la tensión máxima de diseño, entonces la expresión queda de la siguiente manera:

$$h_L = 5,0 + 0,006 \times (72,5\text{ kV})$$

$$h_L = 5,44\text{ m}$$

Para una altura de 1 500 m.s.n.m., la altura de la línea de transmisión se determina por la siguiente expresión:

$$h_{Lb} = h_L + [0,0125 ((H - 1\ 000) / 100) \times h_b]$$

Donde H es la altura sobre el nivel de mar, donde se va a ubicar la subestación, por tanto la expresión queda de la siguiente manera:

$$hb_{1500} = 5,44 + [0,0125 ((1\ 500 - 1\ 000) / 100) \times 5,44]$$

$$hb_{1500} = 6,32 \text{ m}$$

3.9.1.6. Circulación de personal

Las distancias de seguridad, son espacios libres que permiten circular y efectuar maniobras al personal dentro de una subestación sin que exista riesgo para sus vidas.

Las distancias de seguridad para la circulación de personas están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Distancia horizontal: } dh = dft + 0,90 = 1,77 \text{ m}$$

$$\text{Distancia Vertical: } dv = dft + 2,25 = 3,07 \text{ m}$$

3.9.1.7. Zonas de circulación de vehículos

Para el montaje y mantenimiento de los diferentes equipos dentro de la subestación, es necesario utilizar en su mayoría un camión grúa, cuyas dimensiones estándar son de 2,0 metros de alto y 2,0 metros de ancho, por lo tanto la zona de seguridad está delimitada por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Distancia horizontal: } dvh = (dft + 0,70) \times 2 + \text{ancho de vehículo} = 5,14 \text{ m}$$

$$\text{Distancia vertical: } dvv = (dft + 0,50) \times 2 + \text{ancho total del vehículo} = 4,74 \text{ m}$$

3.9.1.8. Zonas de trabajo

La distancia para las zonas de trabajo se determina con las siguientes ecuaciones:

$$Dzt = 1,75 + dft = 2,62 \text{ m}$$

3.9.2. Distancias para 13,8 kV

A continuación se realizarán los cálculos para determinar las distancias de seguridad en los campos de 13,8 kV.

3.9.2.1. Distancia de fase a tierra

Este valor se determina de la siguiente ecuación:

$$dft = \frac{1,11 \times BIL}{\delta \times 0,961 \times 550 \text{ kV/m}}$$

$$dft = 0,27 \text{ m}$$

3.9.2.2. Distancia de fase a fase

Esta está determinada por la siguiente ecuación:

$$dff = 1,15 \times dft = 0,31 \text{ m}$$

3.9.2.3. Altura de equipos

La altura mínima que debe tener las partes vivas sobre el nivel del suelo, viene indicada por la siguiente ecuación:

$$hs = 2,30 + 0,0105 \text{ kV}$$

Donde kV es la tensión máxima de diseño, entonces la expresión queda de la siguiente manera:

$$h_s = 2,30 + 0,0105 \times (15,5 \text{ kV})$$

$$h_s = 2,46 \text{ m}$$

Para una altura de 1 500 m.s.n.m., la altura de los equipos se determina por la siguiente expresión:

$$h_{sb} = h_s + [0,0125 ((H - 1\ 000) / 100) \times h_s]$$

Donde H es la altura sobre el nivel de mar, donde se va a ubicar la subestación, por tanto la expresión queda de la siguiente manera:

$$h_{s1500} = 2,46 + [0,0125 ((1\ 500 - 1\ 000) / 100) \times 2,46]$$

$$h_{s1500} = 2,61 \text{ m}$$

3.9.2.4. Altura de las barras colectoras

Esta altura de las barras, viene indicado por la siguiente ecuación:

$$h_b = 5,0 + 0,0125 \text{ kV}$$

Donde kV es la tensión máxima de diseño, entonces la expresión queda de la siguiente manera:

$$h_b = 5,0 + 0,0125 \times 15,5 \text{ kV}$$

$$h_b = 5,19 \text{ m}$$

Para una altura de 1 500 m.s.n.m., la altura de las barras colectoras se determina por la siguiente expresión:

$$h_{bb} = h_b + [0,0125 ((H - 1\ 000) / 100) \times h_b]$$

Donde H es la altura sobre el nivel de mar, donde se va a ubicar la subestación, por tanto la expresión queda de la siguiente manera:

$$h_{b1500} = 5,19 + [0,0125 ((1\ 500 - 1\ 000) / 100) \times 5,19]$$

$$h_{b1500} = 5,51\text{ m}$$

3.9.2.5. Circulación de personal

A continuación se describen las distancias de seguridad para espacios libres de 13.8 kV, estas están determinadas por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Distancia horizontal: } d_h = d_{ft} + 0,90 = 1,17\text{ m}$$

$$\text{Distancia Vertical: } d_v = d_{ft} + 2,25 = 2,52\text{ m}$$

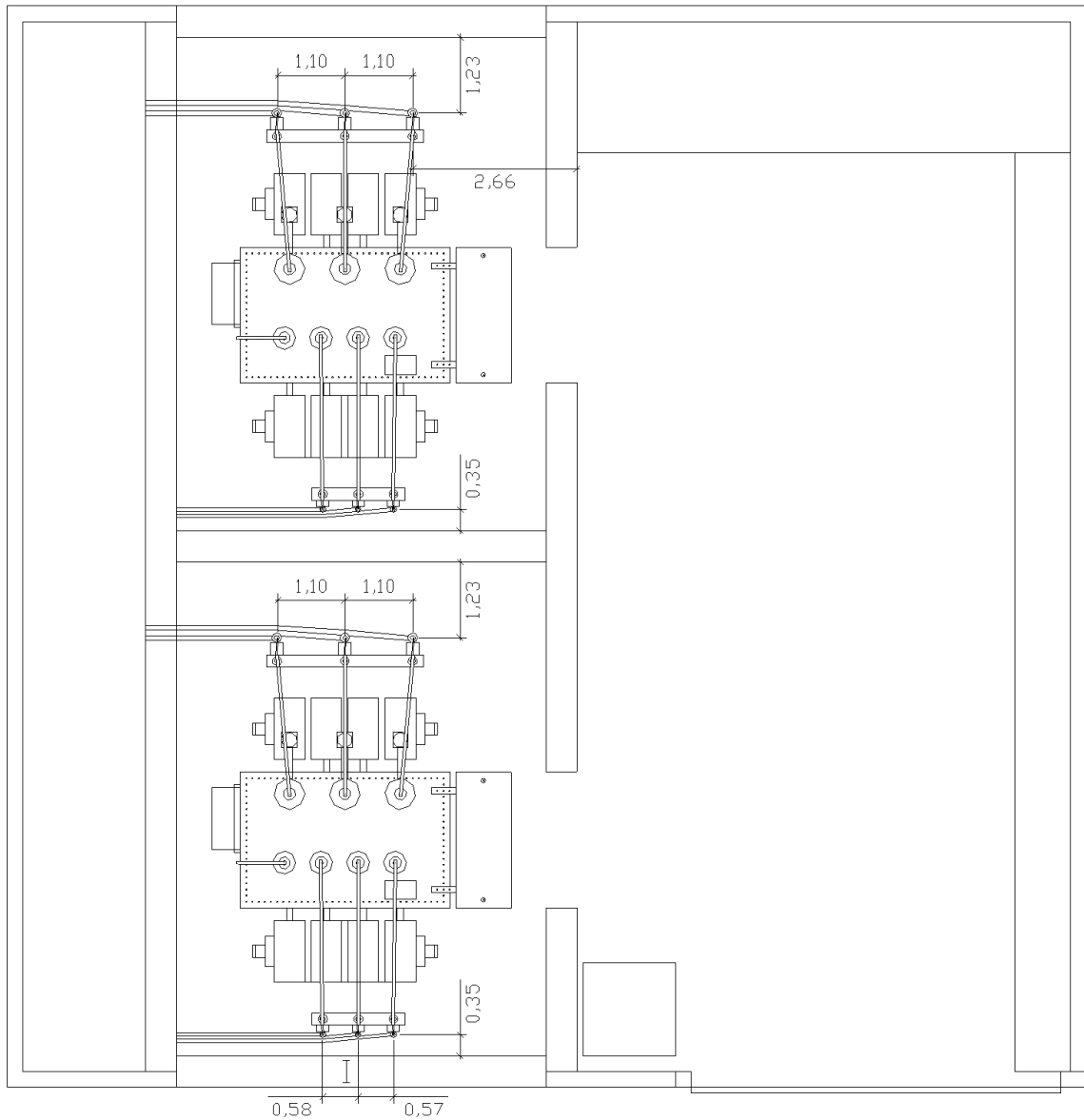
3.9.2.6. Zonas de circulación de vehículos

Para el montaje y mantenimiento de los diferentes equipos dentro de la subestación, es necesario utilizar en su mayoría un camión grúa, cuyas dimensiones estándar son de 2,0 metros de alto y 2,0 metros de ancho, por lo tanto la zona de seguridad está delimitada por las siguientes ecuaciones:

$$D_{\text{horizontal:}} d_{vh} = (d_{ft} + 0,70) \times 2 + \text{ancho máximo de vehículo} = 3,94\text{ m}$$

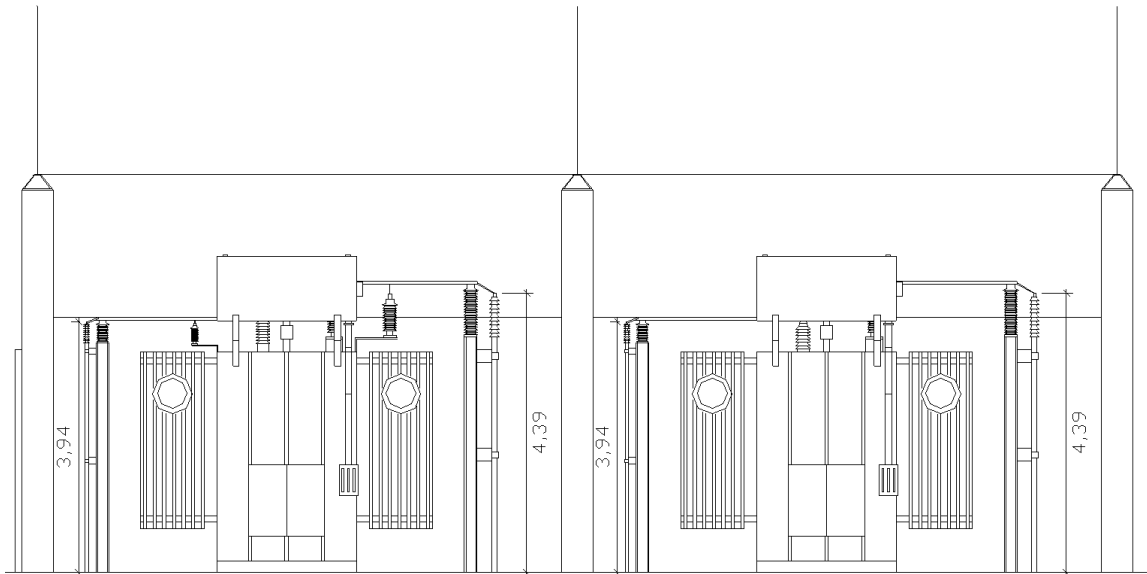
$$D_{\text{vertical:}} d_{vv} = (d_{ft} + 0,50) \times 2 + \text{ancho total de vehículo} = 3,54\text{ m}$$

Figura 32. Distancias horizontales de diseño



Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

Figura 33. Distancias verticales de diseño



Fuente: elaboración propia, con programa AUTOCAD 2012.

3.9.2.7. Zonas de trabajo

La distancia para las zonas de trabajo se determina con las siguientes ecuaciones:

$$Dzt = 1,75 + dft = 2,02 \text{ m}$$

Como se puede observar las distancias a las que se ubican los equipos superan las distancias de diseño calculadas.

4. ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS Y MATERIALES

En este capítulo se describirán las características todos los equipos que conformarán la subestación en 69 kV, 13,8 kV, baja tensión y corriente directa.

4.1. Equipos y materiales para 69 kV

A continuación se describen los materiales que se utilizaran en los campos de 69 kV.

4.1.1. Transformador de potencia

El nuevo transformador de potencia que se deberá adquirir, deberá tener similares características al transformador que se encuentra actualmente en la subestación, en la tabla XVIII se puede encontrar las características de estos.

Tabla XVIII. Características del nuevo transformador

Condiciones del sitio de instalación	Unidad
Altitud sobre el nivel del mar:	1 500 m
Temperatura ambiente máxima/ mínima:	40 / 0 °C
Instalación:	Intemperie
Clima:	Tropical
Humedad relativa:	8 a 100 %
Coeficiente sísmico:	0.2G
Velocidad del viento:	37 km/h

Continuación de la tabla XVIII.

Características eléctricas del transformador	
Potencia nominal Trifásica:	14/28MVA
Servicio:	Exterior, Step Down
Voltaje nominal en alta tensión (H1, H2, H3) :	66 kV
Conexión en alta tensión:	Delta
Corriente nominal alta tensión:	244,94 A
Voltaje de baja tensión (X1, X2, X3) a tierra:	13,8kV/ raíz(3)
Corriente nominal baja tensión:	1 171,44
Conexión en baja tensión (con neutro accesible) :	Estrella Sólidamente Aterrizada
Grupo de conexión:	Dyn1 (ANSI)
Nivel básico de aislamiento	
H:	350 kV
X:	110 kV
Xo:	110 kV
Ajustes para temperatura de devanados	
Alarma por bajo nivel de aceite:	Si
Disparo por bajo nivel de aceite:	Si
Alarma de gases relé buchoolz:	Si
Disparo por gases relé buchoolz:	Si
Contactos de alarma relevador de sobrepresión:	Si
Contactos de disparo relevador de sobrepresión:	Si
Primer paso de Enfriamiento temperatura. Aceite:	65 °C

Continuación de la tabla XVIII.

Segundo paso de enfriamiento temperatura de aceite:	75 °C
Sistema de enfriamiento:	ONAN/ONAF
Sistema de preservación del aceite:	Tanque conservador con bolsa de neopreno o tanque sellado
Tipo de gas usado, si aplica:	Nitrógeno
Normas de fabricación y pruebas:	ANSI C57.12.00 y ANSI C57.12.90
Transformadores de corriente:	
Núcleo:	Tipo Core
Transformadores de corriente incorporados:	Si
Relación bushings X1/X2/X3:	1,200/5 Multirelación
Precisión:	C200
En el bushing X0 para protección:	TC4(X0)
Relación bushing TC4(X0):	600/5 Multi relación
Precisión:	C100
En el bushing X2 para imagen térmica:	TC5(X2)
Relación TC5(X2) :	De diseño
Precisión	0,3-B2,0

Continuación de la tabla XVIII.

En bushing X1 TC6 para el cambiador de tap bajo carga:	De diseño
Relación TC6:	De diseño
Bushings tipo capacitivo	
(H1/H2/H3) Clase/BIL:	69/350 kV
(X1/X2/X3/Xo) Clase/BIL:	23/150 kV
Factor de corrección por altitud:	0,95
Pararrayos	
(H1/H2/H3) Clase estación, óxidos metálicos:	48 kV
(X1/X2/X3/Xo) Clase estación, óxidos Metálicos:	10 kV
Contadores de descarga en "H" y "X":	Si
Diseñado para soportar prueba de "Frente de Onda"	Si
Pruebas requeridas Según ANSI C57.12.00/ C57.12.90:	Si
Pruebas de rutina	
Resistencia de bobinados:	Si
Relación de vueltas y polaridad:	Si
Corriente de excitación y pérdidas en vacío:	Si
Impedancia y perdidas en carga:	Si
Estanqueidad y resistencia a la presión:	Si
Impulso atmosférico:	Si
Voltaje aplicado:	Si
Cambiador de taps en el lado de 69kV	
Conmutador bajo carga:	Si
Numero de pasos:	33 de 5/8%
Voltaje de neutral:	66 000
Rango de Voltaje:	66+- 16X5/8%

Continuación de la tabla XVIII.

Regulación en H1, H2 y H3:	Si
Cambiador de Taps Inmerso en Aceite:	Si
Tipo de interruptor de arco:	vacío
Numero esperado de Operaciones:	10 000
Tipo de motor utilizado para carga del muelle (120/240V Monofásico) :	Si
Accesorios de cambiador de Taps:	
Compartimiento de conmutación bajo aceite:	Si
Numero de pasos:	33 de 5/8 %
Adicionales	
Radiadores móviles:	Si
Pintura color:	ANSI Gris No. 70

Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Bahía compacta

La bahía compacta comprende el interruptor los seccionadores y los transformadores de corriente de protección.

4.1.2.1. Interruptor

El interruptor de la bahía compacta, es el elemento que tendrá la función de abrir el circuito con carga, ya sea por una falla o bien por alguna maniobra que sea necesaria.

Tabla XIX. **Características del interruptor de la bahía compacta**

Características principales	Unidad
Tensión nominal:	69 kV
Tensión máxima de operación:	72,5 kV
Frecuencia nominal:	60 Hz
Tensiones de ensayo	
Tensión de ensayo a frecuencia industrial, 1 minuto, seco y húmedo:	140 kV r.m.s.
Tensión de ensayo con onda de impulso, 1/50 microsegundos:	350 kV p.v.
Tensión de ensayo a frecuencia industrial en los circuitos secundarios auxiliares, 1 minuto:	2 kV r.m.s.
Características de la cámara de extinción:	
Corriente nominal:	1,200 A
Corriente de ruptura simétrica:	31,5 kA r.m.s.
Corriente límite térmica 1s:	31,5 kA r.m.s.
Tensiones de ensayo	
Tensión de ensayo a frecuencia industrial, 1 minuto, seco y húmedo:	140 kV r.m.s.
Tensión de ensayo con onda de impulso, 1/50 microsegundos:	350 kV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial en los circuitos secundarios auxiliares, 1 minuto:	2 kV r.m.s.
Mecanismo de operación	
Tensión nominal:	125 V dc
Mínima tensión a la que el motor puede operar, en forma confiable:	102 V dc
Agente extintor	
Tipo de gas:	SF6
Señal de falta SF6:	Si

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.2. Seccionadores

Los seccionadores de la bahía compacta, son los elementos tendrá la función de abrir el circuito sin carga, con la finalidad de aislar un segmento del circuito, en la tabla XX se puede encontrar las características de estos.

Tabla XX. **Características de los seccionadores de la bahía compacta**

Características principales	Unidad
Tensión nominal:	69 kV
Tensión máxima de operación:	72,5 kV
Frecuencia nominal:	60 Hz
Corriente nominal:	1 250 A
Tensiones de ensayo	
Tensiones de ensayo a la frecuencia industrial, 1 minuto:	
a) Partes vivas y tierra, seco y húmedo, con los contactos abiertos:	140 kV r.m.s.
b) Entre terminales de conexión, con los contactos abiertos:	190 kV r.m.s.
c) Circuitos auxiliares y tierra:	2 kV r.m.s.
Tensión de ensayo con onda de impulso a 1/50 micro segundos:	
Tensión de impulso a través de la distancia de separación del seccionador abierto:	375 kV
Mecanismos de operación	
Tensión nominal:	125+10%,- 15% V dc
Mínima tensión a la que el motor puede operar en forma confiable:	102 V dc

Continuación de la tabla XX.

Equipo de control	
Tensión nominal de calefacción:	240+10%,- 15% V AC
Tensión nominal de alimentación a bobinas de apertura y cierre:	125+10%,- 15% V dc

Fuente: elaboración propia.

4.1.2.3. Transformadores de corriente

En la tabla XXI se describen las características de los transformadores de corriente que se necesitarán para la protección de los circuitos de 69 kV, los cuales deberá estar incluidos dentro de la bahía compacta.

Tabla XXI. **Características de los transformadores de corriente de protección de 69 kV**

Características principales	Unidad
Tensión nominal del sistema:	69 kV
Tensión máxima de operación:	72,5 kV
Relación de transformación (Multirelación) Norma ANSI C 57.13:	1 200/5 A
Número de arrollamiento secundarios:	1
Clase de precisión:	C-200
Sobrecarga continua permisible:	20%
Corriente límite térmica:	31,5 kA r.m.s.

Continuación de la tabla XXI.

Corriente límite dinámica:	80 kA p.v.
Tipo de construcción:	Toroidal seco
Tensiones de ensayo	
Tensión de ensayo a frecuencia industrial, 1 minuto, seco y húmedo:	140 kV r.m.s.
Tensión de ensayo con onda de impulso, 1/50 microsegundos:	375 kV p.v.
Tensión de ensayo a frecuencia industrial para los arrollamientos secundarios, 1 minuto:	2 kV r.m.s.

Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Pararrayos

Para seleccionar el tipo de pararrayos adecuados para esta subestación se deberán de realizar ciertos cálculos, los cuales se presentan a continuación:

4.1.3.1. Cálculo de pararrayos

Los pararrayos se seleccionarán en base a las normas IEC, en base a las siguientes características:

Tensión máxima (Um):	72,5 kV
Ubicación del pararrayos:	Fase – Tierra
Tiempo de duración de la falla:	≤ 1 Segundo

Según en la tabla que ubica el valor mínimo de tensión de pararrayos que se encuentra en el apéndice I, la tensión nominal de descargador (U_r) está dada por la siguiente fórmula:

$$U_r = 0,8 \times U_m \quad \text{Donde } U_m \text{ es la tensión máxima de la red}$$

$$U_r = 0,8 \times 72,5 \text{ kV}$$

$$U_r = 58 \text{ kV}$$

Seleccionando un valor inmediato superior en la tabla de datos de protección del pararrayos que se encuentra en el apéndice I, da un valor de $U_r = 60 \text{ kV}$, además se puede observar que la tensión de trabajo continuo U_c es de 48 kV .

Según en la tabla de capacidad de energía de los pararrayos, que se encuentra en el apéndice I, los valores $\leq 170 \text{ kV}$ se elige un descargador clase 2.

Para propósitos de coordinación de aislamiento se debe de considerar el nivel de protección de impulso de descarga (U_{pl}) de 10 kA , para un $U_m \leq 362 \text{ kV}$. Según la tabla de relación U_{pl} y U_{ps} que se encuentra en el apéndice I, donde se refiere la siguiente fórmula para un pararrayo clase 2:

$$U_{pl} / U_r = 2,59$$

Por lo tanto

$$U_{pl} = 60 \text{ kV} \times 2,59$$

$$U_{pl} = 155,40 \text{ kV}$$

Y que el margen de impulso de descarga eléctrica está dada por la siguiente fórmula:

$$\text{MPD} = (\text{Uwl} / \text{Upl} - 1) \times 100$$

Sabiendo que Uwl es igual que el Bil en el sistema ANSI, la fórmula queda de la siguiente manera:

$$\text{MPD} = (350 \text{ kV} / 155,4 \text{ kV} - 1) \times 100$$

$$\text{MPD} = 125 \%$$

Este margen se considera muy bien, ya que se debe tomar en cuenta que dependiendo del efecto de la distancia y el posible envejecimiento del aislamiento el margen se reduce a tan solo el 10 % - 15 % después de considerarse el efecto de la distancia, por lo tanto es muy importante que los pararrayos estén ubicados lo más cerca posible del equipo a proteger.

4.1.3.2. Características del pararrayos

Según los cálculos anteriores y la tabla de datos de protección garantizados que se encuentra en el apéndice, en la tabla XXI describen las características de los pararrayos para 69 kV.

Tabla XXII. **Características de los pararrayos para 69 kV**

Características principales	Unidad
Voltaje del sistema:	69 kV
Voltaje máximo:	72,5 kV
Frecuencia:	60 Hz
Clase:	2 5,1 kJ / kV (Ur)
Tensión nominal (Ur) :	60 kV
Tensión de trabajo continuo:	48 kV
Capacidad de tensiones temporales a 1 Seg. :	69 kV
Capacidad de tensiones temporales a 10 Seg. :	66 kV
Corriente de descarga nominal:	10 kA pico
Resistencia a alta corriente de corta duración 4/10 micro-seg:	100 kA pico
Baja corriente 2,000 micro-seg. :	550 kA rms
Rango de presión de alivio:	50 kA rms
Color:	ANSI gris No.70
Condiciones de servicio	
Temperatura ambiente:	-50 a 45 °C
Altitud designada:	1 500 m

4.1.4. **Cable subterráneo para 69 kV**

Debido a que tanto las entradas y salidas de la bahía compacta serán subterráneas, a continuación se describen las características del cable a utilizar en el proyecto.

Tabla XXIII. **Características del cable subterráneo para 69 kV**

Características principales	Unidad
Tensión nominal:	69 kV
Tensión máxima de operación:	72,5 kV
Frecuencia nominal:	60 Hz
Bil:	350 kV
Material:	Cobre
Calibre:	500 MCM
Aplicación:	Redes urbanas
Para ser colocado en:	Ductos, directamente sobre el suelo o bien inmerso en agua
Debe cumplir con la norma:	IEC 60840
Libre de aceite :	Si

Fuente: elaboración propia.

4.1.5. Terminaciones para el cable subterráneo

Las terminaciones del cable subterráneo deberán ser de dos tipos ya que unas de ellas se conectan al cable aéreo y las otras a la bahía compacta.

4.1.5.1. Terminaciones aéreas

En la tabla XXIV se pueden observar las características de las terminaciones que serán necesarias instalar en el cable subterráneo de 69 kV.

Tabla XXIV. **Características de las terminaciones aéreas para el cable subterráneo para 69 kV**

Frecuencia nominal:	Unidad
Características principales	69 kV
Tensión nominal:	72,5 kV
Tensión máxima de operación:	60 Hz
Bil:	350 kV
Tipo:	Mufa exterior
Para calibre de conductor:	500 MCM cobre
Debe de cumplir con las normas:	IEEE 48 y IEC 60849
libre de aceite:	Si

Fuente: elaboración propia.

4.1.5.2. Terminaciones para la bahía compacta

Al igual que las terminaciones aéreas, la bahía compacta deberá de tener terminaciones especiales para poder conectar el cable subterráneo de 69 kV a la bahía compacta, en la tabla XXV se muestran las características de las mismas.

Tabla XXV. **Características de las terminaciones especiales para la bahía compacta**

Características principales	Unidad
Tensión nominal:	69 kV
Tensión máxima de operación:	72,5 kV
Frecuencia nominal:	60 Hz

Continuación de la tabla XXV.

Bil:	350 kV
Tipo:	Gis
Para calibre de conductor:	750 MCM cobre
Debe de cumplir con las normas:	IEC 60849 y IEC 60859
Libre de aceite:	Si

Fuente: elaboración propia.

4.2. Equipos y materiales para 13,8 kV

A continuación se describen los materiales que se utilizaran en los campos de 69 kV.

4.2.1. Reconectores tipo celda

En cuanto a las celdas, se especifican cuatro tipos de celdas que son: la de entrada, la de salida de circuito, la de enlace y la de medición de potencial.

4.2.1.1. Celda de entrada

En la tabla XXVI se muestran las características de la celda que se utilizara para la recepción de los cables subterráneos provenientes de cada uno de los bancos de transformación, dicha celda conectara dichos cables a la barra de 13,8 kV.

Tabla XXVI. **Características de la celda de entrada para 13,8 kV**

Características principales	Unidad
Interruptor extraíble de operación trifásica con actuador magnético para realizar operaciones:	
Voltaje nominal de la celda:	17,5 kV
Tensión nominal de servicio	13,8 kV
Frecuencia:	60 Hz
Tipo de instalación:	Interior
Tipo de aislamiento:	Gas SF6
Cámara interruptiva:	Al vacío
Intensidad nominal simétrica de corto circuito:	25 kA
Corriente térmica nominal:	1 250 A
Nivel de aislamiento (onda choque) :	130 kV
Intensidad nominal de barras:	2 000 A
Tensión de control:	125 V DC
Terminales de entrada la celdas:	Para 3 cables 500 MCM / fase
Transformadores de potencial, relación 70:1 para conectar de línea a neutro, de precisión 0,3 y Clase Y (75 VA), para medición de energía incluyendo sus respectivos fusibles:	3
Transformadores de corriente con C-100 para protección, también con doble relación 600/300:5, 2 por fase:	6
Botones para Abrir, cerrar, local, remoto, conectar disparo de tierra, desconectar disparo de tierra, desbloqueo eléctrico de seccionado de puesta a tierra:	3
Alarma de bajo nivel de gas:	Si

Fuente: elaboración propia.

4.2.1.2. Celda de salida

En la tabla XXVII se muestran las características de la celda que se utilizara para la salida de cada uno de los circuitos de 13,8 kV, esta celdas tendrá la función de proteger de las fallas que se ubiquen en cada circuito.

Tabla XXVII. **Características de la celda de salida para 13,8 kV**

Características principales	Unidad
Interruptor extraíble de operación trifásica con actuador magnético para realizar operaciones:	
Voltaje nominal de la celda:	17,5 kV
Tensión nominal de servicio:	13,8 kV
Frecuencia:	60 Hz
Corriente térmica nominal:	630 A
Intensidad nominal simétrica de corto circuito:	16 kA
Corriente térmica nominal:	1 250 A
Nivel de aislamiento (onda choque) :	130 kV
Intensidad nominal de barras:	2 000A
Tipo de aislamiento:	Gas SF6
Cámara interruptiva:	Al vacío
Tensión de control	125 V DC
Terminales de entrada la celdas:	Para 2 cables 500 MCM / fase
Tres pararrayos de entrada tipo estación:	10 kA, MCOV 8,4 kV. Clase 2
Secuencia de operación:	O - 0.3s - CO - 3 min - CO

Continuación de la tabla XXVII.

Seccionador de puesta a tierra:	SI
Transformadores de corriente con precisión de 0,3 B0,5 doble relación 600/300:5, para un devanado de medición, un segundo devanado clase C-100 para protección, también con doble relación 600/300:5:	3
Espacio separado del mecanismo de operación para un relé de protección:	1
Botones para abrir, cerrar, local, remoto, conectar disparo de tierra, desconectar disparo de tierra, desbloqueo eléctrico de seccionado de puesta a tierra:	Si
Alarma de bajo nivel de gas:	Si

Fuente: elaboración propia.

4.2.1.3. Celda de enlace

En la tabla XXVIII se muestran las características de la celda que se utilizara para el enlace de las barras de 13,8 kV, además esta se utilizara para poder transferir la alimentación del transformador de servicios auxiliares de un abarra a otra, esto en el caso de una emergencia o bien de un mantenimiento.

Tabla XXVIII. **Características de la celda de enlace para 13,8 kV**

Características principales	Unidad
Interruptor tipo cuchilla de operación trifásica motorizada:	
Voltaje nominal de la celda:	17,5 kV
Tensión nominal de servicio:	13,8 kV
Frecuencia:	60 Hz
Corriente térmica nominal:	2 000 A
Intensidad nominal simétrica de corto circuito:	16 kA
Corriente térmica nominal:	1 250 A
Nivel de aislamiento (onda choque):	130 kV
Intensidad nominal de barras:	2 000 A
Tipo de aislamiento:	Gas SF6
Tensión de control:	125 V DC
Terminales de entrada la celdas:	Preparadas para 3 cables 500 MCM / fase
Botones para Abrir, cerrar, local, remoto, conectar disparo de tierra:	Si
Alarma de bajo nivel de gas:	Si

Fuente: elaboración propia.

4.2.2. Relevador de protección para celdas

En la tabla XXIX se muestran las características del relevador que se ubicara en las celdas de salida y cuya función es la de proteger los circuitos de 13,8 kV.

Tabla XXIX. **Características del relevador de protección para celdas**

Características principales	Unidad
Capacidad para desplegar frontalmente de potencia activa, potencia reactiva, corriente de fase, corriente de desbalance, voltaje, frecuencia y factor de potencia:	
Capacidad para ejecutar operaciones de recierre y que posea amplia variedad de ajustes y curvas de protección:	79
Capacidad de detección de fallas a tierra y trifásicas, protección de sobrecorriente:	50/51 y 50/51N
Capacidad de conexión y desconexión local y remota la función de recierre:	Si
Operar 1ª curva de protección rápida y 2 operaciones de curva lenta:	Si
Capacidad de conexión y desconexión local y remota de la función de falla a tierra o disparo de tierra:	Si
Capacidad de disparo por baja frecuencia:	Si

Fuente: elaboración propia.

4.2.3. **Cable subterráneo**

En la tabla XXX se puede observar las características del cable subterráneo para 13,8 kV, esto debido a que las conexiones tanto para las barras de 13,8 kV como para la salida de los circuitos de 13,8 kV, se utilizara cable subterráneo.

Tabla XXX. **Características del cable subterráneo para 13,8 kV**

Características principales	Unidad
Tensión nominal:	13,8 kV
Tensión máxima de operación:	17,5 kV
Frecuencia nominal:	60 Hz
Material:	Cobre
Calibre:	500 MCM
Tipo:	Compacto
Aplicación:	Circuitos de distribución
Aislamiento:	XLPE y chaqueta de PVC
Para ser colocado en:	Ductos, directamente sobre el suelo o bien inmerso en agua
Temperatura máxima de operación:	90 °C
Temperatura en casos de emergencia:	130 °C
Temperatura en caso de corto circuito:	250 °C

Fuente: elaboración propia.

4.2.4. Terminaciones para el cable subterráneo

Las terminaciones del cable subterráneo deberán ser de dos tipos ya que unas de ellas se conectan a la salida del transformador y las otras a la celda de entrada.

4.2.4.1. Terminaciones aéreas

En la tabla XXXI se pueden observar las características de las terminaciones que serán necesarias instalar en el cable subterráneo de 13,8 kV, en sus salidas aéreas.

Tabla XXXI. **Características de las terminaciones aéreas para el cable subterráneo para 13,8 kV**

Características principales	Unidad
Tensión nominal:	17,5 kV
Tensión máxima de operación:	13,8 kV
Frecuencia nominal:	60 Hz
Bil:	110 kV
Tipo:	Mufa exterior
Para calibre de conductor:	500 MCM cobre
Debe de cumplir con las normas:	IEEE 48 y IEC 60849
libre de aceite:	Si

Fuente: elaboración propia.

4.2.4.2. Terminaciones para la celda de entrada

Al igual que las terminaciones aéreas, las celdas de entrada deberán de tener terminaciones especiales para poder conectar el cable subterráneo de 13,8 kV a la bahía compacta, en la tabla XXXII se muestran las características de las mismas.

Tabla XXXII. **Características de las terminaciones especiales para la celda de entrada**

Características principales	Unidad
Tensión nominal:	17,5 kV
Tensión máxima de operación:	13,8 kV
Frecuencia nominal:	60 Hz
Bil:	110 kV
Tipo:	GIS
Para calibre de conductor:	500 MCM cobre
Debe de cumplir con las normas:	IEC 60849 y IEC 60859
Libre de aceite:	Si

Fuente: elaboración propia.

4.2.5. Pararrayos

Los pararrayos se seleccionarán en base a las Normas IEC, con las siguientes características:

4.2.5.1. Cálculo de pararrayos

Tensión máxima (Um):	17,0 kV
Ubicación del pararrayos:	Fase – Tierra
Tiempo de duración de la falla:	≤ 1 Segundo

Según en la tabla que ubica el valor mínimo de tensión de pararrayos que se encuentra en el apéndice, la tensión nominal de descargador (U_r) está dada por la siguiente fórmula:

$$U_r = 0,8 \times U_m \quad \text{Donde } U_m \text{ es la tensión máxima de la red}$$

$$U_r = 0,8 \times 14,5 \text{ kV}$$

$$U_r = 11,6 \text{ kV}$$

Seleccionando un valor inmediato superior en la tabla de datos de protección del pararrayos que se encuentra en el apéndice I, da un valor de $U_r = 12 \text{ kV}$, además se puede observar que el la tensión de trabajo continuo U_c es de es de $10,2 \text{ kV}$.

Según en la tabla de capacidad de energía de los pararrayos, que se encuentra en el apéndice I, los valores $\leq 170 \text{ kV}$ se elige un descargador clase 2.

Para propósitos de coordinación de aislamiento se debe de considerar el nivel de protección de impulso de descarga (U_{pl}) de 10 kA , para $U_m \leq 362 \text{ kV}$.

Según la tabla de relación U_{pl} y U_{ps} que se encuentra en el apéndice I, donde se refiere la siguiente fórmula para un pararrayo clase 2:

$$U_{pl} / U_r = 2,59$$

Por lo tanto

$$U_{pl} = 12 \text{ kV} \times 2,59$$

$$U_{pl} = 31 \text{ kV}$$

Y que el margen de impulsos de descarga eléctrica está dado por la siguiente fórmula:

$$\text{MPD} = (\text{Uwl} / \text{Upl} - 1) \times 100$$

Sabiendo que Uwl es igual que el Bil en el sistema ANSI, la fórmula queda de la siguiente manera:

$$\text{MPD} = (110 \text{ kV} / 31 \text{ kV} - 1) \times 100$$

$$\text{MPD} = 254 \%$$

Este margen se considera muy bien, ya que se debe tomar en cuenta que dependiendo del efecto de la distancia y el posible envejecimiento del aislamiento el margen se reduce a tan solo el 10 % - 15 % después de considerarse el efecto de la distancia, por lo tanto es muy importante que los pararrayos lo más cerca posible del equipo a proteger.

4.2.5.2. Características del pararrayos

Según los cálculos anteriores y la tabla de datos de protección garantizados que se encuentra en el apéndice, puede describir las características del pararrayos para 13,8 kV.

Tabla XXXIII. **Características de los pararrayos para 13,8 kV**

Características principales	Unidad
Voltaje del sistema:	13,8 kV
Voltaje máximo:	14,4 kV
Frecuencia:	60 Hz
Clase:	2 5.1 kJ / kV (Ur)
Tensión nominal (Ur) :	12 kV
Tensión de trabajo continuo:	10,2 kV
Capacidad de tensiones temporales a 1 Seg. :	13,9 kV
Capacidad de tensiones temporales a 10 Seg. :	13,2 kV
Corriente de descarga nominal:	10 kA pico
Resistencia a alta corriente de corta duración 4/10 micro-Seg. :	100 kA pico
Baja corriente 2 000 micro-Seg. :	550 kA rms
Rango de presión de alivio:	50 kA rms
Color:	ANSI gris No.70
Condiciones de servicio	
Temperatura ambiente:	-50 a 45 °C
Altitud designada:	1 500 m

Fuente: elaboración propia.

4.3. Equipo de comunicación

A continuación se describen los equipos que se utilizarán en la comunicación de la subestación.

4.3.1. Unidad terminal remota

La unidad terminal remota, es el equipo que tiene como objetivo poder controlar y monitorear los equipos de la subestación, por los que en la tabla XXXIV se encuentran las características de esta.

Tabla XXXIV. **Características de la unidad terminal remota**

Características principales	Unidad
Voltaje:	125 Vdc
Protocolo de comunicación con la unidad maestra DNP 3.0 MASTER AND SLAVE. :	
Protocolo:	DNP 3.0
Puerto de comunicación:	RS-232 y RS-485
Comandos para control de entradas (inputs):	128
Comando para control de salidas (outputs):	320
Gabinete:	Tipo NEMA 4
Temperatura de operación:	0 - 40 °C

Fuente: archivos de Trelec.

4.3.2. Radio de comunicación

El radio de comunicación es un equipo auxiliar que se utiliza para poder comunicar la subestación en el caso de que el enlace por fibra óptica falle, las características del radio de comunicación se puede observar en tabla XXXV.

Tabla XXXV. **Características del radio de comunicación**

Características principales	Unidad
Voltage:	12 Vdc
Frecuencias:	450 -512 MHz
Potencia:	45 W

Fuente: archivos de Trelec.

4.3.3. Antena

La antena de comunicación, es un equipo auxiliar del radio de comunicación, la cual se utiliza para la transmisión y recepción de datos de los equipos de la subestación, las características de la antena de comunicación se puede observar en tabla XXXVI.

Tabla XXXVI. **Características de la antena de comunicación**

Características principales	Unidad
Tipo:	Yaggi
Frecuencia:	450 -512 MHz
Numero de elementos:	6

Fuente: archivos de Trelec.

4.4. Equipamiento de baja tensión

El equipamiento de baja tensión son todos los equipos eléctricos que cuya alimentación no sobrepasa los 1 000 V, a continuación se describen los diferentes equipos que se utilizaran en la subestación.

4.4.1. Transformador de servicios auxiliares

El transformador de servicios auxiliares es un equipo que proveerá a la subestación de energía eléctrica, para que sus diferentes equipos funcionen y operen, esta estará conectado a la barra de 13,8 kV, las características del transformador se puede observar en tabla XXXVII.

Tabla XXXVII. **Características del transformador de servicios auxiliares**

Transformador tipo seco:	
Capacidad:	25 kVA
Tensión primaria:	7 620 V
Tensión secundaria:	120 / 240 V

Fuente: archivos de Trelec.

4.4.2. Iluminación

La iluminación es un factor muy importante en la construcción de la subestación, debido a que tanto los patios de maniobra como el cuarto de control deberá estar iluminado, en la tabla XXXVIII se describen las características de las lámparas que se utilizar las subestación.

Tabla XXXVIII. **Características de las lámparas de la subestación**

Interior	
Lámparas tipo LED:	
Intensidad lumínica mínima:	500 Lux
Tensión:	120 Vac
Potencia	
Exterior	
Lámpara tipo LED:	
Tensión:	240 V
Potencia:	100 W
Tipo:	Campana

Fuente: elaboración propia.

4.5. Equipamiento de corriente directa

El equipamiento de corriente directa todos los equipos eléctricos cuya finalidad es brindar un respaldo de energía a los equipos de protección, para que estos operen en cualquier circunstancia, a continuación se describen los diferentes equipos que se utilizarán en la subestación.

4.5.1. Baterías

Las baterías tienen como función principal almacenar energía que se utiliza como respaldo en la comunicación y a las protecciones, la subestación contará con un banco de baterías de 120 Vdc para alimentar todos los equipos de protección y potencia, pero también contará con un banco de baterías de 12

Vdc que servida para los equipos de comunicación, en la tabla XXXIX se describen las características de las mismas.

Tabla XXXIX. **Características de las baterías**

No	Características eléctricas del sistema	Características Exigidas
1	Voltaje nominal:	6 VDC
2	Capacidad :	125 A-H
3	Corriente de corto circuito y resistencia interna según norma:	IEC896-2
4	Tipo:	Sellado
5	Mantenimiento:	Libre de Mantenimiento
6	Temperatura de operación:	25 / 55 Max
7	Régimen de descarga	10
8	Conectores puentes entre baterías:	SI
9	Vida útil en años:	8 a 10
10	Material de fabricación:	Plomo-plomo

Fuente: elaboración propia.

4.5.2. Cargadores de baterías

Los cargadores de baterías son dispositivos que mantienen las baterías al nivel de carga nominal, estos dispositivos son rectificadores estáticos, cuya finalidad es regular la tensión de flotación de las baterías, en las tabla XL y XLI se presentan las características de los cargadores de baterías de 120 Vdc y 12 Vdc.

Tabla XL. **Características del cargador de baterías de 120 Vdc**

Características principales	Unidad
Alimentación:	240 V ac
Régimen de funcionamiento:	Flotación y carga rápida
Detector de tensión de alimentación:	
Tensión de salida :	120 Vac
Corriente de salida:	40 A

Fuente: archivos de Trelec.

Tabla XLI. **Características del cargador de baterías de 12 Vdc**

Características principales	Unidad
Alimentación:	120 VAC
Régimen de funcionamiento:	Flotación y carga rápida
Detector de tensión de alimentación:	
Tensión de salida:	12 Vdc
Corriente de salida:	10 A

Fuente: archivos de Trelec.

5. COSTO DEL PROYECTO

En este capítulo se describirá el costo de total de la ejecución del proyecto de remodelación a la presente fecha, los costos se describirán en Dólares de los Estados Unidos de América, debido a que todo el equipo es importado.

Se debe tomar en cuenta que equipos como el transformador de potencia existente se utilizará de nuevo en la nueva obra.

Algo muy importante es que Trelec deberá de trasladar toda la carga que lleva actualmente la subestación hacia subestaciones cercanas y que estas tengan la suficiente capacidad para poder llevar esta carga.

Se estima que el proyecto pueda desarrollarse en 6 meses, esto tomando en cuenta que ya se tenga asignado el contratista de obra civil y el de obra electromecánica, también que se encuentren en Guatemala todos los equipos y materiales a utilizar en el proyecto, además se debe tener aprobados los estudios eléctricos ante La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que se cuente con el estudio de impacto ambiental y con el permiso de construcción ante la Municipalidad de Guatemala.

En la tabla XLII se describe el costo aproximado de lo que este proyecto costaría, los rubros se dividieron en dos grupos, primero se refiere al costo que se incurrirá por retiro de equipo y estructura existente y el segundo grupo se compone de ocho ítems donde se puede observar el costo del proyecto.

Tabla XLII. **Monto del proyecto**

ITEM	DESCRIPCIÓN	EQUIPO USD\$	MANO DE OBRA USD\$
1	Costo del retiro de equipos y estructura		20 000,00
2	Transformador de potencia	650 000,00	
	EQUIPAMIENTO DE 69 KV		
3	Pararrayos	5 220,00	1 566,00
4	Bahía compacta	1 200 000,00	24 000,00
5	Relés de protección	24 000,00	3 600,00
6	Panel de control	38 000,00	6 500,00
7	Cable subterráneo	55 155,00	5 515,50
8	Terminaciones para cable	34,200,00	5,130,00
	EQUIPAMIENTO DE 13,8 KV		
9	Transformador de servicios auxiliares	5 128,00	512,80
10	Celdas de media tensión	550 000,00	16 500,00
11	Cable subterráneo	69 120,00	10 000,00
12	Terminaciones para cable	6,900 00	3 000,00
	EQUIPO DE COMUNICACION		
13	Unidad terminal remota	20 000,00	2 000,00
14	Lote de radio, antena y cable	2 500,00	500,00
	SERVICIOS AUXILIARES		
15	Equipamiento de corriente alterna	12 000,00	1 200,00
16	Equipamiento de corriente directa	18 800,00	1 115,00
	RED DE TIERRAS		

Continuación de la tabla XLII.

17	Cable de cobre 4/0	6 200,00	4 000,00
18	Varillas de cobre	280,00	700,00
19	Soldaduras exotérmica	3 000,00	500,00
20	Tratamiento de tierras	5 000,00	1 000,00
21	OBRA CIVIL		450 000,00
TOTAL		2 705 503,00	537 339,30

Fuente: elaboración propia.

El costo total del proyecto asciende a US\$ 3 242 842,30

CONCLUSIONES

1. Con el estudio de crecimiento de la carga, se puede establecer que el circuito con mayor tendencia de crecimiento de carga es el 98, seguido del 97 y por último el 99, esto debido a que la zona de distribución de estos dos primeros, se ha estado presentado un desarrollo en la construcción de edificios de oficinas y de apartamentos, además centros comerciales y centros de entretenimiento.
2. La propuesta de remodelación de la subestación se basa en la optimización de los espacios y en la reducción de distancias eléctricas, por lo que la utilización de equipo compacto aislado en gas SF6 es fundamental para poder llevar a cabo dicha remodelación.
3. Con la utilización de equipo compacto aislado en gas se estima un ahorro de espacio con relación a una subestación aislada aire de hasta 8 % en el volumen y hasta un 12 % en el área.
4. Realizar el proyecto de remodelación de la subestación Próceres, es de suma importancia para el sector de influencia, ya que esto impactara positiva en el desarrollo proyectos urbanísticos que se han venido desarrollando en los últimos años, ya que la misma contara con la capacidad adecuada para poder atender dicha demanda.

5. Las especificaciones del equipo eléctrico de potencia que presentan, cumplen con normas tanto nacionales como internacionales, además cumplen con las expectativas y exigencias de la empresa propietaria de la subestación.

6. El resumen del costo de proyecto, permite a la empresa propietaria de la subestación, estimar el valor de la inversión tanto en la compra de equipo en la mano de obra.

RECOMENDACIONES

- 1 Considerar que el crecimiento de la carga a mediano plazo, puede reducir drásticamente la vida del transformador de potencia, provocado por constantes sometimientos de sobre carga.
- 2 Debido a la tendencia de la carga, la subestación Próceres llegará al 100 % de su capacidad dentro de los próximos 10 años, por lo que la ampliación de la capacidad de la misma se logrará únicamente utilizando equipo compacto aislado en gas SF6, ya que el área con que esta cuenta no permite la utilización de equipo convencional aislado en aire.
- 3 Es muy importante llevar la estadística de la carga instalada en el sector, ya que esto determinara la tendencia de la misma en el futuro, pudiendo así planificar el proyecto con anticipación.
- 4 Para realizar la remodelación de la subestación, será necesario durante un tiempo sacar la subestación de servicio, por lo que se debe considerar la instalación de una subestación móvil en una subestación cercana, para esta pueda llevar la carga de la subestación durante este tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Catálogo de cables Phelps Dodge*. Phelps Dodge. Mexico: Phelps Dodge, 2004. 88 p.
2. *Catálogo de celdas fijas con interruptores de potencia, NXPLUS C hasta 24 kV*. Siemens. Catálogo 35.41, Alemania: Siemens, 2006. 44 p.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica (NTDOST)*. Guatemala: CNEE, 1999. 10 p.
4. ----- . *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID)*. Guatemala: CNEE, 1999. 54 p
5. ----- . *Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD)*. Guatemala: CNEE, 1999. 114 p.
6. *Descargadores de sobretensiones de alto voltaje*. 5a ed. Suecia: ABB, 2005. 96 p.
7. *Estaciones de transformación y distribución*. Enciclopedia CEAC de electricidad. 4a ed. España: CEAC, 1980. 1 111 p.
8. FINK, Donal G; BEATY H. Wayne. *Manual de ingeniería eléctrica*. tom.I, 13a ed. México: McGraw Hill, 1996. 256 p.

9. *Folleto de subestación ENK aislada en gas, sistema innovativo hasta 72,5 kV.* ABB. Alemania: ABB, 2010. 8 p.
10. *Gas- insulated medium voltage Switchgear, instruction Manual* ABB 439/05 E. Alemania: ABB, 2005. 48 p.
11. *Gis ELK 3 manual,* ABB. Suecia: ABB, 2006. 20 p.
12. *Manual de construcción de subestaciones.* Empresa Eléctrica de Guatemala. Guatemala: EEGSA, 1990. 63 p.
13. *Manual del transformador trifásico de potencia 15/28 MVA,* ABB. Perú: ABB, 2004. 228 p.
14. MARTIN, José Raúl. *Diseño de Subestaciones Eléctricas.* México: McGraw Hill, 1992. 509 p.
15. *Switchgear Manual.* ABB. 11a ed. Alemania: ABB, 2006. 896 p.
16. *The SF-6 gas insulated switchgears, Sitras 8DA11 / 8DA12.* Versión 1.2.2. Siemens. Alemania: Siemens, 2005. 8 p.

APÉNDICE

Las siguientes tablas fueron extraídas de la guía para el comprador de descargadores de sobretensiones de alto voltaje ABB

Tabla de valor mínimo de tensión del pararrayos

Tierra del sistema	Duración del fallo	Tensión de la red U_m (kV)	Tensión nominal mínima, U_r (kV)
Efectiva	≤ 1 s	≤ 100	$\geq 0,8 \times U_m$
Efectiva	≤ 1 s	≥ 123	$\geq 0,72 \times U_m$
Inefectiva	≤ 10 s	≤ 170	$\geq 0,91 \times U_m$ $\geq 0,93 \times U_m$ (EXLIM T)
Inefectiva	≤ 2 h	≤ 170	$\geq 1,11 \times U_m$
Inefectiva	> 2 h	≤ 170	$\geq 1,25 \times U_m$

Tabla de energía de los pararrayos

Clasificación Tipo	Clase de descarga de línea	Capacidad de energía (2 impulsos) kJ/kV (U_r)	Gama de aplicación normal (U_m)
EXLIM R	2	5.0	≤ 170 kV
PEXLIM R	2	5.1	≤ 170 kV
EXLIM Q	3	7.8	170 -420 kV
PEXLIM Q	3	7.8	170 -420 kV
EXLIM P	4	10.8	362 -550 kV
PEXLIM P	4	12	362 -550 kV
HS PEXLIM P	4	10.5	362 -550 kV
EXLIM T	5	15.4	420 -800 kV
HS PEXLIM T	5	15.4	420 -800 kV

Tabla de relación Upl y Ups para pararrayos

Clasificación Tipo	Corriente de descarga nominal (I_n)	U_{pl}/U_r a 10 kA _p	U_{pl}/U_r a 20 kA _p	U_{ps}/U_r
EXLIM R	10	2.590		2.060 a 0,5 kA _p
PEXLIM R	10	2.590		2.060 a 0,5 kA _p
EXLIM Q	10	2.350		1.981 a 1,0 kA _p
PEXLIM Q	10	2.350		1.981 a 1,0 kA _p
EXLIM P	20	2.275	2.5	2.020 a 2,0 kA _p
PEXLIM P	20	2.275	2.5	2.020 a 2,0 kA _p
HS PEXLIM P	20	2.275	2.5	2.020 a 2,0 kA _p
EXLIM T	20	2.200	2.4	2.020 a 2,0 kA _p

Datos de protección de los pararrayos

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente							
		según IEC	según ANSI/IEEE	1 s	10 s	30/60 µs			8/20 µs				
						U _C kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	1 s kV _{rms}	10 s kV _{rms}	0,5 kA kV _{pico}	1 kA kV _{pico}	2 kA kV _{pico}	5 kA kV _{pico}
U _m kV _{rms}	U _r kV _{rms}	U _C kV _{rms}	MCOV kV _{rms}	1 s kV _{rms}	10 s kV _{rms}	0,5 kA kV _{pico}	1 kA kV _{pico}	2 kA kV _{pico}	5 kA kV _{pico}	10 kA kV _{pico}	20 kA kV _{pico}	40 kA kV _{pico}	
24 ³⁾	18	14,4	15,3	20,7	19,8	37,1	38,5	40,3	44,0	46,7	52,3	59,7	
	21	16,8	17,0	24,1	23,1	43,2	44,9	47,0	51,3	54,4	61,0	69,7	
	24	19,2	19,5	27,6	26,4	49,4	51,3	53,8	58,7	62,2	69,7	79,6	
	27	21,6	22,0	31,0	29,7	55,6	57,7	60,5	66,0	70,0	78,4	89,6	
36 ³⁾	30	24,0	24,4	34,5	33,0	61,7	64,2	67,2	73,3	77,7	87,1	100	
	33	26,4	26,7	37,9	36,3	67,9	70,6	73,9	80,6	85,5	96,8	110	
	36	28,8	29,0	41,4	39,6	74,1	77,0	80,6	88,0	93,3	105	120	
	39	31,2	31,5	44,8	42,9	80,3	83,4	87,3	95,3	102	114	130	
	42	34	34,0	48,3	46,2	86,4	89,8	94,0	103	109	122	140	
	48	38	39,0	55,2	52,8	98,8	103	108	118	125	140	160	
52	42	34	34,0	48,3	46,2	86,4	89,8	94,0	103	109	122	140	
	48	38	39,0	55,2	52,8	98,8	103	108	118	125	140	160	
	51	41	41,3	58,6	56,1	105	109	115	125	133	148	170	
	54	43	42,0	62,1	59,4	112	116	121	132	140	157	180	
	60	48	48,0	69,0	66,0	124	129	135	147	156	175	199	
	66	53	53,4	75,9	72,6	136	142	148	162	171	192	219	
72	54	43	42,0	62,1	59,4	112	116	121	132	140	157	180	
	60	48	48,0	69,0	66,0	124	129	135	147	156	175	199	
	66	53	53,4	75,9	72,6	136	142	148	162	171	192	219	
	72	58	58,0	82,8	79,2	149	154	162	176	187	209	239	
	75	60	60,7	86,2	82,5	155	161	168	184	195	218	249	
	84	67	68,0	96,6	92,4	173	180	188	206	218	244	279	
	90	72	72,0	103	99,0	186	193	202	220	234	262	299	
	96	77	77,0	110	105	198	206	215	235	249	279	319	
100	75	60	60,7	86,2	82,5	155	161	168	184	195	218	249	
	84	67	68,0	96,6	92,4	173	180	188	206	218	244	279	
	90	72	72,0	103	99,0	186	193	202	220	234	262	299	
	96	77	77,0	110	105	198	206	215	235	249	279	319	
123	90	72	72,0	103	99,0	186	193	202	220	234	262	299	
	96	77	77,0	110	105	198	206	215	235	249	279	319	
	102	78	82,6	117	112	210	218	229	250	265	296	339	
	108	78	84,0	124	118	223	231	242	264	280	314	359	
	120	78	98,0	138	132	247	257	269	294	311	349	398	
	132	78	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438	
	138	78	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458	
	144	78	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478	
145	108	86	86,0	124	118	223	231	242	264	280	314	359	
	120	92	98,0	138	132	247	257	269	294	311	349	398	
	132	92	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438	
	138	92	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458	
170	144	92	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478	
	132	106	106	151	145	272	283	296	323	342	383	438	
	138	108	111	158	151	284	295	309	338	358	401	458	
	144	108	115	165	158	297	308	323	352	373	418	478	

ANEXOS



FECHA	15-mar.-2011
REFERENCIA	TRE-11-088

REPORTE DEL ESTUDIO DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

DATOS DE LA INSTALACIÓN

LUGAR:	Subestación Próceres
NOMBRE DE LA EMPRESA:	Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A.
UBICACIÓN:	18 calle, entre 12 Avenida "A" y 13 avenida de la zona 10, ciudad de Guatemala

DATOS DEL EQUIPO UTILIZADO PARA LA PRUEBA

MARCA:	Megger
MODELO:	DET4TD2R

DESCRIPCION DE LOS TRABAJOS

Para el presente estudio se utilizó el método Wenner, el cual consiste en insertar cuatro electrodos del equipo en el suelo, los cuatro electrodos se colocan en línea recta, las mediciones de la resistividad dependerán de la distancia entre electrodos y de la resistividad del terreno.

Para este estudio se realizaron dos mediciones en forma de "X", debido a pequeño que es el terreno, en cada una de las mediciones se realizaron 3 lecturas, las cuales se tomaron dos veces en el mismo punto, dando como resultado las siguientes lecturas:

MEDICION 1				
SEPARACION DE ELECTRODOS (m)	MEDICION I (Ω)	MEDICION II (Ω)	RESISTIVIDAD DEL SUELO I (Ω -m)	RESISTIVIDAD DEL SUELO II (Ω -m)
2.5	3.62	3.12	56.86	49.01
5.0	2.73	2.32	85.77	72.89
7.5	2.26	2.28	106.50	107.44
SUB- PROMEDIO			83.04	76.45
PROMEDIO			79.74	



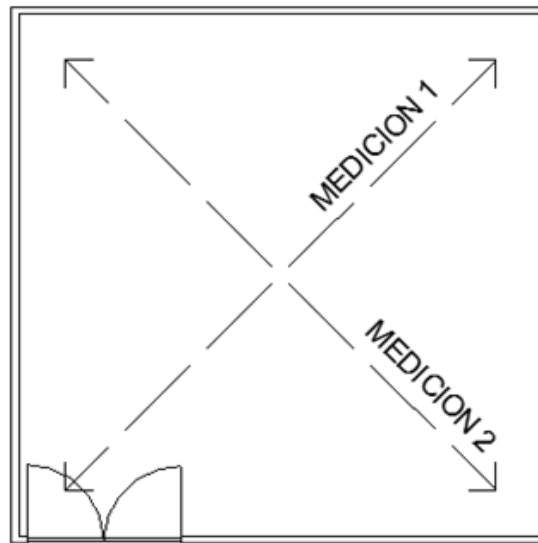
MEDICION 2				
SEPARACION DE ELECTRODOS (m)	MEDICION I (Ω)	MEDICION II (Ω)	RESISTIVIDAD DEL SUELO I (Ω -m)	RESISTIVIDAD DEL SUELO II (Ω -m)
2.5	2.8	2.3	43.98	36.13
5.0	2.6	2.1	81.68	65.97
7.5	2	2	94.25	94.25
SUB- PROMEDIO			73.30	65.45
PROMEDIO			69.38	

Tomando el promedio de las dos mediciones, tenemos como resultado que la resistividad del terreno (ρ) es de: **74.56 Ω -m**

Ing. Edvin Wilfredo Alvarez
Responsable del estudio



UBICACIÓN DE LAS LECTURAS



18 CALLE, ZONA 10

3/3

19 calle 5-47 Zona 10, Edificio Unicentro, 7 nivel, oficina 701
Tel: 4027-9507 email: iesersa@gmail.com