



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

**ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS
ELÉCTRICAS RESIDENCIALES, COMERCIALES Y SERVICIOS EN MEDIA TENSIÓN
13.8KV DE EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS, CON BASE A LA
NORMA TÉCNICA DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE
DISTRIBUCIÓN-NTDROID**

Marlon David Velásquez Bravo

Asesorado por el Ing. Julio Andrés Gaitán Álvarez

Guatemala, julio de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS
ELÉCTRICAS RESIDENCIALES, COMERCIALES Y SERVICIOS EN MEDIA TENSIÓN
13.8KV DE EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS, CON BASE A LA
NORMA TÉCNICA DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE
DISTRIBUCIÓN-NTDROID**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARLON DAVID VELÁSQUEZ BRAVO
ASESORADO POR EL ING. JULIO ANDRÉS GAITÁN ÁLVAREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERIO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Nathanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Julio Andrés Gaitán Álvarez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

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:

ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS ELÉCTRICAS RESIDENCIALES, COMERCIALES Y SERVICIOS EN MEDIA TENSIÓN 13.8KV DE EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS, CON BASE A LA NORMA TÉCNICA DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN-NTDROID

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 4 de marzo de 2015.

Marlon David Velásquez Bravo



Guatemala 23 de junio de 2018.

Ingeniero
Natanael Requena
Asesor Supervisor de EPS
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala.

Ing. Requena.

Es un gusto saludarle deseándole éxitos en sus actividades diarias, hago de su conocimiento que he revisado el trabajo de graduación ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS ELÉCTRICAS RESIDENCIALES, COMERCIALES Y SERVICIOS EN MEDIA TENSIÓN 13.8KV DE EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS, CON BASE A LA NORMA TÉCNICA DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN -NTDOID-. Desarrollado por el estudiante Marlon David Velásquez Bravo quien se identifica con CUI 2206587811202 y registro académico numero dos mil cinco guion dieciséis mil treinta y siete (2005-16037) de la carrera de Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Considero este trabajo bien desarrollado y presenta un aporte para la ingeniería nacional y habiendo cumplido con los objetivos del referido trabajo doy mi aprobación y al mismo solicitando darle el tramite respectivo.

Sin otro particular.
Atentamente



Ing. Julio Andrés Gaitán Álvarez
Ingeniero Electricista
No de Colegiado 12590

JULIO ANDRÉS GAITÁN
INGENIERO ELÉCTRICISTA
COLEGIADO No. 12,590

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 07 de mayo de 2018.
Ref.EPS.DOC.385.05,18.

Inga. Christa Classon de Pinto
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Classon de Pinto.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Marlon David Velásquez Bravo** de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Registro Académico No. **200516037** y CUI **1684 68336 0501**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS ELÉCTRICAS RESIDENCIALES, COMERCIALES Y SERVICIOS EN MEDIA TENSIÓN 13.8KV DE EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS, CON BASE A LA NORMA TÉCNICA DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN -NTDROID-"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica
ASBOR(A)-SUPERVISOR(A) DE EPS
Unidad de Prácticas de Ingeniería y EPS
Facultad de Ingeniería

c.c. Archivo
NJRG/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala 07 de mayo de 2018.
Ref.EPS.D.173.05.18.

Ing. Otto Fernando Andriño González
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

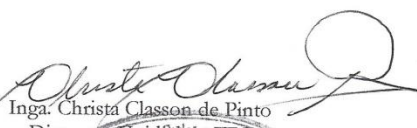
Estimado Ingeniero Andriño González:

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS ELÉCTRICAS RESIDENCIALES, COMERCIALES Y SERVICIOS EN MEDIA TENSIÓN 13.8KV DE EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS, CON BASE A LA NORMA TÉCNICA DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN -NTDROID-"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Marlon David Velásquez Bravo**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Julio Andrés Gaitán Alvarez y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"


Inga. Christa Classon de Pinto
Directora Unidad de EPS



CCdP/ra

Edificio de EPS, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala,
Ciudad Universitaria, zona 12. Teléfono directo: 2442-3509.
<http://sitios.ingenieria-usac.edu.gt/epof>

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 35.2018.
27 DE FEBRERO 2018.

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

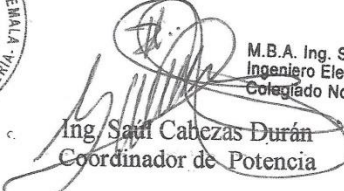
Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE NORMA DE
CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS ELÉCTRICAS
RESIDENCIALES, COMERCIALES Y SERVICIOS EN MEDIA
TENSIÓN 13.8KV DE EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE
SANMARCOS, CON BASE A LA NORMA TÉCNICA DE DISEÑO
Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN
-NTDOID-, estudiante; Marlon David Velásquez Bravo, que cumple
con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.



Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648

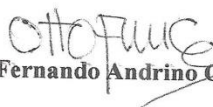
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 35.2018.

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: **MARLON DAVID VELÁSQUEZ BRAVO** titulado: **ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS ELÉCTRICAS RESIDENCIALES, COMERCIALES Y SERVICIOS EN MEDIA TENSIÓN 13.8KV DE EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS, CON BASE A LA NORMA TÉCNICA DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN -NTDROID-**, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González



GUATEMALA, 18 DE MAYO 2018.

Escuelas: Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Escuela de Ciencias, Facultad de Ingeniería Sanitaria y Recursos Hídricos (IS), Posgrado Maestría en Sistemas Mención Construcción y Mención Ingeniería Vial. Carreras: Ingeniería Mecánica, Ingeniería Eléctrica, Ingeniería en Ciencias y Sistemas, Licenciatura en Matemática, Licenciatura en Física. Centro de Estudios Superiores de Energía y Minas (CESSEM). Guatemala, Ciudad Universitaria, Zona 12, Guatemala, Centroamérica

Universidad de San Carlos
de Guatemala

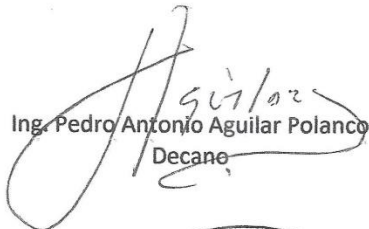


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 244.2018.

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: **ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE NORMA DE CONSTRUCCIÓN DE ACOMETIDAS ELÉCTRICAS RESIDENCIALES, COMERCIALES Y SERVICIOS EN MEDIA TENSIÓN 13.8KV DE EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS, CON BASE A LA NORMA TÉCNICA DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN –NTD0ID**, presentado por el estudiante universitario: **Marlon David Velásquez Bravo**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, julio de 2018

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por darme la fuerza para concluir mis estudios.
- Mi madre** Arminda Alicia Bravo González, por todo el amor y los consejos recibidos por ella y por ser mi fuente de inspiración, un abrazo hasta el cielo.
- Mi padre** Félix Antonio Velásquez Gómez, por ser el mejor padre y por todo por el apoyo, paciencia y amor.
- Mis hermanos** Maily Danira, Félix Antonio y Belgin Paolo Velásquez Bravo, por ser mis primeros amigos, con los que he compartido toda mi vida y por todo el apoyo que me han brindado.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. FASE DE INVESTIGACIÓN	1
1.1. Información general del departamento de San Marcos	1
1.1.1. Geografía física	3
1.1.2. Geografía política	7
1.1.3. División política administrativa.....	8
1.1.4. Vías de acceso y distancias.....	13
1.1.5. Demografía.....	15
1.1.6. Vivienda.....	19
1.1.7. Servicios básicos en la vivienda	23
1.2. Reseña histórica empresa eléctrica municipal de San Marcos.....	24
1.2.1. Estructura administrativa de empresa eléctrica municipal de San Marcos	27
1.2.2. Objetivos.....	29
1.2.3. Tipos de acometidas y servicios	30
1.3. Departamento técnico de redes eléctricas.....	31
1.4. Estructura de las redes eléctricas.....	31
1.4.1. Estado actual de la red de distribución eléctrica.....	33
1.4.1.1. Topología de la red.....	33

1.4.1.2.	Conductores eléctricos	34
1.4.1.2.1.	Conductores en línea de subtransmisión 13,8 kV	34
1.4.1.2.2.	Estructuras para el soporte de las líneas de subtransmisión 13,8 kV y baja tensión 120/240V .	37
1.5.	Procedimiento actual de solicitud de servicio	44
1.5.1.	Procedimiento actual	44
1.5.1.1.	Proceso 1, solicitud de nuevo servicio de energía eléctrica	45
1.5.1.2.	Proceso 2, solicitud de servicios, cambio de tensión, reubicación de medidor y cambio de medidor	46
1.5.1.3.	Requerimientos de instalaciones internas para nuevo servicio.....	47
1.5.1.4.	Análisis y conclusiones de instalaciones residenciales	50
1.5.2.	Acometidas comerciales.....	51
1.5.2.1.	Proceso para adquirir nuevo servicio comercial en EEMSM	52
1.5.2.2.	Conductores para acometidas eléctricas comerciales	52
1.5.2.2.1.	Proceso núm. 1, solicitud de nuevo servicio de energía eléctrica.....	53
1.5.2.3.	Análisis y conclusiones de instalaciones comerciales	55
1.5.3.	Acometidas en media tensión 13,8 kV	56

1.5.3.1.	Proceso para adquirir nuevo servicio en media tensión 13,8 kV en EEMSM .	56
1.5.3.2.	Conductores para acometidas eléctricas comerciales	57
1.5.3.3.	Proceso 1, solicitud de nuevo servicio de energía eléctrica	57
1.5.3.4.	Requerimientos de instalaciones internas para nuevo servicio comercial	58
1.5.3.5.	Análisis y conclusiones de instalaciones en media tensión 13,8 kV	60
2.	PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN	63
2.1.	Introducción	63
2.2.	Objetivos.....	63
2.3.	Descripción de la propuesta	64
2.4.	Requisitos para nuevo usuario	66
2.5.	Acometidas residenciales o suministros menores a 11 kVA....	68
2.5.1.	Sistema de medición	69
2.5.2.	Características generales de los equipos de medida.....	69
2.5.3.	Planos.....	72
2.6.	Acometidas comerciales o suministros centralizados.....	85
2.6.1.	Sistema de medida	85
2.6.2.	Características de los equipos de medida	85
2.6.3.	Planos.....	88
2.7.	Acometidas industriales mayores a 11 kVA.....	92
2.7.1.	Sistema de medida	92

2.7.2.	Características generales de los equipos de medida.....	92
2.7.3.	Planos	95
2.8.	Acometidas industriales en 13,8 kV mayores a 50 kVA	98
2.8.1.	Sistema de medida.....	98
2.8.2.	Características generales de los equipos de medida.....	99
2.8.3.	Planos	106
2.9.	Acometidas industriales en 13,8 kV mayores a 150 kVA	111
2.9.1.	Sistema de medida.....	111
2.9.2.	Características generales de los equipos de medida.....	111
2.9.3.	Planos	118
CONCLUSIONES.....		127
RECOMENDACIONES		128
BIBLIOGRAFÍA.....		129
ANEXOS.....		130

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Mapa de San Marcos	4
2.	Mapa de colindancias de San Marcos.....	8
3.	Mapa de cantones de San Marcos (casco urbano)	9
4.	Centros poblados del municipio	12
5.	Mapas de vías accesos a San Marcos	14
6.	Población total por genero	15
7.	Tipo de construcción de viviendas	19
8.	Área urbana	20
9.	Área rural	20
10.	Área urbana	21
11.	Área rural	21
12.	Área urbana	22
13.	Área rural	22
14.	Diagrama unifilar del Sistema de Transporte e Interconexión con la red de distribución eléctrica de San Marcos.....	27
15.	Organigrama de empresa eléctrica de San Marcos	29
16.	Acometida eléctrica con empotramiento	48
17.	Acometida eléctrica acometida sobre fachada	48
18.	Acometida eléctrica en columna	49
19.	Acometida eléctrica de difícil acceso.....	49
20.	Acometida eléctrica comerciales	54
21.	Panel de medidores eléctricos 240 voltios	55
22.	Acometida eléctrica empotrada en media tensión 13,8 kV.....	59

23.	Centro de transformación de acometida en media tensión 13,8 kV.....	59
24.	Acometida eléctrica a intemperie en media tensión 13,8 kV.....	60
25.	Formulario para solicitud de servicio.....	65
26.	Acometida empotrada sin cruce de calle	74
27.	Acometida empotrada con cruce de calle	75
28.	Acometida sobre fachada sin cruce de calle.....	76
29.	Acometida sobre fachada con cruce de calle	77
30.	Columna para acometida mayor a 40 metros	78
31.	Acometida con columna de concreto	79
32.	Detalles de columna de concreto.....	80
33.	Acometida con columna de madera.....	81
34.	Detalle de columna de concreto	82
35.	Detalle de columna doble acometida	83
36.	Detalle de cajas de disyuntores	84
37.	Detalle de acometida comercial.....	89
38.	Detalles de acometida comercial	90
39.	Capacidad de medidores	91
40.	Acometida potencia mayor a 11 kVA	96
41.	Conexión acometida mayor a 11 kVA.....	97
42.	Detalle caseta de medición, medidas y accesorios mayores a 50 kVA	107
43.	Descripción de materiales.....	108
44.	Detalles de ubicación de suministro.....	109
45.	Cableado y conexión en medición secundaria directa.....	110
46.	Detalle de materiales para construcción de acometida mayor a 150 kVA	120
47.	Detalle de rack de medición en 13,8 Kv frontal.....	121
48.	Detalle de rack de medición en 13,8 Kv perfil.....	122
49.	Detalle de conexión de transformador de medida.....	123

50.	Cableado y conexión de medición secundaria en media tensión	124
-----	---	-----

TABLAS

I.	Centros poblados del municipio de San Marcos	10
II.	Servicios básicos área rural	23
III.	Servicios básicos área urbana	24
IV.	Servicios de energía eléctrica	26
V.	Características principales de conductores eléctricos.....	35
VI.	Conductores eléctricos en baja tensión 120/240/480V	36
VII.	Postes de hormigón para tipo de terreno normal K-12.....	38
VIII.	Tamaño y el nivel de empotramiento	39
IX.	Capacidad de transformadores instalados en red de distribución	42
X.	Configuración de bancos trifásicos y voltajes de entrega.....	43
XI.	Comportamiento histórico de nuevos servicios 120/240 voltios	51
XII.	Tabla para interruptores	94
XIII.	Conexiones para suministros mayores	98
XIV.	Protección principal y transformadores	99
XV.	Código de colores para conexiones de fases.....	102
XVI.	Código para cableado de medición	105
XVII.	Tensión primaria nominal	112
XVIII.	Tensión primaria nominal I.	113
XIX.	Código de colores para terminales.....	116
XX.	Tabla comparativa de estado	125

LISTADO DE SÍMBOLOS

Símbolos	Significado
XLPE	Aislamiento de polietileno reticulado con cubierta de PVC.
THW	Aislamiento termo-plástico, resistente al calor (75°C), para uso en ambientes secos.
THHN	Aislamiento termoplástico, resistente al calor (90 °C), con cubierta de nylon (<i>thermoplastic, high heat resistant, nylon jacket</i>)
A	Amperios (unidad de medida de corriente eléctrica)
°C	Grados Celsius (centígrados)
Hp	Hertz (ciclos por segundo)
kA	Kilo Amperio (1 000 amperios)
kVA	Kilo –Voltio –Amperio
kW	Kilovatio (1 000 vatios)
kV	Kilovoltio (1 000 voltios)
kVAR	Kilo-Voltio-Amperio-Reactivo
MW	Megavatio (1 000 000 vatios)
m	Metro
mm	Milímetro
V	Voltio
W	Watt o vatio

RESUMEN

La Empresa eléctrica municipal de San Marcos es la distribuidora de energía eléctrica, nace cuando el Estado de Guatemala, por medio de la ley general de electricidad, según decreto 93-96 del Congreso de la República promulgada el 15 de noviembre de 1996, optimiza el crecimiento del subsector eléctrico y crea los marcos legales para formar empresas de generación, transmisión y distribución, en cumplimiento del artículo 4 del reglamento de la ley general de Electricidad. En la información técnica se define el listado de poblaciones donde se presta actualmente el servicio de energía eléctrica

La empresa eléctrica de San Marcos presta servicio al municipio de San Marcos y su aldeas, su punto de conexión es por medio de la subestación SAN MARCOS 69/13,8 kV con capacidad de 20/28MVA que alimenta las salidas de media tensión San Pedro, San Lorenzo, Esquipulas Palo Gordo, San Cristobal Cucho y La Esperanza en forma radial propiedad de la empresa de transporte y control de energía eléctrica, ETCEE

OBJETIVOS

1. Informar y definir procesos técnicos y administrativos a usuarios, constructores y distribuidor.
2. Facilitar y agilizar la comunicación entre los involucrados, usuario, constructor y distribuidor.
3. Comunicar a los involucrados, usuarios, constructor y distribuidor sus derechos condiciones y obligaciones ante la obtención de un servicio de energía eléctrica con base a lo estipulado por la ley general de electricidad y su reglamento.
4. Definir procesos técnicos para construcción de nuevos servicios y regularización de servicios existentes, con base a las normas emitidas por la comisión nacional de energía eléctrica.
5. Definir características técnicas de construcción así como especificaciones generales de los materiales de construcción que deben cumplir los interesados en la obtención de un servicio nuevo de energía eléctrica.

INTRODUCCIÓN

La empresa eléctrica municipal de San Marcos actualmente cuenta con más de 10 000 usuarios de servicio de energía eléctrica de las cuales el mayor porcentaje radica en servicios en baja tensión lo que representa una necesidad la estandarización de los procesos de servicios, permitiendo obtener un mejor control de las actividades en los diferentes departamentos involucrados así como mejorar la calidad de producto entregado por el distribuidor.

El presente documento comprende conocimientos adquiridos a través de experiencias lo que permite establecer soluciones integrales acordes a las condiciones de la red de distribución eléctrica de la empresa eléctrica municipal de San Marcos, logrando una mejora en los servicios prestados así como en las redes eléctricas teniendo como base las normas emitidas y en vigencia por el ente regulador de energía eléctrica CNEE.

1. FASE DE INVESTIGACIÓN

1.1. Información general departamento de San Marcos

San Marcos fue fundado el 25 de abril de 1533, día del arribo de la colonia militar, integrada por 50 hombres españoles que enviara el conquistador Pedro de Alvarado, al mando del capitán Juan de León Cardona, con el propósito de extender los dominios a estos lugares.

Llegaron al bosque llamado CANDACUCHEX que significa Tierra de frío, los españoles se apoderaron de él, para vivir apartados de los aborígenes, ya que su desconfianza hacia ellos era fuerte.

En el punto dominante a la vista del pueblo, precisamente por donde hoy es el cantón Santa Isabel, hicieron alto y dispusieron descansar; tomando las medidas necesarias para su seguridad, durante la primera noche que iban a pasar en estas tierras, levantaron su improvisado campamento militar y encendieron fogatas; pues a pesar de que estaban en plena primavera, para ellos el clima era adverso.

El 25 de septiembre de 1675, el oidor de la real audiencia Lic. Juan Bautista de Arqueola, distribuye las tierras bajo la idea latifundista, surgiendo San Marcos como barrio de Quetzaltenango, al estilo español.

El Padre Juarros, en su historia de Guatemala, dice que el barrio de San Marcos, aldea de ladinos en la provincia de Quetzaltenango, fue mandado erigir por la real audiencia el año de 1755.

Don José Luis García A., dice sobre la fundación de San Marcos lo siguiente: con la construcción de viviendas al estilo español y con la necesidad de encauzar la vida colectiva dentro de normas administrativas, en 1752 San Marcos representado por 4, vecinos solicitó la instalación de su ayuntamiento municipal; iniciándose con esto la carrera política autónoma del pueblo y la actividad cívica de sus ciudadanos, principiando a figurar el apellido Barrios, para nominar a hombres que dedicaron su vida pública al nacimiento de la entidad de este nuevo pueblo.

Al distribuirse los pueblos del estado de Guatemala para la administración de justicia por el sistema de jurados, adoptado en el código de Livingston y decretado el 27 de agosto de 1836; San Marcos, fue adscrito al circuito del barrio; y fue elevado a la categoría de valle por decreto el 12 de noviembre de 1825 y como tal, pasó a ser la cabecera del distrito territorial de su nombre, el 3 de julio de 1832. El censo fue levantado por el vecino Jesús del Castillo, el que dio por resultado la elección de la primera municipalidad.

Los personajes que constituyeron la primera municipalidad de San Marcos en 1754 fueron: alcalde primero, Sebastián de Barrios; alcalde segundo, Fernando Rodríguez; primer regidor, Pedro Escobar; mayordomo de cabildo, Marcos de Rodas.

El 16 de Marzo de 1791, se produjo un terremoto y derrumbó el edificio de la municipalidad. El 18 de abril de 1797, el Arzobispo don Juan Félix de Villegas ordenó la construcción del nuevo templo católico; este duró hasta el 6 de agosto de 1944, pues se desplomó a consecuencia de un nuevo terremoto. El 30 de septiembre de 1821, siendo el alcalde don José Bonifacio Barrios, se reúne el ayuntamiento de San Marcos para jurar la independencia nacional,

promoviendo una celebración con todo el pueblo. Por falta de medios de comunicación la noticia de la emancipación política nacional llegó a los 15 días.

El 8 de Mayo de 1866, por decreto gubernativo los distritos San Marcos, Huehuetenango, Petén Izabal y Amatitlán, se elevan a la categoría de departamento, esto a solicitud de la municipalidad de la villa de San marcos.

El 16 de agosto de 1898, asciende a cabecera departamental.

El 27 de noviembre de 1933, el decreto 477 dispone trazar una nueva población entre San Marcos y San Pedro Sacatepéquez, con el nombre: La Union.

El 9 de febrero de 1942, se establece un nuevo municipio, con el nombra de San Marcos La Unión.

El 20 de julio de 1945, desaparece del departamento de San Marcos, el municipio de La Unión, para restablecer los municipios de San Marcos y San Pedro Sacatepéquez.

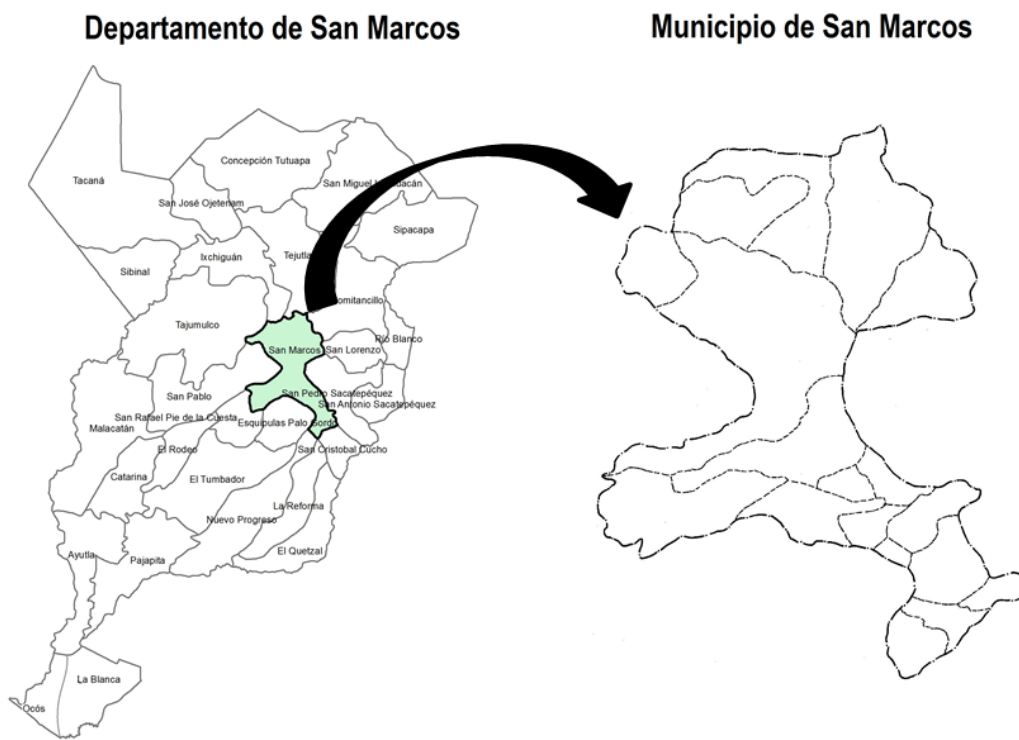
El 8 de mayo de 1966, San Marcos celebra pomposamente el primer centenario de su creación como departamento.

1.1.1. Geografía física

- Ubicación: el municipio está ubicado en el área de la Sierra Madre, en el altiplano del país, región VI sur occidental; con una altitud de 2 398 metros sobre el nivel del mar y ubicado en la latitud norte de 14° 57'40"

y una longitud este de 91 47,44. extensión territorial: 121 kilómetros cuadrados.

Figura 1. Mapa de San Marcos



Fuente: Municipalidad de San Marcos.

- Climatología: el clima del municipio de San Marcos es templado; con una temperatura pro medio de 12,4 °C; oscilando entre una máxima de 19,0 °C y una mínima de 5,7 °C. Con una precipitación pluvial de 2 138 milímetros, con 118 días de lluvias entre los meses de mayo y noviembre, y una humedad relativa media de 83 %.
- Hidrografía: el municipio de San Marcos se encuentra situado dentro del área física de tres cuencas hidrográficas de gran importancia, siendo

estas: la cuenca del río Naranjo, la cuenca del río Suchiate y la cuenca del río Cuilco. Además, dicha área, al ser forestal y de cumbres de más de 3 000 metros de altitud supone una importante superficie de recarga hídrica, dividiéndose los afluentes de la siguiente manera:

- Río Agua Escondida
- Río del Horno
- Río Cabuz
- Río El Apeadero
- Río Canoa de Piedra
- Río El Nacedero
- Río Chimachiche
- Río Los Soicos
- Río Chisguachín
- Río Chivisgüé

Riachuelos:

- Chica

Ubicación de los nacimientos de agua:

Nacimiento Santa Lucía Ixcamal: ubicado en la aldea Santa Lucía Ixcamal, jurisdicción del municipio de San Marcos. Dicho nacimiento también distribuye a la aldea Ixcamal.

Nacimiento Los Arcos: ubicado en la aldea San Andrés Chapil, jurisdicción del municipio de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.

Nacimiento Cerro Chil: denominado la Cadena, ubicado en la aldea Serchil, San Marcos

Los tres nacimientos producen un total de 30 litros /segundo.

Ubicación y producción de pozos mecánicos:

Pozo 1: ubicado en la 14 Av. entre la 1ª y 5ª calle de la zona 5, tiene una capacidad de bombeo de 20 lts. /segundo.

Pozo 2: ubicado en la 15 Av. Entre la 5ª y 6ª calle de la zona 5, tiene una capacidad de bombeo de 25 lts. /segundo.

Pozo 3: ubicado en la aldea Caxaqué, de San Marcos.

- Suelos: el municipio de San Marcos se asienta sobre terrenos volcánicos, pertenecientes a la unidad fisiográfica de las Tierras Altas Volcánicas, que muestran cierto grado de variabilidad, pero en su mayoría se trata de suelos poco profundos, con fertilidad media o escasa y una textura del horizonte superior del tipo franco-arenosa (suelta). Sólo los suelos que rodean a la cabecera presentan buenos índices de fertilidad, una profundidad superior a los 100 cm. y un buen índice de materia orgánica. La capacidad de uso del suelo en San Marcos es, principalmente forestal. En las zonas de mayor pendiente, la capacidad de uso es forestal de protección. En las zonas de menor pendiente la capacidad de uso es forestal de producción.
- Uso actual de la tierra: el uso actual de la tierra es principalmente forestal (un 58,5 %), lo que supone un cambio respecto al resto del departamento (un 19,4 %). Lo mismo ocurre con los porcentajes de uso agrícola (mezcla de cultivos, viviendas, terrenos forestales y zonas de pasto); mientras el municipio presenta un valor del 28,8 %, el departamento presenta valores medios que oscilan en torno al 75,4 %. En definitiva, el

municipio de San Marcos presenta un valor de uso actual de la tierra forestal casi tres veces mayor que a nivel departamental.

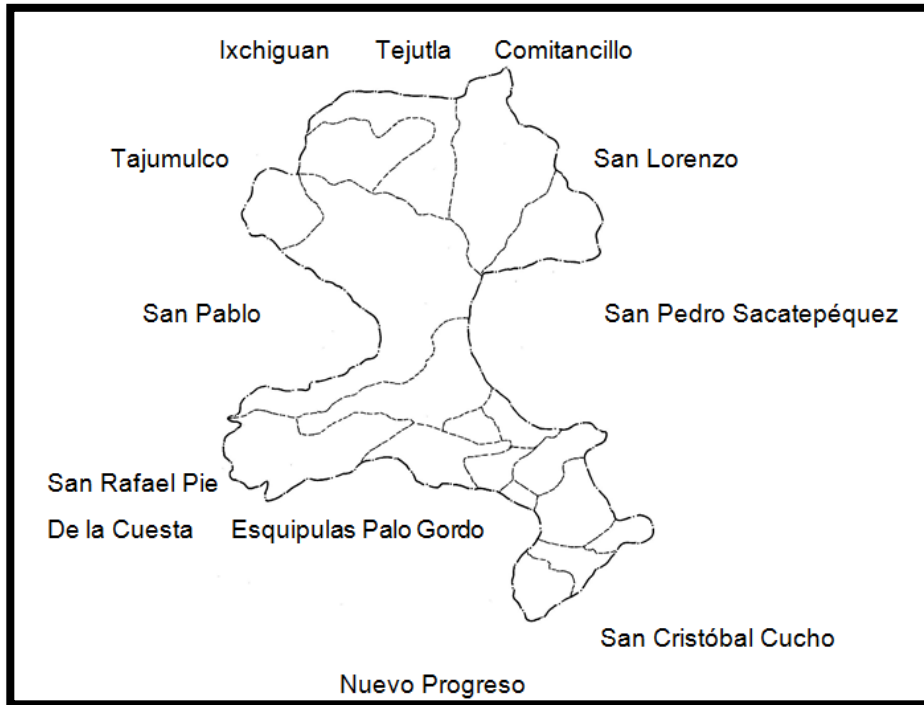
- Orografía: el municipio de San Marcos presenta un relieve muy accidentado. Se encuentra ubicado dentro de la Sierra Madre de Guatemala, en la zona volcánica del extremo occidental del país. Una parte-aguas (línea de cumbres que divide dos o más cuencas hidrográficas) que va desde la cima del volcán Tajumulco (4 220 Mts.) hasta el extremo sur del municipio en la aldea de El Bojonol (1 400 Mts.), pasando por el Cerro Serchil (3 166 metros) y el Bosque Municipal. Esta línea montañosa define las tres cuencas hidrográficas de San Marcos detalladas anteriormente. Los accidentes orográficos principales los constituyen la sierra Madre, en su paso por el departamento y los cerros Concepción, Ixtágel, Serchil.

1.1.2. Geografía política

Límites territoriales municipales, el municipio de San Marcos tiene las siguientes colindancias:

- Al norte: con los municipios de Ixchiguan, Tejutla y Comitancillo.
- Al sur: con los municipios de Esquipulas Palo Gordo, Nuevo Progreso, San Rafael Pie de la Cuesta y San Cristóbal Cucho.
- Al este: con los municipios de San Lorenzo y San Pedro Sacatepéquez.
- Al oeste: con los municipios de San Pablo y Tajumulco.

Figura 2. **Mapa de colindancias de San Marcos**



Fuente: Municipalidad de San Marcos.

1.1.3. **División política administrativa**









La cabecera municipal de San Marcos está dividida en 5 zonas, una colonia denominada Justo Rufino Barrios, y 8 cantones llamados:

Cantón Santa Rosalía
Cantón San Antonio
Cantón San Nicolás
Cantón San Francisco

Cantón Santa Isabel
Cantón Guadalupe
Cantón Santo Domingo
Cantón San Ramón

Figura 3. **Mapa de cantones de San Marcos (casco urbano)**



- | | | | |
|---|---------------------|--|----------------------|
|  | Cantón San Antonio |  | Cantón San Francisco |
|  | Cantón Santa Isabel |  | Cantón Santa Rosalía |
|  | Cantón San Nicolás |  | Cantón San Ramón |
|  | Cantón Guadalupe |  | Cantón Santo Domingo |

Fuente: Municipalidad de San Marcos.

Tabla I. **Centros poblados del municipio de San Marcos**

No.	NOMBRE	CATEGORÍA	DISTANCIAS DE LA CABECERA MUNICIPAL Kms
1	San Marcos	Ciudad.	
2	San Sebastián	Aldea	24
	Canoa de Piedra	Cantón	21
	Llano de la Guardia	Cantón	22
	Los Soicos	Caserío	23
	Los Aguilon	Caserío	23
	Chisguachín	Cantón	22
3	El Rodeo	Aldea	25
	Alta Vista	Caserío	6
4	San Antonio Serchíl	Aldea	18
	Los Cerros Serchíl	Cantón	19
	El Milagro Serchíl	Cantón	18
	Los Cerezos	Caserío	20
	Los puentes	Caserío	22
	Santa Lucía		
5	Ixcamal	Aldea	17
6	La Federación	Aldea	4
7	Barranca de Gálvez	Aldea	31
	La Montaña	Cantón	18
	Palo Blanco	Cantón	22
	Las Ortigas	Caserío	12
	El Aguacate	Caserío	20
8	El Canaque	Aldea	32

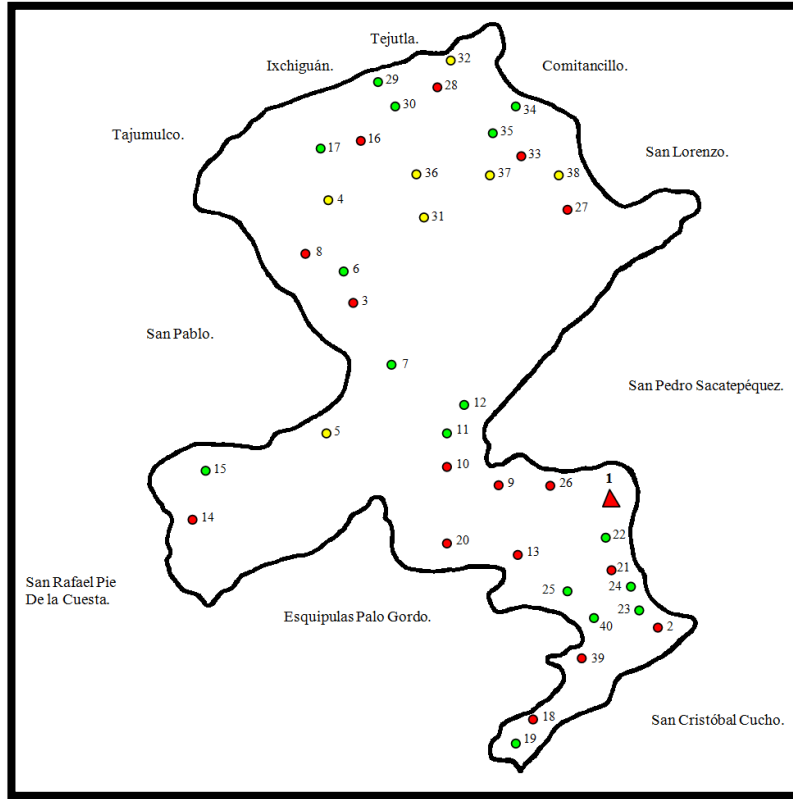
Continuación de la tabla I.

9	El Rincón	Aldea	5
	El Rosario	Caserío	6
	Vista Hermosa	Caserío	7
10	Caxaque	Aldea	4
11	El Bojonal	Aldea	35
	El Dominante	Caserío	22
12	Las Lagunas	Aldea	3
	Navidad	Caserío	3
	Ixquihuilá	Caserío	26
	Las Escobas	Caserío	18
	Potrerillos	Caserío	4
13	San Rafael Soche	Aldea	2
14	Ixtajel	Aldea	13
	Tierra Blanca	Caserío	15
15	San José las Islas	Aldea	15
	Cansupe	Caserío	12
16	Agua Caliente	Aldea	7
17	El Recreo	Aldea	3

Fuente: Municipalidad de San Marcos.

El municipio de San Marcos se encuentra dividido por una cabecera municipal, 16 aldeas, 7 cantones y 16 caseríos.

Figura 4. Centros poblados del municipio



REFERENCIAS

1	Municipio de San Marcos.	21	Aldea Las Lagunas.
2	Aldea Agua Caliente.	22	Caserío Navidad.
3	Aldea Barranca de Gálvez.	23	Caserío Ixquihuil.
4	Cantón Palo Blanco.	24	Caserío Las Escobas.
5	Cantón La Montaña.	25	Caserío Los Potrerillos.
6	Caserío El Aguacate.	26	Aldea San Rafael Soche.
7	Caserío Las Ortigas.	27	Aldea Santa Lucia Ixcamal.
8	Aldea El Canaque.	28	Aldea San Sebastián.
9	Aldea Caxaque.	29	Caserío Los Soicos.
10	Aldea El Rincón.	30	Caserío Los Aguilón.
11	Caserío El Rosario.	31	Cantón Canoa de Piedra.

Continuación de la figura 4.

12	Caserío Vista Hermosa.	32	Cantón Llano de La Guardia.
13	Aldea El Recreo.	33	Aldea San Antonio Serchil.
14	Aldea El Bojonal.	34	Caserío Los Cerezos.
15	Caserío El Dominante.	35	Caserío Los Puentes.
16	Aldea El Rodeo.	36	Cantón Chisguachín.
17	Caserío Alta Vista.	37	Cantón Los Cerros Serchil.
18	Aldea Ixtajel.	38	Cantón El Milagro Serchil.
19	Caserío Tierra Blanca.	39	Aldea San José Las Islas.
20	Aldea La Federación.	40	Caserío Cansupe.

Fuente: Municipalidad de San Marcos.

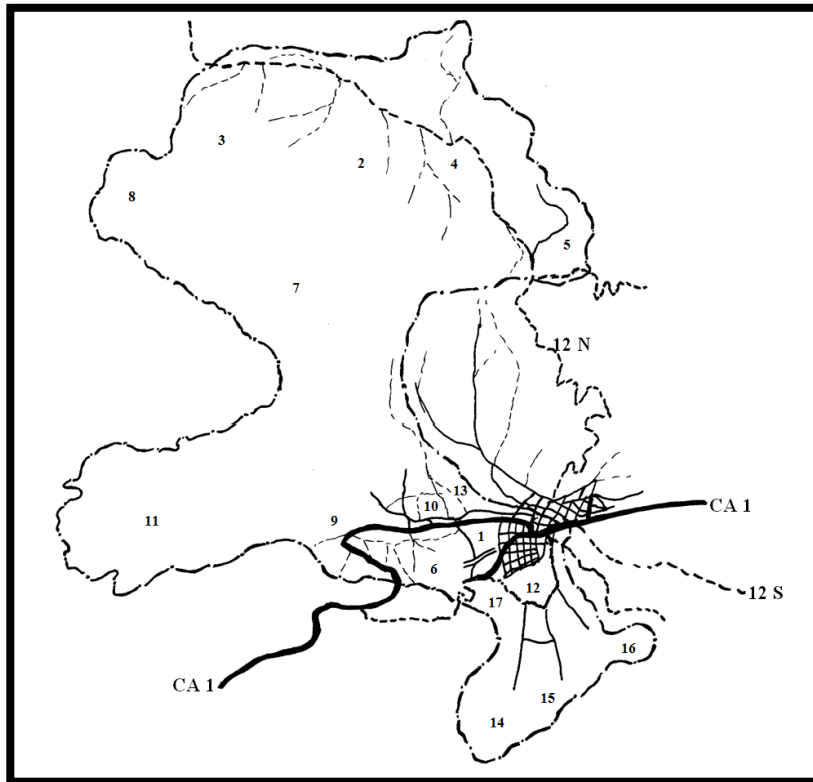
1.1.4. Vías de acceso y distancias

La cabecera departamental de San Marcos se encuentra a una distancia de 252 kilómetros.

- De San Marcos a Quetzaltenango por medio de la ruta nacional: asfalto tipo C.
- De San Marcos a San Pedro Sacatepéquez: calle pavimentada.
- De San Marcos al Altiplano de San Marcos por carretera asfalto tipo D.
- De San Marcos a San Rafael Pie de la Cuesta por carretera asfalto tipo C

Así como las rutas nacionales 12-N y 12-S. El municipio tiene también carreteras, caminos y veredas que unen a las comunidades con la cabecera municipal y lugares circunvecinos.

Figura 5. Mapa de vías accesos a San Marcos



REFERENCIAS

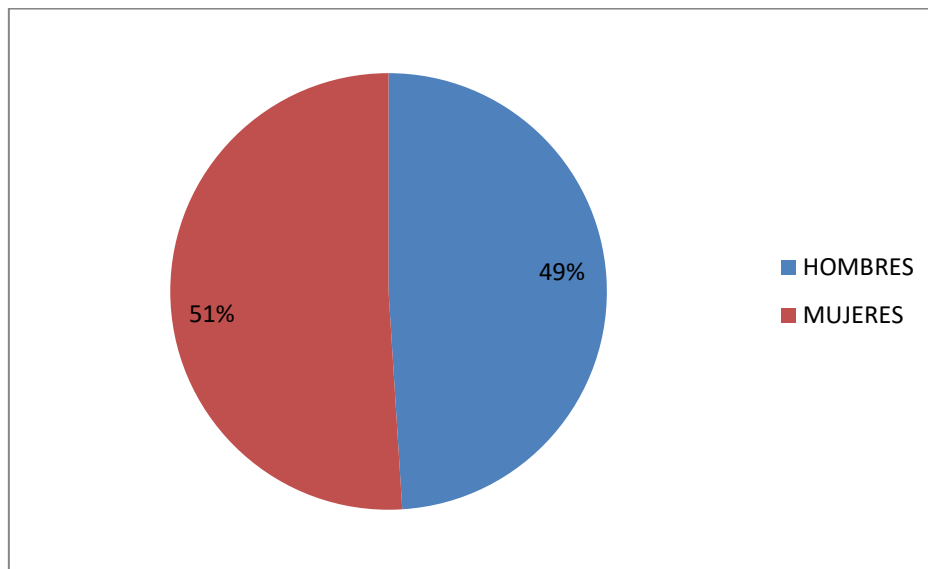
- | | | | |
|-----|----------------------------------|-----|--------------------------|
| 1. | Cabecera Municipal de San Marcos | 11. | Aldea El Bojonal. |
| 2. | Aldea San Sebastián | 12. | Aldea Las Lagunas. |
| 3. | Aldea El Rodeo | 13. | Aldea San Rafael Soche |
| 4. | Aldea San Antonio Serchil | 14. | Aldea Ixtajel. |
| 5. | Aldea Santa Lucía Ixcamal | 15. | Aldea San José las Islas |
| 6. | Aldea La Federación | 16. | Aldea Agua Caliente |
| 7. | Aldea Barranca de Gálvez | 17. | Aldea El Recreo |
| 8. | Aldea El Canaque | | |
| 9. | Aldea El Rincón | | |
| 10. | Aldea Caxaque | | |

Fuente: Municipalidad de San Marcos.

1.1.5. Demografía

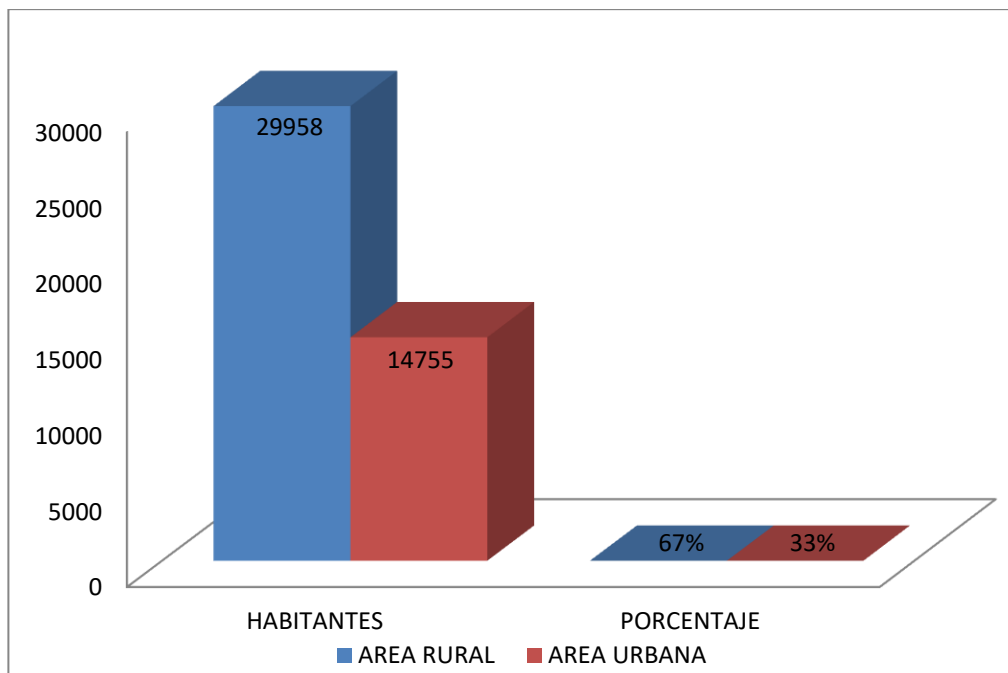
La población total del municipio de San Marcos, para el 2007, se estima en un total de 44 713 habitantes; de esta población el 49 % (21 909) son hombres y el 51 % (22 804) son mujeres; de los cuales el 67 % (29 958) está localizada en el área rural y el 33 % (14 755) en el área urbana. La proyección de habitantes para el 2040, en el municipio de San Marcos, será de 110 305 habitantes.

Figura 6. Población total por género



Continuación de la figura 6.

Distribución de población



Fuente: Municipalidad de San Marcos.

- Población por origen étnico: la mayoría de los habitantes de San Marcos, son de origen mestizo o ladino, sumando el 90,76 % en el área urbana. En el área rural principalmente, existen algunas comunidades de origen indígena mam, las cuales ya no hablan su idioma nativo, constituyendo el 9,24 %, de la población total.
- Densidad poblacional: el municipio de San Marcos presenta una densidad poblacional de 313 habitantes por kilómetro cuadrado.

- Tasa de crecimiento poblacional: la tasa de crecimiento poblacional para el municipio de San Marcos, es de 2,52 % anual, según datos proporcionados por la dirección departamental de salud.
- Geografía económica: en el área rural del municipio de San Marcos, la actividad económica ésta basada en actividades agrícolas y pecuarias en 88 %; el 12 % restante, emigran a la cabecera municipal a trabajar.
- Ocupaciones: en el área urbana, la mayor parte de jefes de familia cuenta con un trabajo asalariado; el 75 % de los mismos son profesionales y el 25 % trabajan en otras actividades particulares y comercio informal. Dichas actividades, profesionales e informales pueden ubicarse en rubros variados como:
 - Almacenes y boutiques.
 - Arquitectura
 - Bloqueras
 - Carnicerías.
 - Carpinterías.
 - Clínicas de odontologías clínicas de medicina general.
 - Estructuras metálicas fábricas de tejidos Farmacias.
 - Funerarias herrerías hojalatería hotelería y turismo
 - Imprentas y manualidades
 - Mecánica automotriz
 - Ingeniería, abogacía y notariado
 - Panadería
 - Restaurantes y cafeterías
 - Talleres de estructuras de aluminio

- Talleres de moda
 - Tapicerías
 - Tiendas de consumo
 - Zapaterías, entre otros.
-
- Trabajadores emigrantes: el flujo migratorio del municipio, está constituido por la población que sale de este departamento a buscar fuentes de empleo a los Estados Unidos, para mejorar su situación económica; según información brindada por el Centro de salud del municipio, la población emigrante es del 4 % (1 447 personas).

 - Empleo, desempleo, subempleo: el porcentaje de empleo es del 35 %, el desempleo es de 25 %, y el subempleo es de 40 %.

 - Promedio de ingresos: el ingreso promedio diario por persona es de Q.30,00, que hace un total mensual de Q.900,00 por familia. Con el costo de la canasta básica que es de Q.1 500,00, para una familia de 5 personas, se deduce que en el municipio existe pobreza y pobreza extrema.

 - Tenencia de la tierra: la actividad agrícola en el municipio de San Marcos está determinada por la tenencia de la tierra, observándose que en el área rural la tierra, en un 95 % es propia y el otro 5 % es en usufructo, directamente para cultivos; de ese 95 % de los comunitarios que son dueños de terrenos, cada uno posee un promedio de 35 cuerdas de terreno; en el área urbana pocas personas cuentan con terreno para cultivo.

1.1.6. Vivienda

El tipo de vivienda en el municipio presenta las siguientes características

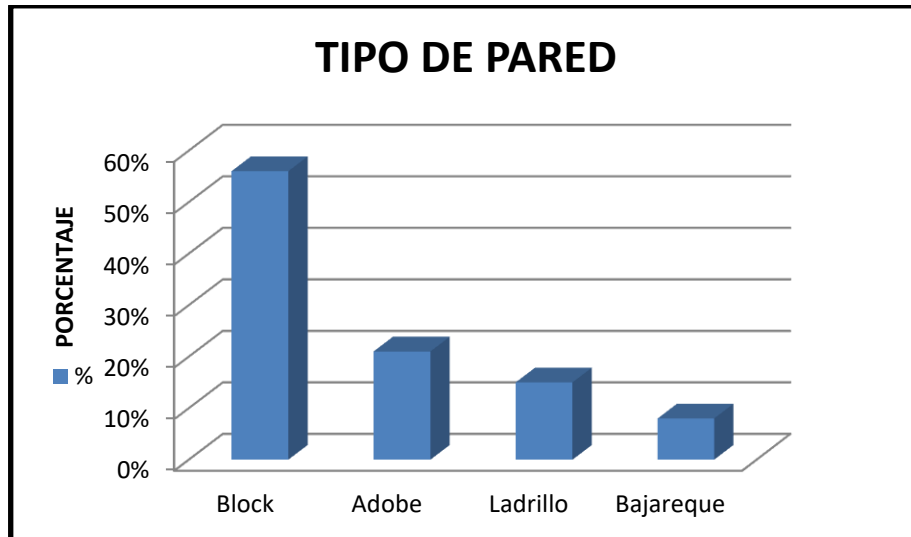
Figura 7. **Tipo de construcción de viviendas**

Área	Pared	%	Techo	%	Piso	%
Urbana	Adobe	21	Teja de barro	20	Tierra	2
	Block	56	Lámina zinc	30	Torta Cemento	43
	Bajareque	8				
	Ladrillo	15	Duralita	15	Mosaico	55
Concreto			35			
Rural	Adobe	23	Teja Manila	4	Tierra	76
	Madera	35	Teja de barro	15	Torta Cemento	14
	Mezclón	10	Lámina zinc	71	Mosaico	10
	Block	32	Loza	10		

Fuente: Instituto Nacional de Estadística. 2002.

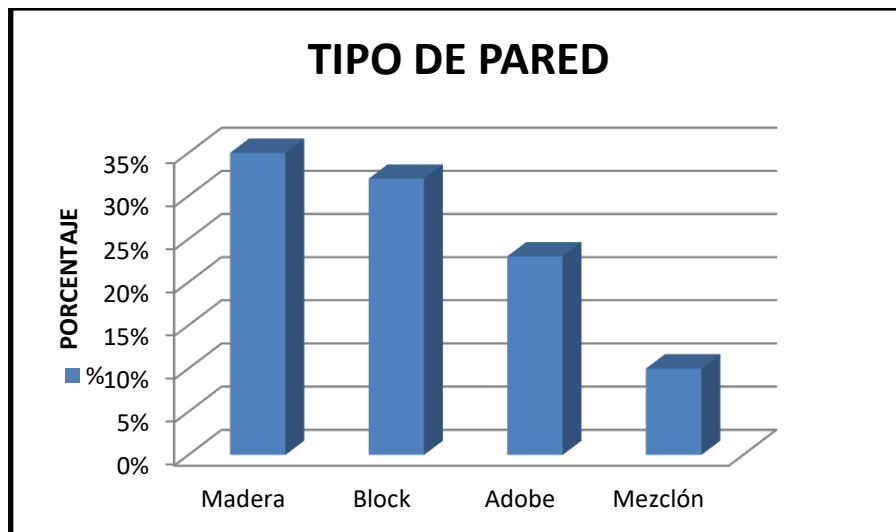
El área rural la vivienda predominante es la construida de: paredes de madera, techo de lámina de zinc y piso de tierra; mientras que en el área urbana las características de la casa predominante son: paredes de *block*, techo de losa de cemento y piso de mosaico.

Figura 8. Área urbana



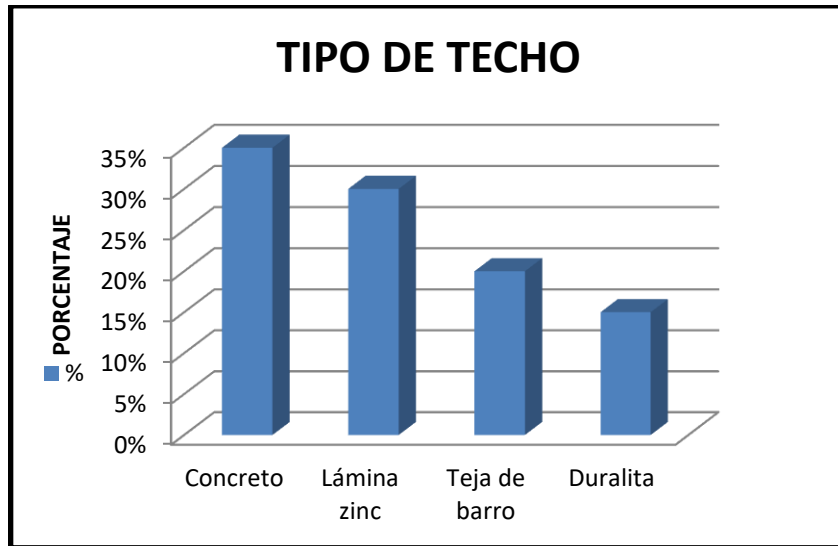
Fuente: Instituto Nacional de Estadística. 2002.

Figura 9. Área rural



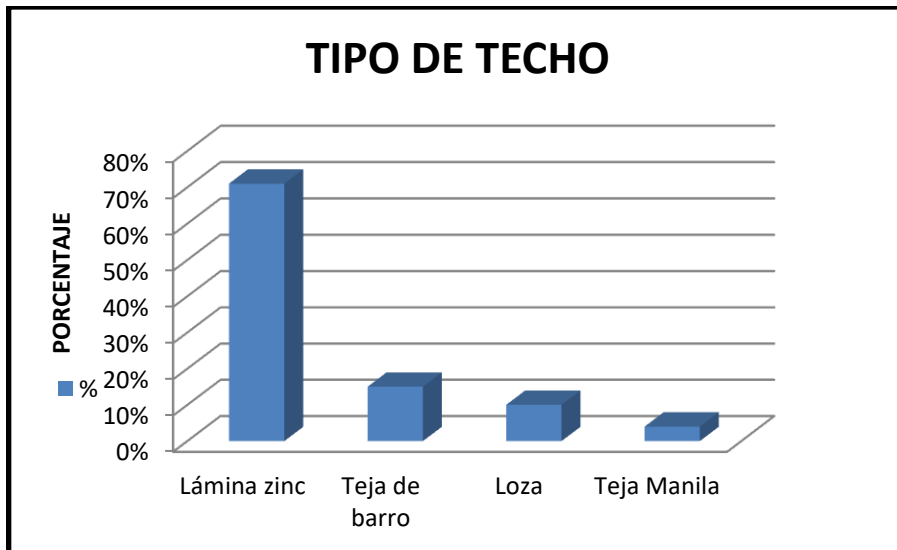
Fuente: Instituto Nacional de Estadística. 2002.

Figura 10. Área urbana



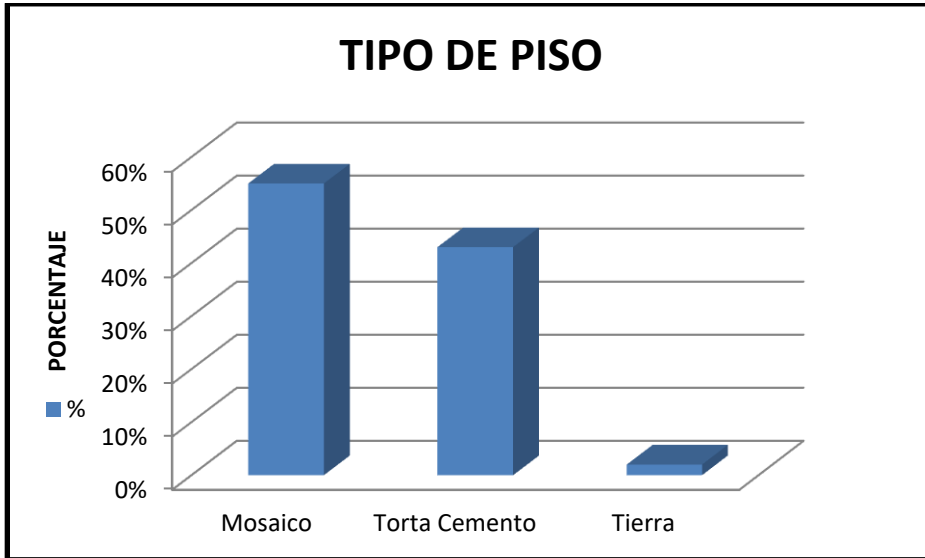
Fuente: Instituto Nacional de Estadística. 2002.

Figura 11. Área rural



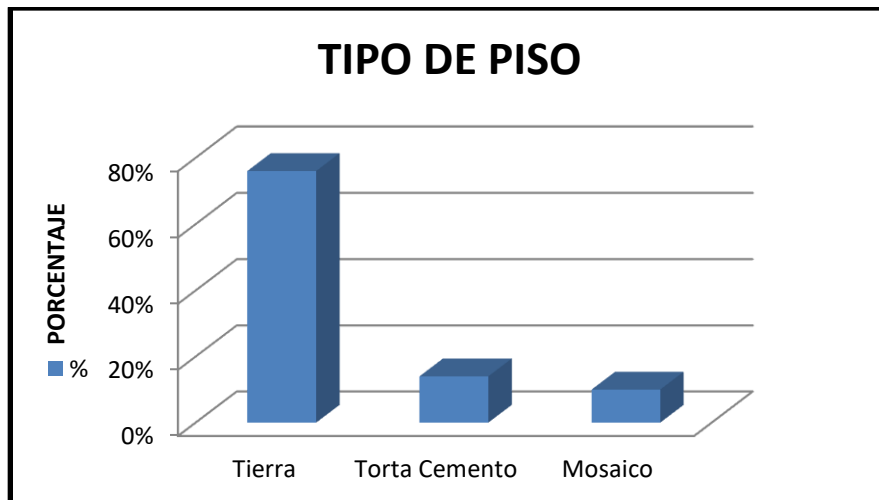
Fuente: Instituto Nacional de Estadística. 2002.

Figura 12. Área urbana



Fuente: Instituto Nacional de Estadística. 2002.

Figura 13. Área rural



Fuente: Instituto Nacional de Estadística. 2002.

- Número de familias en el municipio: San Marcos cuenta con un número de 6 683 familias, el 66,15 % (4 421) en el área rural; y 33,85 % (2 262) en el área urbana.
- Número de viviendas en el municipio: se cuenta con un número de 6 029 viviendas, al 45,22 % (2 726) de viviendas en el área rural; y 54,78 % (3 303) de viviendas en el área urbana.
- Tendencias de la vida: en un 75 % son propietarios lo que corresponde a 4 522 viviendas y 25 % son arrendatarios lo que corresponde a 1 507 viviendas lo que hace un total de 6 029 viviendas.
- Número de miembros por familia: según datos estadísticos proporcionados por la dirección departamental de salud, el número promedio de personas en el área urbana es de 5, mientras que en el área rural es de 6.

1.1.7. Servicios básicos en la vivienda

- Área rural: en el área rural los servicios básicos con los que cuentan las viviendas son los siguientes:

Tabla II. **Servicios básicos área rural**

SERVICIO	(%) PORCENTAJE CUBIERTO	(%) PORCENTAJE CARENTE DEL SERVICIO
AGUA ENTUBADA	85	15
ENERGIA ELECTRICA	89	11
LETRINIZACIÓN	75	25

Fuente: Instituto Nacional de Estadística. 2002.

- Área urbana: los servicios con los que cuentan las viviendas en el área urbana enumeraremos los siguientes:

Tabla III. **Servicios básicos área urbana**

SERVICIO	(%) PORCENTAJE CUBIERTO	(%) PORCENTAJE CARENTE DEL SERVICIO
AGUA POTABLE	93	7
DRENAJE	90	10
ENERGIA ELECTRICA	98	2
TELEFONO	62	38
CABLE Y TELEVISIÓN	89	11
RECOLECCION DE BASURA	75	25

Fuente: Instituto Nacional de Estadística. 2002.

Condiciones de la vivienda: de las viviendas con las que cuenta el municipio de San Marcos, el 73,5 % cuentan con iluminación y ventilación adecuada, ambientes separados y otros servicios básicos; pero, aún existe un 26,50 % sin condiciones mínimas favorables para sus residentes.

1.2. **Reseña histórica empresa eléctrica municipal de San Marcos**

El estado de Guatemala, por medio de la ley general de electricidad, según decreto 93-96 del congreso de la república promulgada el 15 de noviembre de 1996, la cual fue emitida conjuntamente con su reglamento específico, optimiza el crecimiento del subsector eléctrico y crea los marcos legales para formar empresas de:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

Ante tal circunstancia, la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos tiene a su cargo la empresa eléctrica municipal, que para su funcionamiento, utiliza bienes de dominio público en condición de prestar el suministro de energía eléctrica a la población, mediante redes de distribución, habiendo presentado la información de la persona jurídica, la información legal y técnica de la empresa, en cumplimiento del Artículo 4 del reglamento de la ley general de electricidad. En la información técnica se define el listado de poblaciones donde se presta actualmente el servicio de energía eléctrica.

La empresa eléctrica de San Marcos es una empresa distribuidora de energía eléctrica que presta servicio al municipio de San Marcos y su aldeas, la distribuidora compra bloques de energía al ente generador empresa de generación de energía eléctrica (EGEE), el cual garantiza el total de la potencia y energía requerida por medio de la subestación San Marcos 69/13,8 kV con capacidad de 20/28MVA que alimenta las salidas de media tensión a: San Pedro, San Lorenzo, Esquipulas Palo Gordo, San Cristóbal Cucho y La Esperanza en forma radial, propiedad de la empresa de transporte y control de energía eléctrica (ETCEE), como agente transportista, adicional la empresa eléctrica de San Marcos compra bloques de energía a Energuate Deocsa, quien le garantiza potencia y energía contratada en puntos de entrega salidas de media tensión Palestina de los Altos línea monofásica nivel de tensión 19,918 kV que sale de la subestación La Esperanza 69/34.4kV en forma radial propiedad de ETCEE y salida de media tensión Esquipulas Palo Gordo línea

monofásica 7,62 kV que sale de la subestación San Marcos 69/13,8 kV propiedad de ETCEE.

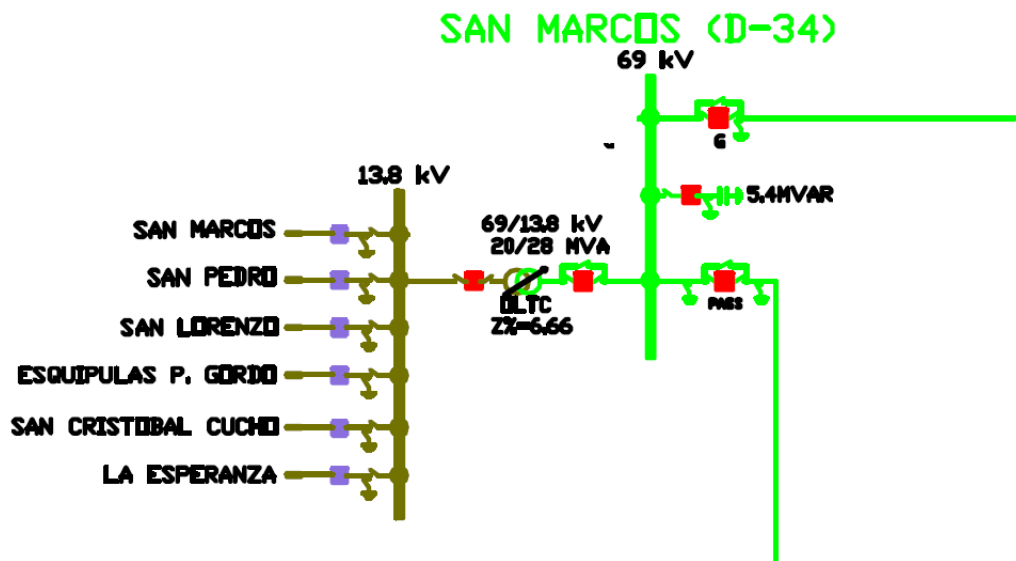
El área de servicios de energía eléctrica por parte de la empresa eléctrica municipal de San Marcos está comprendida por los lugares detallados en la tabla III.

Tabla IV. **Servicios de energía eléctrica**

1	Municipio de San Marcos.	21	Aldea Las Lagunas.
2	Aldea Agua Caliente.	22	Caserío Navidad.
3	Aldea Barranca de Gálvez.	23	Caserío Ixquihuilá.
4	Cantón Palo Blanco.	24	Caserío Las Escobas.
5	Cantón La Montaña.	25	Caserío Los Potrerillos.
6	Caserío El Aguacate.	26	Aldea San Rafael Soche.
7	Caserío Las Ortigas.	27	Aldea Santa Lucía Ixcamal.
8	Aldea El Canaque.	28	Aldea San Sebastián.
9	Aldea Caxaque.	29	Caserío Los Soicos.
10	Aldea El Rincón.	30	Caserío Los Aguilón.
11	Caserío El Rosario.	31	Cantón Canoa de Piedra.
12	Caserío Vista Hermosa.	32	Cantón Llano de La Guardia.
13	Aldea El Recreo.	33	Aldea San Antonio Serchil.
14	Aldea El Bojonal.	34	Caserío Los Cerezos.
15	Caserío El Dominante.	35	Caserío Los Puentes.
16	Aldea El Rodeo.	36	Cantón Chisguachín.
17	Caserío Alta Vista.	37	Cantón Los Cerros Serchil.
18	Aldea Ixtajel.	38	Cantón El Milagro Serchil.
19	Caserío Tierra Blanca.	39	Aldea San José Las Islas.
20	Aldea La Federación.	40	Caserío Cansupe.

Fuente: Municipalidad de San Marcos.

Figura 14. Diagrama unificar del Sistema de Transporte e Interconexión con la red de distribución eléctrica de San Marcos



Subestación de San Marcos 69/13.8kV

Fuente: diagrama unifilar red de transporte ETCEE

1.2.1. Estructura administrativa de empresa eléctrica municipal de San Marcos

La empresa eléctrica de San Marcos está conformada por:

- Consejo de administración: autoridad suprema en la empresa eléctrica, está conformada por directivos que fueron elegidos en un proceso interno en la cual hay concejales y vecinos.
- Gerencia general: es el órgano ejecutivo superior de la empresa eléctrica, este cargo es revocable y temporal el cual es elegido por el consejo de administración para un periodo de 2 años.

- Departamento comercial: órgano ejecutivo irrevocable, su función principal es fiscalizar internamente todo el movimiento económico de la empresa eléctrica así como su funcionamiento administrativo.
- Departamento técnico: órgano ejecutivo irrevocable, su función principal es la operación técnica de las redes eléctricas de la empresa eléctrica, con el objetivo de brindar un servicio de forma continua y de calidad.

A nivel funcional posee los siguientes puestos:

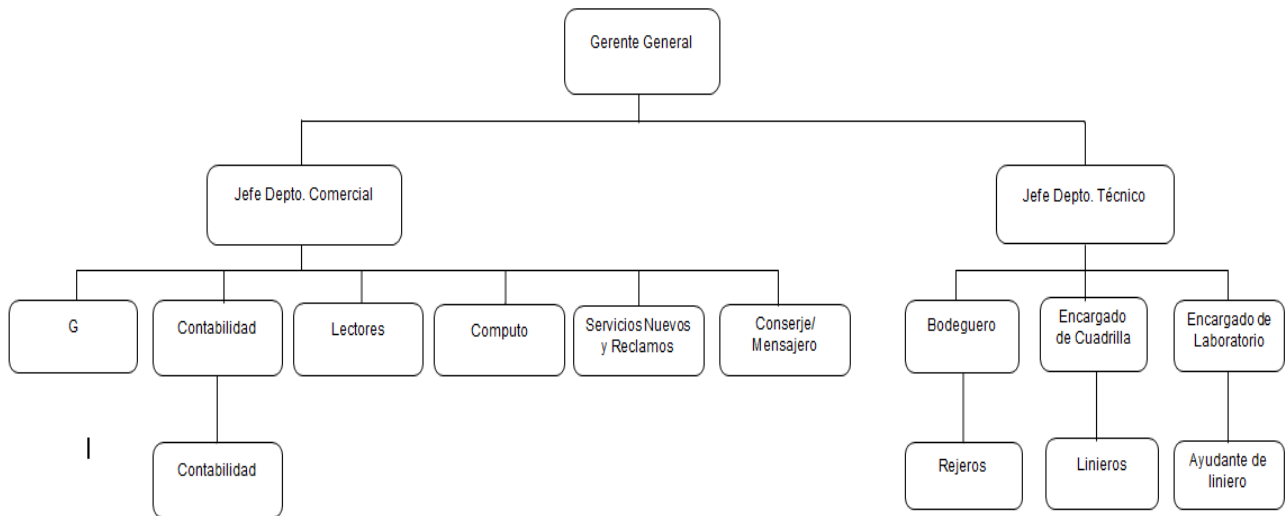
- Secretarias
- Tesorero

A nivel operativo posee los siguientes puestos:

- Personal técnico
- Informática
- Receptoría
- Almacén
- Departamento de lectura

La autoridad dentro de la empresa es de tipo formal y de forma lineal que viene del jefe inmediato superior a sus subordinados.

Figura 15. **Organigrama de empresa eléctrica de San Marcos**



Fuente: empresa eléctrica de la municipalidad de San Marcos

1.2.2. **Objetivos**

El objeto de la empresa eléctrica municipal le corresponde:

- Prestar, mantener, mejorar y aplicar el servicio municipal de electricidad
- Solucionar eficazmente la presentación del servicio eléctrico
- Fomentar los diferentes usos de la electricidad entre los pobladores del municipio.
- Satisfacer la demanda al mínimo costo razonable
- Lograr programas de inversión tendientes a generar más energía, ampliar la cobertura del servicio eléctrico y cubrir las necesidades del usuario
- Proponer la emisión de reglamentos y ordenanzas con los usuarios

- Comercializar la energía eléctrica con políticas económicas que velen eficientemente por el beneficio de la empresa
- Velar por la conservación, uso eficiente y defensa de los recursos naturales utilizados o utilizables para la prestación del servicio
- Planificar, diseñar financiar, construir y supervisar los proyectos que la empresa ejecute
- Asesorar a la municipalidades en materia de su competencia
- Coordinar programas y actividades con otras dependencias municipales cuando fuere necesario
- Promover el desarrollo municipal, proporcionando energía eléctrica
- Incrementar la investigación dentro del ramo
- Hacer de sus procedimientos técnicos, administrativos y financieros, modelos de eficiencia que garanticen el buen funcionamiento
- Celebrar contratos con el estado, municipalidad, empresa y cualquier persona individual como jurídica, a través de la municipalidad.
- Destinar a la realización de sus fines, todos los recursos disponibles, propios de la empresa.
- Planificar y llevar a la práctica todas las medidas, obras, gestiones y trabajos que tiendan a la eficaz realización de sus objetivos.
- Y en general todas aquella atribuciones que le corresponde de conformidad a la naturaleza de la empresa.

1.2.3. Tipos de acometidas y servicios

Actualmente la empresa eléctrica brinda los siguientes servicios.

- Servicio con acometida residencial.
- Servicio con acometida comercial.

- Servicio con acometida en media tensión.

1.3. Departamento de técnico de redes eléctricas

A continuación se detallan los trabajos asignados al departamento técnico de redes eléctricas:

- Trabajos que se realizan en el departamento
- Estructura del departamento
- Diagrama de bloques

1.4. Estructura de las redes eléctricas

La empresa eléctrica de San Marcos brinda servicio a más de 9 850 usuarios con incremento anual del 3 %, teniendo mayor presencia en área rural, la cual compra bloques de energía eléctrica al Instituto Nacional de Electrificación, INDE, para luego venderla a los usuarios a un costo considerable de acuerdo a lo establecido en la ley general de electricidad que entro en vigencia en 1998 donde se clasifican dos tipos de usuarios, los usuarios regulados y usuario no regulado o gran usuario y que deben de cumplir con base a la norma técnica del servicio de distribución NTSD y normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID, emitidas por la comisión nacional de energía eléctrica CNEE.

Actualmente el problema de la empresa eléctrica de San Marcos es el incumplimiento de las normas creadas por la comisión nacional de energía eléctrica, debido a la ausencia de un reglamento o procedimiento seguro de instalación de acometidas de nuevos servicios y cambios en acometidas de servicios existentes generando poca efectividad en el trabajo.

Debido al crecimiento de la población y requerimiento de servicio eléctrico en el municipio nace la importancia de crear un procedimiento seguro que estandarice la construcción de acometidas eléctricas residenciales, comerciales y servicios en media tensión 13,8kV con base a las normas emitidas por la comisión nacional de energía eléctrica.

Se observa también falta de preparación del personal que labora en la institución, técnicos que realizan trabajos múltiples en la red eléctrica como mantenimiento correctivo, mantenimiento preventivo, instalación de transformadores, nuevos servicios, ampliaciones e inspecciones de línea de media tensión para garantizar la continuidad del servicio. Por la magnitud de los trabajos y la importancia de estos, es necesarios realizar capacitaciones que fortalezcan los conocimientos obtenidos que garanticen la integridad física del trabajador y su eficiencia.

En la actualidad el departamento de San Marcos ha sido afectado por dos grandes sismos catalogados como terremotos el primero el 7 de noviembre de 2012 con magnitud de 7,4 grados en la escala Richter, el segundo el 7 de julio de 2014 con magnitud de 7,1 grados en escala Richter, según Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, meteorología e Hidrología, dichos acontecimientos ocasionaron daños principalmente en la cabecera departamental dañando infraestructura vial y eléctrica, derivado de estos acontecimientos los trabajos de mantenimiento y recuperación de la red eléctrica han aumentado considerablemente, existe una gran cantidad de hogares que necesitan realizar distintos trabajos de restauración lo que conlleva un trabajo asociado a su medidor existente generando sobre carga de trabajo para los técnicos y personal de oficina.

1.4.1. Estado actual de la red de distribución eléctrica

A continuación se hace una descripción de la red de distribución eléctrica.

1.4.1.1. Topología de la red

Constituye la posición real de los componentes propios de la red eléctrica de distribución de la empresa eléctrica.

La empresa eléctrica tiene como prioridad el mantenimiento y construcción de la red eléctrica bajo las condiciones siguientes.

- Tramos rectos: el diseño deberá dar preferencia al trazado rectilíneo.
- Alineación de postes: en poblaciones urbanizadas, todos los postes deberán quedar alineados y en un solo lado de la acera o calle para toda la red, en sentido longitudinal y transversal.
- Cruce de vías: minimícese el número de cruzamientos con otros derechos de vías tales como: vías férreas, carreteras, instalaciones telefónicas o de vídeo, canales navegables, entre otros. Cuando sea necesario realizar los cruces de vías, estos deberán realizarse de preferencia perpendicularmente al derecho de vía.
- Evitar riesgos de colisión con las estructuras. Las estructuras se deberán instalar en lugares en donde las condiciones de tránsito no sean adversas, evitando riesgos de colisión sobre las mismas.

- Paso sobre vivienda existente. No deberá diseñarse o construirse líneas aéreas de cualquier nivel de tensión sobre viviendas.
- Accesos a inmuebles. se deberá prevenir la obstaculización de los accesos a los inmuebles. Si en el momento del diseño de la red, los inmuebles afectados no tuvieren definidos sus accesos, las estructuras deberán ser ubicadas frente a los límites de propiedad en donde estos colindan.
- Señalización de líneas: cuando por razones de la topografía del terreno los vanos de las líneas sean muy largos o queden a alturas considerables de la superficie del suelo, o cuando se construyan líneas aéreas en lugares de tránsito aéreo de baja altura (avioneta o helicópteros), los conductores deberán tener señalizaciones adecuadas para hacerlos visibles.

1.4.1.2. Conductores eléctricos

A continuación se hace una descripción de los conductores eléctricos que se utilizarán para el proyecto.

1.4.1.2.1. Conductores en línea de subtransmisión 13,8 kV

La red eléctrica está conformada por líneas de subtransmisión en 13,8 kV con conductores de aluminio-acero ACSR (*aluminium conductor steel reinforced*) y otros materiales especificados en la siguiente tabla.

Tabla V. **Características principales de conductores eléctricos**

CONDUCTOR		477 MCM	266 MCM	4/0 AWG	1/0AWG
Código		<i>Hawk</i>	<i>Partridge</i>	<i>Penguin</i>	<i>Raven</i>
Calibre					
AWG		-	-	4/0	1/0
(MCM)		477	266	212	105
Denominación					
Sección Transversal	Aluminio (mm ²)	241,5	135,2	107,2	53,5
	Acero(mm ²)	39,3	22	17,9	8,9
	Total(mm ²)	280,9	157,2	125,1	62,5
Diámetro Nominal	Alma Conductora(mm)	8,01	6	4,77	3,37
	Total(mm)	21,8	16,3	14,3	10,1
Composición	No alambres de aluminio	26	26	6	6
	Diámetro alambres de aluminio (mm)	3,44	2,57	4,77	3,37
	No alambres de acero	7	7	1	1
	Diámetro alambres de acero (mm)	2,67	2	4,77	3,37

Fuente: Norma Caribe 2013. *Diseño redes MT, tabla características de conductores eléctricos.*

Tabla VI. **Conductores eléctricos en baja tensión 120/240/480V**

FAMILIA	TIPO	Características		
		Sección de la fase(mm2)	Sección del neutro(mm2)	Intensidad máxima Admisible
Tríplex # 2	Trenzado Fases:#2 AAC – Neutro: #2 AAAC	33,62	33,62	150
Cuadruplex 1/0	Trenzado Fases: 1/0 AAC – Neutro: 1/0 AAAC	53,51	53,51	205
Tríplex 4/0	Trenzado Fases: 4/0 AAC – Neutro: 4/0 AAAC	107,2	107,2	300
Cuadruplex 4/0	Trenzado Fases: 4/0 AAC – Neutro: 4/0 AAAC	107,2	107,2	275
Cuadruplex 336,4	Trenzado: Fases: 336,4 AAC – Neutro: 4/0 AAAC	170,45	107,2	370
Tríplex 1/0	Trenzado: Fases: 1/0 AAC – Neutro: 1/0 AAAC	-	-	-

Fuente: Norma Caribe 2013. *Diseño de redes BT, tabla conductores de baja tensión.*

Debido a la antigüedad de la creación de la empresa eléctrica como distribuidora se tiene líneas de baja tensión con conductores desnudo con denominación conductor ACSR No 2 AWG, 6/1, SPARROW, ruptura a 1 265 kgf el cual constituye un 70 % de línea instalada en las redes de distribución, teniendo mayor presencia en áreas rurales.

Este conductor presenta inconvenientes principalmente en mantenimiento ya que debido a que sus características presentan contacto entre fases por incremento de vientos y aumento de vegetación lo que ocasiona sobrecorrientes en los circuitos, siendo perceptible principalmente en los centros de transformación eléctrica.

1.4.1.2.2. Estructuras para el soporte de las líneas de subtransmisión 13,8kV y baja tensión 120/240V

Tipos de postes, en las redes existentes se pueden localizar postes por su función y por su material, las cuales describiéremos a continuación.

- Tipos de postes por su ángulo de deflexión.
 - 0° a 5°
 - 5° a 30°
 - 30° a 60°
 - 60° a 90°

- Tipos de postes por su material:
 - Postes de hormigón: usados en mayor porcentaje en área urbana, debido a la accesibilidad a su ubicación lo que facilita la instalación y reparación usando maquinaria especial para su montaje, estos apoyos son más resistentes y rígidos que la madera, tienen menor efectos al ser expuestos en la humedad de la tierra y el clima, la inversión económica inicial es mayor comparado con un poste de madera, también se tiene un mejor desempeño en un poste de concreto debido a que presenta un mayor tiempo de vía útil y menor inversión en concepto de mantenimiento preventivo y correctivo.
La red eléctrica de la empresa eléctrica de San Marcos presenta mayor uso de postes de hormigón con diversidad de tamaños y esfuerzos, a continuación, se presenta una tabla descriptiva de tamaño y esfuerzo.

Tabla VII. **Postes de hormigón para tipo de terreno normal K-12**

DENOMINACION	ALTURA(m)	ESFUERZO (daN)	NIVEL DE EMPOTRAMIENTO (m)
HPC-300-6	6	300	1,2
HPC-300-9	9		1,3
HPC-300-10	10,5		1,5
HPC-500-9	9	500	1,3
HPC-500-10	10		1,6
HPC-500-12	12		1,7
HPC-500-14	14		1,9
HPC-800-10	10,5	800	1,7
HPC-800-12	12		1,8

Los postes deberán quedar empotrados un longitud igual o mayor al 10 % de la longitud total del poste más 0,6 m.

Fuente: Norma Caribe 2013. *Diseño redes MT, tabla tipos de postes de hormigón.*

- Postes de madera: usados en mayor porcentaje en áreas rurales debido al difícil acceso de maquinaria lo cual dificulta el montaje y su mantenimiento preventivo y correctivo, actualmente estos postes se están sustituyendo debido a la mejoría de los accesos y a la introducción de postes de metal (postes de chapa). La red eléctrica de la empresa eléctrica de San Marcos tiene instalado postes de madera de diferentes tamaños y esfuerzo, a continuación se presenta en la tabla VIII el tamaño y el nivel de empotramiento.

Tabla VIII. **Tamaño y el nivel de empotramiento**

DENOMINACION	ALTURA(m)	NIVEL DE EMPOTRAMIENTO (m)
M-6-CLASE-5	6	1,2
M-9-CLASE-5	9	1,5
M-10-CLASE-5	10,5	1,6
M-10-CLASE-3	10,5	1,6
M-12-CLASE-3	12	1,6
M-14-CLASE-3	14	1,7
M-12-CLASE-1	12	1,6
M-14-CLASE-1	14	1,6

Los postes deberán quedar empotrados un longitud igual o mayor al 10 % de la longitud total del poste más 0,6 m.

Fuente: Norma Caribe 2013. *Diseño redes MT, tabla tipos de postes de hormigón.*

- Poste de metal (tubo galvanizado): tipo tubo galvanizado de 4" de diámetro por 6 m de largo, estos deben ser fundidos para darle mayor soporte y lograr mayores vanos obteniendo un vano máximo de 30 m.
- Crucetas de apoyo

Se utilizan crucetas de distintas dimensiones que permiten la construcción de los diferentes armados para salvar las características del trazado de las líneas. Esto sucede normalmente en configuraciones trifásicas o bifásicas.

La utilización de crucetas angulares metálicas es prioritaria en las redes eléctricas, utilizándose crucetas de madera cuando se demuestre su conveniencia.

- Retenidas

Se utilizan retenidas es postes que están sometidos a cargas mayores que las que puede soportar nominalmente, tratando de utilizar el menor número posible utilizando postes más robustos o vanos menores, específicamente se está eliminando este en lugares urbanos ya que por las características del terreno es difícil obtener un soporte sin obstaculizar caminos privados.

- Puesta a tierra

Se tiene instalado un 50 % de tierras en el conductor neutro, conectando todos los herrajes y posibles equipos que se instalen en los diferentes tipos de postes garantizando el libre funcionamiento y reduciendo fallas en la red.

- Aislamientos

Aislamiento en media tensión: el 100 % de la red eléctrica de MT está construida para voltaje nominal de 13,8 kV y son aisladas por un 80 % de material de porcelana y el 20 % por material de polímero, en las estructuras se encuentran aisladores tipo poste o tipo espiga y aisladores de suscepción para finalizar tramos de líneas.

Los aisladores para línea de baja tensión son considerandos para conductores abiertos y conductores triplex, para los dos casos se utilizan aisladores de porcelana tipo carrete.

- Dispositivos de maniobra y protección

Los dispositivos de maniobra son aquellos elementos que se emplean para conectar o desconectar partes de la red eléctrica. A su vez, los dispositivos de protección ante condiciones indeseables tales como sobrecargas, cortocircuitos, descargas atmosféricas, entre otros, desconectan automáticamente la menor parte posible de la red, evitando daños a las instalaciones aguas arriba de la falla o situación anormal además de evitar, en la medida de lo posible, interrupciones del servicio.

Los dispositivos de maniobra y protección instalados en las redes eléctricas de la empresa eléctrica de San Marcos son los siguientes:

- Seccionador fusible de expulsión
- Fusible
- Seccionador mono-polar.
- Re-conectador
- Pararrayos

- Medidores

Medidores en redes de baja tensión 120/240V:

- Nansen.
- Duncan
- Itrón.

Medidores usuarios mayores a 10kVA:

- *General electric.*
- Centros de transformación:

El transformador es un dispositivo eléctrico que convierte energía eléctrica alterna a diferentes tensiones basando se en el fenómeno de inducción electromagnética, este dispositivo realiza la conversión de tensión manteniendo la potencia.

Actualmente la empresa eléctrica de San Marcos tiene 5 000 centros de transformación distribuidos en toda su red eléctrica que brindan voltaje en 120/240V a todos sus usuarios, estos centros de transformación tienen las capacidades siguientes.

Tabla IX. **Capacidad de transformadores instalados en red de distribución**

CAPACIDAD (kVA)	TENSION PRIMARIA (kV)	TENSION SECUNDARIA (V)
10	13.8	120/240
15	13.8	120/240
25	13.8	120/240
37.5	13.8	120/240
50	13.8	120/240

Fuente: elaboración propia.

- Bancos de transformación.

Son transformadores monofásicos instalados de tal forma que representan un transformador trifásico obteniendo mayor potencia y que debido a la configuración en sus conexiones es posible obtener mayor número de conexiones en secundarios lo que genera distintos niveles de voltajes para entender la demanda del consumidor, voltajes distintos a 120/240 de usuarios normales y de transformadores monofásico.

Tabla X. **Configuración de bancos trifásicos y voltajes de entrega**

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	CONEXIÓN PRIMARIA	VOLTAJE (V) FASE-FASE	VOLTAJE (V) FASE-NEUTRO	VOLTAJE (V) FASE
3	DELTA-ESTRELLA	208	120	-
3	ESTRELLA-DELTA	240	120	208
3	DELTA-DELTA	240	120	208
2	ESTRELLA-ESTRELLA	208	120	-
3	DELTA ABIERTA	240	120	208

Fuente: elaboración propia.

1.5. Procedimiento actual de solicitud de servicio

Para las acometida residencial los servicios son las de mayor demanda con voltajes de 120/240 voltios y pueden ser las siguientes.

- Nuevo servicio tensión 120/240 voltios
- Cambio de tensión 120 voltios a 240 voltios
- Reubicación de medidor
- Cambio de medidor

1.5.1. Procedimiento actual

El proceso para solicitar un nuevo servicio es básico, pero no sencillo ya carece de un proceso definido desde el punto de vista informativo y técnico, este no presenta bases para tener una instalación interna adecuada de los usuarios, instalaciones con protecciones que garantice lo siguiente.

- Protección del equipo de medición ante sobre corrientes causadas por descargas atmosféricas.
- Protección de las instalaciones internas del usuario.
- Protección de la red de distribución ante sobre corrientes provocados por fallas internas del usuario.

Condiciones:

Conductores para acometidas eléctricas residenciales: una acometida eléctrica tendrá conductor no menor que el dúplex y triplex No 6 AWG de aluminio, con mensajero neutro ACSR del mismo calibre. La acometida va desde los estribos

que sostienen la línea del secundario y llegan hasta el domicilio del usuario. La distancia máxima cubierta por la acometida es de 100 metros.

Para acometidas con distancias mayores a 30 m es necesario instalar postes, horcones, o soportes de hierro galvanizado dentro de la propiedad del usuario y costeados por el usuario.

Existen dos procesos para solicitar cualquiera de los 5 servicios descritos anteriormente, las cuales describiremos a continuación.

1.5.1.1. Proceso 1, solicitud de nuevo servicio de energía eléctrica

El interesado debe solicitar su servicio bajo los requerimientos internos de la municipalidad para garantizar que es ciudadano al día con el pago de sus impuestos, descritos a continuación.

- Presentar solicitud de servicio de energía eléctrica por escrito a la EEMSM, no existe formato o documento definido para esta solicitud, quedando a criterio del interesado.
- Fotocopia de DPI.
- Boleto de ornato del año en curso.
- IUSI al día.
- Fotocopia de escritura.
- Fotocopia de NIT.
- Pago de nomenclatura.
- Licencia de construcción (si es obra nueva).
- Pago en quetzales del valor de nuevo servicio

Una vez cumplido los requerimientos se procede por parte de departamento la programación de inspección al lugar, para verificar el estado de las instalaciones y si la construcción cumple con lo necesario para inhalar el nuevo servicio, en dicha inspección existen conclusiones.

- Las instalaciones cumplen lo necesario: se procede a informar al interesado los materiales que debe de adquirir para proceder con la instalación, dentro de ello esta la compra del medidor o contador eléctrico, el cual deben de llevar a las instalaciones de las EEMM donde se le colocará un marchamo el cual indica que todos los requerimientos están completos y en orden, posteriormente el departamento técnico programa la ejecución de los trabajos de instalación del nuevo servicio.
- Las inhalaciones internas no cumplen lo necesario: se le informa al usuarios de los requerimientos y de los cambios que debe realizar en su construcción, una vez el interesado hace los cambios solicitados debe abocarse nuevamente a las instalaciones de la EEMSA he indicar de los cambios realizados, el departamento técnico programa la segunda inspección de campo para verificar dichos cambios realizados, si la inspección es satisfactoria se procederá con el inciso 1 descrito anteriormente, de lo contrario el ciclo se repite n veces hasta cumplir los requisitos.

1.5.1.2. Proceso 2, solicitud de servicios, cambio de tensión, reubicación de medidor y cambio de medidor

Para las tres solicitudes de servicios no existe un procedimiento definido, únicamente se requiere que el interesado se aboque a las instalaciones de la

EEMSM a exponer su inconveniente, el cual será escuchado por el departamento técnico y analizará el grado de complejidad programando una inspección a campo en la cual tiene como objetivo determinar los trabajos a realizar y los cambios necesarios en la vivienda, se le notificará la interesado los cambios así como los materiales a adquirir para cubrir su requerimiento.

Realizado los cambios por el interesado, este debe de abocarse nuevamente a servicio técnico quien programara la ejecución de los trabajos.

Para los dos procesos descritos anteriormente se realizan inspecciones a campo para verificar el grado del problema y brindar posibles soluciones, con el objetivo de prestar el servicio en el menor tiempo posible, pero los procesos de inspección se repartirán N cantidad de veces si la instalación del interesado no cumple con los requerimientos de instalaciones internas.

1.5.1.3. Requerimientos de instalaciones internas para nuevo servicio

Instalaciones internas completas principalmente:

- Tablero general completo.
- Circuitos de iluminación y fuerza completos.
- Líneas de fuerza de tablero general a terminales de caja tipo *socket* del medidor.

Figura 16. **Acometida eléctrica con empotramientos**



Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

Figura 17. **Acometida eléctrica acometida sobre fachada**



Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

Figura 18. **Acometida eléctrica en columna**



Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

Figura 19. **Acometida eléctrica de difícil acceso**



Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

1.5.1.4. Análisis y conclusiones de instalaciones residenciales

- En las tres imágenes antes descritas se observa carencias en estandarización de medidas y distancias para una instalación robusta y segura, el solicitante construye sus instalaciones de forma a convenir.
- Las instalaciones de nuevos y antiguos servicios no cuentan en su mayoría con protecciones a tierra, siendo propensas a fallas por descargas electro atmosféricas.
- Se presentan en su mayoría servicios 120 voltios lo que representa desbalances en las líneas de baja tensión, siendo perceptibles en mayor afectación a los centros de transformación.
- Al tener desbalance de corrientes en los centros de transformación se afecta a los conductores ocasionando sobrecorrientes y altas temperaturas que pueden terminar en incendios.
- No existe correcto dimensionamiento de protecciones eléctricas internas.

Tabla XI. **Comportamiento histórico de nuevos servicios 120/240 voltios**

SERVICIO NUEVOS SOLICITADOS EN EL 2015-2016

AREA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Rural	37	17	27	27	43	19	33	38	16	17	6	13	293
2014	23	2	16	9	14	6	19	19	16	17	6	13	160
2015	14	15	11	18	29	13	14	19					133
Urbana	51	37	38	25	41	27	46	56	15	21	14	19	390
2014	30	16	24	16	23	13	26	29	15	21	14	19	246
2015	21	21	14	9	18	14	20	27					144
TOTAL	88	54	65	52	84	46	79	94	31	38	20	32	683

Fuente: elaboración propia.

1.5.2. Acometidas comerciales

Estos servicios son las de demanda media con voltajes de 120/240 voltios y se consideran comerciales cuando se requieren más de 3 medidores y pueden ser las siguientes.

- Nuevos servicios en tensión 120/240 voltios.
- Cambio de servicio de residencial a comercial.
- Reubicación de medidores.

1.5.2.1. Proceso para adquirir nuevo servicio comercial en EEMSM

El proceso para solicitar un servicio comercial es básico y carece de un proceso definido, este no presenta bases para tener una instalación interna adecuada de los usuarios, instalaciones con protecciones que garantice lo siguiente.

- Protección de los equipos de medición ante sobrecorrientes causadas por descargas atmosféricas.
- Protección de las instalaciones internas de los usuarios.
- Protección de la red de distribución ante sobre corrientes provocados por fallas internas del usuario.

1.5.2.2. Conductores para acometidas eléctricas comerciales

Una acometida eléctrica comercial tiene conductor no menor que triplex No 1/0 AWG de aluminio, con mensajero neutro ACSR del mismo calibre. La acometida va desde los estribos que sostienen la línea del secundario y llegan hasta el punto de entrega de distribución interno del usuario. La distancia máxima cubierta por la acometida es de 100 m.

1.5.2.2.1. Proceso núm. 1, solicitud de nuevo servicio de energía eléctrica

El interesado debe solicitar su servicio bajo los requerimientos internos de la municipalidad para garantizar que es ciudadano al día con el pago de sus impuestos, descritos a continuación.

- Presentar solicitud de servicio de energía eléctrica por escrito a la EEMSM, no existe formato o documento definido para esta solicitud, quedando a criterio del interesado.
- Fotocopia de DPI.
- Boleto de ornato del año en curso.
- IUSI al día.
- Fotocopia de escritura.
- Fotocopia de NIT.
- Pago de nomenclatura.
- Licencia de construcción (si es obra nueva).
- Pago en quetzales del valor de nuevo servicio

Una vez cumplido los requerimientos se procede por parte de departamento la programación de inspección al lugar, para verificar el estado de las instalaciones y si la construcción cumple con lo necesario para instalar el nuevo servicio, en dicha inspección existen conclusiones y se repiten los ciclos de inspección como lo indicado en servicios residenciales.

- Requerimientos de instalaciones internas para nuevo servicio comercial

Instalaciones internas completas principalmente:

- Protección principal(disyuntor)
- Tablero de distribución de medidores.
- Circuitos de iluminación y fuerza completos.

Figura 20. **Acometida eléctrica comerciales**



Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

Figura 21. **Panel de medidores eléctricos 240 voltios**



Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

1.5.2.3. Análisis y conclusiones de instalaciones comerciales

- En dichas instalaciones se observó carencias en estandarización de medidas, materiales y distancias, para obtener una instalación robusta y segura, el solicitante construye sus instalaciones de forma a convenir.
- Las instalaciones de nuevos y antiguos servicios no cuentan en su mayoría con protecciones a tierra, siendo propensas a fallas por descargas electro atmosféricas.
- No existe previa medición de corriente en las líneas de MT para determinar la fase correcta y evitar desbalances por sobrecorrientes en las líneas de media tensión.
- No existe correcto dimensionamiento de protecciones eléctricas internas.

1.5.3. Acometidas en media tensión 13,8kV

Estos servicios son solicitudes con demanda baja y con cargas trifásicas mayores a 11kVA con voltajes de 120/240/208/480 voltios dependiendo de las configuraciones de los bancos, así como de las necesidades del usuario y pueden ser las siguientes solicitudes

- Nuevo servicio con cargas mayores a 11 kVA.
- Cambio de servicio comercial a servicio en media tensión 13,8 kV
- Reubicación de punto de medición

1.5.3.1. Proceso para adquirir nuevo servicio en media tensión 13,8kV en EEMSM

El proceso para solicitar un servicio comercial es básico y carece de un proceso definido, este no presenta bases para tener una instalación interna adecuada de los usuarios, instalaciones con protecciones que garantice lo siguiente.

- Protección de los equipos de medición ante sobrecorrientes causadas por descargas atmosféricas.
- Protección de las instalaciones internas de los usuarios.
- Protección de la red de distribución ante sobre corrientes provocados por fallas internas del usuario.

1.5.3.2. Conductores para acometidas eléctricas comerciales

Una acometida eléctrica comercial tiene conductor no menor que triplex No 1/0 AWG de aluminio, con mensajero neutro ACSR del mismo calibre. La acometida va desde la configuración del centro de transformación hacia el punto de entrega.

1.5.3.3. Proceso 1, solicitud de nuevo servicio de energía eléctrica

El interesado debe solicitar su servicio bajo los requerimientos internos de la municipalidad para garantizar que es ciudadano al día con el pago de sus impuestos, descritos a continuación.

- Presentar solicitud de servicio de energía eléctrica por escrito a la EEMSM, no existe formato o documento definido para esta solicitud, quedando a criterio del interesado.
- Fotocopia de DPI.
- Boleto de ornato del año en curso.
- IUSI al día.
- Fotocopia de escritura.
- Fotocopia de NIT.
- Pago de nomenclatura.
- Licencia de construcción (si es obra nueva).
- Planos eléctricos para dimensionar las cargas a instalar.
- Pago en quetzales del valor de nuevo servicio

Una vez cumplido los requerimientos se procede por parte de departamento la programación de inspección al lugar, para verificar el estado de las instalaciones y si la construcción cumple con lo necesario para instalar el nuevo servicio, en dicha inspección existen conclusiones y se repiten los ciclos de inspección como lo indicado en servicios residenciales.

1.5.3.4. Requerimientos de instalaciones internas para nuevo servicio comercial.

Instalaciones internas completas principalmente:

- Centro de transformación.
- Equipos de medición en MT
- Medidor para media tensión.
- Protección principal (disyuntor)
- Tablero de distribución.
- Circuitos de iluminación y fuerza completos.

Figura 22. **Acometida eléctrica empotrada en media tensión 13,8 kV**



Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

Figura 23. **Centro de transformación de acometida en media tensión 13,8 kV**



Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

Figura 24. **Acometida eléctrica a intemperie en media tensión 13,8 kV**



Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

1.5.3.5. Análisis y conclusiones de instalaciones en media tensión 13,8 kV

- En dichas instalaciones se observó carencias en estandarización de medidas, materiales y distancias de seguridad para obtener una instalación robusta y segura, el solicitante construye sus instalaciones de forma a convenir.
- Las instalaciones de nuevos y antiguos servicios no cuentan en su mayoría con protecciones a tierra, siendo propensas a fallas por descargas electro atmosféricas.

- No existe previa medición de corriente en las líneas de MT para determinar la fase correcta en caso de banco monofásico y bifásico para evitar desbalances por sobrecorrientes en las líneas de media tensión.
- No existe correcto dimensionamiento de protecciones eléctricas internas.

2. PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN

2.1. Introducción

Considerando la problemática y carencias detectadas en los procesos de trabajos realizados en la distribuidora de energía eléctrica de San Marcos, se elabora una normativa que permita regular y estandarizar los diferentes tipos de instalaciones para contratar un servicio de energía eléctrica residencial, comercial o gran usuario lo que permitirá al solicitante conocer sus obligaciones como usuario, así como las obligaciones del agente distribuidor.

2.2. Objetivos

- Regular y estandarizar características técnicas de instalaciones eléctricas nuevas y existentes para servicios conectados a la red del distribuidor.
- Regular características técnicas y mecánicas de instalaciones de obra civil para mejorar y garantizar la seguridad del usuario y del distribuidor.
- Agilizar procesos para facilitar y reducir tiempos de puestas en servicio.
- Mejorar la Calidad del Producto y Servicio entregado a los usuarios.

2.3. Descripción de la propuesta

Lo descrito a continuación representa una propuesta de normalización de instalaciones eléctricas nuevas y existentes para servicios de acometidas eléctricas en las redes de media y baja tensión de la distribuidora de energía eléctrica municipal de San Marcos, se describen instalaciones típicas con mayor recurrencia en solicitudes.

Las imágenes presentadas son ilustraciones donde se describen materiales eléctricos y de obra civil a utilizar para instalaciones nuevas y existentes.

Figura 25. **Formulario para solicitud de un servicio**

SOLICITUD DE NUEVO SERVICIO
EMPRESA ELECTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS

Estimado solicitante, con el objetivo de comprender la necesidad y de agilizar su requerimiento es necesario llenar el formulario que a continuación se le presenta.

NOMBRE COMPLETO DE SOLICITANTE _____
DIRECCION DE DOMICILIO _____
Nº DE IDENTIFICACION _____ **TELEFONO** _____ **CORREO** _____

1. TIPO DE INTALACION

RESIDENCIAL COMERCIAL INDUSTRIAL
 TEMPORAL REUBICACION TEMPORAL.

2. ESPECIFICAR
CONTADOR ANTERIOR _____ CONTADOR POSTERIOR _____

3. Nº DE POSTE MAS CERCANO _____

4. VOLTAJE DE SERVICIO
 120V 120/240 120/208V 240/480 OTRO
ESPECIFIQUE _____

5. ¿SU SERVICIO ATRAVIESA LA CALLEE? SI NO
ESPECIFIQUE ALTURA _____

6. ¿A QUE DISTANCIA ESTA EL POSTE MAS CERCANO DE LA EMPRESA _____

7. REALICE UN CROQUIS DE LA UBICACIÓN DE SU VIVIENDA INDICANDO CALLES, AVENIDAS, CALLEJONES Y EL LUGAR DEL MEDIDOR.

Nota: La presente solicitud no garantiza la inmediata instalación del servicio, este se llevará a cabo cuando el usuario cumpla con los requerimientos con base a la norma vigente de la distribuidora.

Fuente: Municipalidad de San Marcos. Empresa eléctrica.

2.4. Requisitos para nuevo usuario

- Presentar formulario
- Fotocopia de DPI
- Boleto de ornato del año en curso
- IUSI al día
- Fotocopia de escritura
- Fotocopia de NIT
- Pago de nomenclatura
- Licencia de construcción (si es obra nueva)
- Pago en quetzales del valor de nuevo servicio

Requisitos del usuario.

- Llenar solicitud con forme al formulario.
- Cumplir con los requisitos de nuevo usuario.
- Completar un 80 % de la construcción de obra civil.
- Completar el 100 % de instalaciones internas.
 - Tablero de distribución de circuitos 240 voltios.
 - Distribución correcta de cargas en el tablero de distribución.
 - Protección a tierra de las instalaciones internas no mayor a 7 ohmios.
 - Instalación completa de accesorios para acometida con base a lo descrito en las imágenes.
 - Protección a tierra del circuito de medición.

Requisitos del distribuidor.

- Brindar formulario a los usuarios.
- Realizado y completado los requisitos de la solicitud, programar visita de campo en un periodo de 0 a 5 días hábiles.
- Realizar visita de campo en punto de ubicación del nuevo usuario.
 - Retroalimentar a usuario de puntos faltantes.
 - En caso de no cumplir los requisitos, reprogramar su visita cuando el usuario complete los faltantes (usuario tendrá que informar al distribuidor en sus instalaciones).
 - En caso se cumpla en su totalidad los requisitos, se programará la ejecución de los trabajos.
 - Para caso de cumplimiento o incumplimiento, el técnico de visita entregara una nota al usuario indicando acciones a tomar.

Instalación del servicio en un plazo no mayor a 5 días hábiles.

Nuevo servicio aspectos técnicos a considerar.

- Los nuevos servicios deberán estar en un radio no mayor a 200 m de distancia del último poste con líneas de baja tensión 120-240.
- Si el usuario está en un radio mayor a 200 m, este deberá costear trabajos para ampliación de la red de BT o solicitar la ampliación de BT al distribuidor quien no está obligado a realizarlo según normativa.
- El distribuidor deberá de realizar un análisis de cargas en su centro de transformación para evitar entregar una mala calidad de producto a su nuevo usuario y usuarios existentes.
- El usuario deberá dimensionar las cargas a instalar en su tablero principal de distribución.

- Hacer distribución correcta de las cargas en el tablero principal para evitar desbalances que provoquen sobre corrientes en las líneas de BT y dañen el centro de transformación.
- El medidor no deberá ser instalado a una distancia no mayor a 10 m del tablero principal, de lo contrario el usuario deberá instalar una protección RH antes del medidor con el objetivo de proteger y evitar sobre corrientes que puedan filtrarse hasta las líneas de BT.

Considerar los siguientes puntos para los planos descritos.

- Todas las medidas indicadas están en metros.
- Todas las medidas parten inicialmente del suelo o banqueta.
- Los planos son ilustraciones y representan una guía para el usuario.

Las acometidas se dividen según su capacidad instalada las cuales describiremos a continuación.

- Acometidas residenciales o suministros menores a 11 kVA.
- Acometidas comerciales o suministros centralizados.
- Acometidas industriales mayores a 11 kVA.
- Acometidas industriales en 13,8 kV mayores a 50 kVA.
- Acometidas industriales en 13,8 kV mayores a 150 kVA.

2.5. Acometidas residenciales o suministros menores a 11kVA

A continuación se describen características de equipos, materiales a utilizar e indicaciones de su implementación en la instalación.

2.5.1. Sistema de medición

Las formas de medición de los consumos del usuario se hacen por dos y tres hilos 120/240v respectivamente y de forma directa en baja tensión donde las líneas de alimentación del suministro deben de ir directamente conectadas al medidor.

2.5.2. Características generales de los equipos de medida

- Medidor: también se podrá instalar un medidor tipo socket, 240 voltios clase de precisión 2 %, $I_{m\acute{a}x}$ no mayor de 100 Amp. e I_{nom} no mayor de 15 Amp.
- Condiciones generales de la instalación de medida
 - Acometida: es el conjunto de materiales y accesorios utilizados para la conexión eléctrica entre el banco de transformación por medio de líneas de distribución en baja tensión y el punto de medida. Debe de contar con las siguientes características:
 - Soporte: si la acometida es fijada en una pared debe ser de tipo *block*, ladrillo o tener la consistencia suficiente con un ancho mayor de quince centímetros para anclar la caja y sujetar el tubo de bajada, o podrá construirse una columna exclusivamente para la acometida.
 - Tubo de bajada: deberá ser tubo tipo conduit galvanizado de un diámetro de 1 1/4", de una sola pieza, no se aceptarán tubos con uniones, debe quedar sobrepuesto y visible en su trayectoria hacia

la caja del medidor. La altura del extremo superior del tubo depende si el cable de la acometida atraviesa o no la calle. Va instalado en el extremo superior del tubo de acometida, en él se introducen los cables de servicio que conectan las líneas de distribución con el medidor. Debe de evitar la entrada de agua en el tubo y tener la capacidad para al menos 3 cables.

- Gancho de soporte: se debe de instalar un gancho de soporte en el tubo de acometida a una distancia de veinte centímetros por debajo del accesorio de entrada, su función es tensar los cables de vienen de las líneas de distribución. La acometida a instalar deberá ser *triplex* y se instalará mediante un preformado o grapa plástica autoajustable. Si la acometida es de cable concéntrico se deberá utilizar grapas autoajustables.
- Cables de acometidas: estos son conductores que de energía eléctrica desde las líneas de distribución hasta el punto de entrega o caja de medidor. El cable de acometida debe ser *triplex* para suministros de 240 y deberá ser una sola pieza, no se aceptan empalmes que puedan ocasionar puntos calientes, la acometida deberá quedar totalmente tensa y visible en toda su trayectoria. La longitud máxima de un cable de acometida es de 40 metros medidos desde el punto de conexión en la red de distribución de baja tensión del distribuidor hasta la ubicación del medidor de energía.
- Caja de medición: para suministros 240 voltios se requiere de una caja tipo *socket* para capacidad no mayor a 100 amperios instalada

a una altura de 2 metros sobre el nivel de suelo de banqueta o calle pública.

- Protecciones:
 - Protección termomagnética o *flip on*: tiene como objetivo resguardar a todos los equipos conectados en la red interna del usuario así como aislar una falla interna del usuario hacia las redes del distribuidor. Se deberá instalar un interruptor principal bipolar con capacidad interruptora no mayor a 50 amperios por polo con curva de disparo tipo D, esto dependerá del dimensionamiento de la carga interna del usuario.
- Caja RH: es una protección termomagnética, se usará cuando la distancia entre el tablero o *flip on* principal este a más de 40 metros del medidor, esto evitará y aislará cualquier falla en ese punto, se deberá instalar por medio de una caja tipo *socket* clase 100.
- Tubería de ingreso: tubería va desde la caja de medida hasta el interior del inmueble, esta deberá ser rígida de PVC eléctrico, ducto metálico o flexible tipo BX, BX LT y deberá quedar ajustada y sujeta por medio de acoples del mismo material.
- Varilla para tierra física: esta debe de aterrizar la caja de medida por medio de una varilla de 5/8" x 10', galvanizada recubierta de cobre, esta deberá ser enterrada en el suelo debajo de la caja de medida, conectada por medio de cable de cobre desnudo o con forro de color verde de calibre No 8 AWG introducido en tubo metálico de 1/2" de diámetro, este deberá de conectarse por medio

de una mordaza de bronce térmico o por medio de soldadura exotérmica.

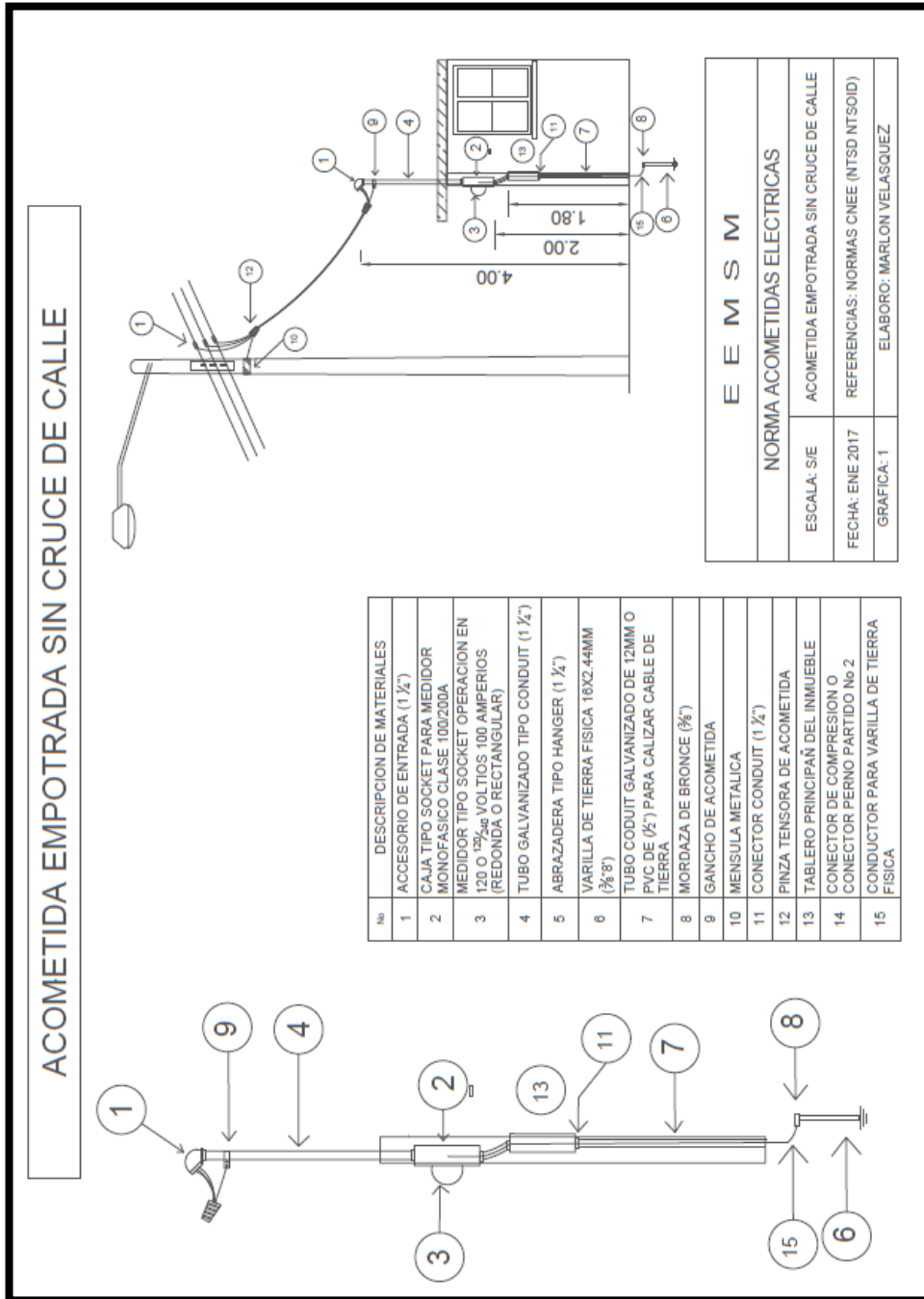
- La resistencia que debe de ofrecer la tierra física no debe ser mayor a 10 omhs, pero esto dependerá de los equipos a proteger.
- Ubicación: todos los componentes antes descritos deberán ser instalados en la parte frontal del inmueble, al límite de la propiedad pública y privada, evitar instarlos en callejones o propiedades privadas circuladas.
- Componentes de acometida: todos los componentes mencionados deberán ser suministrados por el usuario y adquiridos en puntos establecidos por la distribuidora.
- Ejecución de la instalación: la instalación de los componentes de la acometida será responsabilidad del usuario con base a lo indicado por este documento
- Aprobación: la aprobación de la instalación será realizada por personal del departamento técnico de la empresa eléctrica de San Marcos.

2.5.3. Planos

- Acometida empotrada sin cruce de calle
- Acometida empotrada con cruce de calle
- Acometida sobre fachada sin cruce de calle
- Acometida sobre fachada con cruce de calle
- Columna para acometida mayora 40 metros
- Acometida con columna de concreto

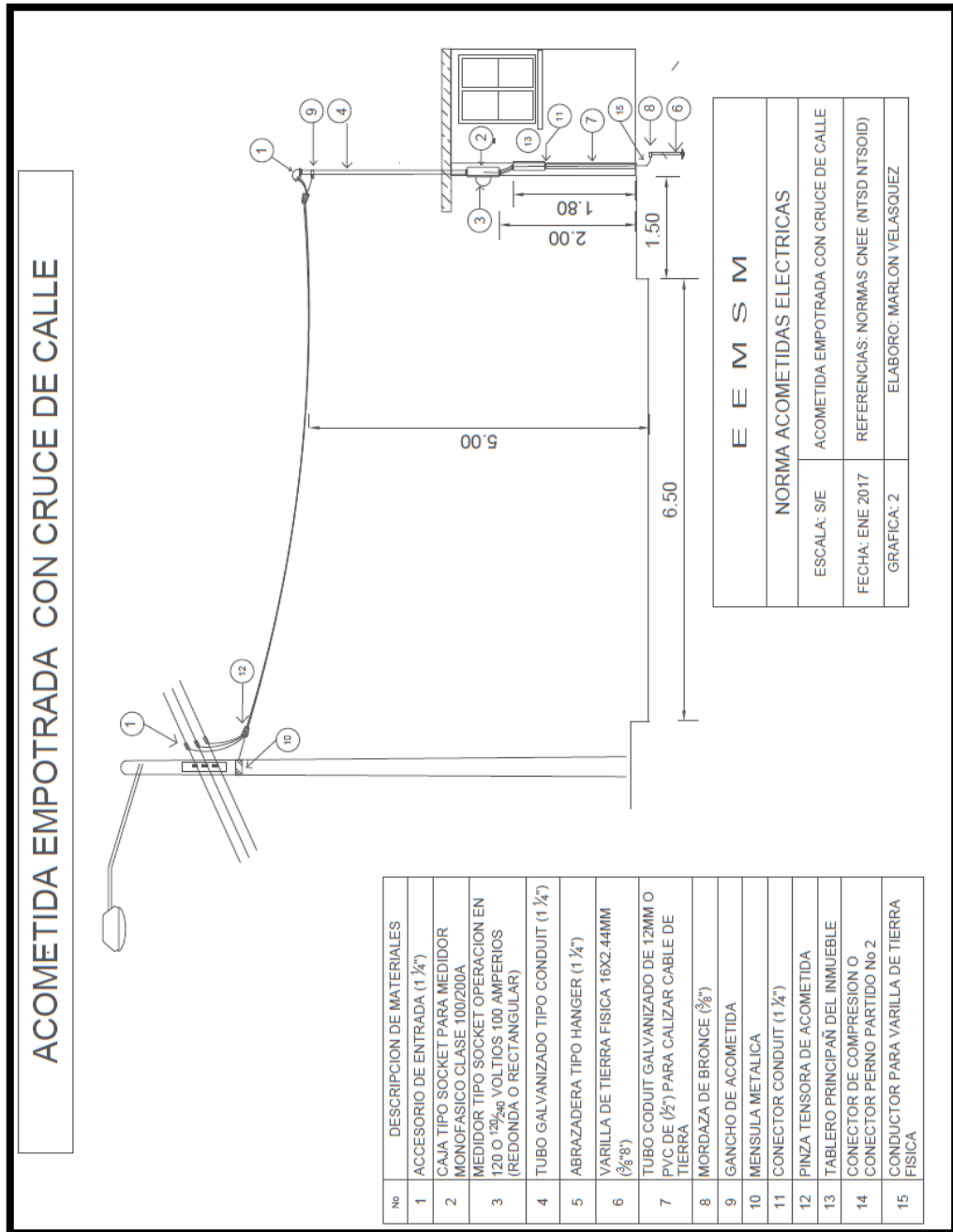
- Detalles de columna de concreto
- Acometida sobre columna de madera
- Detalles de columna de madera
- Detalle de columna con doble acometida
- Detalle de caja de protección o disyuntor

Figura 26. Acometida empotrada sin cruce de calle



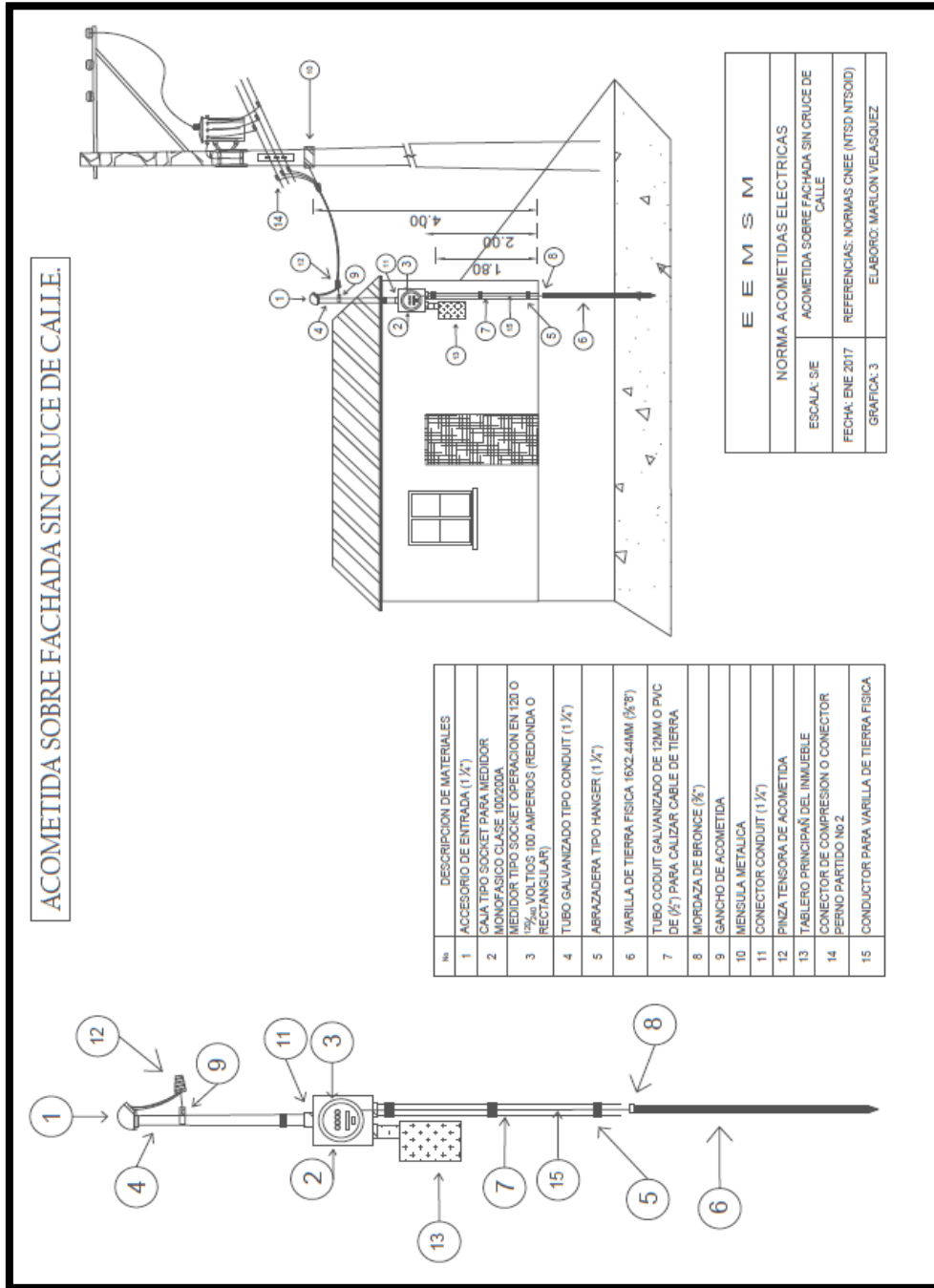
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 27. Acometida empotrada con cruce de calle



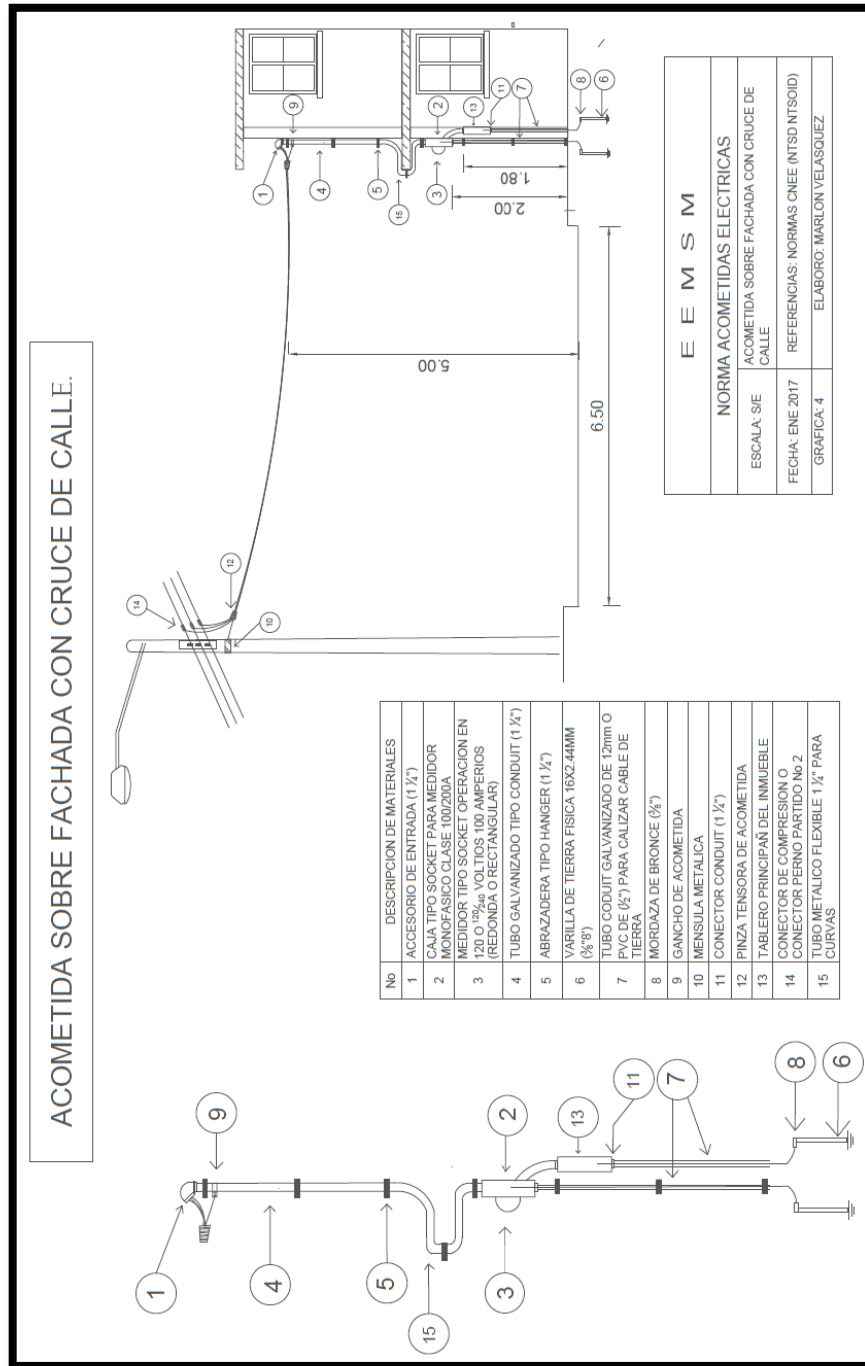
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 28. Acometida sobre fachada sin cruce de calle



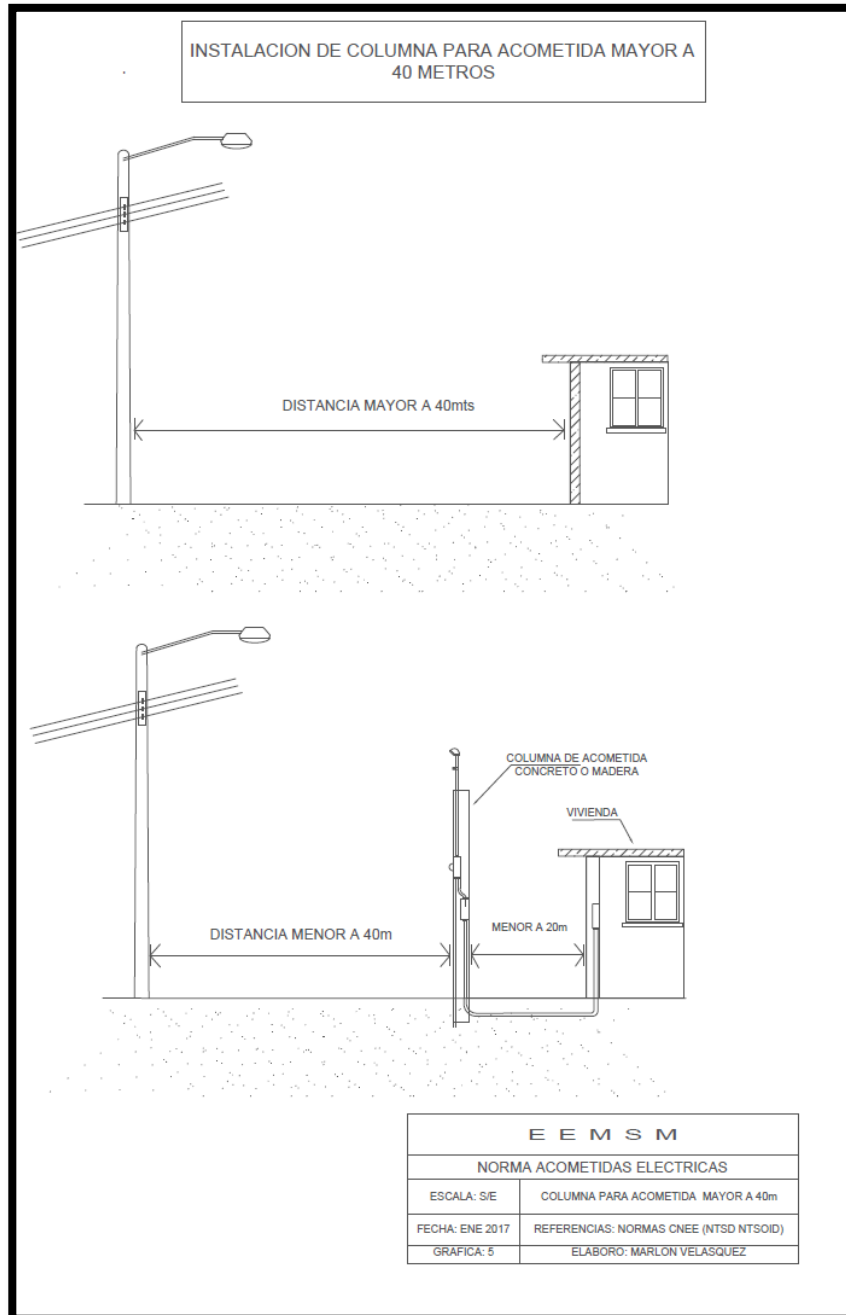
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 29. Acometida sobre fachada con cruce de calle



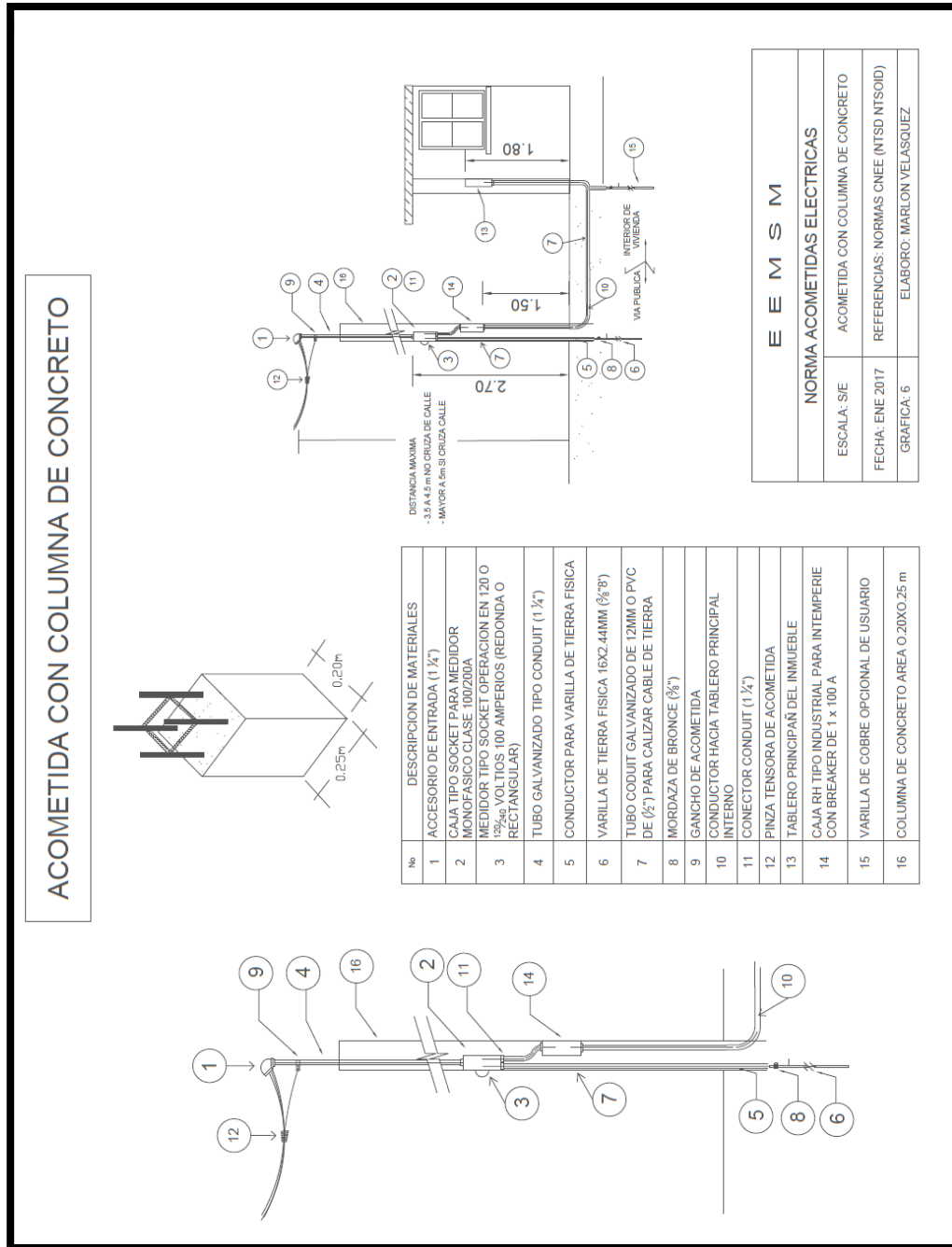
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 30. **Columna para acometida mayor a 40 metros**



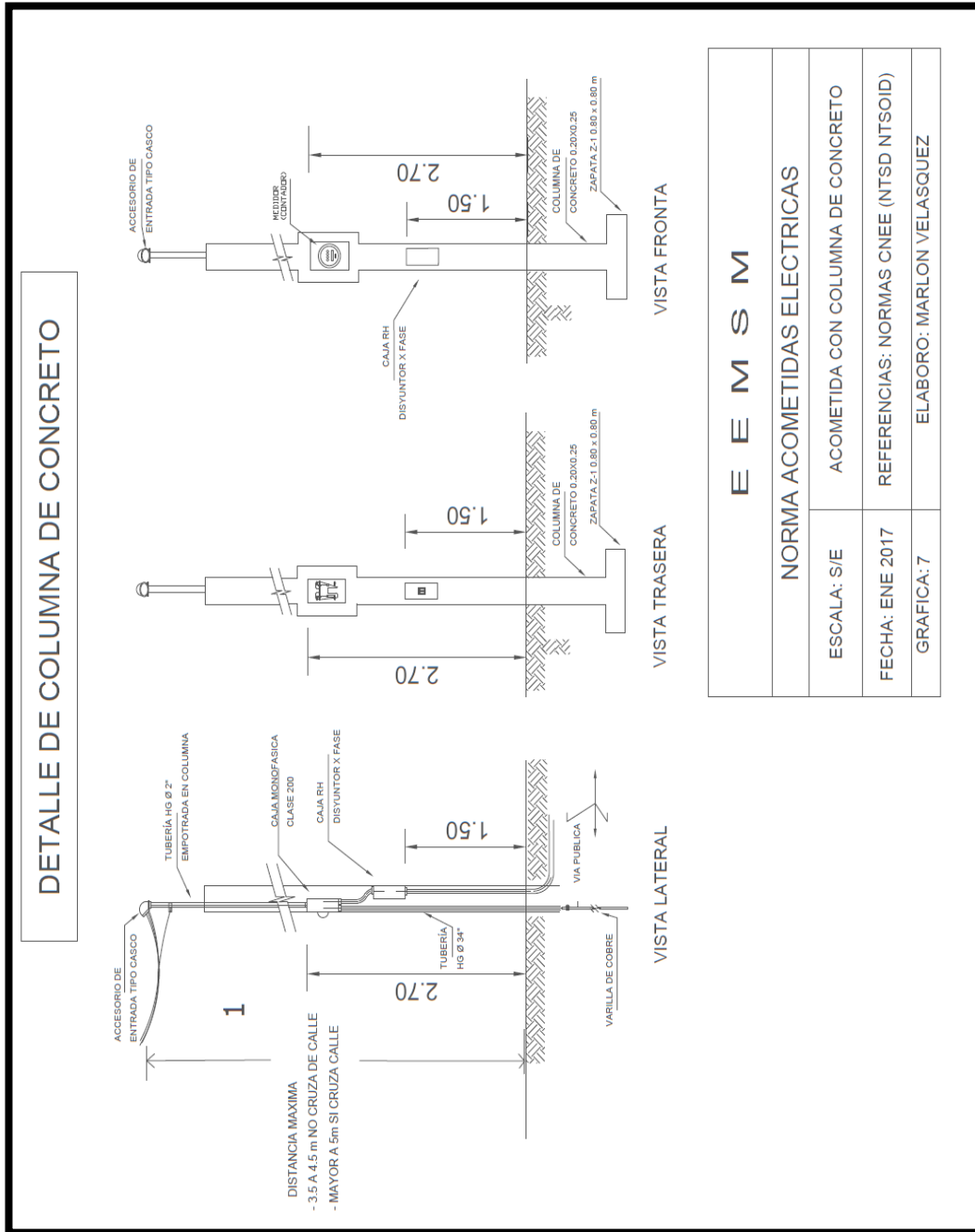
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 31. Acometida con columna de concreto



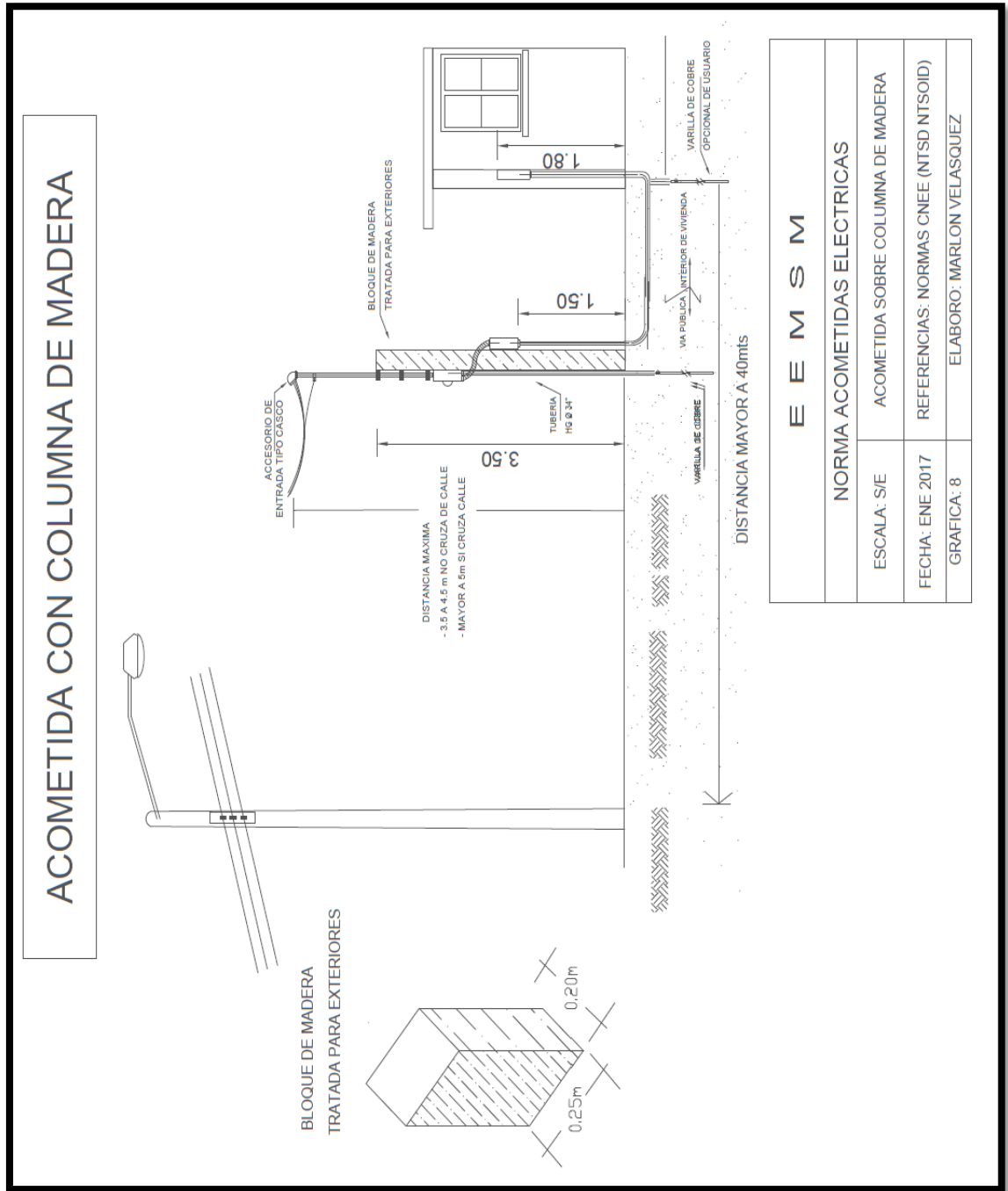
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 32. Detalles de columna de concreto



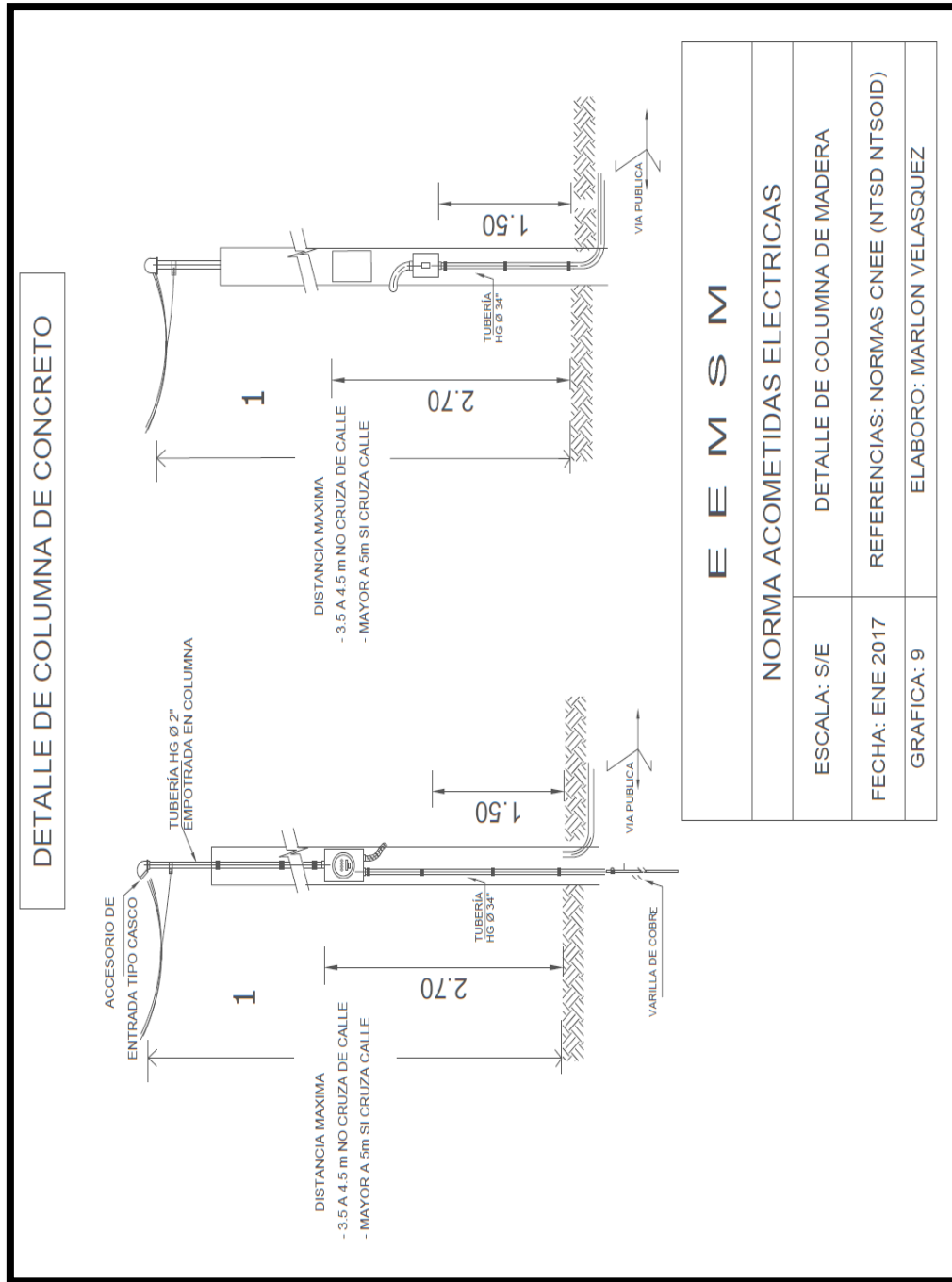
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 33. Acometida con columna de madera



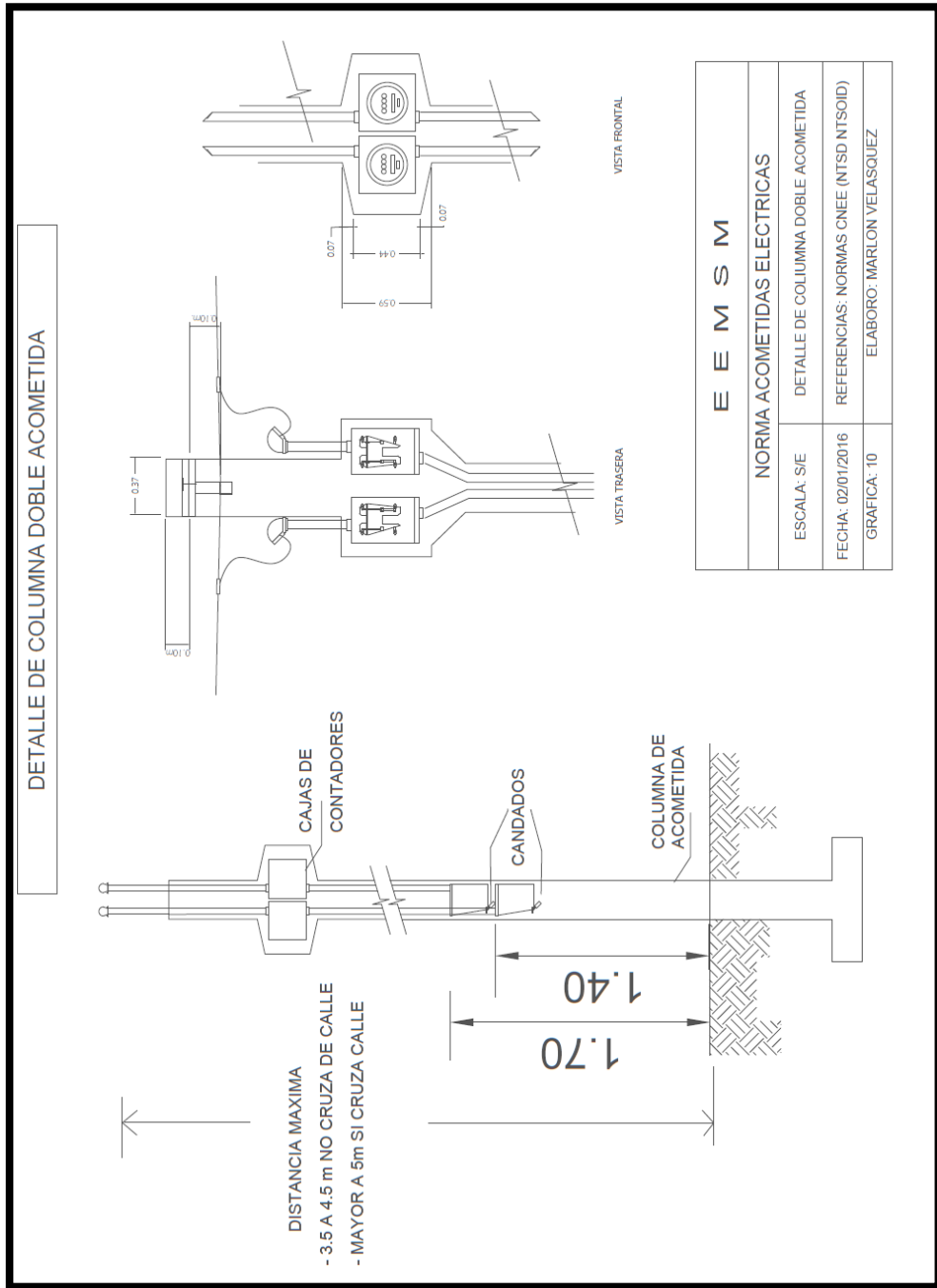
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 34. Detalle de columna de concreto



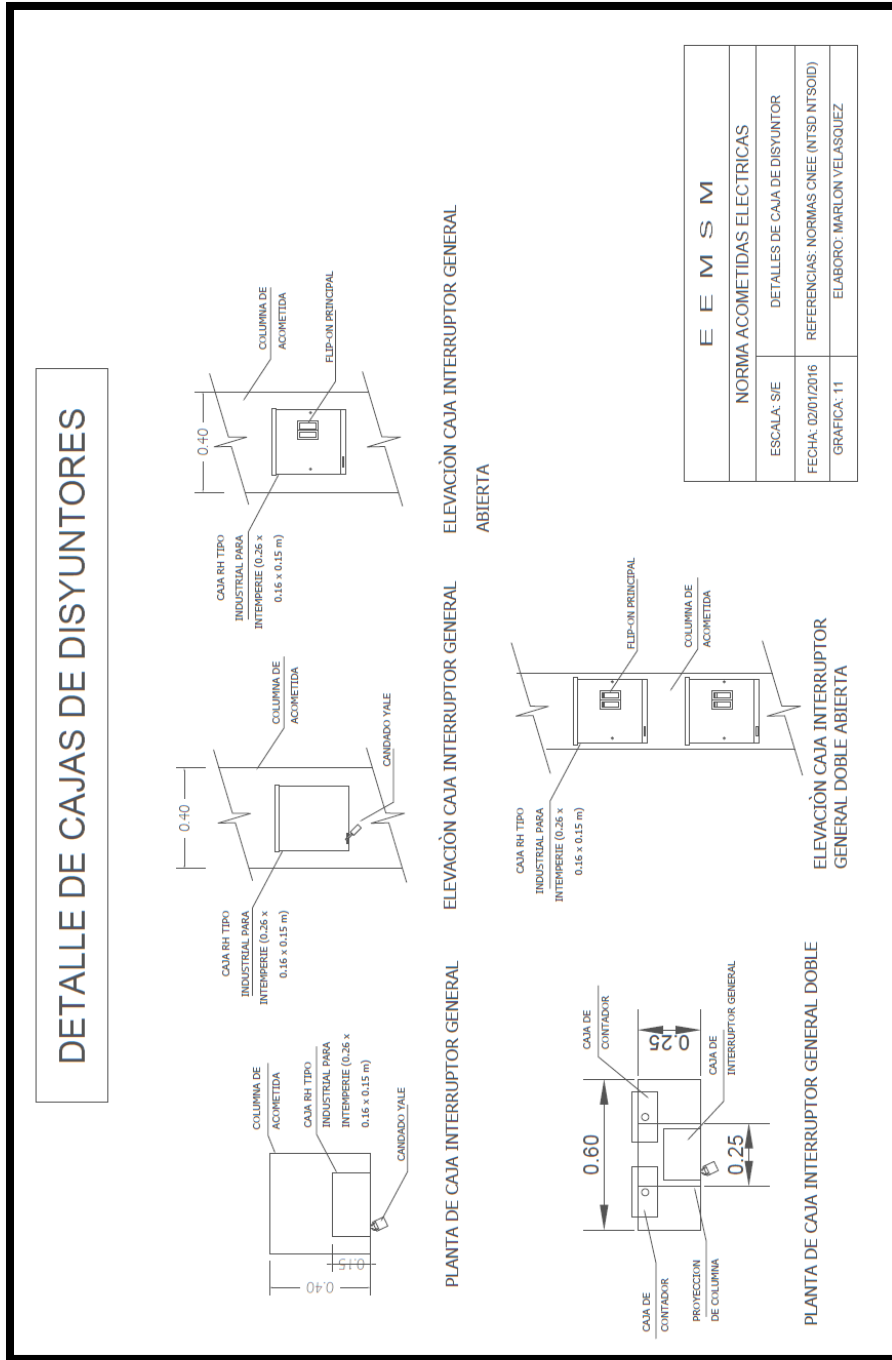
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 35. Detalle de columna doble acometida



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 36. Detalle de cajas de disyuntores



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

2.6. Acometidas comerciales o suministros centralizados

Estas acometidas se usan para suministrar a más de 4 usuarios y se pueden realizar por medio de paneles de medidores como a continuación se describe.

A continuación, se describen características de equipos, materiales a utilizar e indicaciones de su implementación en la instalación.

- Accesorios: estas son similares a las descritas anteriormente en acometidas residenciales o menores a 11 kVA con algunas diferencias las cuales se presentan a continuación.

2.6.1. Sistema de medida

La medición del consumo de energía será del tipo directa en baja tensión, donde las líneas de alimentación del suministro deben de ir directamente conectadas a los bornes del medidor derivadas de barras de distribución del panel de medidores.

2.6.2. Características de los equipos de medida

- Medidor: para un servicio doble monofásico a tres hilos, 240 V, se deberá instalar medidor tipo socket, 240 V, a tres hilos, clase de precisión 2 %, I_{max} no mayor de 100 amp. e I_{nom} no mayor de 15 amp.

- Condiciones generales de la instalación de medida
 - Acometida
 - Habrá más de una si servicio técnico estime la necesidad de alimentarlo por varios puntos.
 - Debe de contar con las siguientes características:
 - Soporte: la acometida deberá ser fijada en pared de tipo *block*, ladrillo o tener la consistencia suficiente con un ancho mayor de 20 cm para anclar el panel de medidores y sujetar el tubo o podrá construirse una caseta exclusiva para la acometida con puerta de tipo mayada dejando visibles los medidores, la llave de entrada debe ser proporcionada a la distribuidora empresa eléctrica municipal de San Marcos
 - Tubo de bajada: deberá ser tubo tipo *conduit* galvanizado de diámetro de 2 1/2", de una sola pieza, no se aceptarán tubos con uniones, debe de quedar sobrepuesto y visible en su trayectoria hacia el panel de medidores, la altura de este tubo dependerá si atraviesa la calle como lo indican los planos.
 - Accesorio de entrada: instalado en los extremos del tubo de acometida por donde se introducen los cables de servicio que conectan el transformador con panel de medidores, es importante considerar que estos accesorios deben evitar la entrada de agua en el tubo y tener la capacidad para al menos 4 cables.
 - Panel de medidores: los comerciales en baja tensión se utilizará para cargas monofásica, los cuales deben estar integrados por

medio de un panel de medidores de tipo UF-TM-040 (bases sobreponer), UF-TM-041 (bases *socket*).

Estos gabinetes tendrán la capacidad de albergar desde 8 medidores en un solo modulo o acoplar hasta 4 módulos, 32 es el número máximo de suministros en un solo gabinete, estos deben ser instalados sobre una base de concreto a una altura mínima de 20,00 centímetros sobre el nivel del suelo, el panel deberá ser instalado de forma sobrepuesta en pared o caseta.

Para instalación tipo *socket* el interesado deberá de presentar el diseño propuesto complementado por un diagrama unifilar de la carga a conectar.

- Protecciones.

Protección termo-magnética (flip on)

Se debe instalar un interruptor termomagnético principal capaz de desconectar por completo el panel de medidores. La capacidad del interruptor dependerá de la cantidad de suministros como lo indica la tabla de protecciones. La protección debe quedar instalada a un costado del panel de medidores.

- Cada acometida secundaria o suministro debe tener protección secundaria termomagnética bipolar con una capacidad de interrupción de 50 amperios, curva de disparo tipo D.

- Varilla de tierra física: el panel de medidores debe de estar sólidamente aterrizada por medio de una varilla de 5/8" de diámetro y 8' de longitud, galvanizada recubierta de cobre, la cual debe de ser enterrada al pie del panel, conectada a ella por medio de un cable de cobre desnudo o con forro de

color verde, de calibre no menor de 2 AWG, el cual debe de ser instalado dentro de un tubo tipo ducto metálico de 1" de diámetro, el cable debe de ir conectado a la varilla por medio mecánico o térmico.

- La resistencia que debe ofrecer la tierra física debe ser menor a 8ohms para uso general.

- Ubicación: todos los componentes deben quedar instalados en la parte de frontal del inmueble o finca, esto es al límite de la propiedad privada y pública.
El cliente debe suministrar todos los componentes indicados y será el propietario de los mismos. Los medidores serán suministrados por el usuario e instalados por la empresa eléctrica municipal de San Marcos y serán propiedad del usuario

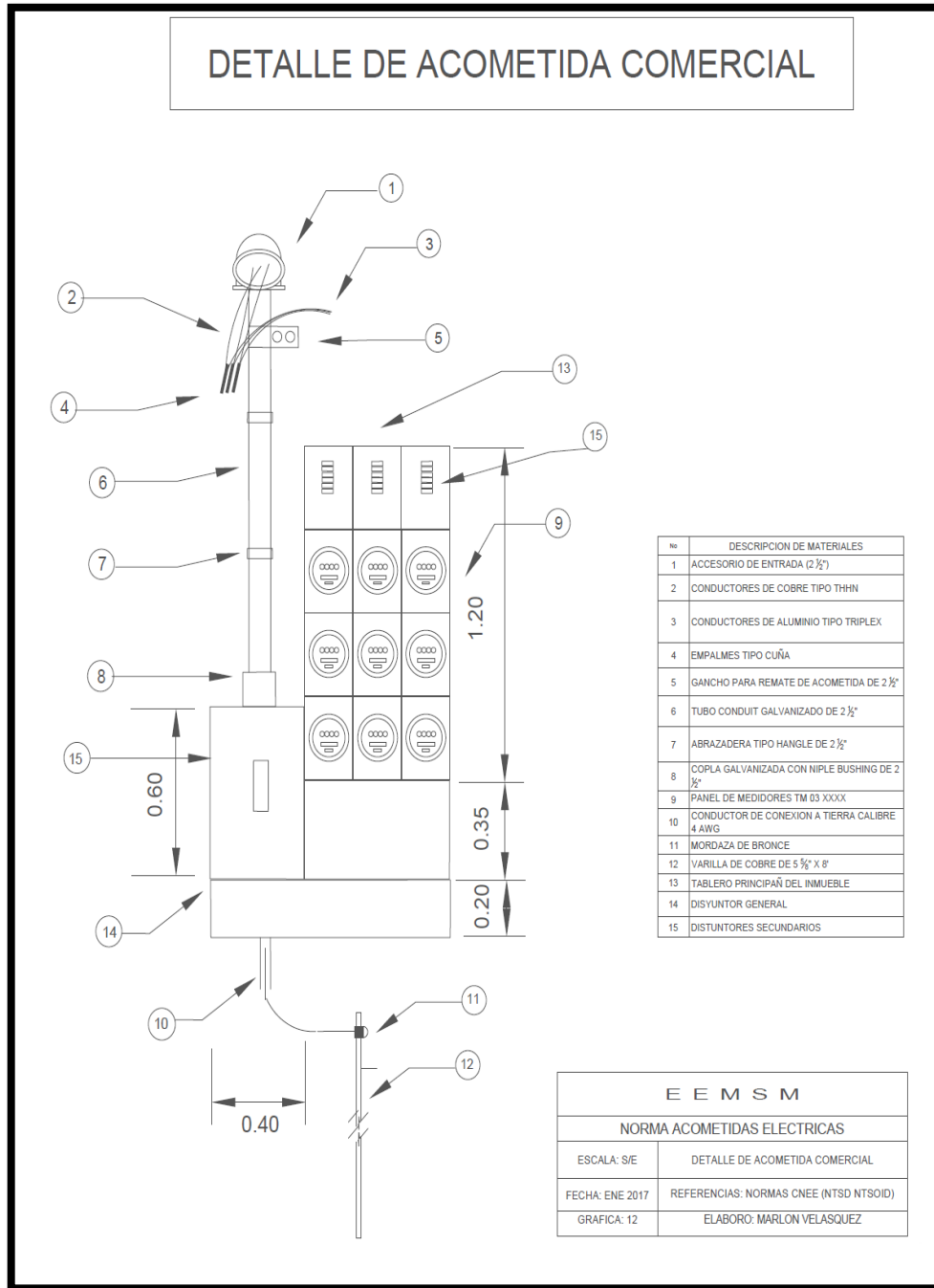
- Ejecución de la instalación: la instalación de los componentes de la acometida será responsabilidad de usuario.

- Aprobación: esta aprobación de construcción e instalación del proyecto de un servicio comercial será brindada y analizada por la oficina técnica de la empresa eléctrica municipal de San Marcos.

2.6.3. Planos

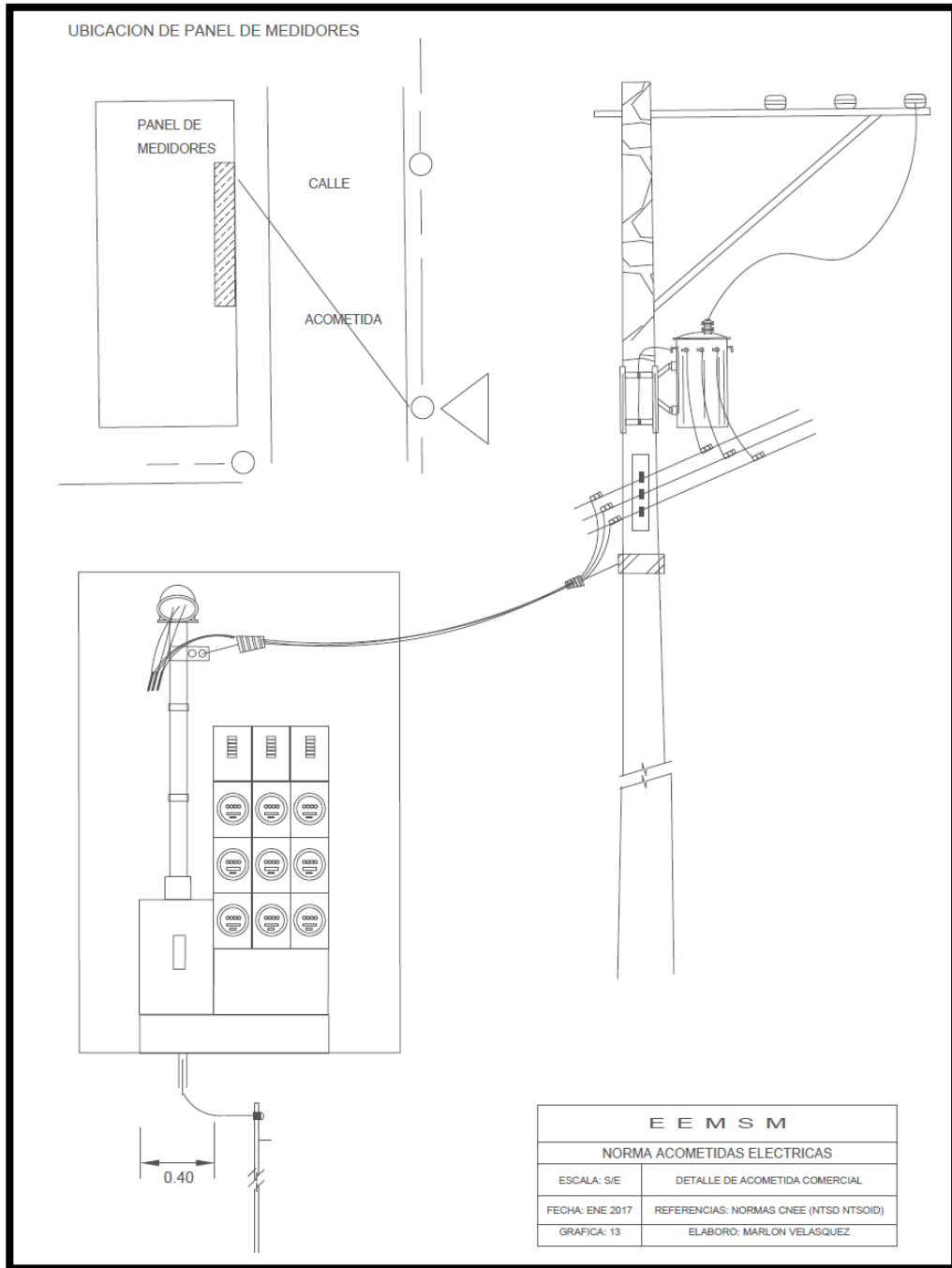
- Detalle de acometida comercial
- Detalles de acometida comercial
- Capacidad de medidores

Figura 37. Detalle de acometida comercial



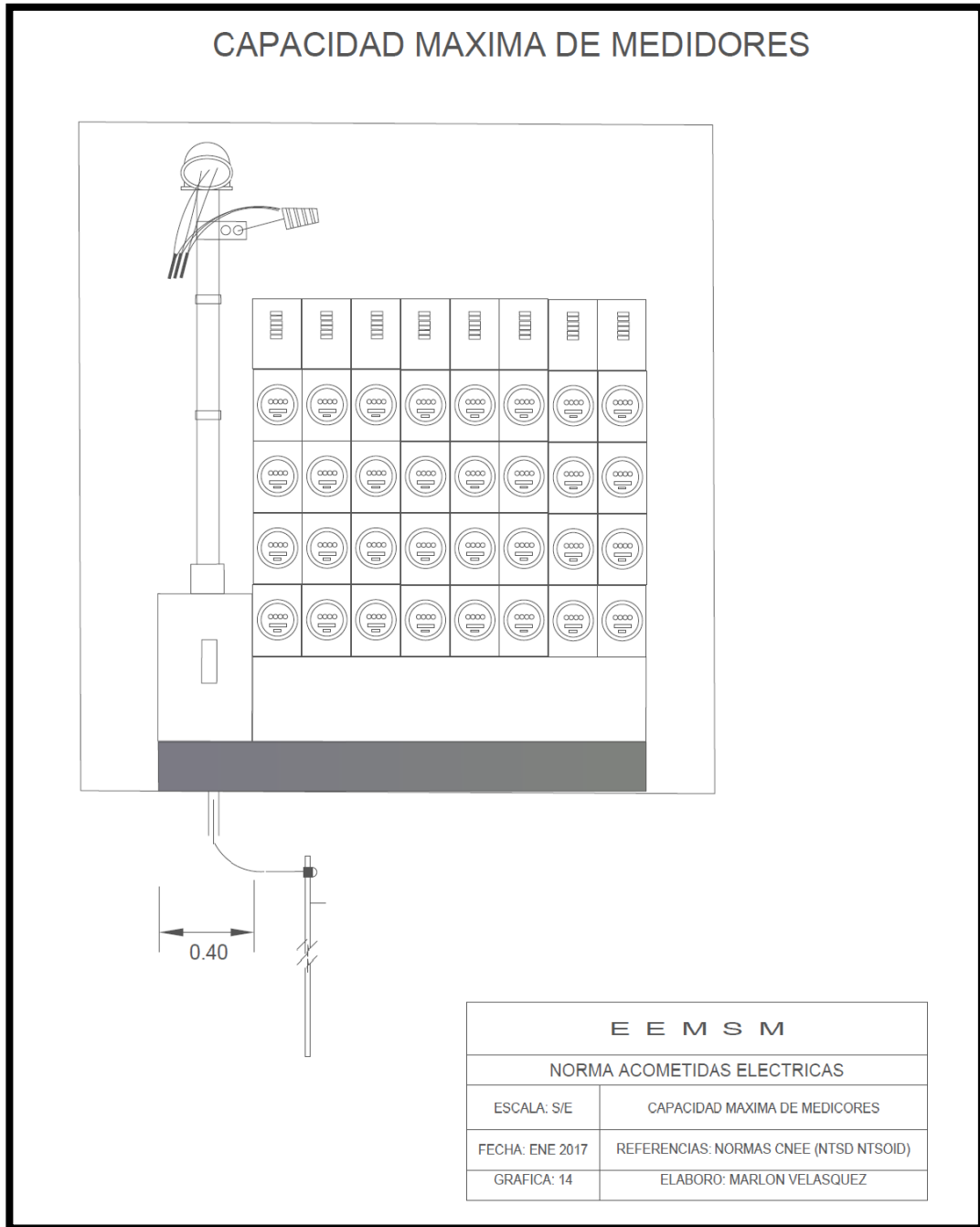
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 38. Detalles de acometida comercial



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 39. Capacidad de medidores



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

2.7. Acometidas industriales mayores a 11kVA

A continuación, se describen características de equipos, materiales a utilizar e indicaciones de su implementación en la instalación.

2.7.1. Sistema de medida

Se utilizará un sistema de medida directa en baja tensión, para los suministros monofásico a tres hilos y para los trifásico a cuatro hilos, según sea requerido por el cliente. Los tipos de conexión admitidos serán 2S (monofásico), 15S y 16S (trifásico).

2.7.2. Características generales de los equipos de medida

- Medidor:
 - Instalaciones monofásicas: se utilizará un medidor de energía activa de estado sólido, para servicio monofásico a 3 hilos; debe tener capacidad de registrar energía activa y demanda máxima, con clase de precisión 1, la corriente máxima será 200 amperios.
 - Instalaciones trifásicas: se utilizará un medidor de energía activa de estado sólido, para servicio polifásico a 4 hilos, debe tener capacidad de registrar energía activa, energía reactiva y demanda máxima, con clase de precisión 1 en activa y 2 en reactiva, la corriente máxima será 200 amperios y contará con memoria básica.

- Condiciones generales de la instalación de medida

Estas son similares a las descritas anteriormente en acometidas residenciales o comerciales con algunas diferencias las cuales se presentan a continuación.

- Acometida: la acometida es fijada en una pared, esta debe ser de *block*, ladrillo o tener la consistencia suficiente para soportar el peso de la acometida. Debe tener un ancho mayor a los 20cm, para anclar la caja y sujetar el tubo o podrá construirse una columna exclusivamente para la acometida.
- Cables de acometida: podrá utilizarse cable de cobre o aluminio tipo *triplex* para suministros monofásicos o *cuadriplex* para suministros trifásicos. El cable debe ser de una sola pieza, no se aceptan empalmes a lo largo de su trayectoria aérea, ni dentro de la tubería. El calibre del cable debe dimensionarse de acuerdo a la carga instalada, toda la acometida quedara visible en su trayectoria desde el transformador al tubo de bajada.
- Conexionado de bornes de transformador: el extremo inicial de la acometida debe instalarse de forma directa a los bornes secundario del transformador, sin uso de accesorios intermedios, los cables deben introducirse en la parte superior del borne.
- Caja de medición: para servicio monofásico, se debe instalar una caja monofásica de cuatro terminales, clase 200. Para servicio trifásico, se debe instalar una caja polifásica de siete terminales, clase 200.

La caja de medición debe quedar instalada a una altura de 1.70 metros desde el nivel del suelo hacia la parte inferior de la caja, debe instalarse en la pared o columna de forma sobrepuesta, no se aceptarán instalaciones empotradas.

- Protecciones
 - Protección termomagnética (*flip on*): con el objetivo de resguardar y proteger los equipos conectados a la red del usuario, se debe de instalar un interruptor principal tipo termomagnético, con una capacidad interruptiva determinada por la tabla indicada.

Tabla XII. **Tabla para interruptores**

VOLTAJE	FASES	POLOS	CAPACIDAD EN AMPERIOS
240	MONOFASICO	2	200
208	TRIFASICO	3	125
240	TRIFASICO	3	125
480	TRIFASICO	3	60

Fuente: elaboración propia.

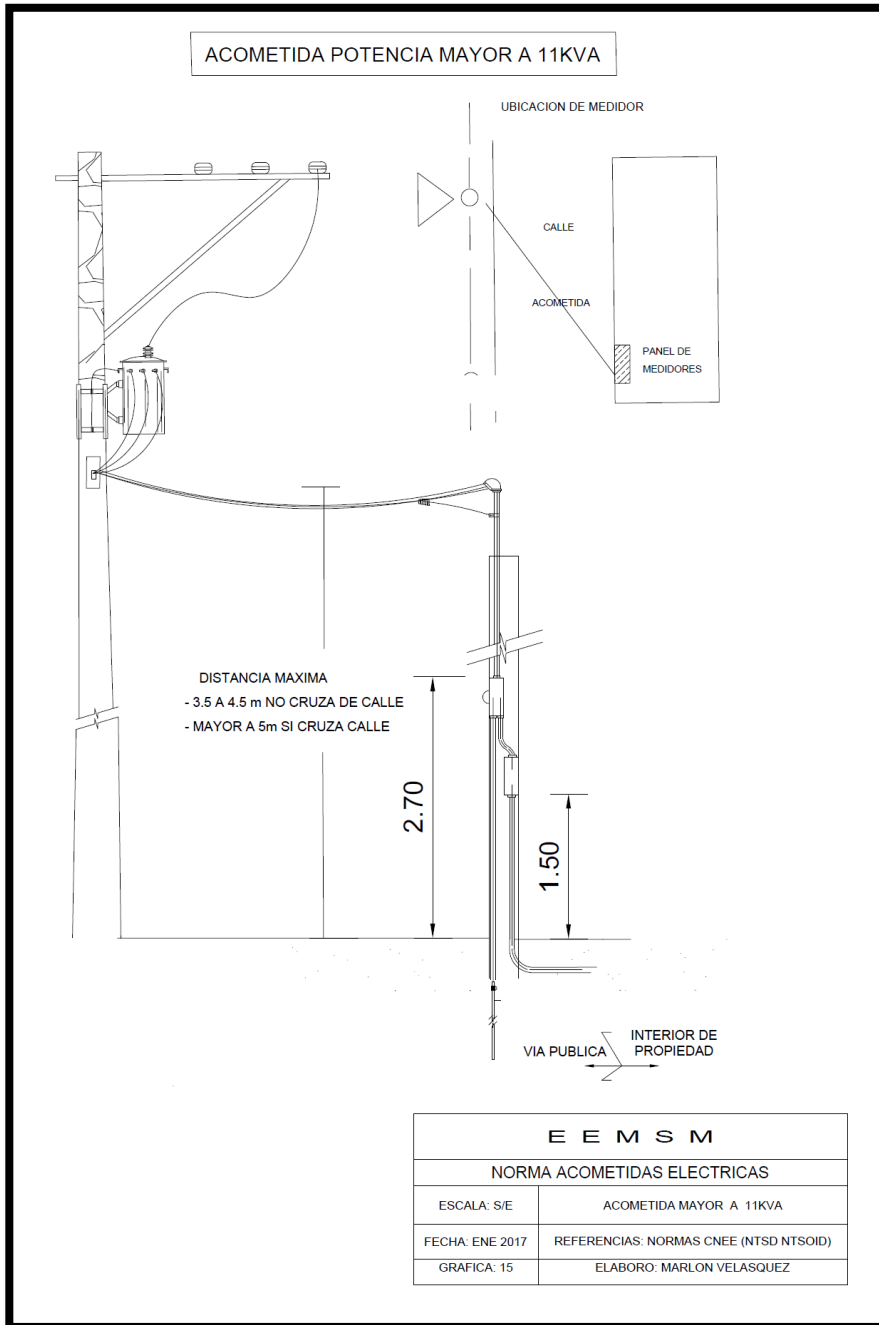
La protección no debe quedar instalada no más de cuatro metros del medidor y debe instalarse dentro de una caja para intemperie tipo RH con capacidad de 200 amperios. La caja debe ser sólidamente aterrizada, conectada con el mismo calibre de conductor de la bajada de tierra y a la misma varilla de tierra de la caja socket.

- Ubicación: todos los componentes deben de ser instalados en pared o columna, en la parte frontal del inmueble, límite de la propiedad privada y pública, permitiendo el acceso al punto de medida para su lectura y comprobación por parte de la Empresa Eléctrica de San Marcos.
- Propiedad de los componentes de acometida: el cliente deberá suministrar todos los componentes mencionados y será propietario de los mismos.
- Propiedad de los equipos de medida: el medidor y elementos de telemedida serán suministrados por el usuario e instalados por la empresa eléctrica municipal de San Marcos.
- Ejecución de la Instalación: la instalación de los componentes de la acometida será responsabilidad del cliente, siguiendo las especificaciones indicadas en el documento.
- Aprobación: la aprobación de la instalación será realizada por técnicos del departamento técnico de la empresa eléctrica municipal de San Marcos quienes verificaran el cumplimiento de las indicaciones del presente documento.

2.7.3. Planos

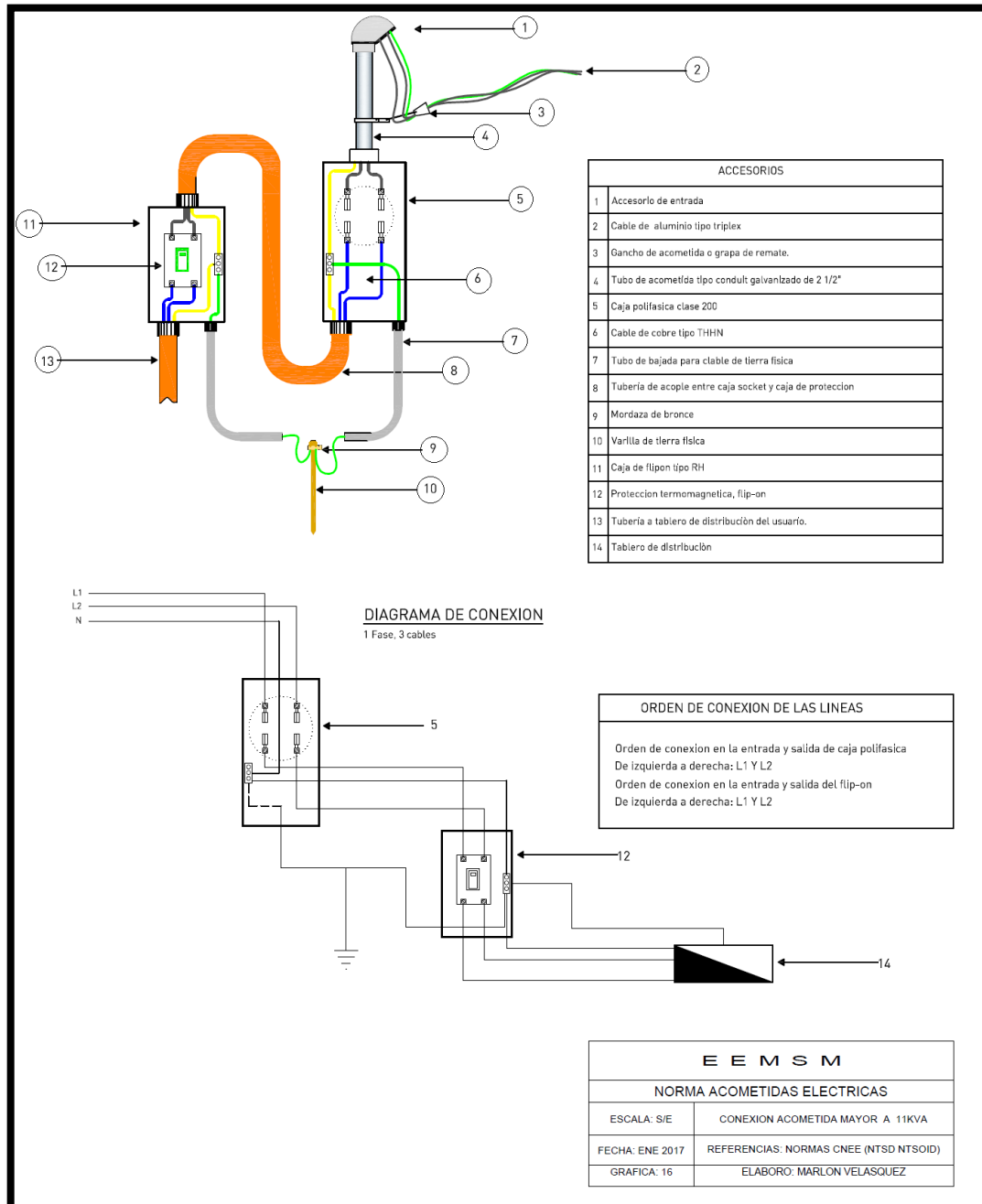
- Acometida mayor a 11kVA.
- Conexión acometida mayor a 11kVA.

Figura 40. **Acometida potencia mayor a 11 kVA**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 41. **Conexión acometida mayor a 11 kVA**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

2.8. Acometidas industriales en 13,8kV mayores a 50kVA

A continuación, se describen características de equipos, materiales a utilizar e indicaciones de su implementación en la instalación.

2.8.1. Sistema de medida

El servicio en baja tensión se utilizará para cargas monofásicas y trifásicas, La medición para el consumo de energía y la potencia será mediante un sistema de medida indirecta en baja tensión y directa en lado de alta (no para este caso), donde las líneas de alimentación del suministro deben de pasar a través de transformadores de corriente, este sistema se aplicará a servicios monofásicos a tres hilos y trifásicos a cuatro hilos. Tipo de conexiones admitidas 8A y 9 como indica tabla

Tabla XIII. **Conexiones para suministros mayores**

CONEXIONES PARA SUMINISTROS MAYORES A 50KVA			
VOLTAJE	FASES	CONEXIÓN	CONDUCTORES
120/240	MONOFASICO	8A, 9A	3 CABLES
120/240	TRIFASICO	8A, 9A	4 CABLES
120/208	TRIFASICO	8A, 9A	4 CABLES
240/480	TRIFASICO	8A, 9A	4 CABLES
277/480	TRIFASICO	8A, 9A	4 CABLES

Fuente. Deocsa/Deorsa. *Acometidas eléctricas*. 2013.

2.8.2. Características generales de los equipos de medida

- Transformadores de corriente (CT's): los transformadores de corrientes se utilizan para reducir la corriente a niveles menores, de manera que facilite la medición y resguarde la seguridad de las personas que tienen a su cargo la medición y verificación del suministro, podremos considerar las siguientes características para elección de estos equipos:
 - Servicio interior.
 - Intensidad primaria nominal: 200/300A.
 - Intensidad secundaria nominal: 5 A
 - Burden de precisión: de 2.5 a 12.5 VA.
 - Clase de precisión: 0.3
 - Frecuencia nominal: 60 Hz.
 - De una relación.
 - La conexión del secundario del transformador de corriente debe ser precintable.

Tabla XIV. **Protección principal y transformadores**

Selección de protección principal y transformadores de corriente tipo toroidal								
Potencia Instalada	Potencia Mínima a contratar	Potencia Máxima a contratar	Protección Principal en Baja Tensión (Flip-on) (Amperios)			Relación del Transformador de Corriente Tipo Toroidal		
kVA	kW	kW	120/240 v.	120/208 v.	240/480 v.	120/240 v.	120/208 v.	240/480 v.
50 - 100	45	80	200	200	200	200/5	200/5	200/5
101 - 150	70	120	300	300	200	300/5	300/5	200/5

Fuente: Comisión Federal de Electricidad CFE. Acometidas.

- Dispositivo de verificación: instalar un dispositivo de verificación que servirá de puente entre los conductores de los secundarios de los transformadores de corriente, los voltajes y el medidor, el objetivo de este

dispositivo es facilitar la conexión del equipo de verificación sin interrumpir el registro de energía en el medidor.

El dispositivo debe disponer de 11 terminales de entrada salida con conexión por tornillos y registros para conectar terminales tipo banana. Deberá incorporar 3 puentes móviles para facilitar la conexión de los transformadores de intensidad. El dispositivo debe incluir un cobertor transparente precintable que impida totalmente el acceso a cualquiera de los terminales.

- Medidor: se utilizará un medidor polifásico tipo sobreponer de estado sólido cuatro hilos, clase 10 con registro de energía activa, reactiva y demanda máxima, precisión 0,5S en activa y 1 en reactiva, multirango de tensión, *display* de 6 dígitos, contará además con memoria másica.
- Condiciones generales de la instalación
 - Acometida: es el conjunto de materiales y accesorios utilizados para la conexión eléctrica entre el banco de transformación y el punto de medida. Debe de contar con las siguientes características:
 - Caseta de medición: el equipo de medida debe quedar instalado dentro de una caseta construida de *block* o ladrillo, de forma de brindarle una protección contra el ambiente, la puerta debe de ser mayada, pudiendo dejar una parte sólida en la parte inferior de la puerta siempre que esta no supere los 120 cm en altura medidos desde el suelo, dejando visibles los equipos de medida. La llave de entrada debe ser proporcionada a la empresa eléctrica municipal de San Marcos.

- Tubo de acometida: debe ser de tipo conduit galvanizado de 4" de diámetro, en este caso el tubo de acometida va conectado a la caja de medición. Este tubo debe ser de una sola pieza, sobrepuesto en toda su trayectoria, con una altura mínima de 4,00 metros, medido del nivel del piso.
- Accesorio de entrada: en el extremo superior del tubo de la acometida se debe instalar un accesorio de entrada para la acometida tipo calavera de 4" por donde se introducirán los cables que van hacia la caja de medición.
- Copla galvanizada: este accesorio servirá para la unión física y mecánica entre el tubo de acometida y la caja de medición, la copla debe ir instalada en el extremo inferior del tubo, y se conecta a la caja de los transformadores de medida por medio de un *niple bushing*.
- Gancho de soporte: este tendrá que ser de hierro tipo hembra de $\frac{3}{4}$ ", abrazará el tubo formando un ancho, deberá de tener un agujero en el extremo de $\frac{1}{4}$ " de diámetro, debe quedar instalado en el extremo superior del tubo de la acometida a 30 cm por debajo del accesorio de entrada, tiene que ser fijado por medio de una abrazadera atornillada.
- Cable de acometida: podrán ser de cobre o aluminio, las líneas deben ser de un solo tramo, desde los bornes de los transformadores hasta los bornes del interruptor termomagnético principal. El calibre de estos conductores deberá calcularse en función de la potencia instalada. Cada fase debe ser identificada

con cinta de diferente color, colocándose en ambos extremos, visibles para su rápida identificación. Toda la acometida quedará visible en su trayectoria desde la línea de distribución al tubo de bajada.

Tabla XV. **Código de colores par conexiones de fases**

CODIDO DE COLORE PARA CONEXIÓN DE FASES	
LINEA	COLOR
FASE 1 o R	ROJO
FASE 2 o S	AMARILLO
FASE 3 o T	AZUL
NEUTRO	BLANCO
TIERRA	VERDE

Fuente: Deocsa/Deorsa con base en NEC. *Acometidas eléctricas*. 2008.

- Conexionado de bornes de trasformador: el conexionado de los cables al transformador debe hacerse de forma directa, los extremos de los cables deben introducirse en la parte superior del borne secundario del transformador.
- Caja de medición: su función primordial es la de albergar los transformadores de corriente tipo toroidal, este podrá ser construido de metal o poliéster, ambos capaces de soportar una instalación en la intemperie, debe de ser diseñado de tal manera que pueda ser instalado en pared y poste, para la opción de poste debe de contar con un accesorio tipo abrazadera. El gabinete será del tipo UF-TM-030.

- Dimensiones mínimas:
 - Altura: 65,00 cm.
 - Ancho: 60,00 cm.
 - Profundidad: 28,00 cm.

La caja debe contar con dispositivos que permitan precintarla, el acceso a su interior es permitido solo a personal autorizado por la distribuidora.

Cuando la caja queda instalada en poste debe de estar a una altura de 4,50 metros sobre el nivel de piso como lo indican los planos.

Cuando la caja se instala en pared, debe de ser en el interior de una caseta, a una altura de 1,50 metros y a 1,00 metros de separación de la pared en su lado derecho, vista frontal.

- Armario de medida: su función es albergar los medidores de energía, dispositivos de verificación y accesorios de telemedida. El gabinete será del tipo UF-TM-050 y debe cumplir las siguientes especificaciones:

Debe ser fabricado de metal, poliéster o de un material resistente a los agentes ambientales. El gabinete debe ser completamente cerrado y poseer una única puerta frontal, con grado de protección mínimo IP 54 y protección mecánica mínima IK 9.

La puerta debe tener una ventana que permita la visualización clara que permita ver la pantalla del medidor.

Debe tener doble fondo de material con suficiente rigidez mecánica para soportar el peso de los equipos. Las medidas internas mínimas del gabinete son:

- Altura: mayor de 51,00 cm.
- Ancho: mayor de 53,00 cm.

- Profundidad: mayor de 22,00 cm.

Contar con los siguientes equipos:

- Bornera de verificación.
- Transformador reductor o acople 480/240/120V de 50 VA.
- Interruptor automático de un polo y capacidad 1A.
- Tomacorriente polarizado doble.
- Espacio disponible para la instalación del equipo de tele medida.

Debe tener una puerta o división interior transparente de plexiglás o material similar, con la posibilidad de ser precintable. La puerta o división interior debe tener una pequeña ventana con el objetivo de tener acceso al dispositivo de reseteo de la demanda y el lector óptico del medidor, esta deberá de ser precintable.

Chapa principal con llave estándar de barra y accesorio de seguridad que permita la colocación de precinto de seguridad.

El gabinete de medida no debe de estar más de 2 metros de distancia de los transformadores de corriente. Debe poseer dispositivos que permitan su instalación en pared y poste.

- Conexión transformadores de corriente: el cableado debe realizarse con conductor tipo RETENAX FLEX 4*4 mm, TSJ 4*10 AWG o similar, respetando el código de colores.

Tabla XVI. **Código para cableado de medición**

CODIGO DE COLORE PARA CABLEADO DE MEDICION	
LINEA	COLOR
FASE 1 o R	ROJO
FASE 2 o S	AMARILLO
FASE 3 o T	AZUL
NEUTRO	BLANCO
TIERRA	VERDE

Fuente: Deocsa/Deorsa con base en NEC. *Acometidas eléctricas*. 2008.

La distancia entre los transformadores de medida y el medidor no debe ser mayor a cinco metros en instalaciones con acometida subterránea y un metro en instalaciones con acometida aérea.

Los transformadores se instalarán de forma que el punto P1 o H1 se oriente hacia la entrada de la acometida.

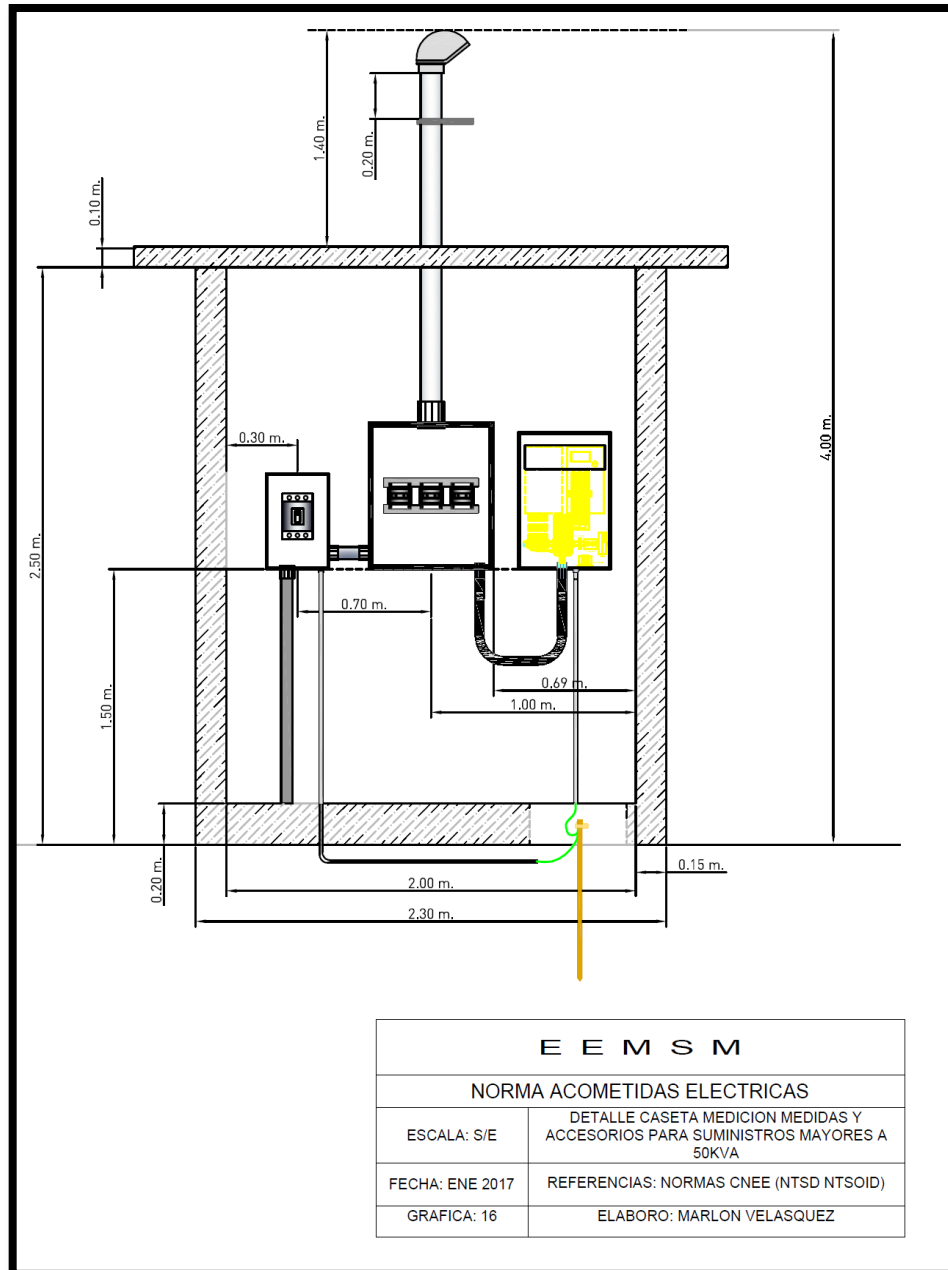
- Conexión de los voltajes de referencia: los cableados de los voltajes de referencia serán conectados directamente desde las líneas de alimentación principal (acometida), debe de utilizarse cable tipo RETENAX FLEX 4*2,5 mm, TSJ 4*12 AWG o similar. Estas conexiones deben hacerse en la caja de medida.
- Ubicación: para una acometida aérea los componentes deben de instalarse en el límite de la propiedad privada y pública en un lugar de fácil acceso, sin presentar ningún tipo de obstáculo. Para el caso de una acometida subterránea la instalación se debe hacer sobre un poste que esté totalmente fuera de la propiedad.

- Propiedad de los componentes de acometida: el cliente deberá de suministrar los componentes mencionados y será el propietario, responsable de la seguridad y mantenimiento de los mismos.
- Propiedad de los equipos de medida: todo el equipo será suministrado por el usuario e instalados por la empresa eléctrica municipal de San Marcos, quedando como propietaria de los mismos.
- Aprobación: la aprobación de la instalación será realizada por técnicos del departamento técnico de la empresa eléctrica municipal de San Marcos con basa a lo descrito en este documento.

2.8.3. Planos

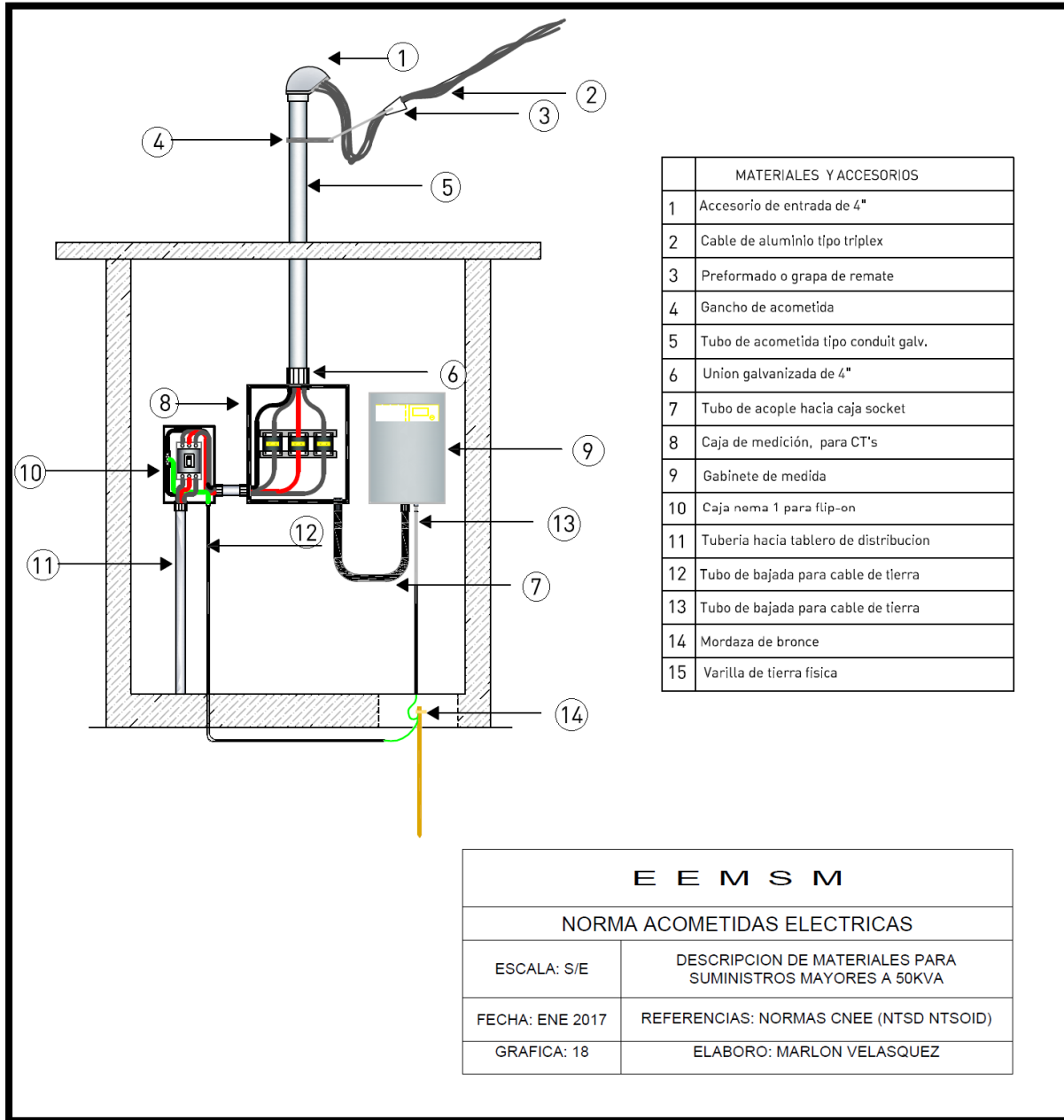
- Detalle caseta de medición, medidas y accesorios mayores a 50 kVA.
- Descripción de materiales.
- Detalles y ubicación de suministro.
- Cableado y conexión en medición secundaria directa.

Figura 42. **Detalle caseta de medición, medidas y accesorios mayores a 50 kVA**



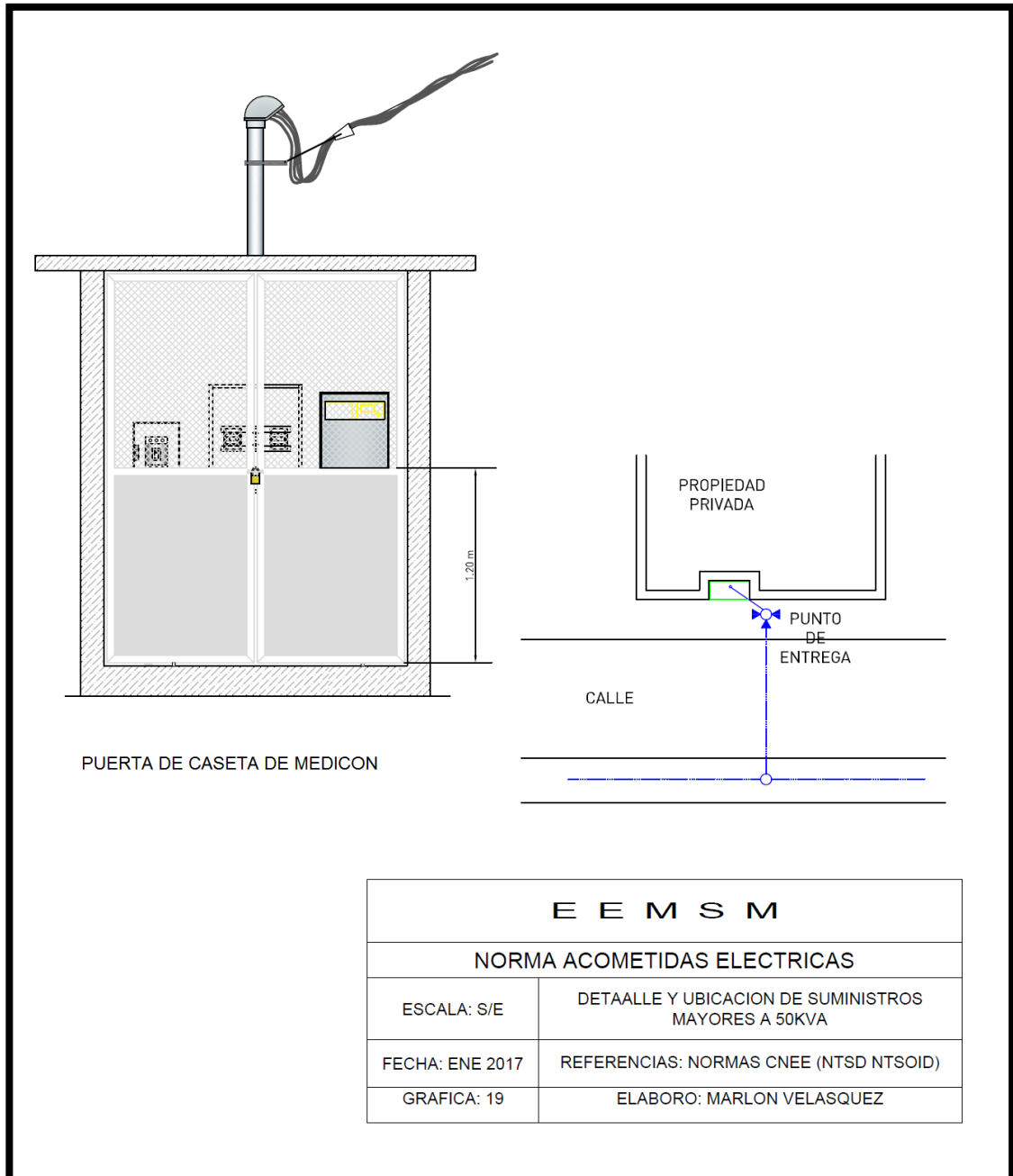
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 43. Descripción de materiales



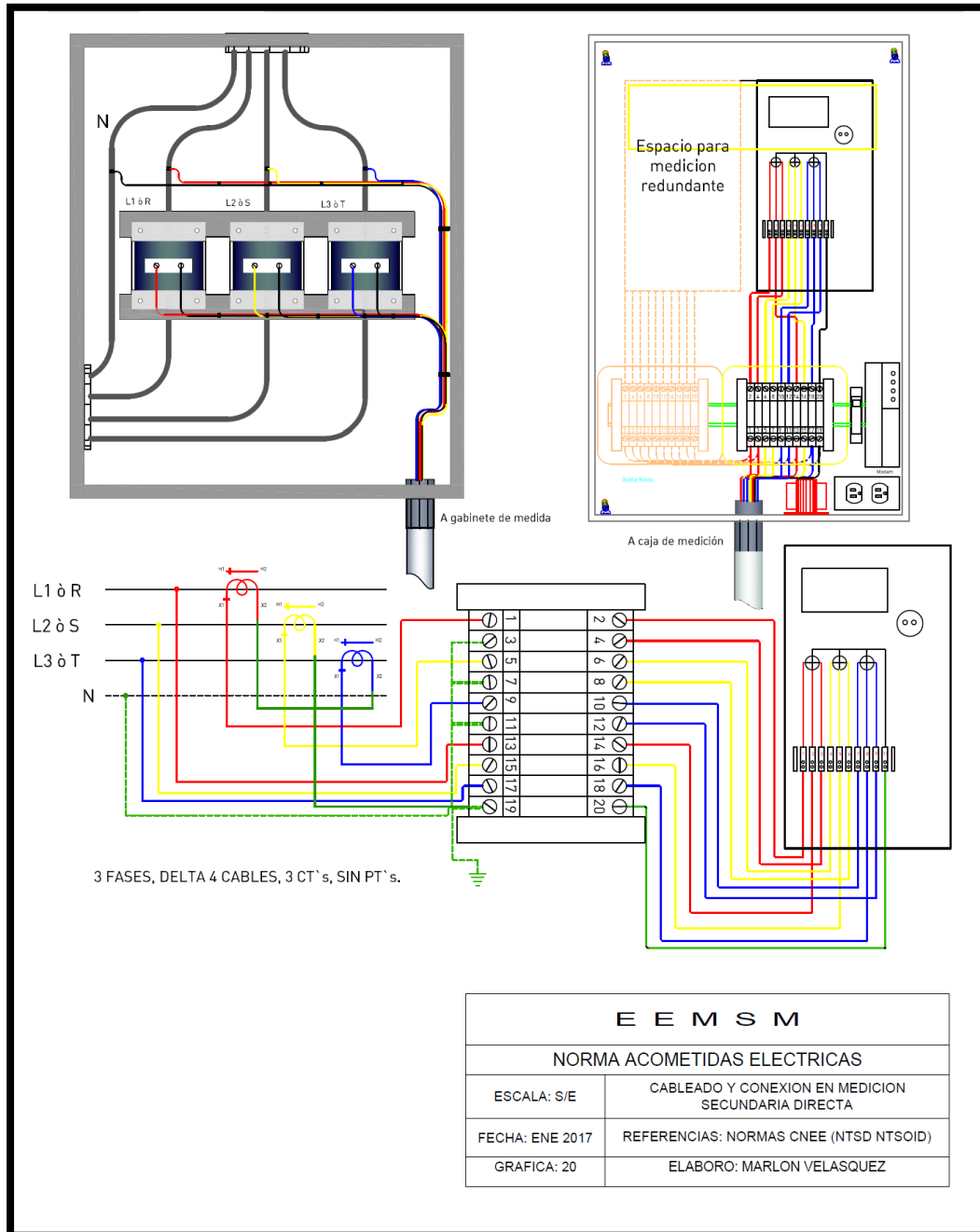
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 44. Detalles de ubicación de suministro



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 45. Cableado y conexión en medición secundaria directa



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

2.9. Acometidas Industriales en 13,8kV mayores a 150kVA.

A continuación, se describen características de equipos, materiales a utilizar e indicaciones de su implementación en la instalación.

2.9.1. Sistema de medida

Para la medición del consumo de energía y la potencia demandada se utilizará un sistema de medida indirecta en media tensión utilizando transformadores de corriente y voltaje. La conexión debe de ser del tipo 9A.

2.9.2. Características generales de los equipos de medida

- Transformadores de corriente (CT's): se debe contemplar las siguientes características:
 - Tipo de servicio: exterior. Ambiente: clima tropical.
 - Intensidad primaria: las relaciones de transformación se dimensionará en función de la carga instalada
 - Intensidad secundaria nominal: 5 A
 - Potencia de precisión: 12,5 VA para circuitos a 13,8 kV
 - Clase de precisión: 0,3
 - Gama extendida: 120 %
 - Factor de seguridad (Fs): 5
 - Tensiones más elevadas para el material (V_m), tensión soportada a frecuencia industrial (V_f), tensión soportada al impulso tipo rayo (V_I), según tabla adjunta:

Tabla XVII. **Tensión primaria nominal**

Tension primaria Nominal	
	Redes hasta 13.8kV
V _m (kV)	15
V _f (kV)	34
V _I (kV)	110

Fuente: Deocsa/Deorsa con base en NEC. *Acometidas eléctricas*. 2016.

- Frecuencia nominal: 60 Hz.
 - Intensidad térmica de cortocircuito (I_{ter}):
 - 200 IN (Para IN ≤ 25A)
 - 80 IN (para IN > 25A), con un mínimo de 5kA.
 - Intensidad dinámica de cortocircuito: 2,5 I_{ter}.
 - Deberá ser de una sola relación.
 - La bornera del secundario debe ser estanca y precintable.
- Transformadores de potencial (Pt's): se consideran las siguientes características:
 - Tipo de servicio: exterior.
 - Ambiente: clima tropical.
 - Potencia de precisión 75 VA.
 - Tensión primaria nominal: 13,800: 3 (red de 13,8kV).
 - Tensión secundaria: 120 V en circuitos a 13,8kV.
 - Clase de precisión: 0,3 o mejor.
 - Tensión más elevada para el material (V_m), tensión soportada a frecuencia industrial (V_f), tensión soportada al impulso tipo rayo (V_I), según tabla adjunta.

Tabla XVIII. **Tensión primaria nominal I**

Tension primaria Nominal	
	Redes hasta 13.8kV
Vm (kV)	15
Vf (kV)	34
VI (kV)	110

Fuente: Deocsa/Deorsa con base en NEC. *Acometidas eléctricas*. 2008.

- Factor de tensión: 1,9 durante 8 h.
 - Frecuencia nominal: 60 Hz.
 - La bornera del secundario debe ser estanca y precintable.
 - Deberá ser de una sola relación.
- Dispositivo de verificación: se debe instalar un dispositivo de verificación que servirá de puente entre los conductores de los secundarios de los transformadores de corriente, los voltajes y el medidor, el objetivo de este dispositivo es facilitar la conexión del equipo de verificación sin interrumpir el registro de energía en el medidor.
El dispositivo debe disponer de 11 terminales de entrada salida con conexión por tornillos y registros para conectar terminales tipo banana. Deberá incorporar 3 puentes móviles para facilitar la conexión de los transformadores de intensidad. El dispositivo debe incluir un cobertor transparente precintable que impida totalmente el acceso a cualquiera de los terminales.
 - Medidor: se utilizarán medidores de energía activa y reactiva de estado sólido, tipo de sobreponer, con clase de precisión 0,2S en activa y 0,5 en

reactiva, demanda máxima, a cuatro hilos, multirango en tensión y display de 6 dígitos, con memoria másica.

- Condiciones generales de la instalación de medida
 - Rack o montura de medición: este deberá ser de aluminio o acero galvanizado, capaz de soportar el equipo de medición montado en poste.
 - Armario de medida: tiene como principal función el albergar el medidor de energía, dispositivos de verificación y accesorios de telemedida. El gabinete puede ser de metal o de poliéster, materiales resistentes a los agentes ambientales. El gabinete deberá cumplir con las siguientes características. Debe completamente cerrado y poseer una única puerta frontal, con grado de protección mínimo IP54 y protección mecánica mínima IK 9.
- Medidas internas mínimas:
 - Altura: 64,70 cm.
 - Ancho: 43,60 cm.
 - Profundidad: 25,00 cm.

Contar con los siguientes equipos:

- Transformador reductor o acople de 50 VA.
- Bornera de verificación.
- Interruptor automático de un polo y capacidad 1A.
- Tomacorriente.
- Espacio disponible para la instalación del equipo de telemedida.

En el caso de la telemedida solo se debe de dejar el espacio suficiente para instalarla.

- Poseer doble fondo de material aislante con suficiente rigidez mecánica para soportar el peso de los equipos.
 - Poseer una puerta o división interior transparente de plexiglás transparente o material similar con el objetivo de verificación, con la posibilidad de ser precintable.
 - La puerta o división interior, debe poseer una pequeña ventana para tener acceso al dispositivo de reseteo de la demanda y puerto óptico del medidor, esta deberá ser precintable.
 - Ventana en puerta principal (exterior), que permita la visualización clara hacia el interior del gabinete y lectura del medidor.
 - Chapa principal con llave estándar de barra y accesorio de seguridad que permita la colocación de precinto de seguridad.
 - La distancia entre el armario de medida y los transformadores de medición no debe exceder de 5 metros
 - Canalización del *rack* de medición
 - La canalización del secundario de los transformadores de medición al armario de medida, debe realizarse con tubería tipo BXLT (*Liquid Tight*) de una pulgada de diámetro, con conectores rectos tipo BXLT.
- Conexión transformadores de corriente (Ct's):
 - Conexión en media tensión: deben quedar conectados de tal forma que el cable de alimentación salga del portafusible al CT por el borne P1 y salga por el borne P2 hacia línea de media tensión. La conexión del cable con el borne del transformador deberá ser de forma directa, utilizando terminal tipo ojo de entallar, conectada al

borne del transformador con tornillo y tuerca. La conexión debe encintarse para su protección con cinta vulcanizadora

- Conexión en baja tensión: los transformadores de corriente se conectarán en estrella. El cableado debe realizarse con conductor tipo *retenax flex* 4*4 mm, con terminales en los extremos, respetando el código de colores. (Ver detalle en plano NI-30).

- Conexión transformadores de voltaje (Pt's):
 - Conexión en media tensión: deben quedar conectados de tal forma que el borne P1 se conecte mediante un puente en paralelo con el borne P1 del transformador de corriente, el borne P2 del transformador de voltaje será el punto neutro. La conexión del cable con el borne del transformador debe hacerse de forma directa. Las terminales del transformador deberán quedar protegidas utilizando cinta vulcanizadora.
 - Conexión en baja tensión: los transformadores de voltaje se conectarán en estrella. El cableado debe realizarse con conductor tipo Retenax Flex 4*2,5mm, con terminales en los extremos, respetando el código de colores.

Tabla XIX. **Código de colores para terminales**

LINEA	COLOR
FASE 1	NEGRO
FASE 2	GRIS
FASE 3	MARRON
TIERRA	AMARILLO/VERDE

Fuente: Deocsa/Deorsa con base en NEC. *Acometidas eléctricas*. 2008

- Protecciones
 - Corta circuito: debe instalarse un cortacircuito en cada fase antes del banco de medición. Se debe instalar un fusible tipo T, menor o igual a la capacidad del transformador de corriente, nunca mayor.
 - Pararrayos: debe instalarse un pararrayo en cada fase antes de cada cortacircuito. Para redes de 13,8 kV se usará un pararrayo de distribución con resistencia variable, con dispositivo de desconexión a tierra, tensión nominal 9 kV, corriente de descarga 10 kA.
 - Tierra física: se deben aterrizar el armario de medida, la estructura metálica del rack, los transformadores de medida. Para el efecto debe instalarse una o más varillas con un diámetro de 5/8 de pulgada y longitud de 8; la varilla deberá ser galvanizada recubierta de cobre.
- Ubicación: el *rack* de medición debe ser instalado en una estructura ubicada fuera de la propiedad privada, en un lugar que no tenga obstáculos para la lectura y verificación del medidor cuando la distribuidora lo requiera.

En la base de la estructura que soporte la medición se debe colocar una capa piedrin de diez centímetros de espesor y de un metro de radio, para evitar el crecimiento de algún tipo de vegetación

- Propiedad de los componentes de acometida: el cliente deberá de suministrar los componentes mencionados y será el propietario, responsable de la seguridad y mantenimiento de los mismos.
- Propiedad de los equipos de medida: todo el equipo será suministrado por el usuario e instalados por la empresa eléctrica municipal de San Marcos, quedando como propietaria de los mismos.
- Documentación

Antes de iniciar la construcción el cliente deberá realizar un dictamen de medida a donde deberá presentar la siguiente documentación:

- Información de la potencia instalada y contratada, cargas de diseño.
- Diagrama unifilar
- Plano de localización del proyecto.
- Plano de planta acotada en el que se indique la ubicación del centro de transformación y de la medida.
- Especificaciones técnicas de los elementos de medida, conductores, bornera de comprobación, protecciones y tipo de gabinete de medición.
- Aprobación

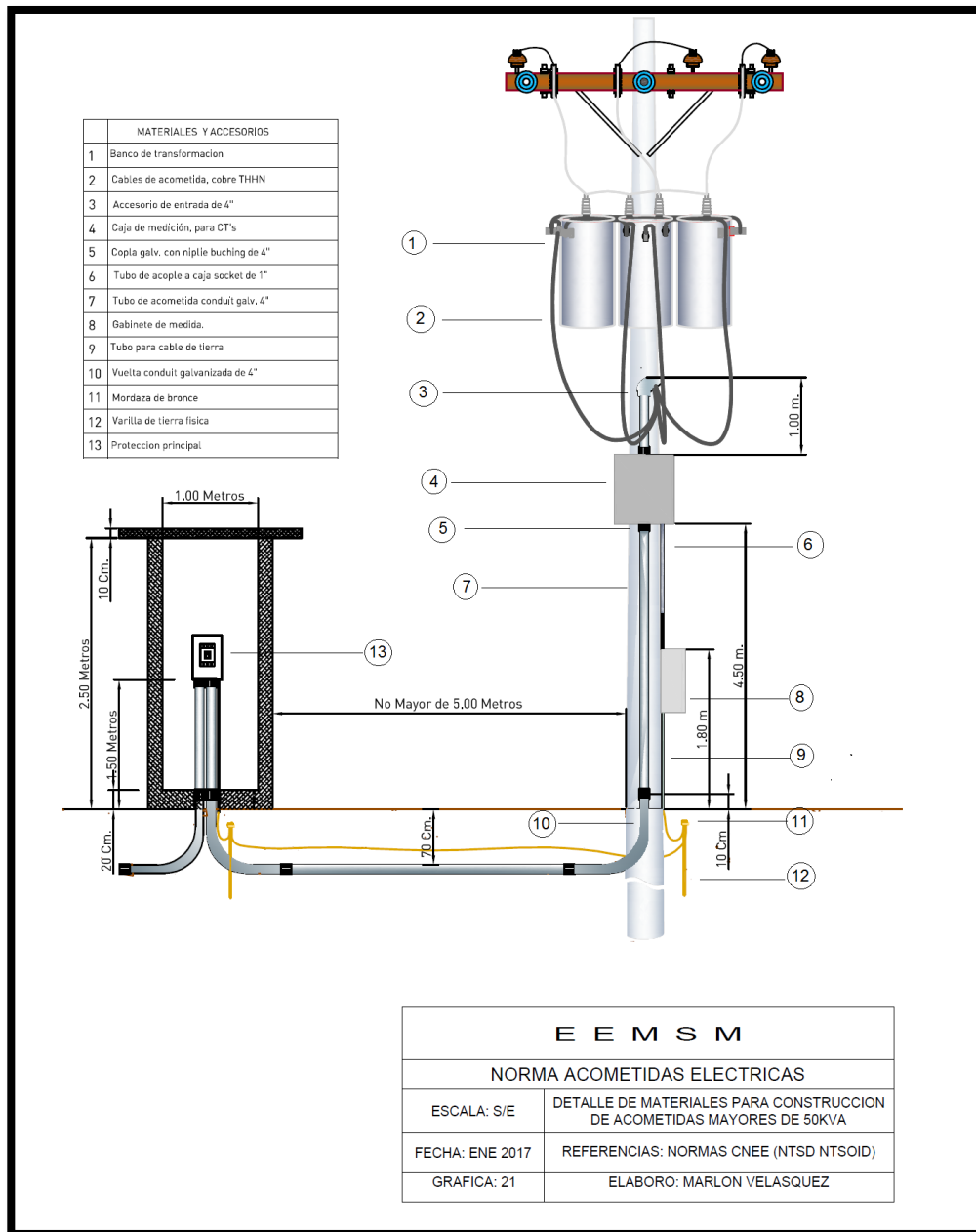
Previo a la instalación de equipo de medida, el constructor deberá contar con la aprobación de la instalación, dicha aprobación se realizará a través de un dictamen de medida por parte de la empresa eléctrica municipal de San Marcos donde verificará el cumplimiento de las especificaciones descritas en el presente documento.

La aprobación final se hará mediante una verificación de campo realizada por personal técnico de la unidad técnica de la empresa eléctrica de San Marcos.

2.9.3. Planos

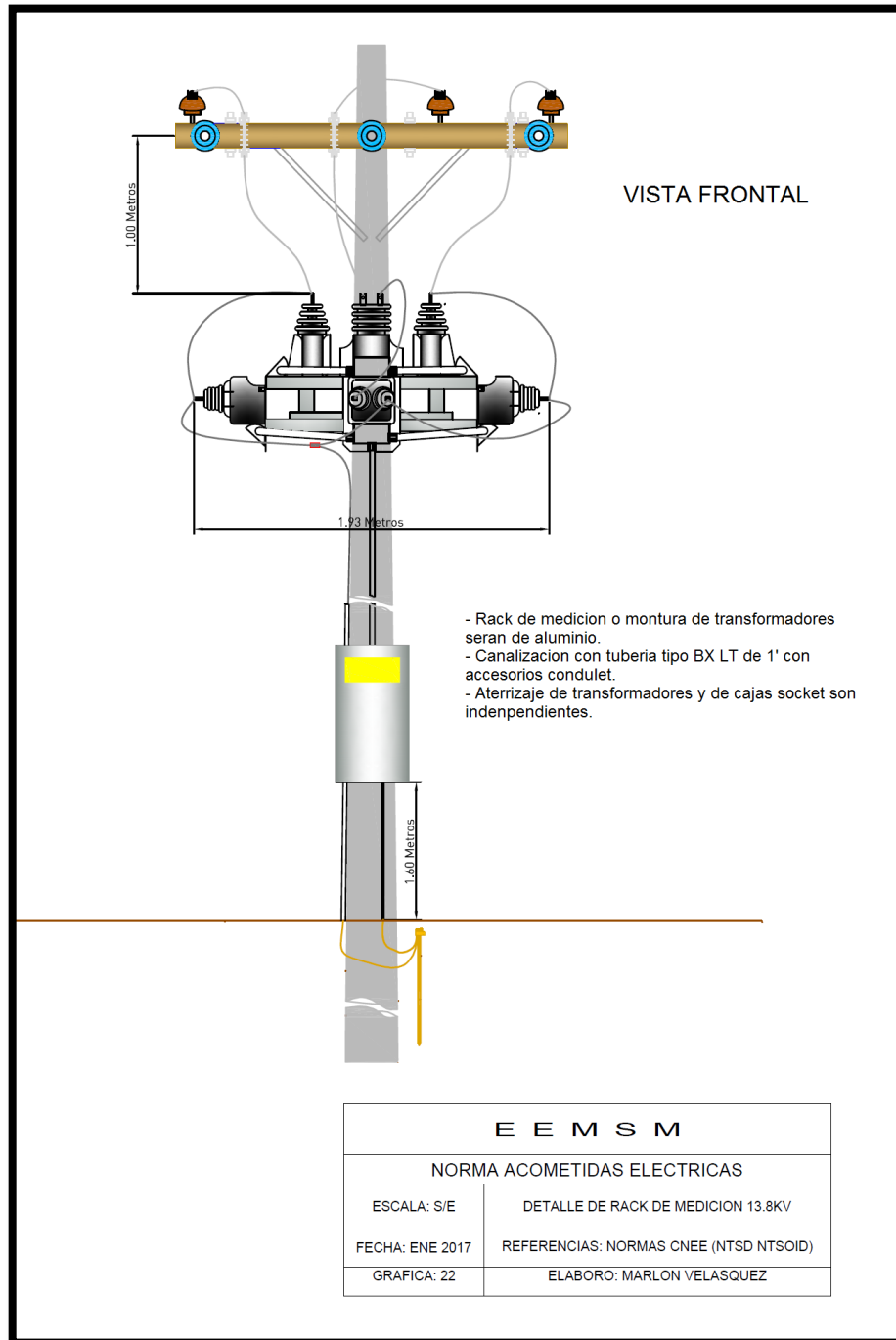
- Detalle de materiales para construcción de acometida mayor a 150 kVA.
- Detalle de rack de medición en 13,8 Kv frontal.
- Detalle de rack de medición en 13,8 Kv perfil.
- Detalle de conexión de transformador de medida.
- Cableado y conexión de medición secundaria en media tensión.

Figura 46. **Detalle de materiales para construcción de acometida mayor a 150 kVA**



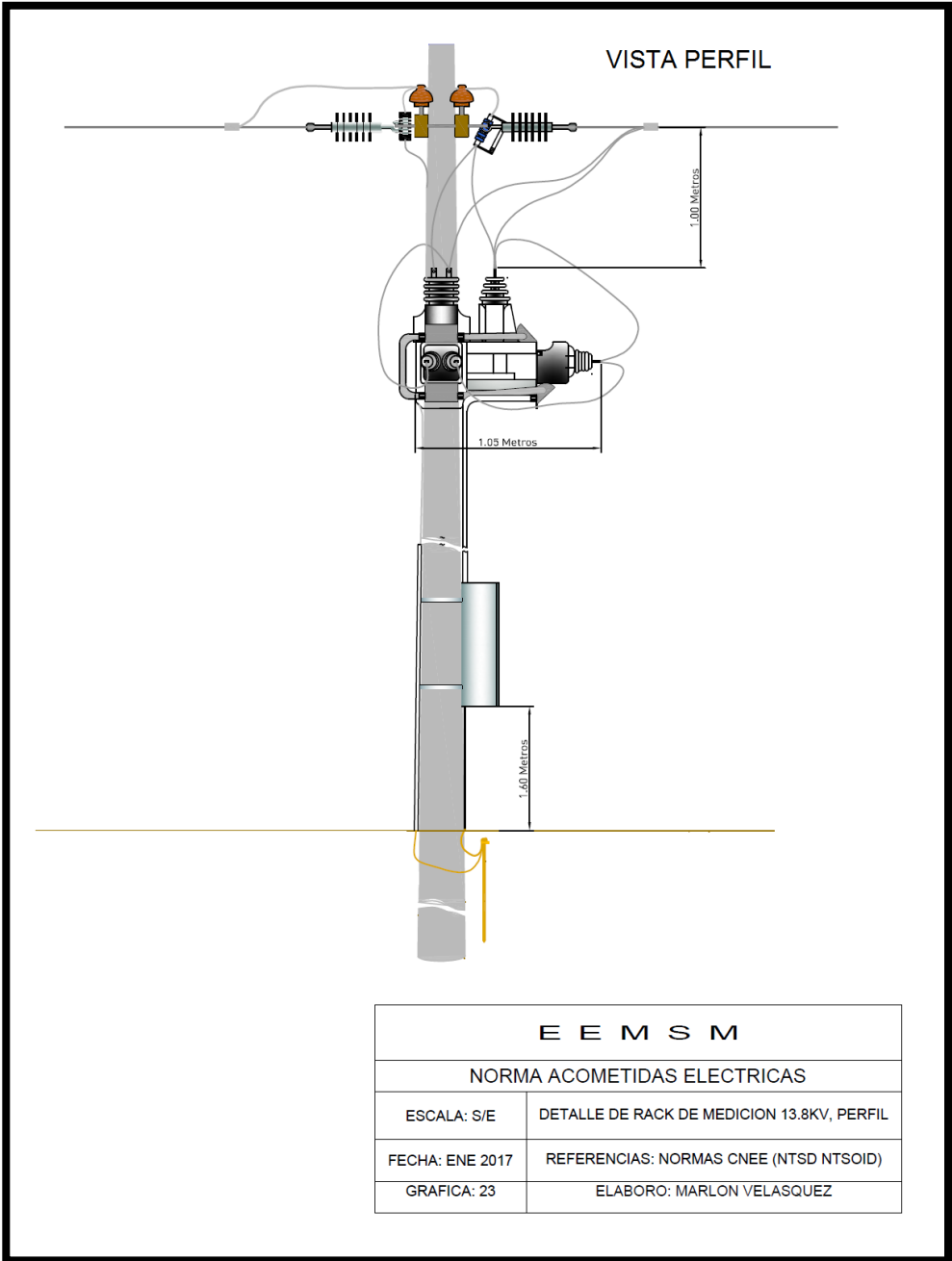
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 47. **Detalle de rack de medición en 13,8 Kv frontal**



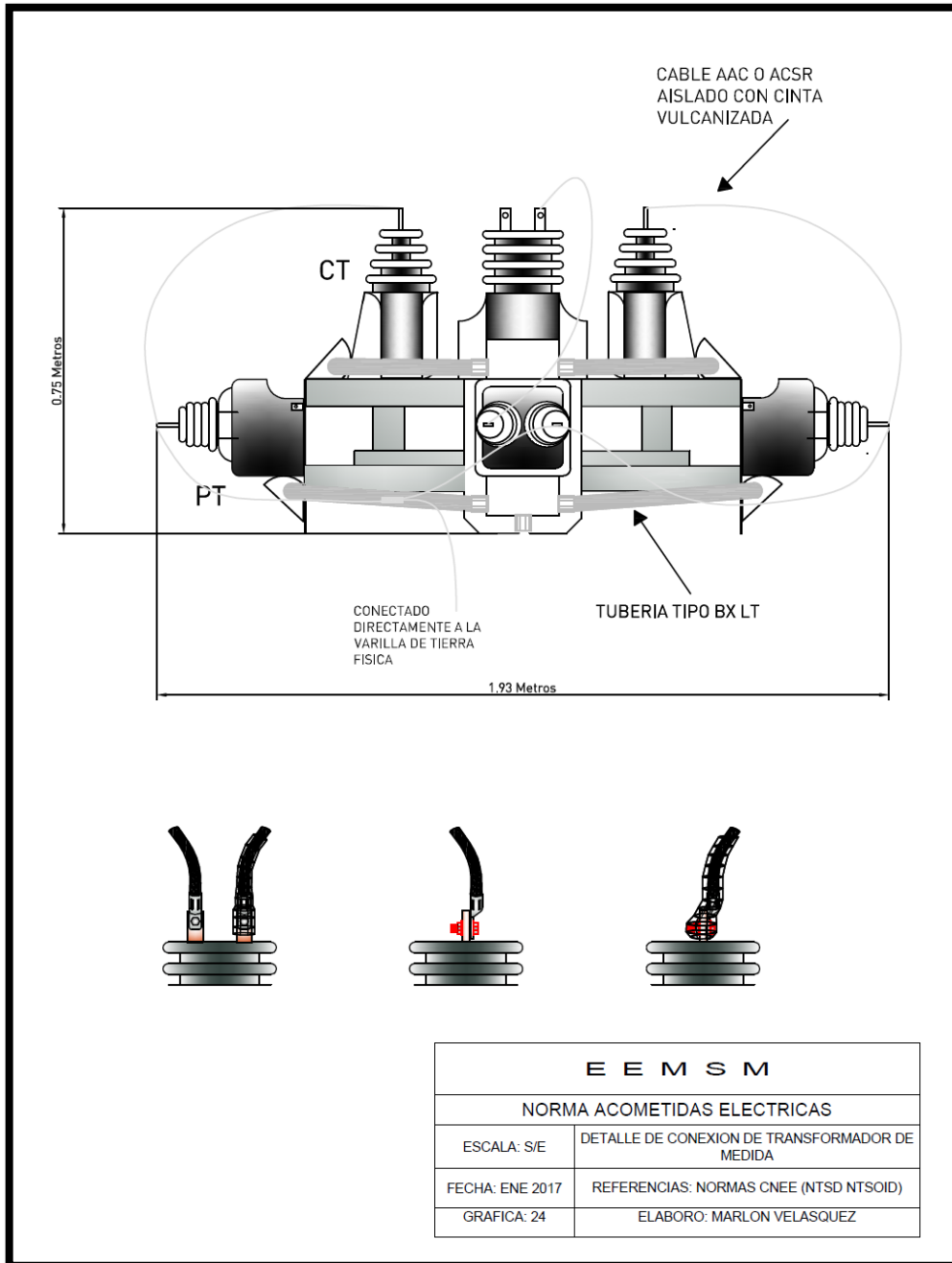
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 48. Detalle de rack de medición en 13,8 Kv perfil



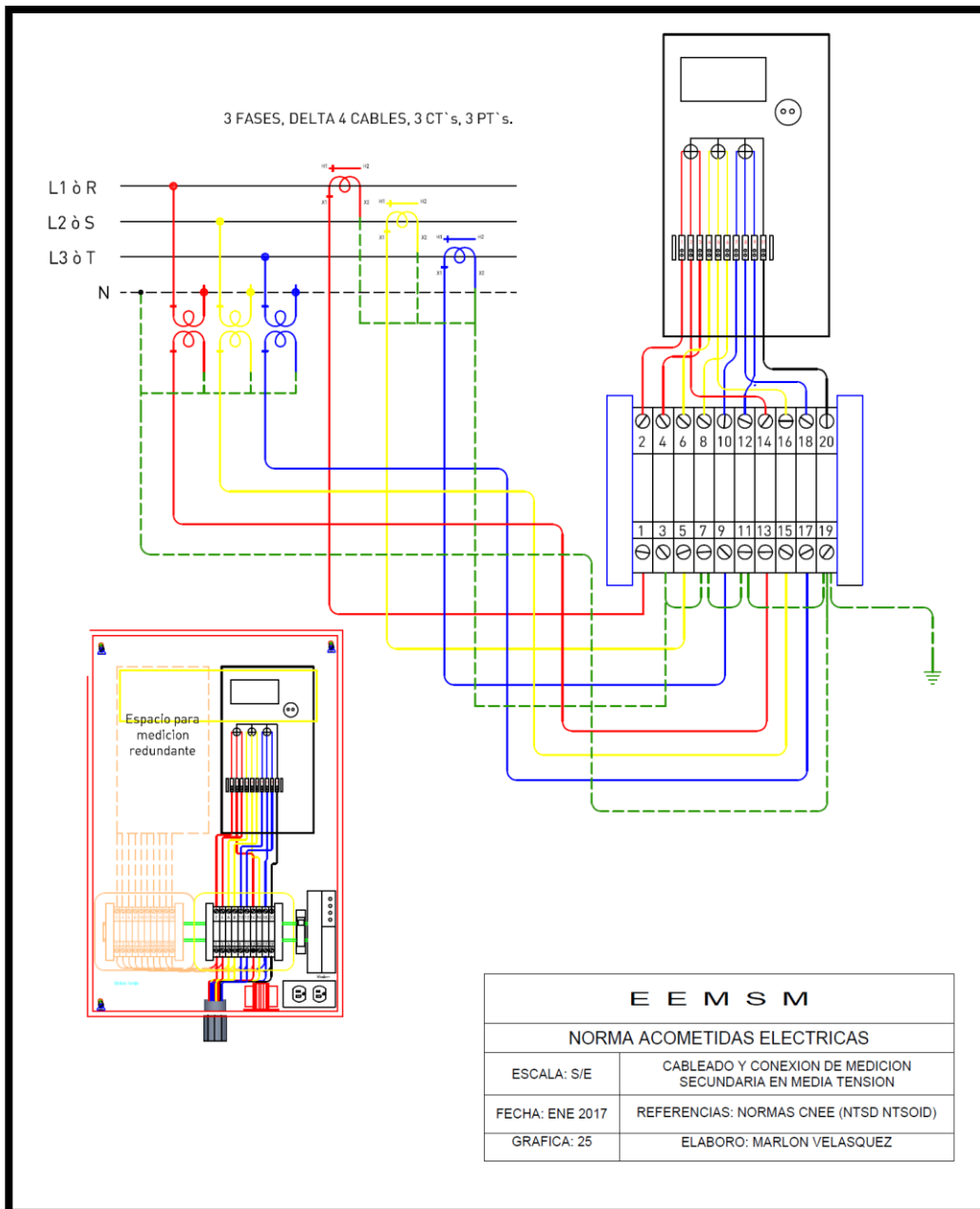
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 49. Detalle de conexión de transformador de medida



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Figura 50. **Cableado y conexión de medición secundaria en media tensión**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2013.

Tabla XX. **Tabla comparativa de estados**

TABLA COMPARATIVA		
SITUACION ACTUAL - PROPUESTA		
Núm.	ACTUALIDAD	PROPUESTA/RECOMENDACIONES
1	Históricos del crecimiento de la demanda energética	Se conformó una base de datos en los últimos años para determinar el crecimiento.
2	Identificación de materiales eléctricos empleados en toda la red de distribución en Media tensión y baja tensión para construcción y mantenimientos preventivos y correctivos.	Identificación e implementación de los correctos materiales a usar para el crecimiento y mantenimiento de las redes de distribución.
3	Procedimientos para solicitar nuevos servicios de suministro de energía eléctrica.	Planteamiento de procesos a seguir para depurar y agilizar solicitudes de nuevos suministros de energía eléctrica.
4	Norma eléctrica de acometidas	Norma de acometidas eléctricas con base a la topología de la red existente y con propuestas para mejorarla, basadas en normas vigentes impuestas por el ente regulador nacional CNEE.
5	Construcción de acometidas sin contemplar distancias de seguridad	Se construirá con base a distancias de seguridad indicada en la norma NTDOID para evitar fallas provocadas entre elementos así como para resguardar la integridad física de los involucrados.
6	Crecimiento desmedido de redes eléctricas de distribución	Se considera realizar evaluación de las redes eléctricas antes de introducir más cargas a la red, con el objetivo de evitar saturación de fases y mantener las redes balanceadas.
7	Construcción de líneas de distribución en zonas prohibidas o privadas	Construcción de la red eléctrica con base a la ley general de energía eléctrica y sus servidumbres
8	Ubicaciones indefinidas de los puntos para la medición en baja tensión.	Se especifica puntos adecuados para que el agente distribuidor haga su toma de datos de forma acertada y segura, sin dañar propiedad privada.
9	Diagramas, dibujos o gráficos que expliquen lo requerido por el agente distribuidor	Creación de diagramas, planos y materiales que define los requerimientos necesarios a cumplir por el nuevo usuario como solicitante y garantizar al agente distribuidor el buen uso de sus redes de distribución.
10	Conexiones fuera de norma.	Realizar correctamente conexiones de servicios nuevos con base a norma implementado el material adecuado para garantizar el suministro de energía.

Continuación de la tabla XX.

11	Conexiones internas del usuarios sin supervisión	Supervisión de las instalaciones internas del nuevo usuario para garantizar el correcto flujo de energía y prever posibles accidentes por las conexiones incorrectas.
12	Tipos de conexiones y voltajes a obtener en la utilización de bancos de transformación.	Se describe los tipos de conexiones a utilizar para las diferentes tipos de voltaje requeridos según la cantidad de transformadores.
13	Conexiones para suministros comerciales	Se describe ubicación de los puntos de medición para servicios comerciales contemplando la demanda necesaria para readecuar las redes de distribución existentes.
14	Mediciones para grandes usuarios.	Se define los tipos de mediciones necesarios para diferente tipo de consumo, tipo directa o indirecta con el objetivo de obtener un control exacto de lo que provee el distribuidor y de lo consumido por el usuario.
15	Estructuras para soporte de líneas de BT	Se recomienda utilizar postes de concreto o de madera tratada y no tubos galvanizados o árboles.
16	Conectores para derivación de líneas en BT	Se recomienda para líneas triplex utilizar conectores de perforación y para líneas abiertas conectores tipo cuña.
17	Derivaciones para alimentación de acometidas	Evitar puntos calientes por exceso de conexión y remplazarlas por cajas de derivación.
18	Empalmes o uniones de líneas	Evitar realizar empalmes convencionales e implementar empalmes tipo manguito.

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. El municipio de San Marcos y sus aldeas tiene un crecimiento poblacional constante del 2,52% anual, lo que representa aumento en sus necesidades básicas como agua, alimentación y energía eléctrica, siendo estas fundamentales para mejorar la calidad de vida del ser humano.
2. Los servicios que brinda la empresa eléctrica municipal de San Marcos se basan en la distribución de energía eléctrica a sus habitantes del área urbana y rural, siendo estos servicios en baja tensión y servicios en media tensión 13,8kV para uso comercial superiores a los 11kVA, se registra mayor demanda en los servicios de baja tensión de los más de 10 000 usuarios que conforman la distribuidora y derivado de la baja industrialización del sector los servicios o grandes clientes representan el 0,03 %.
3. La propuesta de normativa se acopla a las necesidades de los habitantes basados en su geografía, climatología, demografía y límites políticos que forman a su cabecera municipal, 16 aldeas, 7 cantones y 16 caseríos.
4. La propuesta está basada en inspecciones y supervisiones a proyectos de rutina y nuevos proyectos, detectando sus debilidades y resaltando las fortalezas.

RECOMENDACIONES

1. Proponer normativa ante la comisión nacional de energía eléctrica para que sea abalada y que entre en vigencia.
2. Mitigar las debilidades técnicas constructivas para mejorar la eficiencia en el servicio considerando la seguridad del colaborador y del usuario.
3. Elaboración de normativa de seguridad industrial para garantizar el correcto uso de equipos y herramientas, así como salvaguardar la integridad física de todo involucrado.
4. Capacitación contante al área técnica sobre el uso adecuado de herramienta, materiales y equipos eléctricos.
5. Revisión y modificación de la propuesta de norma cada 3 años debido a los avances tecnológicos y seguridad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Federal de Electricidad de México. Construcción de instalaciones áreas en media tensión y baja tensión. México. Comisión Federal de Electricidad CFE 2014, 2014. 829 p.
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Ley general de electricidad de la comisión nacional de energía eléctrica*. Guatemala: Serviprensa, 2013. 114 p.
3. ————. *Norma técnica de diseño y operación de las instalaciones de distribución CNEE*. 2000. 54 p.
4. Comité del Código Eléctrico Nacional e implementada por la NFPA. *Código nacional eléctrico NEC 2014-2016*. México. 2014. 886 p.
5. Empresa Eléctrica de Guatemala. *Norma empresa eléctrica de Guatemala S.A.* 2001, 39 p.

ANEXOS

Anexo1. Aspectos técnicos

Zonas y divisiones

ARTICULO 19. Cargas mecánicas en líneas aéreas NTDOID.

19.1 Generalidades.

Las líneas aéreas deberán tener suficiente resistencia mecánica para soportar las cargas propias y las debidas a las condiciones meteorológicas a que estén sometidas, según el lugar en que se ubiquen, con los factores de sobrecarga adecuados.

En cada caso deberán investigarse y aplicarse las condiciones meteorológicas que prevalezcan en el área en que se localice la línea.

En aquellas regiones del país donde las líneas aéreas lleguen a estar sometidas a cargas mecánicas más severas que las calculadas sobre las bases señaladas en este artículo, por menor temperatura ó mayor velocidad del viento, las instalaciones deberán diseñarse tomando en cuenta tales condiciones de carga, conservando los factores de sobrecarga correspondientes.

De no realizarse un análisis técnico detallado, que demuestre que pueden aplicarse cargas

Mecánicas menores, no deberán reducirse las indicadas en este artículo.

19.2 Zonas de cargas mecánicas.

Con el propósito de establecer las cargas mínimas que deben considerarse en el cálculo mecánico de líneas aéreas, según el lugar de su instalación, el país

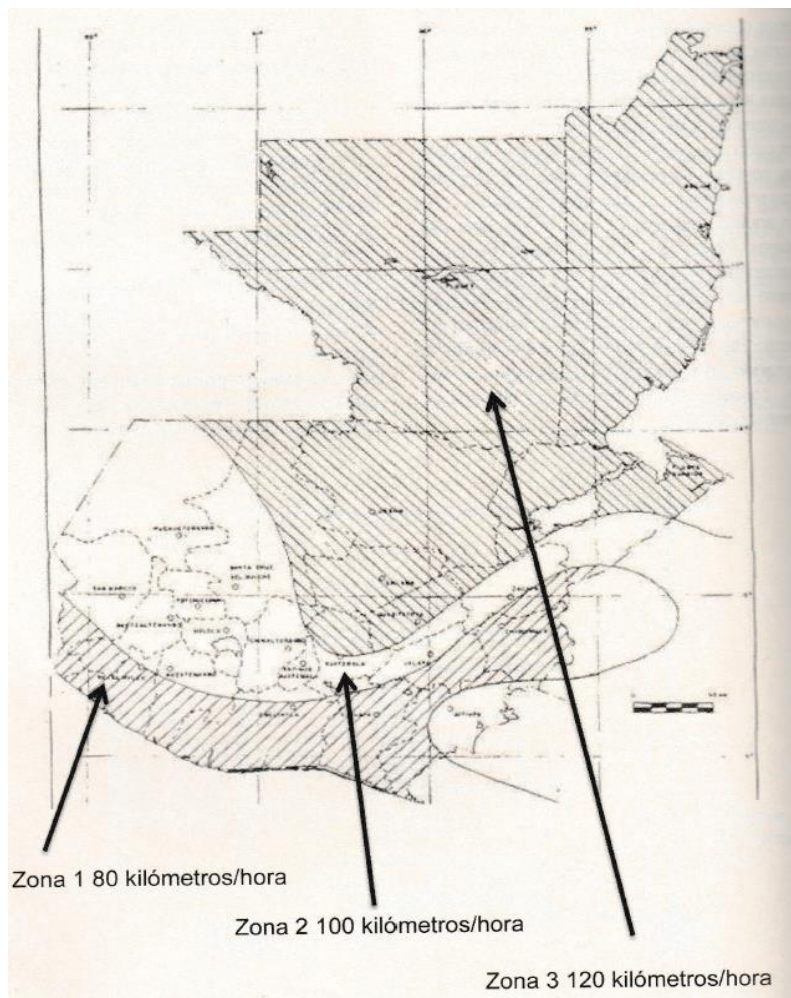
se ha dividido en 3 zonas de carga, en las cuales se calculará la presión ejercida por el viento como la correspondiente a una velocidad no menor de las que se indican a continuación:

Zona 1 = 80 kilómetros por hora

Zona 2 = 100 kilómetros por hora

Zona 3 = 120 kilómetros por hora

La localización geográfica de las tres zonas se indica en la figura No. 8



Fuente: NTDOID de la CNEE 2010, figura 8 Zonas de Viento Máximo.

En el país existen 4 zonas de temperatura, en las cuales se supondrá que los conductores estarán sometidos a las siguientes temperaturas mínimas y máximas:

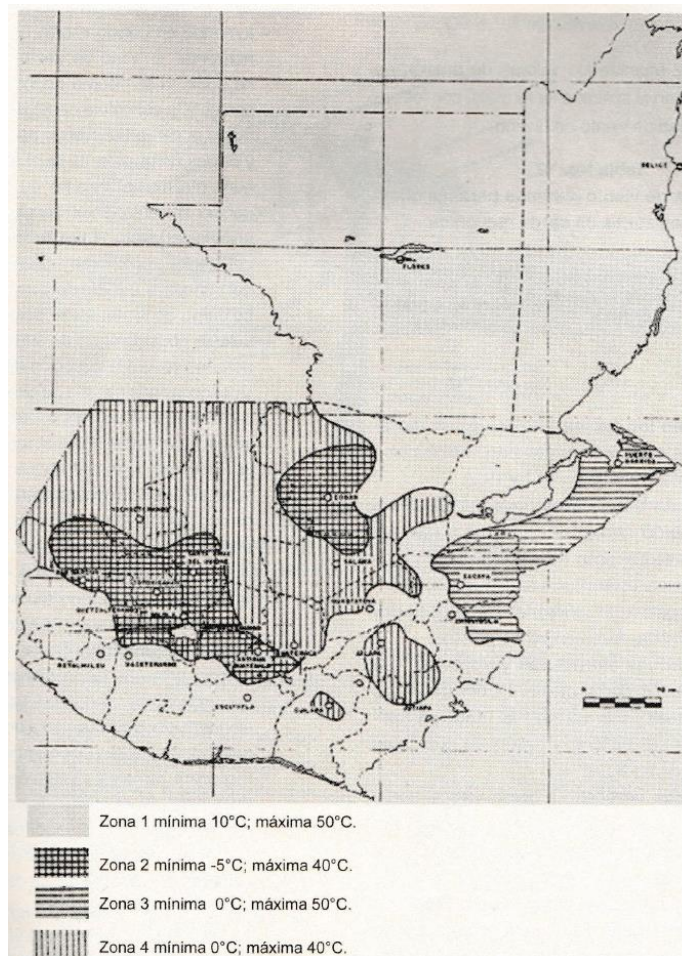
Zona 1 = mínima 10° C; máxima 50°C

Zona 2 = mínima -5° C; máxima 40°C

Zona 3 = mínima 0° C; máxima 50°C

Zona 4 = mínima 0° C; máxima 40°C

La localización geográfica de las cuatro zonas se indica en la figura 9



Fuente: NTDOID de la CNEE 2010, figura 9 Zonas de Temperatura.

Esfuerzos en líneas eléctricas de distribución.

19.3 Presión del viento: la presión del viento sobre superficies cilíndricas se debe calcular por medio de la siguiente fórmula:

$$P = 0,00482 V^2$$

Donde “P” es la presión de viento, en kilogramos por metro cuadrado del área proyectada y “V” es la velocidad del viento de diseño en kilómetros por hora.

La tabla No. 12 muestra los valores de presión de viento que resultan al aplicar esta fórmula, con los valores de velocidad de viento de diseño.

TABLA No. 12.

Presiones de viento mínimos para las diferentes zonas de carga mecánica

Zona de carga mecánica	Velocidad de viento de diseño km/h	Presión del viento en kg/m ² sobre superficies cilíndricas
1	80	31
2	100	48
3	120	69

Fuente: NTDOID de la CNEE 2010

19.4 Cargas en los cables: las cargas en los cables debidas al viento, deberán determinarse en la forma indicada en 19,1 y 19,3

Para calcular la tensión mecánica máxima de los cables, se deberá considerar como carga total la resultante del peso del cable y de la fuerza producida por el viento actuando horizontalmente y en ángulo recto con la línea a la temperatura y velocidad del viento indicada en 19,2.

Esfuerzos en estructuras de distribución eléctrica

19.5 Cargas en las estructuras y soportes: las cargas que actúan sobre las estructuras de las líneas aéreas y sobre el material usado para soportar los conductores y cables de guarda se calculan como sigue:

A) Carga vertical: la carga vertical sobre cimientos, postes, torres, crucetas, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cables de guarda, se deberá considerar como el peso propio de éstos más el de los conductores, cables de guarda y equipo que soporten, teniendo en cuenta los efectos que puedan resultar por diferencias de nivel entre los soportes de los mismos.

B) Carga transversal: la carga transversal es la debida al viento, soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre la estructura, conductores, cables de guarda y accesorios.

La carga transversal sobre la estructura, debida al viento que actúa sobre los conductores y cable de guarda, se deberá calcular tomando en consideración el vano medio horizontal ó vano de viento que se define como la semisuma de los vanos adyacentes a la estructura considerada. De este modo la carga transversal por conductores y cables de guarda, es igual al claro medio horizontal multiplicado por su carga unitaria debida al viento; entendiéndose por carga unitaria del viento, el producto de la presión del viento, por el área unitaria proyectada del conductor o cable de guarda.

La carga de viento sobre postes debe calcularse considerando su área proyectada, perpendicular a la dirección del viento.

Cuando la línea cambia de dirección, la carga transversal resultante sobre la estructura, se debe considerar igual al vector suma de: la resultante de las componentes transversales de las tensiones mecánicas máximas en los conductores y cables de guarda, originada por el cambio de dirección de la línea, más la carga debida a la acción del viento actuando perpendicularmente sobre todos los cables y sobre la estructura.

C) Carga longitudinal: es la debida a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de los mismos.

En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los soportes comprendidos en tramos rectos de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda a uno y otro lado de los soportes, excepto en el caso de estructuras de remate en tangente.

D) Aplicación simultanea de cargas: en la aplicación simultanea de cargas deberá considerarse lo siguiente:

Al calcular la resistencia a las fuerzas transversales, se supondrá que las cargas verticales transversal actúan simultáneamente.

Al calcular la resistencia a las fuerzas longitudinales para la aplicación de retenidas, no se tomarán en cuenta las cargas vertical y transversal

En casos en que sea necesario, deberá hacerse un análisis de resistencia tomando en cuenta la aplicación simultánea de las cargas vertical, transversal y longitudinal.

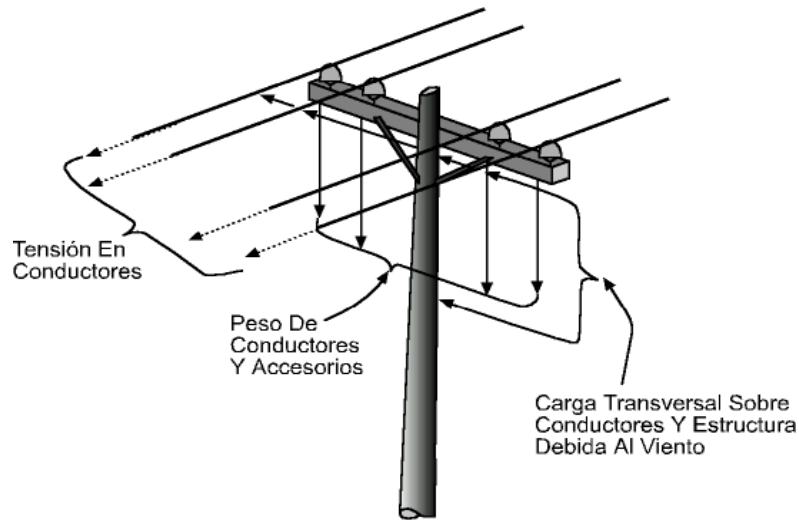


FIGURA No. 10
Fuerzas Que Porducen Carga
Sobre Estructuras De Soporte

Fuente: NTDOID de la CNEE 2010, figura No.10 fuerzas que produce carga sobre estructuras de soporte.

Vanos y flechas en estructuras de Distribución Eléctrica.

1. Cálculo mecánico.

En este apartado se indican los cálculos mecánicos de conductores a realizar en cualquier proyecto en específico según la presente normativa:

Los conductores normalizados son del tipo homogéneos y heterogéneos. En el grupo de homogéneos se encuentran aquellos que están compuestos sólo de aluminio (AAC), tanto los conductores de fase como los de neutro. En el grupo de los heterogéneos se encuentran aquellos en los que los conductores de fase son de aluminio (AAC) y los conductores de neutro de acero alluminowell o de aleación de aluminio y acero (ACSR).

Se debe observar que cuando los conductores sean homogéneos de aluminio la pinza de anclaje abrazará a todo el conjunto de conductores y, por lo tanto, se tendrán en cuenta las características mecánicas del conjunto en lugar de las de cada conductor. Para el resto de los conductores se utiliza una pinza de anclaje que sujeta únicamente al neutro.

En este caso sólo se considerarán las características mecánicas del neutro fijador.

Los tenses y flechas con los que debe ser tendido el conductor dependiendo de la longitud del vano y de la temperatura del conductor en el momento del tendido, de forma que, al variar ésta, el tense del conductor en las condiciones más desfavorables no sobrepase los límites establecidos.

Los conductores de BT se situarán sobre los mismos postes que soportan las líneas de MT o sobre postes independientes, es decir, sólo para BT, cuando sea necesario

1.1. Hipótesis de cálculo

Teniendo en cuenta que esta norma será de aplicación en distintas áreas geográficas con diferentes condiciones climáticas, se definen tres zonas diferentes, fijándose para cada una de ellas las hipótesis de cálculo a considerar. Estas zonas son:

- Zona 1: Zonas de influencia de huracanes con altitudes inferiores a los 1 000m.
- Zona 2: Zonas sin influencia de huracanes con altitudes inferiores a los 2 000m.
- Zona 3: Zonas con altitudes superiores a los 2 000m.

En cada zona se utilizarán unas hipótesis de cálculo determinadas, de acuerdo con las características geográficas y meteorológicas de las mismas.

En la tabla presentada a continuación se resumen las citadas hipótesis de cálculo con las correspondientes sobrecargas a considerar:

D

Condición		Zona 1		Zona 2		Zona 3	
		Zona de influencia de huracanes y altitud menor de 1000 m		Altitud menor de 2000 m		Altitud mayor de 2000 m	
		Temperatura	Sobrecarga	Temperatura	Sobrecarga	Temperatura	Sobrecarga
Tracción máxima	Hipótesis de viento	10°C	Presión de viento de 106,28 daN/m ² (1)	10°C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² (1)	menos 5°C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² (1)
	Hipótesis de temperatura	menos 5°C	Ninguna	menos 5°C	Ninguna	menos 5°C	Ninguna
Flecha máxima	Hipótesis de viento	20°C	Presión de viento de 106,28 daN/m ² (1)	20°C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² (1)	20°C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² (1)
	Hipótesis de temperatura	60°C	Ninguna	50°C	Ninguna	50°C	Ninguna
Flecha mínima	Hipótesis de temperatura	menos 5°C	Ninguna	menos 5°C	Ninguna	menos 5°C	Ninguna

(1) La presión de viento de 106,28 daN/m² es la equivalente a la ejercida por un viento de 150 km/h

(2) La presión de viento de 68,02 daN/m² es la equivalente a la ejercida por un viento de 120 km/h

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

Se calcularán las tensiones máximas de los conductores para las hipótesis de tracción máxima (hipótesis de viento y temperatura), flecha máxima y flecha mínima. El resultado de estos cálculos aparecerá reflejado en las tablas incluidas en los anexos.

1.2. Diámetro de haz

Para los cálculos mecánicos es necesario conocer el diámetro real aproximado de los conductores que empleamos en esta normativa. Este diámetro es una característica fundamental para calcular el esfuerzo que debido a la acción del viento, transmiten los conductores de BT a los postes.

Para determinar este diámetro, hay que conocer el diámetro de cada conductor incluyendo el aislamiento, tanto de fase como neutro, y aplicar unos coeficientes en función de la configuración del mismo, dependiendo si es *dúplex* o *tríplex*.

En la siguiente tabla se muestra los diámetros aparentes del haz empleados en los cálculos mecánicos:

Diámetro a considerar a efectos de viento Conductores de línea	
Conductor	Diámetro aparente aprox. (mm)
Tríplex #2	21
Tríplex #1/0	27
Tríplex #4/0	35

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

1.3. Coeficiente de sobrecarga

Se definen los coeficientes de sobrecarga (Q) como el cociente entre el peso aparente (p_a) y el peso normal (p) de los conductores. A continuación se deducen los citados coeficientes:

- Zona 1 (viento 150km/h)

La sobrecarga (p_v) se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$p_v = 106,28 \cdot d \cdot 10^{-3} \text{ (daN/m)}$$

- Zona 2 y 3 (viento 120km/h)

$$p_v = 68,02 \cdot d \cdot 10^{-3} \text{ (daN/m)}$$

Siendo en los dos casos:

p_v : fuerza por unidad de longitud del viento sobre el conductor (daN/m)

d : diámetro aparente del haz (mm)

El peso aparente se obtiene mediante la expresión mostrada a continuación:

$$p_e = \sqrt{p^2 + p_v^2} \text{ (daN/m)}$$

Donde:

P_a : Fuerza por unidad de longitud o peso aparente del conductor con condiciones de sobrecarga (daN/m)

p : Peso por unidad de longitud del conductor (daN/m)

p_v : Fuerza por unidad de longitud del viento sobre el conductor (daN/m)

Teniendo en cuenta las dimensiones de los distintos conductores se obtienen los resultados expuestos en la siguiente tabla:

Coeficientes de sobrecarga - Conductores de línea						
Conductor	D (mm)	Zona	P (daN/m)	Pv (daN/m)	Pa (daN/m)	Q (pa/p)
Tríplex - #2	21	1	≤ 0,351	2,23	2,26	6,44
		2 y 3		1,43	1,47	4,19
Tríplex - #1/0	27	1	≤ 0,631	2,87	2,94	4,66
		2 y 3		1,84	1,94	3,08
Tríplex - #4/0	35	1	≤ 1,189	3,72	3,91	3,28
		2 y 3		2,38	2,66	2,24

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

1.4. Características mecánicas

Las tensiones máximas que son capaces de soportar cada uno de los conductores aparecen reflejadas en la siguiente tabla:

Características mecánicas de los conductores Conductores de línea			
Conductor	Carga de rotura (daN)	Coef. De seguridad	Carga máxima admisible (daN)
Tríplex - #2	1063	2	354
Tríplex - #1/0	1700		567
Tríplex - #4/0	3264		1088

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

Una vez conocidas las cargas de rotura máxima admisibles por cada conductor se eligen las siguientes tensiones máximas para el tendido de los diversos haces. Los valores seleccionados se muestran en la tabla siguiente:

Tensiones máximas - Conductores de línea			
Conductor	350 daN	500 daN	800 daN
Triplex - #2	X		
Triplex - #1/0		X	
Triplex - #4/0			X

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

1.5. Tensado y flechas

La ecuación del cambio de condiciones permite calcular la tensión a la que estará sometido un conductor en unas condiciones determinadas de temperatura y sobrecarga, partiendo de una tensión hallada previamente para unas condiciones iniciales.

Estas condiciones de partida se fijarán teniendo en cuenta las distintas hipótesis de viento y temperatura previamente definidas, de forma que la situación inicial será la que establezca las condiciones más desfavorables.

Las tablas de cálculos mecánicos de conductores se determinarán empleando la ecuación de cambio de condiciones para un vano nivelado:

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 \cdot \left[\alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot S \cdot E + \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot S \cdot E}{24 \cdot T_{01}^2} - T_{01} \right] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot S \cdot E}{24}$$

El cálculo de la flecha para vanos nivelados se determinará mediante la siguiente expresión:

$$f_2 = \frac{T_{02}}{p_2} \cdot \left[\cosh\left(\frac{a \cdot p_2}{2 \cdot T_{02}}\right) - 1 \right] \quad (\text{m})$$

Donde:

T02: componente horizontal de la tensión del conductor en las condiciones finales (daN).

T01: componente horizontal de la tensión del conductor en las condiciones iniciales (daN).

α : coeficiente de dilatación del conductor ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

θ_2 : temperatura del conductor en las condiciones finales ($^{\circ}\text{C}$)

θ_1 : temperatura del conductor en las condiciones iniciales ($^{\circ}\text{C}$)

S: sección total del conductor (mm^2)

E: módulo de elasticidad del conductor (daN/mm^2)

a: longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m)

p1: peso aparente del conductor en las condiciones iniciales (daN/m)

p2: peso aparente del conductor en las condiciones finales (daN/m)

f2: flecha del conductor (m).

Al referirnos al peso aparente del conductor hay que tener en cuenta las sobrecargas que están actuando sobre él en ese momento.

Sustituyendo los valores en las condiciones iniciales se llega a una ecuación de tercer grado en función de T_2 , θ_2 y p_2 . De esta forma, para cada temperatura final θ_2 y peso aparente final p_2 predeterminados, se obtienen los valores de tensión final T_2 y, en consecuencia, una flecha final f_2 .

1.6. Tablas de tendidos

En las tablas de cálculos mecánicos se indican los tenses y flechas para cada tipo de conductor, tense y zona, en función de la longitud del vano y de la temperatura ambiente. Se incluye también los valores correspondientes a las hipótesis reglamentarias, que indican las condiciones en las cuales se alcanza la flecha máxima a efectos del cálculo de la distancia entre el haz de conductores y el suelo.

Cuando se necesiten valores intermedios para el vano y la temperatura se interpolarán los valores del tense y de la flecha, obteniéndose de esta forma resultados suficientemente aproximados.

Tablas de cálculo mecánico de conductores trenzados

Tabla de cálculo mecánico - tríplex #2 Zona 1 - tense 350 daN

Sección resistente (mm ²):	33,62	Diámetro del haz (mm):	21
Peso unitario (daN/m):	0,351	Módulo de elasticidad (°C-1x10-6):	6000
T. Rotura (daN):	1063	T. Máxima (daN):	354
Velocidad del viento (km/h):	150		

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013..

Vano (m)	10 °C+V		-5 °C		20 °C+V		60 °C		T máx (daN)	F máx (m)
	p2:	2,259	p2:	0,351	p2:	2,259	p2:	0,351		
	T	f	T	f	T	f	T	f		
5	292,7	0,02	350,0	0,00	250,8	0,03	56,4	0,02	350,0	0,03
10	321,2	0,09	350,0	0,01	285,7	0,10	69,2	0,06	350,0	0,10
15	350,0	0,18	342,8	0,03	319,4	0,20	77,8	0,13	350,0	0,20
20	350,0	0,32	284,6	0,06	325,5	0,35	67,9	0,26	350,0	0,35
25	350,0	0,50	214,7	0,13	330,4	0,53	62,9	0,44	350,0	0,53
30	350,0	0,73	147,3	0,27	334,2	0,76	60,2	0,66	350,0	0,76
35	350,0	0,99	105,2	0,51	337,1	1,03	58,6	0,92	350,0	1,03
40	350,0	1,29	85,6	0,82	339,3	1,33	57,6	1,22	350,0	1,33
45	350,0	1,64	75,8	1,17	341,1	1,68	56,9	1,56	350,0	1,68
50	350,0	2,02	70,1	1,57	342,5	2,07	56,4	1,95	350,0	2,07
55	350,0	2,45	66,6	2,00	343,6	2,49	56,0	2,37	350,0	2,49
60	350,0	2,91	64,2	2,47	344,5	2,96	55,8	2,84	350,0	2,96
65	350,0	3,42	62,4	2,98	345,2	3,47	55,6	3,35	350,0	3,47
70	350,0	3,97	61,1	3,53	345,8	4,02	55,4	3,90	350,0	4,02
75	350,0	4,56	60,1	4,12	346,3	4,61	55,3	4,49	350,0	4,61
80	350,0	5,19	59,4	4,75	346,7	5,24	55,2	5,12	350,0	5,24
85	350,0	5,87	58,7	5,43	347,0	5,92	55,1	5,79	350,0	5,92
90	350,0	6,58	58,2	6,14	347,3	6,63	55,0	6,51	350,0	6,63
95	350,0	7,34	57,8	6,90	347,6	7,39	54,9	7,26	350,0	7,39
100	350,0	8,14	57,4	7,70	347,8	8,19	54,9	8,06	350,0	8,19
105	350,0	8,98	57,1	8,54	348,0	9,03	54,8	8,91	350,0	9,03
110	350,0	9,87	56,9	9,43	348,2	9,92	54,8	9,79	350,0	9,92
115	350,0	10,79	56,6	10,35	348,3	10,85	54,8	10,72	350,0	10,85
120	350,0	11,77	56,4	11,32	348,5	11,82	54,7	11,69	350,0	11,82
125	350,0	12,78	56,3	12,34	348,6	12,83	54,7	12,70	350,0	12,83
130	350,0	13,84	56,1	13,39	348,7	13,89	54,7	13,76	350,0	13,89
135	350,0	14,94	56,0	14,50	348,8	14,99	54,6	14,86	350,0	14,99
140	350,0	16,09	55,9	15,64	348,9	16,14	54,6	16,01	350,0	16,14

Tabla de cálculo mecánico - Tríplex #2 Zona 2 - Tense 350 daN

Sección resistente (mm ²):	33,62	Diámetro del haz (mm):	21
Peso unitario (daN/m):	0,351	Módulo de elasticidad (°C-1x10-6):	6000
T. Rotura (daN):	1063	T. Máxima (daN):	354
Velocidad del viento (km/h):	120		

Vano (m)	10.º C + V		-5.º C		20.º C + V		50.º C		T máx (daN)	F máx (m)
	p2:	1,471	p2:	0,351	p2:	1,471	p2:	0,351		
	T	f	T	f	T	f	T	f		
5	285,8	0,02	350,0	0,00	241,6	0,02	97,3	0,01	350,0	0,02
10	299,8	0,06	350,0	0,01	260,1	0,07	103,6	0,04	350,0	0,07
15	318,8	0,13	350,0	0,03	283,1	0,15	111,6	0,09	350,0	0,15
20	340,0	0,22	350,0	0,05	307,5	0,24	120,1	0,15	350,0	0,24
25	350,0	0,33	332,7	0,08	321,1	0,36	118,1	0,23	350,0	0,36
30	350,0	0,47	296,6	0,13	325,0	0,51	109,1	0,36	350,0	0,51
35	350,0	0,64	257,0	0,21	328,4	0,69	102,7	0,52	350,0	0,69
40	350,0	0,84	217,2	0,32	331,3	0,89	98,3	0,71	350,0	0,89
45	350,0	1,06	182,2	0,49	333,7	1,12	95,2	0,93	350,0	1,12
50	350,0	1,31	155,5	0,71	335,8	1,37	92,9	1,18	350,0	1,37
55	350,0	1,59	137,1	0,97	337,5	1,65	91,3	1,46	350,0	1,65
60	350,0	1,89	124,7	1,27	339,0	1,96	90,0	1,76	350,0	1,96
65	350,0	2,22	116,2	1,60	340,2	2,29	89,0	2,08	350,0	2,29
70	350,0	2,58	110,2	1,95	341,3	2,64	88,3	2,44	350,0	2,64
75	350,0	2,96	105,7	2,34	342,2	3,03	87,6	2,82	350,0	3,03
80	350,0	3,37	102,3	2,75	343,0	3,44	87,1	3,23	350,0	3,44
85	350,0	3,81	99,7	3,19	343,6	3,88	86,7	3,66	350,0	3,88
90	350,0	4,27	97,6	3,65	344,2	4,34	86,4	4,13	350,0	4,34
95	350,0	4,76	95,9	4,14	344,7	4,83	86,1	4,61	350,0	4,83
100	350,0	5,27	94,5	4,66	345,2	5,35	85,9	5,13	350,0	5,35
115	350,0	6,98	91,5	6,37	346,3	7,06	85,3	6,84	350,0	7,06
120	350,0	7,60	90,8	6,99	346,5	7,68	85,1	7,46	350,0	7,68
125	350,0	8,26	90,2	7,64	346,8	8,33	85,0	8,11	350,0	8,33
130	350,0	8,93	89,6	8,32	347,0	9,01	84,9	8,79	350,0	9,01
135	350,0	9,64	89,1	9,02	347,2	9,72	84,8	9,49	350,0	9,72
140	350,0	10,37	88,7	9,76	347,4	10,45	84,7	10,23	350,0	10,45

T: Tensión (daN) f: Flecha (m)

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

Tabla de cálculo mecánico - Tríplex #2 Zona 3 - Tense 350 daN

Sección resistente (mm ²):	33,62	Diámetro del haz (mm):	21
Peso unitario (daN/m):	0,351	Módulo de elasticidad (°C-1x10-6):	6000
T. Rotura (daN):	1063	T. Máxima (daN):	354
Velocidad del viento (km/h):	120		

Vano (m)	-5 °C+V		-5 °C		20 °C+V		50 °C		T máx (daN)	F máx (m)
	p2:	1,471	p2:	0,351	p2:	1,471	p2:	0,351		
	T	f	T	f	T	f	T	f		
5	350,0	0,01	346,5	0,00	238,3	0,02	94,0	0,01	350,0	0,02
10	350,0	0,05	336,1	0,01	248,6	0,07	92,2	0,05	350,0	0,07
15	350,0	0,12	318,9	0,03	260,8	0,16	90,1	0,11	350,0	0,16
20	350,0	0,21	295,4	0,06	272,6	0,27	88,4	0,20	350,0	0,27
25	350,0	0,33	266,3	0,10	283,1	0,41	87,2	0,31	350,0	0,41
30	350,0	0,47	233,5	0,17	292,2	0,57	86,3	0,46	350,0	0,57
35	350,0	0,64	199,9	0,27	299,9	0,75	85,7	0,63	350,0	0,75
40	350,0	0,84	169,9	0,41	306,4	0,96	85,3	0,82	350,0	0,96
45	350,0	1,06	146,8	0,61	311,9	1,19	84,9	1,05	350,0	1,19
50	350,0	1,31	130,6	0,84	316,6	1,45	84,7	1,30	350,0	1,45
55	350,0	1,59	119,7	1,11	320,5	1,74	84,5	1,57	350,0	1,74
60	350,0	1,89	112,1	1,41	323,8	2,05	84,4	1,87	350,0	2,05
65	350,0	2,22	106,7	1,74	326,7	2,38	84,2	2,20	350,0	2,38
70	350,0	2,58	102,8	2,09	329,1	2,74	84,1	2,56	350,0	2,74
75	350,0	2,96	99,8	2,48	331,2	3,13	84,1	2,94	350,0	3,13
80	350,0	3,37	97,5	2,89	333,1	3,54	84,0	3,35	350,0	3,54
85	350,0	3,81	95,6	3,32	334,7	3,98	83,9	3,79	350,0	3,98
90	350,0	4,27	94,1	3,78	336,0	4,45	83,9	4,25	350,0	4,45
95	350,0	4,76	92,9	4,27	337,2	4,94	83,9	4,74	350,0	4,94
100	350,0	5,27	91,9	4,79	338,3	5,46	83,8	5,25	350,0	5,46
105	350,0	5,82	91,0	5,33	339,3	6,00	83,8	5,80	350,0	6,00
110	350,0	6,38	90,3	5,90	340,1	6,57	83,8	6,36	350,0	6,57
115	350,0	6,98	89,7	6,50	340,8	7,17	83,8	6,96	350,0	7,17
120	350,0	7,60	89,1	7,12	341,5	7,80	83,7	7,58	350,0	7,80
125	350,0	8,26	88,7	7,77	342,1	8,45	83,7	8,24	350,0	8,45
130	350,0	8,93	88,3	8,45	342,7	9,13	83,7	8,91	350,0	9,13
135	350,0	9,64	87,9	9,15	343,1	9,83	83,7	9,62	350,0	9,83
140	350,0	10,37	87,6	9,89	343,6	10,57	83,7	10,35	350,0	10,57

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

Conductores eléctricos

2. Cálculo eléctrico:

En la presente sección se indicarán los cálculos eléctricos a realizar en cualquier proyecto en específico realizado según la presente normativa.

2.1. Intensidad máxima de cortocircuito.

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características mecánicas de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza mediante un proceso adiabático (a calor constante). La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección S, viene dada por

$$I_{cc} = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{t}} \quad (\text{A})$$

Donde:

- I_{cc}: intensidad de cortocircuito (A).
- K: coeficiente que depende de la naturaleza del conductor, del aislamiento y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito. En este caso se toman como valores 143 para el cobre y 93 para el aluminio.
- S: sección del conductor (mm²)
- t: tiempo de duración del cortocircuito (s).

Sustituyendo los valores para las secciones normalizadas, obtenemos los valores representados en la siguiente tabla.

Intensidad de cortocircuito admisible en conductores de aluminio, aislados con polietileno reticulado (A) (*)				
Duración del cortocircuito (s)	Conductor			
	AAC # 6 AWG	AAC # 2 AWG	AAC # 1/0 AWG	AAC # 4/0 AWG
0,10	3.911	9.887	15.737	31.527
0,20	2.766	6.991	11.128	22.293
0,30	2.258	5.708	9.086	18.202
0,50	1.749	4.422	7.038	14.099
1,00	1.237	3.127	4.976	9.970
1,50	1.010	2.553	4.063	8.140
2,00	875	2.211	3.519	7.050
2,50	782	1.977	3.147	6.305
3,50	714	1.805	2.873	5.756

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

2.2. Resistencia

El valor de la resistencia por unidad de longitud, para corriente continua y a la temperatura θ , vendrá dada por la siguiente expresión

$$R'_{\theta} = R'_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)] \quad (\Omega/\text{km})$$

Donde:

R'_{θ} : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura θ °C (Ω/km).

R'_{20} : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20°C (Ω/km).

α_{20} : Coeficiente de variación de la resistividad a 20°C en función de la temperatura. Esta variable adopta un valor de 0,00393 para el cobre suave y 0,00403 para el aluminio (°C-1).

Θ : Temperatura de servicio del conductor (°C).

En la tabla mostrada a continuación se observan los valores de la resistencia de los conductores normalizados.

Resistencia por conductor en función de la temperatura			
Conductor	R'20 (Ω/km)	R'75 (Ω/km)	R'90 (Ω/km)
AAC#6 AWG	2,155	2,416	2,633
AAC#2 AWG	0,86	1,051	1,103
AAC#1/0 AWG	0,539	0,658	0,691
AAC#4/0 AWG	0,269	0,329	0,345

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

Para los cálculos en la presente normativa se desprecian el efecto pelicular, y por lo tanto, se suponen equivalentes los valores de resistencia del conductor con corriente continua y con corriente alterna.

2.3. Reactancia inductiva

La reactancia X del conductor varía con el diámetro y la separación de los conductores.

En el caso de los conductores trenzados en haz se adopta el valor de $X = 0,1 \Omega/\text{km}$, que se puede introducir en los cálculos sin error apreciable.

2.4. Caída de tensión

Dadas las características particulares de distribución será necesario tener en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a la propia resistencia de los conductores.

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios. La aplicación de este método permite llegar a resultados aproximados muy útiles cuando se quiere probar diferentes soluciones con distintas configuraciones de línea. Se supone que la carga está concentrada en el punto final de cada tramo de línea. Se puede expresar la caída de tensión en una línea trifásica equilibrada como:

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{(R + X \cdot \operatorname{tg} \varphi)}{U} \cdot P \cdot L \quad (\text{V})$$

La caída de tensión relativa, en tanto por ciento, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$e = 10^5 \cdot \frac{(R + X \cdot \operatorname{tg} \varphi)}{U^2} \cdot P \cdot L \quad (\%)$$

Donde:

ΔU : caída de tensión (V).

e: caída de tensión relativa (%).

R: resistencia del conductor (Ω/km)

X: reactancia del conductor (Ω/km)

\varnothing : desfase entre tensión e intensidad

U: tensión entre fases (V)

P: potencia consumida por la carga alimentada por la línea (KW)

L: longitud del tramo de línea (km)

Al producto $M=P \cdot L$ se le denomina momento eléctrico de la carga P, situada a la distancia L del origen de la energía.

Para una línea monofásica la caída de tensión se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = 1000 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{tg} \varphi)] \cdot P \cdot L}{U} \quad (\text{V})$$

Y la caída de tensión relativa en tanto por ciento:

$$e = 10^5 \cdot \frac{[(R_f + R_n) + (2 \cdot X \cdot \text{tg} \varphi)] \cdot P \cdot L}{U^2} \quad (\%)$$

Donde:

ΔU : caída de tensión (V).

e: caída de tensión relativa (%).

R_f : resistencia del conductor de fase (Ω/km)

R_n : resistencia del conductor de neutro (Ω/km)

X: reactancia del conductor (Ω/km)

\varnothing : desfase entre tensión e intensidad

U: tensión entre fases (V)

P: potencia consumida por la carga alimentada por la línea (KW)

L: longitud del tramo de línea (km)

En el caso de las líneas monofásicas bitensión (120/240V) a tres hilos se considerará la carga equilibrada y, por tanto, equivalente a una línea monofásica de 240V.

En la siguiente tabla se muestra los valores de caída de tensión para los diferentes conductores de tensiones, en función de la potencia consumida por las cargas y de la longitud del tramo de línea.

Conductor	Tensión	Caída de tensión Conductores de acometida (e%)(*)		
		Factor de potencia = 0,8	Factor de potencia = 0,9	Factor de potencia = 1
Circuitos monofásicos				
Dúplex #6	120 V	34,59*10 ⁻³ PL	34,22*10 ⁻³ PL	33,55*10 ⁻³ PL
	240 V	8,65-10 ⁻³ PL	8,56-10 ⁻³ PL	8,39-10 ⁻³ PL
Tríplex #6	240 V			
Tríplex #2	240 V	4,40 PL	4,31 PL	4,14 PL
Tríplex #1/0		2,85 PL	2,76 PL	2,59 PL
Tríplex #4/0		1,55 PL	1,46 PL	1,29 PL

* Los valores de la impedancia de línea (Z) utilizados en la realización de estas tablas se han calculado utilizando el valor de la resistividad del conductor a 90°C

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

2.5. Potencia a transportar

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitado por la intensidad máxima admisible del conductor y por la caída máxima admisible, es decir 5 % en zona rural y un 2,5 % en zona urbana.

En zona rural de nueva electrificación se podrá admitir hasta un 10 % de caída de tensión total, incluyendo la acometida, siempre que:

- El transformador tenga tomas de regulación de $\pm 5\%$ y $\pm 2,5\%$.

La máxima potencia de transporte de un circuito de una línea trifásica equilibrada, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión.

$$P_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \cdot \cos\phi_m}{1000} \quad (\text{kW})$$

Donde:

P_{max}: potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

U: tensión nominal entre fases de la línea (V).

I_{max}: intensidad máxima admisible del conductor (A).

Cosø_m: factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En el caso de una línea monofásica, la expresión que se utiliza para calcular la máxima potencia de transporte es la siguiente:

$$P_{\max} = \frac{U \cdot I_{\max} \cdot \cos\phi_m}{1000} \quad (\text{kW})$$

Donde:

P_{max}: potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

U: tensión nominal entre fases de la línea (V).

I_{max}: Intensidad máxima admisible del conductor (A).

Cosø_m: Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En las siguientes tablas aparecen los valores de potencia máxima para circuitos monofásicos, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible

del conductor, para los distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8, 0,9 y 1,0.

Potencia máxima limitada por intensidad máxima (kW) Conductores de acometida				
Conductor	Tensión	Fact. Potencia = 0,8	Fact. Potencia = 0,9	Fact. Potencia = 1
Circuito monofásico				
Duplex #6	120 V	6,7	7,6	8,4
	240 V	13,4	15,1	16,8
Tríplex #6	240 V	16,3	18,4	20,4

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

Potencia máxima limitada por intensidad máxima (kW) Conductores de línea y acometida				
Conductor	Tensión	Fact. Potencia = 0,8	Fact. Potencia = 0,9	Fact. Potencia = 1
Circuito monofásico				
Tríplex #2	240 V	28,8	32,4	36
Tríplex #1/0		39,4	44,3	49,2
Tríplex #4/0		57,6	64,8	72

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

2.6. Pérdida de potencia

Las pérdidas de potencia en una línea serán las debidas al efecto *Joule* causado por la resistencia de la misma. Para una línea trifásica o monofásica vendrán dadas, respectivamente, por las siguientes expresiones:

$$p = 3 \cdot R_f \cdot L \cdot I^2 \quad (\text{W})$$

$$p = (R_f + R_n) \cdot L \cdot I^2 \quad (\text{W})$$

Donde:

p: pérdidas de potencia de la línea (W).

R_f: resistencia del conductor de fase por kilómetro (Ω/km)

R_n: resistencia del conductor neutro por kilómetro (Ω/km)

L: longitud de la línea (km)

I: intensidad de la línea (A)

La potencia transportada por la línea, para el caso de una línea trifásica, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (\text{W})$$

Mientras que para una línea monofásica la expresión se muestra a continuación:

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (\text{W})$$

Donde:

P: potencia transportada por la línea (W)

U: tensión entre fases de la línea (V)

I: intensidad de la línea (A)

Cos ϕ : factor de potencia de la línea.

El porcentaje de potencia perdida en la línea vendrá dado por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada. De esta manera se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{P_p}{P} \cdot 100 = 100 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot R_f \cdot L \cdot I}{U \cdot \cos \phi} \quad (\%)$$

Sustituyendo el valor de la intensidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi} \quad (\text{A})$$

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{P \cdot R_f \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \phi} \quad (\%)$$

Siendo:

P: potencia consumida (W)

R_f: resistencia del conductor de fase por kilómetro (Ω/km)

U: tensión entre fases de línea (V)

Cos ϕ : factor de potencia de la línea.

De forma análoga, para el caso de una línea monofásica obtenemos los siguientes resultados:

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{P \cdot (R_f + R_n) \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

En las siguientes tablas se muestran los porcentajes de pérdida de potencia en función de la potencia y de la distancia, para las dos tensiones de este proyecto y para varios valores del factor de potencia:

Porcentajes de potencia pérdida- Conductores de acometida				
Conductor	Tensión	Pérdida de potencia (%)		
		Fact. Potencia = 0,8	Fact. Potencia = 0,9	Fact. Potencia = 1
Circuito monofásico				
Dúplex #6	120 V	52,42*10 ⁻³ PL	41,42*10 ⁻³ PL	33,55*10 ⁻³ PL
Tríplex #6	240 V	13,11*10 ⁻³ PL	13,35*10 ⁻³ PL	8,39*10 ⁻³ PL

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

Porcentajes de potencia pérdida- Conductores de línea y acometida				
Conductor	Tensión	Pérdida de potencia (%)		
		Fact. Potencia = 0,8	Fact. Potencia = 0,9	Fact. Potencia = 1
Circuito monofásico				
Tríplex #2	240 V	PL/154,67	PL/195,75	PL/241,67
Tríplex #1/0		PL/246,81	PL/312,36	PL/385,63
Tríplex #4/0		PL/494,89	PL/626,34	PL/773,26

Fuente: DEOCSA-DEORSA. *Diseño de redes en baja tensión*. 2013.

Para determinar el porcentaje de pérdida de potencia, en el caso de varias cargas conectadas a diferentes distancias, se realizará el sumatorio de cada uno de los productos, tal y como se muestra en la siguiente expresión:

$$\Delta P = 100 \cdot \frac{R_f \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot L_i}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%) \qquad \Delta P = 100 \cdot \frac{(R_f + R_n) \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot L_i}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

2.7. Niveles de potencia

Para la realización de los cálculos para el diseño de las redes de BT se emplearán los siguientes niveles de potencia:

Red rural

Nivel de electrificación:

- Bajo: 0,2 kW
- Medio: 0,4kW
- Alto: 0,6kW

Red urbana

- Bajo: 0,5 kW
- Medio: 0,8 kW
- Alto: 1,2kW
- Cliente singular.

En el caso de existir alguna vivienda o edificio con grado de electrificación clasificado como cliente singular, para el cálculo se

considerarán las potencias reales. Asimismo, las áreas suburbanas de nivel bajo se considerarán como rurales.

Anexo 2. Distancias mínimas de seguridad

Artículo 18. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.

18,1 Generalidades:

- Aplicación. este artículo cubre las distancias mínimas de seguridad, de las situaciones más comunes, de líneas aéreas de suministro eléctrico y de comunicaciones y tiene la intención de desarrollar una doble función bajo las condiciones de operación esperadas:
 - Limitar la posibilidad de contacto por personas con los circuitos o equipos;
 - Impedir que las instalaciones de un distribuidor entren en contacto con, las instalaciones de otro o con la propiedad pública o privada.
- Medición de distancias y espaciamentos: para referirse a la separación entre conductores y sus soportes, estructuras, construcciones, nivel del suelo, entre otros, se usan en este artículo los términos distancia y espaciamiento. A menos que se diga otra cosa, todas las distancias deben medirse de superficie a superficie y todos los espaciamentos se deberán medir de centro a centro. Para propósito de medición de las distancias, los herrajes y accesorios que estén energizados debido a su conexión eléctrica a los conductores de la línea, se deben considerar como parte integral de los mismos conductores. Las bases metálicas de las mufas, pararrayos y de equipos similares deben ser consideradas como parte de la estructura de soporte.
- Cables de suministro: las distancias para los tipos de cables descritos en los siguientes subincisos, así como para sus empalmes y derivaciones,

pueden ser menores que las establecidas para conductores desnudos de la misma tensión eléctrica, siempre que sean capaces de soportar pruebas conforme a normas aplicables.

- Cables de cualquier tensión que tengan cubierta o pantalla metálica continua efectivamente puesta a tierra, o bien cables diseñados para operar en un sistema de conexión múltiple a tierra de 22 kV o menos, que tengan una pantalla semiconductor sobre el aislamiento combinada con un adecuado sistema metálico para descarga, cuando estén soportados y cableados junto con un mensajero neutro desnudo efectivamente puesto a tierra;
 - Cables de cualquier tensión no incluidos en el subinciso anterior, que tengan una pantalla semiconductor continua sobre el aislamiento, combinada con un adecuado sistema metálico para descarga cuando estén soportados y cableados junto con un mensajero desnudo efectivamente conectado a tierra;
 - Cables aislados sin pantalla sobre el aislamiento, que operen a tensiones no mayores de 5 kV entre fases o 2,9 kV de fase a tierra.
- Conductores cubiertos (encerrados): los conductores cubiertos deben ser considerados como desnudos para todos los requisitos de distancias, excepto en lo que se refiere al espaciamiento entre conductores de la misma fase o de diferentes circuitos, incluyendo conductores conectados a tierra. El espaciamiento para conductores cubiertos puede ser menor que el mínimo requerido para conductores desnudos, siempre y cuando sean propiedad de la misma empresa y que su cubierta provea suficiente resistencia dieléctrica para prevenir corto circuitos en caso de contacto momentáneo entre conductores o entre éstos y el conductor conectado a tierra.

- Conductor neutral:
 - Los conductores neutrales efectivamente conectados a tierra a lo largo de la línea, cuando estén asociados con circuitos hasta de 22 kV a tierra, pueden considerarse, para fines de fijar su distancia y altura, como conductores mensajeros o retenidas.
 - Todos los otros conductores neutrales deben tener la misma distancia y altura que los conductores de fase de sus respectivos circuitos.

- Circuitos de corriente alterna y continua: las disposiciones de este artículo son aplicables tanto a circuitos de corriente alterna como de corriente continua.

En los circuitos de corriente continua, se deben aplicar las mismas distancias establecidas para los circuitos de corriente alterna que tengan la misma tensión de cresta a tierra.

18.4 Distancias de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones:

- Aplicación.
 - Distancias vertical y horizontal (sin desplazamiento de viento): Las distancias, horizontal y vertical, especificadas en los incisos 18.4B y 18.4C, aplican para cualesquiera de las condiciones de temperatura del conductor y cargas que produzca el mayor acercamiento. El inciso 18.4A1(i) y 18.4A1(ii) aplica por encima y a lo largo de la instalación; el inciso 18.4A1(iii) aplica debajo y a lo largo de la instalación.: (i) A 50° C sin desplazamiento de viento, flecha final; (ii) A la temperatura máxima del conductor para la cual la línea fue

diseñada para operar, si ésta es mayor a 50 °C, sin desplazamiento de viento, flecha final; A la temperatura mínima del conductor para la cual la línea fue diseñada, sin desplazamiento de viento, flecha inicial.

- Distancia Horizontal: debe aplicarse con el conductor desplazado de su posición en reposo, por una presión de viento de 29 kg/m² con flecha final a 15 °C. El desplazamiento de los conductores deberá incluir la inclinación de la cadena de aisladores de suspensión con movimiento libre, cuando estos se usen.

Transición entre distancias horizontal y vertical: La distancia de seguridad horizontal predomina, sobre el nivel del techo o el punto superior de una instalación al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de distancia de seguridad vertical. De forma similar, la distancia de seguridad horizontal predomina por encima o por debajo de las proyecciones de los edificios, anuncios u otras instalaciones al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de la distancia de seguridad vertical. De este punto la distancia de seguridad de transición debe ser igual a la distancia de seguridad vertical, como se ilustra en la figura 2.

- Excepción: donde la distancia de seguridad horizontal es mayor que la distancia de seguridad vertical, la distancia de seguridad vertical predomina más allá del nivel del techo o punto superior de una instalación ó proyección de una instalación a el punto donde la diagonal iguala los requerimientos de la distancia de seguridad horizontal.
- Distancia de conductores y cables a otras estructuras de soporte: los conductores y cables que pasen próximos a estructuras de alumbrado público, de soporte de semáforos o de soporte de una segunda línea,

deben estar separados de cualquier parte de esas estructuras por distancias no menores que las siguientes:

Una distancia horizontal, sin viento, de 1,50 m para tensiones de hasta 50 kV;

Una distancia vertical de 1,40 m para tensiones menores de 22 kV y de 1,70 m para tensiones entre 22 kV y 50 kV.

Para conductores neutrales, mensajeros, retenidas y cables que tengan cubierta o pantalla metálica continua, puesta efectivamente a tierra, y la tensión no exceda de 300 V a tierra, estas distancias pueden reducirse a 0,90 y 0,60 m, respectivamente.

- Distancia de conductores y partes energizadas a edificios, anuncios, carteleras, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones excepto puentes.
- Distancias de seguridad vertical y horizontal:
- Distancias de seguridad. Los conductores y partes energizadas pueden ser colocadas adyacentes a los elementos mencionados, siempre y cuando las distancias verticales y horizontales no sean menores que las indicadas en la tabla 4, bajo las condiciones mencionadas en el numeral 18.4A1.
 - Distancia horizontal bajo condiciones de desplazamiento por el viento. Cuando los conductores son desplazados de su posición de reposo por el viento, bajo las condiciones expuestas en el numeral 18.4A2, las distancias de seguridad de esos conductores y cables a los elementos antes mencionados no deben ser menores que los valores expuestos en la tabla No. 3A :

TABLA 3A
 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE CONDUCTORES Y CABLES A
 EDIFICIOS, ANUNCIOS, CARTELES, CHIMENEAS, ANTENAS DE RADIO Y
 TELEVISIÓN Y OTRAS INSTALACIONES

Conductor o Cable	Distancia de seguridad horizontal requerida cuando es desplazada por el viento. m
Conductores de suministro en línea abierta , 0 a 750 V	1.1
Cables que cumplen con 18.1 C2, mayor de 750V.	1.1
Cable que cumple con 18.1 C3, mayor de 750 V	1.1
Conductores de suministro de línea abierta con tensiones superiores a 750 V hasta 22KV	1.4

Fuente: NTDOID de la CNEE. 2010.

- Protección de conductores de suministro y partes energizadas rígidas: cuando no se puede cumplir con las distancias previstas en la tabla número 4, estos elementos deben ser aislados.
- Conductores adheridos o fijados a edificios u otras instalaciones: cuando ocurra que conductores de suministro estén permanentemente fijados a un edificio u otra instalación por requerirse para la prestación del servicio, tales conductores deben llenar los siguientes requisitos cuando estén sobre o a lo largo de la instalación a la cual el conductor esté fijado.
 - Conductores energizados de acometidas de servicio entre 0 a 750 V, incluyendo derivaciones, deben estar aislados o cubiertos conforme artículo 18, numeral 18.1C o 18.1D. Este requisito no aplica a conductores neutrales;
 - Conductores de más de 300 V a tierra, deberán estar protegidos, cubiertos (encerrados), aislados o inaccesibles;

- La distancia de seguridad de conductores a soportes deberá cumplir con lo establecido en la tabla No. 9;
- Los Conductores de acometida para el servicio incluyendo vueltas para goteo, no deben ser accesibles con facilidad, y cuando no sean mayores de 750 V, deben tener una distancia de seguridad no menor que las siguientes:

(a) 2.45 m desde el punto más alto del techo o balcón sobre el que pasa.

Excepción No. 1: Si la tensión entre conductores no excede los 750 V o donde los cables cumplen con 18.1C2 y 18.1C3 y la tensión no excede los 750 V y el techo o balcón no es fácilmente accesible, la distancia de seguridad puede ser de hasta 0.90 m. Un techo o balcón es considerado fácilmente accesible a peatones si este puede ser casualmente accedido a través de puertas, ventanas, rampas o escaleras sin que la persona realice un extraordinario esfuerzo físico o emplee herramienta especial.

Excepción No. 2: Cuando un techo o balcón no es fácilmente accesible, y la acometida cumple una de las siguientes condiciones: Pasa sobre el techo de la vivienda para terminar en un accesorio de acometida, el cual no debe estar a más de 1.20 m, medido horizontalmente, de la orilla más cercana del techo; Se debe mantener una distancia mínima vertical de 0.46 m del punto más bajo de la acometida al techo y a 1.80 m medidos horizontalmente desde el accesorio de la acometida en dirección del cable de acometida, debe haber una distancia vertical mínima de 0.90 m, medidos desde el cable de acometida hacia el techo (Figura No.1).

i) Tensión entre conductores de 300 V ó menos, ó

ii) Cables de 750 V ó menos que cumplan con 18.1C2 ó 18.1C3.

(b) 0.90 m en cualquier dirección de ventanas, puertas, pórticos, salida de incendio o localizaciones similares.

Excepción No. 1: No aplica para conductores de acometida que cumplen con 18.1C3 sobre el nivel superior de una ventana.

Excepción No. 2: No aplica para ventanas diseñadas para no poderse abrir.

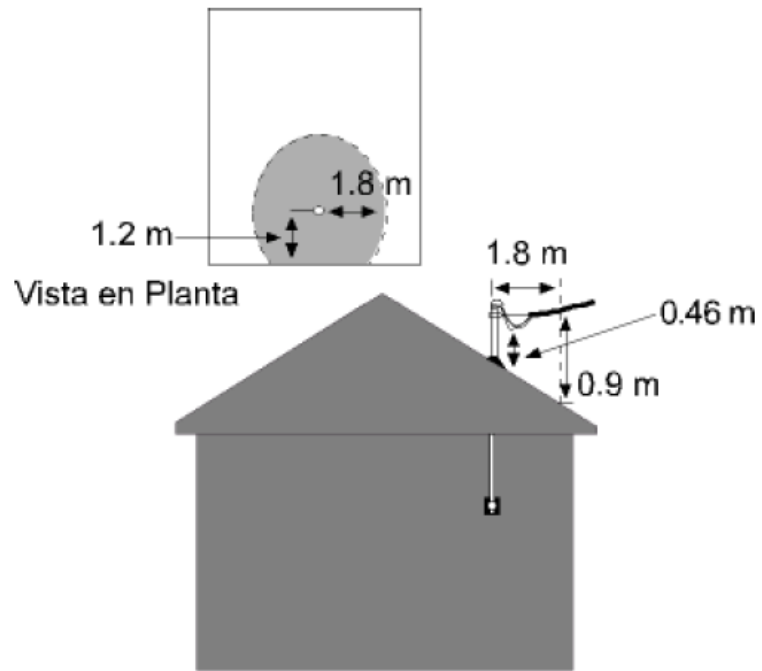


FIGURA No. 1
Distancia de Seguridad de Acometidas
de Hasta 750V.

Fuente: NTDOID de la CNEE. 2010.

