



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

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA
ÁREAS URBANAS Y RURALES CON PRESENCIA DE ARBOLADO.**

Karl Jorge Estuardo Alvarado Rivas.
Asesorado por el Ing. Julio González Vásquez

Guatemala, octubre de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA
ÁREAS URBANAS Y RURALES CON PRESENCIA DE ARBOLADO.**

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

POR:

KARL JORGE ESTUARDO ALVARADO RIVAS
ASESORADO POR EL ING. JULIO GONZÁLEZ VÁSQUEZ
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruíz
EXAMINADOR	Ing. Julio Eduardo González Vásquez
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA ÁREAS URBANAS Y RURALES CON PRESENCIA DE ARBOLADO,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 22 de febrero de 2006.

Karl Jorge Estuardo Alvarado Rivas

Guatemala 30 de Abril de 2009

Ing. Renato Escobedo:
Director Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería.
Universidad de San Carlos de Guatemala

Pte.

Estimado Ing. Escobedo:

Por este medio le informo que como Asesor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S) del estudiante de la carrera de Ingeniería Eléctrica, Karl Jorge Estuardo Alvarado Rivas, procedí a revisar el anteproyecto de E.P.S plenamente aprobado por la escuela y por el departamento de E.P.S; así como la revisión del informe final titulado: **“Análisis técnico - económico para la optimización de una red de distribución de energía eléctrica para áreas urbanas y rurales con presencia de Arbolado”**.

Atentamente.



Ing. Julio González Vásquez.
Jefe de Unidad de Calidad de Servicio.
EEGSA.

JULIO EDUARDO GONZALEZ VASQUEZ
Ingeniero Mecánico Eléctrico
Colegiado 6059
NIT: 1425748-3

Colegiado: _____.



UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 28 de agosto de 2009.
REF.EPS.DOC.1275.08.09.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

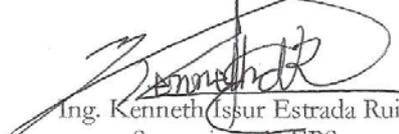
Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Karl Jorge Estuardo Alvarado Rivas** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **199811554**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ÁREAS URBANAS Y RURALES CON PRESENCIA DE ARBOLADO"**.

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. Kenneth Isur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica

c.c. Archivo
NJRJ/ra



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería



UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 28 de agosto de 2009.
REF.EPS.D.525.08.09.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ÁREAS URBANAS Y RURALES CON PRESENCIA DE ARBOLADO"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Karl Jorge Estuardo Alvarado Rivas**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Julio González Vásquez y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

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. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS

NISZ/ra



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



Ref. EIME 28.2009
Guatemala, 17 de agosto 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"ANÁLISIS TÉCNICO- ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN
DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
PARA ÁREAS URBANAS Y RURALES CON PRESENCIA DE
ARBOLADO", del estudiante; Karl Jorge Estuardo Alvarado Rivas,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro

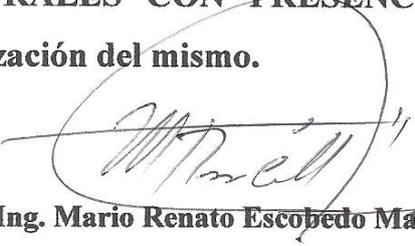
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 47. 2009.

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; Karl Jorge Estuardo Alvarado Rivas titulado: "ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ÁREAS URBANAS Y RURALES CON PRESENCIA DE ARBOLADO", procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez



GUATEMALA, 19 DE AGOSTO 2,009.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG. 376.2009

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: **ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ÁREAS URBANAS Y RURALES CON PRESENCIA DE ARBOLADO**, presentado por el estudiante universitario **Karl Jorge Estuardo Alvarado Rivas**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Murphy Campo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, octubre de 2009



/gdech

TRABAJO DE GRADUACIÓN QUE DEDICO A

DIOS, María Auxiliadora y

Don Bosco

Pilares fundamentales en mi vida

Mis padres

Por ser mi apoyo, esto es para ustedes

Mi familia

Por su ayuda en todo momento

Mis familiares
vida.

Gracias por apoyarme durante toda mi

Mis amigos

Gracias por su amistad incondicional

Maria Ana José

Por ser mi razón de vida

Usted

Respetuosamente.

AGRADECIMIENTOS A:

Mi asesor: Ing. Julio González Vásquez

Mi familia

El Ing. Alexander Álvarez

Ing. Oscar Marroquín Portillo

Ing. Luis Ernesto Álvarez Castillo

El Sr. Mario Estrada

El Sr. David Manzo

Facultad de Ingeniería

Universidad de San Carlos de Guatemala

Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

Departamento de Mantenimiento y Automatización de EEGSA.

Ericsson de Guatemala.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
GLOSARIO.....	VII
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Red de distribución.

1.1.1 Descripción general.	1
1.1.2 Red de distribución en Guatemala.	5
1.1.3 Equipos de red de distribución Eléctrica.	6
1.1.4 Operación de la red.	9

1.2 Mantenimiento de desrame en la red de distribución.

1.2.1 Descripción del mantenimiento de desrame.	15
---	----

2. ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA.

2.1 Red automática subterránea de área local.

23

2.2 Principios básicos de operación.

25

2.2.1 Probalidad de falla en los alimentadores primarios.	27
---	----

2.2.2 Protectores de red automática.	30
--------------------------------------	----

2.3	Materiales de una red de distribución subterránea.	
2.3.1	Características eléctricas de los cables subterráneos.	33
2.3.2	Cables subterráneos normados.	38
2.3.3	Clasificación y manual de instalación de materiales subterráneos.	46
2.3.3.1	Instrucciones para la instalación de una terminal de salida primaria subterránea.	47
2.3.3.2	Instrucciones para la instalación de una terminación exterior.	49
2.3.3.3	Instrucciones para la instalación de una terminación interior (Cono de esfuerzo).	55
2.3.3.4	Instrucciones para la instalación de un conector rompecargas.	58
2.3.3.5	Instrucciones para la instalación de un bushing rompecargas.	64
2.3.4	Accesorios para distribución subterránea.	70
2.4	Sistemas de distribución subterránea.	73
2.5	Normas de construcción para una red subterránea de líneas primarias.	77
3.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA.	
3.1	Justificaciones y alcances del proyecto.	99

3.2	Análisis del proyecto.	104
3.2.1	Parámetros del proyecto.	104
3.3	Costos actuales de una red de distribución aérea	
	Vrs. Costos de una red de distribución subterránea.	106
3.3.1	Costos de construcción.	107
3.3.2	Costos de Mantenimiento	111
3.3.3	Arbitrios y costos relacionados	112
3.4	Análisis de áreas propuestas para el plan piloto	113
4.	VENTAJAS, DESVENTAJAS Y NUEVAS ALTERNATIVAS PARA UNA RED DE DISTRIBUCIÓN.	
4.1	Ventajas de los sistemas de distribución en red automática.	125
4.2	Desventajas de los sistemas de distribución en red automática.	130
4.3	Nuevas alternativas y soluciones propuestas en otros países para redes de distribución.	
4.3.1	Cables protegidos y redes compactas.	133
4.3.2	Cables protegidos.	137

CONCLUSIONES.....	141
RECOMENDACIONES.....	143
BIBLIOGRAFÍA.....	145
REFERENCIAS ELECTRÓNICAS.....	147
ANEXOS.....	149

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Proceso de generación y transmisión de energía	03
2	Subestación eléctrica	08
3	Transformador de potencia	08
4	Recloser	09
5	Amperímetros	09
6	Interruptor de potencia	09
7	Reguladores de voltaje	09
8	Banco de baterías	09
9	Centro de operaciones EEGSA (COI)	11
10	Distancias mínimas requeridas de paso libre de conductores	22
11	Optimización de red de EEGSA	25
12	Cable WURD	40
13	Cable URD	40
14	Componentes principales de los cables subterráneos	43
15	Partes que forman un cable subterráneo	45
16	Instalación de salida de cable en aislador subterráneo	49
17	Instalación de cable en aislador para bajada subterránea	50
18	Codo de acople para 15 kV	70
19	Codo de acople de entrada para 600 Amp	71
20	Codo de acople 120/240 V	72
21	Codo de acople con switch de aceite	73
22	Sistema subterráneo de alimentación radial	74
23	Sistema subterráneo de alimentación en anillo	75
24	Sistema subterráneo de doble alimentación	77
25	Norma de construcción de caja tipo H	84

26	Vista lateral de la caja tipo H	85
27	Detalle de tapadera de caja tipo H	86
28	Detalle de caja tipo H para bajada subterránea	87
29	Canalización de ductos	88
30	Norma de canalización subterránea	89
31	Distancias de ductos y fases	90
32	Norma de canalización para tres fases	92
33	Perfil de canalización subterránea	93
34	Norma de instalación de ductos y pendientes permitidas	94
35	Norma de instalación de canalización subterránea	95
36	Norma para bajada primaria	96
37	Norma para bajada secundaria	97
38	Sección transversal para registro tipo pozo	98
39	Redes compactas con cable protegido	133
40	Ventajas apreciables de redes compactas	135
41	Cable protegido instalado	138
42	Cable protegido ECO-COMPACT	139

TABLAS

I	Valoración de distancias mínimas de separación	20
II	Porcentaje de crecimiento de vegetación	21
III	Tabla de trabajos de desrame	21
IV	Tabla de cable subterráneos- amperajes	46
V	Costo total de 1 Km. en red aérea	108
VI	Costo total de 1 Km. en red con cable protegido	109
VII	Costo total de 1 Km. en red subterránea	110
VIII	Datos técnicos de conductores de media tensión	146

GLOSARIO

Aislamientos

Accesorio normados y aceptados, por clase y tipo, y cuya función es aislar la fuga de corriente a tierra y evitar corto circuitos.

Amperio

Unidad de medida de la corriente eléctrica, que debe su nombre al físico francés André Marie Ampere, y representa el número de cargas (coulombs) por segundo que pasan por un punto de un material conductor. (1Amperio = 1 coulomb/segundo).

Amperímetros

Dispositivos que sirven para medir la corriente eléctrica que fluye hacia los circuitos; esta corriente es medida en la salida del recloser hacia el circuito de distribución.

Arco Eléctrico

Descarga eléctrica de alta intensidad, la cual se forma entre dos electrodos en presencia de un gas a baja presión o al aire libre.

Banco de baterías

Acumuladores conectados en serie, cuya función es; permitir desconectar a control remoto los diferentes componentes electrónicos de la subestación, cuando por razón alguna se propicia una falla y por consiguiente no se cuenta con corriente eléctrica.

Bobina

Arrollamiento de un cable conductor alrededor de un cilindro sólido o hueco, con lo cual y debido a la especial geometría obtiene importantes características magnéticas.

Buenas Prácticas de Ingeniería

Consiste en todas las prácticas, métodos y actos realizados o aprobados a nivel internacional por la mayoría de las empresas de construcción, operación y distribución de energía eléctrica; utilizadas para lograr el resultado deseado de una manera coherente con la ley, la regulación, la confiabilidad, la seguridad, la economía y la protección ambiental.

Cables	Conductores de energía normados y aceptados, por clase, tipo y calibre, y cuya función básica es el transporte de la energía eléctrica.
Central Hidroeléctrica	Es aquella central donde se aprovecha la energía producida por la caída del agua para golpear y mover el eje de los generadores eléctricos.
C.N.E.E	Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala, Institución Gubernamental reguladora, encargada de velar por el cumplimiento de las leyes de carácter eléctrico vigentes en el país desde 1995.
Comercialización	Consiste en la venta, facturación y cobro por el servicio eléctrico prestado a los consumidores finales.
Contratista	Empresa creada y constituida para prestar un servicio a la red de distribución eléctrica por orden explícita de la empresa distribuidora.

Corriente Eléctrica	Es el flujo de electricidad que pasa por un material conductor; siendo su unidad de medida el amperio.
Corriente eléctrica alterna	El flujo de corriente en un circuito que varía periódicamente de sentido. Se le denota como corriente A.C. (Altern current) o C.A. (Corriente alterna).
Corriente eléctrica continua	El flujo de corriente en un circuito producido siempre en una dirección. Se le denota como corriente D.C. (Direct current) o C.C. (Corriente continua).
Coulomb:	Es la unidad básica de carga del electrón. Su nombre deriva del científico Agustín de Coulomb (1736-1806).
Distribución	Incluye el transporte de electricidad de bajo voltaje (generalmente entre 120 Volt. y 34.500Volt) y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

Dieléctrico	Material no conductor de la energía eléctrica (aislante).
Efecto corona	Fenómeno eléctrico que se produce en los conductores de las líneas de alta tensión y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona de allí el nombre del fenómeno.
Electricidad	Fenómeno físico resultado de la existencia e interacción de cargas eléctricas. Cuando una carga es estática, esta produce fuerzas sobre objetos en regiones adyacentes y cuando se encuentra en movimiento producirá efectos magnéticos.
Empresa Distribuidora	Es la empresa con personalidad jurídica debidamente autorizada para la distribución de toda clase de servicios para los voltajes de media y baja tensión.

Equipo de medición:	Aparato o equipo que sirve para medir el Consumo de energía en circulación del transformador de potencia.
Fuerza Mayor o Caso Fortuito	Significa todo acontecimiento natural que no ha podido preverse.
Fusibles	Componentes cuya función es desconectar la corriente eléctrica en caso de un corto circuito.
Generación de Energía	Comprende la producción de energía eléctrica a través de la transformación de otro tipo de energía (mecánica, química, potencial, eólica, etc) utilizando para ello las denominadas centrales eléctricas (termoeléctricas, hidroeléctricas, eólicas, nucleares, etc.)
Generador	Dispositivo electromecánico utilizado para convertir energía mecánica en energía eléctrica, por medio de la inducción electromagnética.

Inducción Electromagnética	Es la creación de electricidad en un conductor, debido al movimiento de un campo magnético cerca de este o por el movimiento de él en un campo magnético.
Infraestructura	Son los bienes inmuebles, propiedad de la empresa distribuidora de energía eléctrica contratista realizará los trabajos y que son ubicadas como red de distribución.
Interruptor de potencia	Dispositivo electrónico, cuya función es desenergizar el transformador de potencia al detectar un daño severo, de falla o de corto circuito adentro de la subestación.
Kilowatt	Es un múltiplo de la unidad de medida de la potencia eléctrica y representa 1000 watts.

Ley General de Electricidad	Son los reglamentos, decretos, normas, reglas, decisiones, fallos, órdenes, interpretaciones y autorizaciones emitidas por la CNEE.
Líneas de energía eléctrica	Son todas las líneas aéreas o subterráneas cuya función es la distribución de energía eléctrica en el voltaje que requiera o determine la empresa distribuidora de energía eléctrica.
Motor eléctrico	El motor eléctrico permite la transformación de energía eléctrica en energía mecánica, esto se logra, mediante la rotación de un campo magnético alrededor de una espira o bobinado que toma diferentes formas.
Ohmio	Unidad de medida de la Resistencia Eléctrica. Y equivale a la resistencia al paso de electricidad que produce un material por el cual circula un flujo de corriente de un amperio, cuando está sometido a una diferencia de potencial de un voltio.

Rack	Estructura metálica en donde están instalados diferentes equipos en una subestación de energía eléctrica.
Recloser	Dispositivo cuya función es energizar o desenergizar, cortar o dar paso a la corriente eléctrica que fluye por los circuitos; este funciona a control remoto y manualmente.
Red de Baja Tensión:	Es el conjunto de líneas de doscientos cuarenta y cinco voltios (240 V y 120 V).
Red de Media Tensión:	Es el conjunto de líneas de trece punto dos kilovoltios (13.2 kV) fase a fase.
Red Eléctrica	Es el conjunto de las instalaciones eléctricas que tiene por objeto servir a los usuarios de la empresa distribuidora de energía eléctrica con los voltajes por ellos requeridos.

Registros

Cajas de unión subterráneas, utilizadas para interconectar circuitos de distribución.

Reguladores de voltaje

Dispositivo cuya función es reducir o elevar el voltaje dependiendo de la necesidad requerida, estos también se pueden operar manualmente.

Resistencia dieléctrica

Es el máximo gradiente de potencial que puede soportar un dieléctrico sin perforarse. También se le conoce como fuerza dieléctrica y se expresa generalmente en kV/mm.

Resistencia Eléctrica

Se define como la oposición que ofrece un cuerpo a un flujo de corriente que intente pasar a través de sí.

Subestación

Instalación eléctrica cuyo interior es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, equipos y personal de operación.

Tierra

Comprende a toda la conexión metálica directa, sin fusibles ni protección alguna, de sección suficiente entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, con el objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones no existan diferencias potenciales peligrosas y que al mismo tiempo permita el paso a tierra de las corrientes de falla o la de descargas de origen atmosférico.

T.I.R

Se le llama así a la tasa interna de retorno y se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión.

Trabajo en frío

Significa todo trabajo de mantenimiento que se realice con la o las líneas desenergizadas y debidamente puestas a tierra.

Trabajo en caliente

Significa todo trabajo de mantenimiento que se realice con las líneas energizadas.

Trabajo de desrame y/o tala	Es todo el trabajo que corresponde al desrame y/o tala de los árboles o ramas existentes a lo largo de la red de distribución.
Transformador	Dispositivo utilizado para elevar o reducir el voltaje. Está formado por dos bobinas acopladas magnéticamente entre sí.
Transmisión:	Comprende la interconexión, transformación y transporte de grandes bloques de electricidad, hacia los centros urbanos de distribución, a través de las redes eléctricas y en niveles de tensión que van desde 115.000 Volts, hasta 800.000 Volt.
Triplex	Conductor formado por un cable de fase trenzado sobre un cable mensajero neutral utilizado como conductor neutro.
XLP	Polietileno de cadena cruzada utilizado en el aislamiento de cables.
Voltio	Es la unidad de fuerza que impulsa a las cargas eléctricas a que puedan moverse a través de un conductor.

Watt

Es la unidad de potencia de un elemento receptor de energía (por ejemplo una radio, un televisor). Es la energía consumida por un elemento y se obtiene de multiplicar voltaje por corriente.

RESUMEN

En Guatemala la distribución de energía eléctrica en media tensión se realiza básicamente por una red de configuración aérea; esta técnica presenta el inconveniente de ser sensible a las perturbaciones atmosféricas o fallas técnicas ajenas a la voluntad de la empresa distribuidora que engendran cortes frecuentes de corriente a los usuarios.

Toda empresa distribuidora tiene contemplado dentro su organización gastos de mantenimiento de la red de distribución tanto preventivo como correctivo, y entre estos costos se encuentra el mantenimiento de desrame, que es el que esta enfocado a reducir las interrupciones del servicio por concepto de árboles y/o ramas existentes a lo largo de la ruta de la red distribución.

Lamentablemente los gastos de mantenimiento preventivo y correctivo son considerables y tienden al alza en el precio; pues las ramas y/o árboles mantienen un crecimiento constante, esto sin dejar a un lado que Guatemala cuenta con un número considerable de áreas ecológicas protegidas, tanto privadas como gubernamentales. En muchas de estas áreas protegidas no se cuenta con los debidos permisos de tala y poda necesarios para dejar libre la ruta de las líneas eléctricas que en conjunto conforman la red de distribución de energía eléctrica. Este estudio busca mediante parámetros claros, generales y concisos la implementación de ciertos tramos de red aérea; a una configuración de red subterránea, que sea factible tanto técnicamente como económicamente para buscar una solución a este problema de la mejor manera tanto para la empresa distribuidora como para el usuario. Se propone el balance entre costo del cambio de configuración aérea a una configuración subterránea contra la inversión de dicho cambio.

La viabilidad del proyecto y la autofinanciación mediante la reestructuración de los gastos. La optimización de una red de distribución de energía consiste en el cambio de configuración de red aérea de tramos de circuito principal a una configuración de red subterránea; esta traerá mejor servicio al usuario y más utilidades a la empresa no solo en la reducción de pagos por conceptos de interrupciones, penalizaciones, arbitrios, y asimismo mantener el consumo de la energía para los usuarios adheridos a la red, esto sin olvidar el incremento de la plusvalía de la misma, y de esta forma reducir el daño ecológico que es de beneficio para todos nosotros como habitantes de una ciudad con necesidad de mantener su equilibrio con la naturaleza.

En todo proyecto de ingeniería se busca la optimización de costos, tanto en la ejecución como en el buen funcionamiento del mismo. Un sistema de distribución subterránea es más confiable que un aéreo, la frecuencia de fallas es menor en sistemas subterráneos aunque hay que recalcar que las fallas son más difíciles de hallar, aislar y reparar. La inversión inicial para implementar un sistema subterráneo resulta más elevada que un sistema aéreo en lo que respecta a obra civil, pero esto es compensado con menos gastos de mantenimiento, mejorando la infraestructura y el aspecto visual.

OBJETIVOS

General:

- Establecer la viabilidad del cambio de líneas aéreas a una configuración subterránea por medio de un análisis costo-beneficio, para buscar la autosostenibilidad de la propuesta y así obtener como resultado una red de configuración mixta.

Específicos:

1. Comprobar la autofinanciación del proyecto.
2. Demostrar la viabilidad del proyecto.
3. Proponer la reorganización de los gastos por concepto de penalizaciones e indemnizaciones.
4. Salvaguardar el entorno ecológico existente.
5. Reducir el tiempo de las interrupciones eléctricas.
6. Proponer soluciones claras y específicas al problema de arbolado.
7. Ayudar a mejorar el trabajo del personal de cualquier empresa de distribución de energía.

INTRODUCCIÓN

En Guatemala la distribución de energía eléctrica en media tensión se realiza básicamente por una red de distribución aérea; esta técnica presenta el inconveniente de ser sensible a las perturbaciones atmosféricas o fallas técnicas ajenas a la voluntad de la empresa distribuidora que engendran cortes frecuentes de corriente a los usuarios. Toda empresa distribuidora tiene contemplado entre su organización distintos gastos de mantenimiento de la red de distribución tanto preventivo como correctivo, y entre estos gastos se encuentra el mantenimiento de desrame, dicho mantenimiento está enfocado a reducir las interrupciones del servicio por concepto de árboles y/o ramas existentes a lo largo de la ruta de la red, estas ramas de árboles caen sobre las líneas de distribución eléctrica causando interrupciones.

Lamentablemente los gastos de mantenimiento preventivo y correctivo son considerables y tienden al alza en el precio; pues las ramas y/o árboles mantienen un crecimiento constante, esto sin dejar a un lado que Guatemala cuenta con un número considerable de áreas ecológicas protegidas, tanto privadas como gubernamentales. En muchas de estas áreas protegidas no se cuenta con los debidos permisos de tala y poda necesarios para dejar libre la ruta de las líneas eléctricas que en conjunto conforman la red de distribución de energía eléctrica. Es por tal razón que la propuesta de este estudio es implementar mediante parámetros claros, generales y concisos la transformación de ciertos tramos de red aérea; a una configuración de red subterránea, que sea factible tanto técnicamente como económicamente para poder dar solución a este problema de la mejor manera tanto para la empresa distribuidora como para el usuario.

La propuesta de este proyecto se basa principalmente en la búsqueda de las siguientes premisas:

- ◇ El balance entre costo del cambio de configuración aérea a una configuración subterránea contra la inversión de dicho cambio.
- ◇ La viabilidad del proyecto y la autofinanciación mediante la reestructuración del gasto.
- ◇ La optimización de una red de distribución eléctrica que traerá mejor servicio al usuario y más utilidades a la empresa no solo en la reducción de pagos por conceptos de interrupciones, penalizaciones y arbitrios, además de mantener al mismo tiempo el consumo de la energía para los usuarios adheridos a la red, esto sin olvidar el incremento de la plusvalía de la misma.
- ◇ Reducir el daño ecológico que es de beneficio para todos nosotros como habitantes de una ciudad con necesidad de mantener su equilibrio con la naturaleza.

El presente proyecto propone una serie de actividades que se llevarán a cabo a lo largo de la realización del mencionado estudio

1. Diagnóstico de la situación actual, estableciendo las características de la red de distribución eléctrica, así como el estado actual de la misma.
2. Determinación de las especificaciones y normas de construcción de la red subterránea; así como la delimitación de áreas se ejecutará dicho proyecto.
3. Establecer los beneficios alcanzables versus los costos actuales, todo esto para determinar la viabilidad y autosostenibilidad del proyecto.

El planteamiento general y específico del presente proyecto es proponer soluciones técnicas y económicamente viables para solventar distintas situaciones entre las que se puede mencionar:

- ◇ En áreas de presencia de mucha vegetación, árboles de crecimiento rápido, áreas protegidas, y/o áreas donde el cliente dueño de la propiedad se oponga a la tala y/o desrame del arbolado existente en el lugar; se propondrá cambiar la configuración de las líneas de distribución aéreas en ciertos tramos a una configuración de cableado subterráneo.
- ◇ La autosostenibilidad del proyecto por medio de la optimización de los costos actuales reestructurando los gastos actuales y obtener una mejor operabilidad de la red reduciendo las interrupciones y obteniendo mas utilidades.
- ◇ Conservación del entorno ecológico y preservación de las áreas protegidas, mediante la proposición de cambio de una red con líneas aéreas existentes a una configuración de red con líneas subterráneas.

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Red de distribución

1.1.1 Descripción general

Para la generación y el transporte de electricidad es necesario conocer todo el conjunto de instalaciones que se utilizan para transformar otros tipos de energía en electricidad y transportarla hasta los lugares donde se consume. La generación y transporte de energía eléctrica tiene importantes ventajas económicas, debido al costo por kilovatio generado. Las instalaciones eléctricas adicionalmente permiten utilizar la energía hidroeléctrica en lugares lejanos al lugar donde se genera. Estas instalaciones suelen utilizar corriente alterna, ya que es fácil reducir o elevar el voltaje con transformadores. De esta manera, cada parte del sistema puede funcionar con el voltaje apropiado. Las instalaciones eléctricas tienen seis elementos principales:

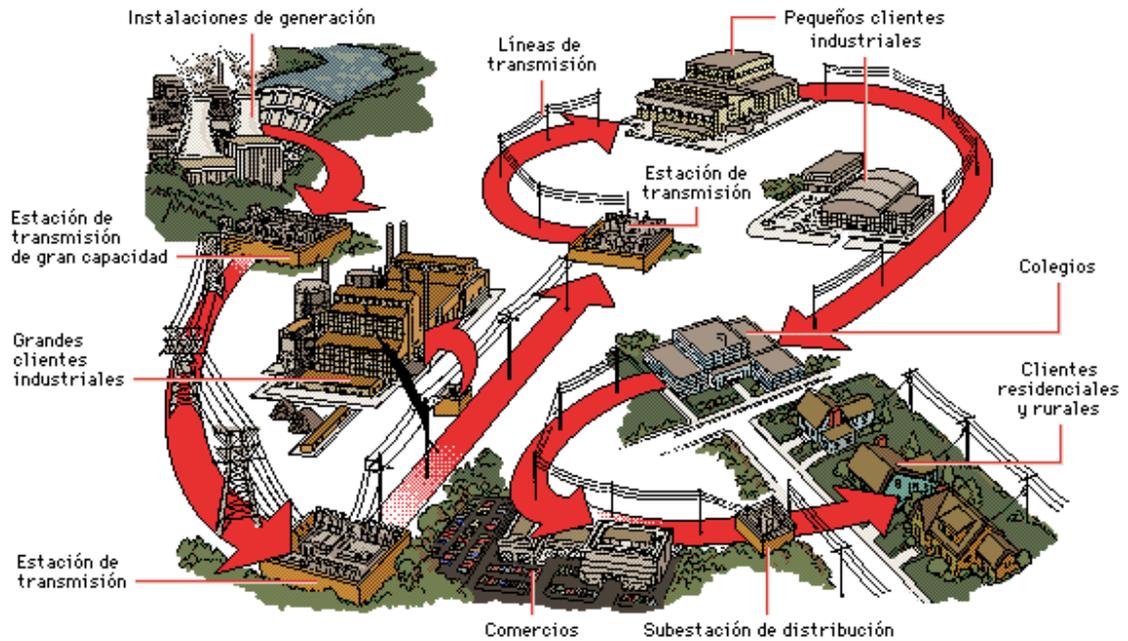
- La central de generación eléctrica
- Los transformadores, que elevan el voltaje de la energía eléctrica generado a las altas tensiones utilizadas en las líneas de transporte para minimizar las pérdidas.
- Las líneas de transmisión o de transporte
- Las subestaciones donde la potencia disminuye su voltaje para adecuarse a las líneas de distribución
- Las líneas de distribución
- Los transformadores que reducen el voltaje al valor utilizado por los consumidores.

La central de generación de energía eléctrica consta de una máquina motriz, como una turbina de combustión, que mueve un generador eléctrico.

La mayor parte de la energía eléctrica del mundo se genera en centrales térmicas alimentadas con carbón, aceite, energía nuclear, gas, eólica, hidráulica o solar (energías renovables); pero en Guatemala una parte se genera en centrales hidroeléctricas, diesel o provistas de otros sistemas de combustión interna. En una instalación normal, los generadores de la central eléctrica suministran voltajes de 13,000 hasta 15,000 voltios; por medidas de seguridad no se manejan voltajes superiores pues los mismos presentan dificultades en su aislamiento, además es importante tomar en cuenta el riesgo de cortocircuitos y sus consecuencias. El voltaje se eleva mediante transformadores a tensiones entre 69 kV, 138kV y 230kV; en otros países hasta los 765 kV para la línea de transmisión, cuanto más alta es la tensión en la línea, menor es la corriente y menores son las pérdidas.

En la subestación, el voltaje se transforma en tensiones entre 69.000 y 138.000 voltios para que sea posible transferir la electricidad al sistema de distribución. La tensión se reduce de nuevo con transformadores en cada punto de distribución a 13.8 kV y para el suministro de distribución final a los consumidores se reduce aun más la tensión; las industrias suelen trabajar con niveles de tensión entre 380 y 480 voltios, y las viviendas reciben el voltaje nominal de distribución que es 120/240 voltios.

Figura 1. El siguiente gráfico muestra el proceso de Generación, Transmisión y distribución de Energía Eléctrica.



Fuente. <http://ve.kalipedia.com>

Red de energía eléctrica

En una central hidroeléctrica, el agua que cae de una presa gira las turbinas que impulsan generadores eléctricos. La electricidad se transporta a una estación de transmisión, donde un transformador convierte la corriente de baja tensión en una corriente de alta tensión, esta se traslada por cables de alta tensión a las estaciones de distribución, donde se reduce la tensión mediante transformadores hasta niveles adecuados para los usuarios. Las líneas primarias pueden transmitir electricidad con tensiones de hasta 13,200 voltios, las líneas secundarias que van a las viviendas tienen tensiones de 120 / 240 voltios.

Las líneas de transmisión de alta tensión (69 KV) suelen estar formadas por cables de cobre o aluminio, estos cables están suspendidos de postes, altas torres de acero, mediante una sucesión de aislantes de polimeros o porcelana. Gracias a la utilización de cables y altas torres, la distancia de sucesión entre éstas puede ser mayor. Las líneas de media tensión (13.8 kV) se cuelgan de torres de acero, suelen ser postes de madera o concreto, más adecuados que las torres de acero, esto se debe a que el calibre del cable conductor es menor en distribución que el utilizado en líneas de transmisión.

Las líneas de conducción (120/240 V) se pueden diferenciar según su función secundaria a las líneas de altos voltajes o líneas de distribución. Las líneas de transmisión se identifican a primera vista por el tamaño de las torres o apoyos, la distancia entre conductores, el largo de las cadenas de aisladores y la existencia de una línea superior de cable más fino que es llamada hilo de guarda. Las líneas de distribución en baja tensión son las últimas existentes antes de llegar la electricidad al usuario, y reciben aquella denominación por tratarse de las que distribuyen la electricidad al último eslabón de la cadena (Ver figura 1).

Cualquier sistema de distribución de electricidad requiere una serie de equipos suplementarios para proteger los generadores, transformadores y las propias líneas de conducción. Suelen incluir dispositivos diseñados para regular la tensión que se proporciona a los usuarios y también para corregir el factor de potencia del sistema. Los cortacircuitos, seccionadores y reclosers se utilizan para proteger todos los elementos de la instalación contra cortocircuitos, sobrecargas y para realizar las operaciones de conmutación ordinarias.

Estos cortacircuitos son grandes interruptores que se activan de modo automático cuando ocurre un cortocircuito o cuando una circunstancia anómala produce una subida repentina de la corriente.

En el momento en el que este dispositivo interrumpe la corriente se forma un arco eléctrico entre sus terminales. Para evitar este arco, los grandes interruptores, como los utilizados para proteger los generadores y las secciones de las líneas de conducción primarias, están sumergidos en un líquido aislante, por lo general aceite, con gas SF6 para 69kV o al vacío para menores voltajes; también se utilizan campos magnéticos para romper el arco. En tiendas, fábricas y viviendas se utilizan pequeños cortacircuitos diferenciales. Los aparatos eléctricos también incorporan unos cortacircuitos llamados fusibles, consistentes en un alambre de una aleación de bajo punto de fusión; el fusible se introduce en el circuito y se funde si la corriente aumenta por encima de un valor predeterminado.

1.1.2 Red de distribución en Guatemala

Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA); es una institución cuya función principal la constituye la compra-venta de energía eléctrica. Fue fundada hace más de 100 años, y cuenta con una gran trayectoria en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en el ámbito nacional. El área de cobertura de la empresa, la constituyen los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

La operación de la red está formada de distintas magnitudes de voltaje, a las cuales se les denomina:

- Alta tensión. (Línea de transmisión)
- Media tensión. (Circuito primario)
- Baja tensión. (Circuito secundario)

Alta tensión, en Guatemala se le denomina a los voltajes de 230 Kv. (Kilo voltios) y 69 Kv. (Kilo voltios); Media tensión, es el voltaje comprendido entre 13.2 (KV.) Kilo voltios fase a fase y 7.62 (KV) Kilo voltios fase a neutro; y Baja tensión, se encuentran los voltajes de 120, 208, 240, 277, y 480 voltios. Actualmente Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. cuenta con cincuenta (50) subestaciones; estas subestaciones a su vez distribuyen la energía eléctrica a través de ciento cincuenta (150) circuitos formados por sus líneas de distribución.

1.1.3 Equipos de Red de Distribución Eléctrica.

Subestación, instalación eléctrica cuyo interior es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, equipos y personal de operación

Cables, Conductores de energía normados y aceptados, por clase, tipo y calibre, y cuya función básica es el transporte de la energía eléctrica.

Aislamientos, accesorio normados y aceptados, por clase y tipo, y cuya función es aislar la fuga de corriente a tierra y evitar corto circuitos.

Rack, estructura metálica en donde están instalados diferentes equipos en una subestación de energía eléctrica.

Equipo de medición, aparato o equipo que sirve para medir el Consumo de energía en circulación del transformador de potencia.

Transformador de potencia, dispositivo eléctrico que transforma el voltaje y/o la corriente.

Fusibles, componentes cuya función es desconectar la corriente eléctrica en caso de un corto circuito.

Recloser, dispositivo cuya función es energizar o desenergizar, cortar o dar paso a la corriente eléctrica que fluye por los circuitos; este funciona a control remoto y manualmente.

Amperímetros, dispositivos que sirven para medir la corriente eléctrica que fluye hacia los circuitos; esta corriente es medida en la salida del recloser hacia el circuito de distribución.

Reguladores de voltaje por circuito, dispositivo cuya función es reducir o elevar el voltaje dependiendo de la necesidad requerida, estos también se pueden operar manualmente.

Interruptor de potencia, dispositivo electrónico, cuya función es desenergizar el transformador de potencia al detectar un daño severo, de falla o de corto circuito adentro de la subestación.

Banco de baterías, acumuladores conectados en serie, cuya función es; permitir desconectar a control remoto los diferentes componentes electrónicos de la subestación, cuando por razón alguna se propicia una falla y por consiguiente no se cuenta con corriente eléctrica.

Figura 2. Subestación eléctrica



Figura 3. Transformador de potencia



Figura 4. Recloser



Figura 5. Amperímetros



Figura 6. Interruptor de potencia



Figura 7. Reguladores de voltaje



Figura 8. Banco de baterías



1.1.4 Operación de la red.

Como se mencionó anteriormente, Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. cuenta con cincuenta (50) subestaciones; estas a su vez distribuyen la energía eléctrica a través de ciento cincuenta (150) circuitos compuestos por sus líneas de distribución, la mayor parte de estas formadas por una red de distribución de configuración aérea que representa el 96% del total de la red actual en servicio de EEGSA; tan solo el 4% de la red total de la EEGSA corresponde a una red de configuración subterránea.

Esto indica que la red de distribución aérea se encuentra propensa a susceptibilidades y fallas ajenas a la voluntad de la Empresa distribuidora; y aún cuando estas son corregibles no dejan de ser una amenaza constante para la calidad del servicio que la empresa distribuidora presta a los usuarios. Actualmente los procesos de mantenimiento tanto preventivo como correctivo se realizan de una manera constante y eficiente.

Para poder comprender estos procesos es necesario conocerlos de la manera mas sencilla. Es por tal razón que EEGSA para poder rastrear o vigilar el funcionamiento de una subestación y la red derivada de la misma, tiene las 24 horas del día, los 7 días de la semana y los 365 días del año, en turnos de ocho (8) horas, a Operadores o Controladores (personal capacitado en el manejo, control y operación del sistema, conectado en red de 69 Kv. Y 13.2 Kv). Estas personas están a cargo de la vigilancia de las redes de distribución desde la subestación hasta el ultimo usuario conectado a la misma, todo monitoreado desde el Centro de Operación e Información (COI), dicho centro está situado en el centro de la capital; desde este lugar los operadores rastrean constantemente los circuitos y/o la red de distribución de las áreas de los departamentos de Escuintla, Sacatepéquez y la Ciudad Capital, lugares donde Empresa Eléctrica, presta sus servicios de distribución y venta de energía eléctrica.

Actualmente los operadores monitorean los circuitos de distribución por medio de un programa de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA) cuya función principal es la adquisición de datos eléctricos por medio de supervisión constante y automática. En dicho programa los Operadores, visualizan: corrientes, voltajes y fallas; este programa a la vez cuenta con funciones tales como bitácora, reportes, almacenamiento automatico de historial fallas.

Figura 9. Centro de operaciones y operadores EEGSA.



El Operador para poder efectuar parte de su trabajo cuenta con personal de apoyo, llamado de emergencia o Carro de turno, este personal esta conformado por Empresas Contratistas que prestan sus servicios para este fin. Cada vehiculo de turno cuenta con dos personas quienes prestan el servicio de mantenimiento correctivo. Además de este personal, también cuenta con el apoyo de un Gestor de mantenimiento de red, (persona capacitada para dirigir a un grupo de personas en el trabajo de mantenimiento correctivo y preventivo) las 24 horas del día, los 365 días del año.

El operador cuenta con un minimo de ocho vehículos de turno a su disposición en turnos de ocho horas, estos están asignados para cubrir cualquier tipo de emergencia que suceda en la red de distribución y estan repartidos de la siguiente manera: dos vehículos, en el Centro de la ciudad de Escuintla para cubrir el área de la costa sur, dos vehículos en el centro de la ciudad de Antigua Guatemala para cubrir el área de Sacatepéquez, dos (2) vehículos en la población de Amatitlán y dos (2) vehículos para el área de la ciudad capital; ademas de Dos Gestores de mantenimiento de red, uno (1) en la capital, y uno (1) en Escuintla, para poder supervisar y autorizar los trabajos a realizar en la red de EEGSA.

La forma de comunicación entre el Operador y el personal de turno, para recibir instrucciones es por vía radio o teléfono celular, (medios por los cuales el personal asignado recibe indicaciones); los cuales se movilizarán al lugar indicado por el Operador de turno. Cuando un circuito falla, dependiendo del lugar y distancia en dónde se encuentre el personal de emergencia asignado, el Operador designara al personal que considere que esta mas cerca de la subestación afectada, para atender dicha emergencia, dependiendo de la distancia de donde se encuentren el personal de emergencia.

Dicho personal en su mayoría de ocasiones les toma aproximadamente mas de una hora el llegar a la subestación; ya estando en el lugar el personal de emergencia cuenta con un tiempo de revisión adentro de la subestación de cinco minutos, para visualizar y detectar el problema si lo hubiera. Posteriormente, el personal pasará la información al operador de turno vía radio o teléfono de lo encontrado en el lugar, para que este tome las decisiones pertinentes del caso.

Si el problema no está adentro de la subestación el operador tomará otra clase de decisión, de lo contrario si el desperfecto es detectado dentro de la subestación y el personal que asistió a la llamada tuviera el material adecuado para la reparación; ellos automáticamente efectuaran la reparación, previo aviso al Operador de turno que iniciaran trabajos de reparación. Efectuada la reparación pasarán nuevamente un informe de lo efectuado, para que el operador cancele la orden que les asignó.

Por el contrario si el problema de reparación es demasiado complicado, el personal de turno solicitaran apoyo al Operador; y este designará los vehículos que considere necesarios para poder solventar el deperfecto o falla ocasionada.

Dependiendo del análisis del Operador y de lo reportado por el personal que asistió la llamada emergencia. Si el operador lo considerará necesario, podrá pedir apoyo al Gestor de mantenimiento de red, que asista al lugar para comenzar a dirigir las maniobras de reparación sugeridas por el operador. Estas medidas serán necesarias para reestablecer el servicio en el menor tiempo posible. Si el personal carece del material apropiado para efectuar la reparación, el operador tomará otra clase de decisiones, las cuales pudieran ser:

- Si el operador de turno tuviera a disposición, personal operativo y vehículo disponible este les llamaría para darles instrucciones, de abastecer de material o equipo y al mismo tiempo brindar ayuda si fuera necesario, al personal que lo solicitó con anterioridad cuando identificó el problema.
- Si el Operador de turno careciera de más personal operativo, éste daría instrucciones al personal que atendió la llamada, de ir a la bodega de materiales y regresar nuevamente, ya abastecidos de lo que necesitan para efectuar la reparación correspondiente.

Esto representa pérdida de tiempo, tanto para la localización de fallas adentro y fuera de una subestación, así como el tiempo de reparación necesaria para restablecer el servicio nuevamente. Esta pérdida de tiempo repercute ingreso directo de la empresa distribuidora así como en el malestar expresado por los clientes cuando por cualquier razón se ve interrumpido el servicio eléctrico prestado por la Empresa, lo cual se ve reflejado por la cantidad de llamadas telefónicas que se reciben, en el departamento de Tele servicio (Unidad personal de apoyo telefónico perteneciente a la Unidad de Atención al Cliente) que es el enlace entre el Operador de turno y el público consumidor de energía (Clientes).

Cuando el tiempo de respuesta de la ubicación de la falla, el tiempo de reparación y el patrullaje dentro y fuera de las subestaciones o de la red de distribución son demasiado largos; afecta el tiempo de Interrupción por Usuario (TIU), concepto que es afecto al pago de indemnizaciones según lo establecido en la Ley General de Electricidad y las Normas Técnicas del Servicios de Distribución (NTSD). Esto se debe a que la CNEE, tiene normado un rango de tiempo en el cual el usuario puede estar sin energía eléctrica; pasado este tiempo la CNEE procederá a emitir resolución a la empresa distribuidora en la cual impone una indemnización la cual será aplicada a los usuarios afectados por la interrupción. Asimismo también se encuentra regulado la Frecuencia de Interrupción de Usuario (FIU), y nos es mas que las veces consecutivas acumulables en un período de tiempo que al usuario se le interrumpió el servicio de energía eléctrica. Estos dos conceptos se encuentran normados, regulados y monitoreados por la CNEE en periodos semestrales sobre la red de usuarios conectados a la empresa distribuidora existente en la región o departamento.

Si el TIU y/o el FIU que reportan las empresas distribuidoras sobrepasan los estándares permitidos y normados por la CNEE; dicha empresa distribuidora será multada por la falta de calidad de servicio, operación y mantenimiento en su red de distribución de energía eléctrica. Es por tal razón que toda empresa de distribución de energía eléctrica se preocupa tanto de mantener en condiciones óptimas su red de distribución, así como un mantenimiento preventivo y correctivo de la misma. Todo lo anterior ayuda a comprender cuan importante es la reducción de tiempos de fallas en la red de distribución.

Para fines del estudio nos enfocaremos solamente en las fallas provocadas por ramas o por árboles, esto se debe a que:

- Dichas fallas representan un tercio del total de fallas reportadas.
- Dichas fallas pueden estar sujetas a un revisión y monitoreo constante.
- Se hace un mantenimiento preventivo y correctivo medidos
- Se invierten una cantidad de recursos considerable tanto para su prevención así como para su corrección.
- Afectan directamente al FIU y al TIU.

1.2 Mantenimiento de desrrame en la red de distribución

1.2.1 Descripción del mantenimiento de desrrame.

El objetivo de este inciso es definir las actividades y criterios para revisar y ejecutar el mantenimiento preventivo de las líneas de distribución, y unificar el procedimiento de realización del mantenimiento de la forma mas objetiva posible, para evaluar el estado físico de los elementos que componen las líneas de distribución. Las revisiones en el campo tienen como propósito identificar todas las anomalías, para posteriormente elaborar y programar el trabajo por medio de órdenes de trabajo de mantenimiento preventivo y/o correctivo.

Estas revisiones se extienden y aplican a todas las líneas de distribución, líneas de transmisión urbanas y rurales, áreas de torres y postes de la Empresa Distribuidora. Así pues se cuenta con los criterios para realizar las revisiones o puntos de revisión. Las revisiones a la red se clasifican por un código de desperfectos o anomalía para agruparlos e identificarlos.

Las descripciones de cada punto de revisión expresan los criterios mínimos de funcionamiento que servirán de referencia para inspeccionar las líneas de conducción de energía eléctrica. A su vez se clasifican los desperfectos y anomalías como Leves o Graves en función de la mayor o menor gravedad, su plazo de reparación y el tipo de actividad necesaria para su corrección.

Las revisiones de la línea en el campo, siempre se realizarán considerando el tramo anterior a la torre o poste existente. A continuación se describe en forma de tabla, la manera como debe calificar cada punto de revisión, desde del punto de vista del mantenimiento preventivo o correctivo. Se indica el plazo de corrección del desperfecto o anomalía, si lo hubiese; considerando si la anomalía es de atención inmediata o se puede programar para efectuarse posteriormente. Los criterios de ponderación de fallas se describen de la siguiente forma:

Plazo de corrección:	Descripción:
Inmediata:	En el caso que se requiera actuar en el mismo día
Programables:	En el caso que se requiera actuar en el plazo de una semana
Corto Plazo:	En el caso que se requiera actuar en el plazo de un mes
Mediano Plazo:	En el caso que la corrección este efectuada antes que se realice la próxima revisión o en un año máximo.

Se indica el tipo de actividad para solucionar el desperfecto o anomalía identificado durante las revisiones en el campo, de la siguiente manera:

- Corregir construcciones fuera de norma
- Reparar deterioros sufridos por alguna causa
- Sustituir elementos de la línea.

Con base a lo anterior, la forma general de calificar los desperfectos o anomalías se debe realizar como sigue:

Leves (L): Anomalías que requieran correcciones y/o reparaciones en plazos que puedan ser programables , consideradas como corto o mediano plazo, que permiten un tipo de actuación menos relevante y que no representen alto riesgo a la seguridad de las personas e instalaciones.

Graves (G): Anomalías que requieren sustituciones en plazos relativamente cortos (el mismo día hasta un máximo de una semana), considerando como inmediatas y críticas con plazos de actuación cortos y/o más relevantes y que si representan riesgo a la seguridad de las personas e instalaciones.

También se describen los datos generales para identificar la localización y ubicación del tramo y/o equipo que se esta revisando, la fecha de revisión, el recurso que se utiliza, así como los datos particulares e ingresar para cada anomalía.

Se comprobará que los conductores del tramo anterior al poste, no atraviesen piscinas, campos deportivos, parques o gasolineras, anotándose la clave de la valoración según se indica a continuación:

	Valoración
Pasa por piscinas, centros deportivos	
Parques o gasolineras	G

Si se detecta que el crecimiento de malezas (no necesariamente árboles) cerca de postes, torres, anclas etc. es considerablemente como para perjudicar el acceso al personal (tiene que hacer brecha) para realización de maniobras o reparaciones en las líneas.

Anotándose de la clave de valoración según se indica a continuación.

Valoración

Acceso a postes o torres

G

Con mucha vegetación o maleza

Se observará que el crecimiento de maleza (no necesariamente árboles) cerca de los conductores, no alcancen a cubrir la distancia mínimas establecidas, ya sea por la topografía del suelo o por existencia de arbustos en muros paralelos a las líneas, que representen riesgo de contacto con cables energizados. Anotándose la clave de valoración según se indica a continuación.

Valoración

Distancia de vegetación

A conductor de fase 3.00 m

G

Hacia todos los sentidos.

Se observará que la distancia de la vegetación al conductor de fase más cercano, en sus diferentes posiciones (arriba, al lado, debajo de y a través de) sea conforme se requiere en este documento, por lo que cualquier obstáculo (arbustos, ramas, enredaderas u otros) dentro de dicha distancia deberá ser retirada.

Además se observará si las ramas cercanas a los conductores presentan quemaduras, un notorio cambio de coloración de las hojas o daño que indique que el conductor ha estado en contacto con las ramas debido a oscilaciones provocadas por el viento o al incremento de paso debido al rebrote del follaje. Anotándose la clave de valoración según se indica a continuación. (Ver tabla I).

Tabla I: La siguiente tabla muestra la valoración de distancias mínimas separación de conductores con vegetación según su crecimiento.

Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala. (Mayo 1999).

Distancias al conductor	Crecimiento	Distancia Mínima (Mts)	Distancia Requerida (Mts)
"A" sobre la copa de los árboles	Lento	1,83	2,00
	Rápido	3,00	3,25
"B" Ramas secundarias (Crecen ramas sobre el conductor)	Lento	EVITAR	
	Rápido	EVITAR	
"C" Horizontal al fuste (Tronco Principal)	Lento	1,22	1,50
	Rápido	1,83	2,00
"D" Ramas Primarias (Salen directamente del tronco)	Lento	1,52	1,75
	Rápido	2,13	2,25
"E" Rebrotos	Lento	1,83	2,00
	Rápido	2,44	2,75

Tabla II. Porcentaje de crecimiento de Vegetación en áreas de EEGSA. (Julio 2008).

TABLA DE CRECIMIENTO DE VEGETACIÓN EN AREA EEGSA				
MUY RAPIDO	RÁPIDO	MEDIANO	LENTO	MUY LENTO
18	43	30	7	2

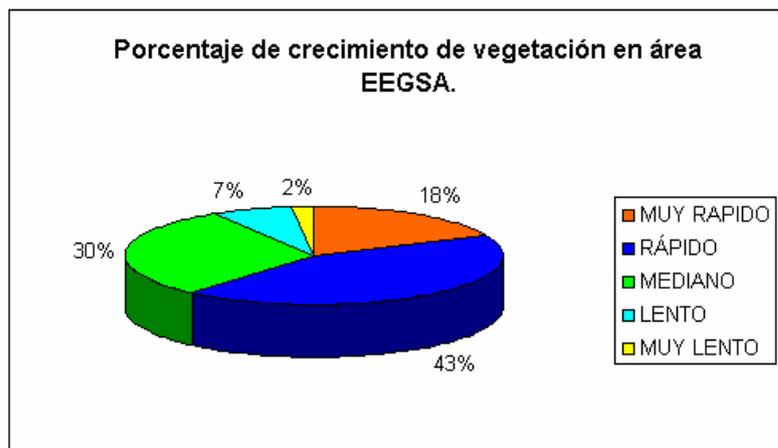


Tabla III. Gráfica de trabajos de desrame realizados anualmente por EEGSA. (Enero 2009)

TRABAJOS DE DESRRAME EFECTUADOS EN LA RED EEGSA POR AÑO						
2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
26,465	32,064	32,673	45,657	34,839	31,576	36,238

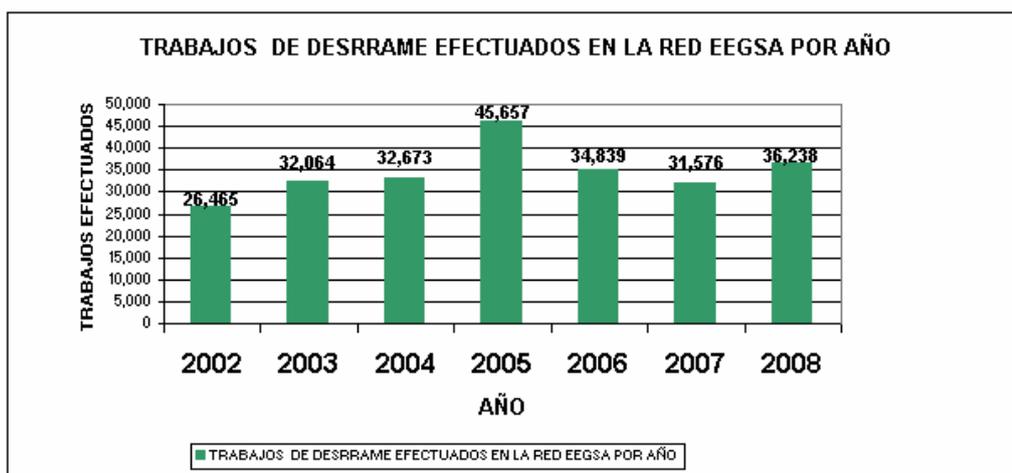
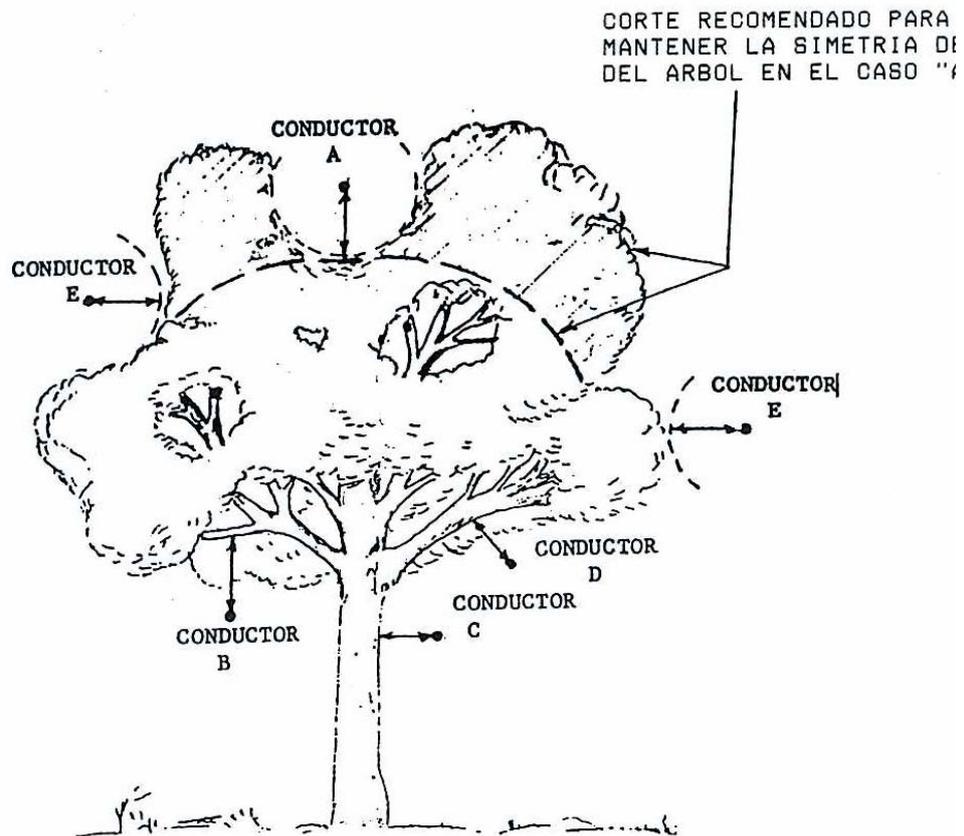


Figura 10. La siguiente figura muestra la distancia requerida para el paso libre del conductor de energía eléctrica. (Mayo 1999)



Cuando se observen árboles debajo de las líneas que su crecimiento afecte o amanece con interferir en las mismas, se recomendará la tala del mismo.

Tomar en cuenta la inaccesibilidad del área y el grado de dificultad para localizar el daño al momento de la salida de un circuito, no así en áreas urbanas en donde se les facilite el manejo de la vegetación en una forma más constante. Anotándose la clave de la valoración según se indica a continuación.

Valoración

Árboles existentes debajo de conductores

G

Crecimiento de enredaderas en postes y tirantes

Se observará el crecimiento de plantas de hábito trepador cerca de postes, tirantes, soportes para tirantes (stubs) y/o otros que sirvan de sostén para que la vegetación que dichas plantas no alcancen las líneas aéreas o el equipo instalado en las mismas (como interruptores de aire, pararrayos, etc). Anotándose la clave de valoración según se indica a continuación.

Valoración

Enredaderas cerca de tirantes y postes

L

2. ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA

2.1 Red automática subterránea de área local

En la vida moderna la energía eléctrica es necesaria y su continuidad más urgente. Desde los primeros días del uso de la electricidad; la distribución de energía en áreas comerciales con densidades de carga muy elevada ha sido uno de los problemas más graves a los que se enfrentan las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Las grandes concentraciones de carga con sus exigencias inherentes de continuidad de servicio y regulación de voltaje ha tenido gran influencia en el diseño de los sistemas de distribución para estas zonas.

La usual saturación de los espacios en que se instala este tipo de redes con los consecuentes problemas en la instalación de equipos voluminosos y líneas aéreas trae como resultado la necesidad de instalar sistemas subterráneos en estas zonas. El sistema de la red subterránea garantiza un servicio prácticamente continuo; únicamente habrá interrupción en el caso de una falla de la subestación principal o una salida completa de todo el sistema, casos poco frecuentes, y que de presentarse, se deben de resolver en tiempos cortos. Habrá también interrupción cuando la falla sea en baja tensión en la acometida del servicio del cliente. **La optimización de una red de distribución de energía aérea a subterránea, consiste en el cambio de configuración de red aérea de tramos de circuito principal a una configuración de red subterránea.**

La optimización de la red consiste en una red interconectada en la baja tensión operando un voltaje de utilización de 120/240 aéreos con cable todo forrado y energizada desde alimentadores radiales de 13.8kV o 7.6 kV en subterráneo. El sistema de alimentadores múltiples en alta tensión la que se conecta un número determinado de transformadores, que a su vez alimentan la malla de baja tensión en aéreo, se diseña de tal manera que se asegure de tal manera una continuidad del 100%. Excepto que existiese una falla en la subestación de potencia que alimenta a los primarios de la red.

Figura 11. Esta fotografía muestra las primeras optimizaciones realizadas por EEGSA. Se puede apreciar el paso del primario subterráneo y el servicio aéreo. (Noviembre 2008).



El diseño del sistema se basa en la premisa de que una falla en cualquier alimentador primario o transformador de no sea causa de interrupción por impacto de una rama o arbolado dentro de la ruta del circuito principal, dado que la carga está alimentada por el resto de los alimentadores primarios del sistema los cuales serán subterráneos.

2.2 Principios básicos de operación

El sistema subterráneo difiere sustancialmente del sistema aéreo en el hecho de que sus resistencias y reactancias son usualmente menores, debido a la mayor sección de sus cables y su aislamiento especial. Consecuentemente, la caída de voltaje es normalmente menor que en el sistema aéreo llegando a ser ocasionalmente una consideración de importancia.

Los sistemas de distribución subterráneos están generalmente libres de interferencias naturales y públicas, pero se requiere mayor tiempo para localizar y reparar una falla que en el sistema aéreo. También es característica inherente al sistema subterráneo el tener que proveer espacio, instalaciones y equipo suficientes para muchos años futuros, lo cual aumenta el costo inicial de construcción.

Entre las características de los sistemas subterráneos, su mayor costo comparado con el sistema aéreo, es algo que no se puede dejar de mencionar. Sin embargo, en muchos países se observa un rápido crecimiento de los mismos, debido a que existe un mayor interés en las comunidades residenciales por la apariencia estética.

Por otra parte, la diferencia de costos en comparación al sistema aéreo se ha reducido considerablemente en los últimos años debido a la fabricación de cables de dieléctrico sólido los cuales pueden ir directamente enterrados, terminaciones y empalmes de bajo costo, los cuales son fácilmente instalados, y a la masiva producción de equipo especializado como transformadores de plataforma (pad-mounted) y accesorios.

Cuando se inicia una red automática se cuenta con tres líneas primarias teniendo en cuenta que siempre se necesitarán mas alimentadores para el aumento progresivo de la carga. La intercalación y el número de alimentadores primarios determinan la reserva en capacidad que se requiere de los transformadores. Esto significa que la capacidad total de los transformadores en servicio con un alimentador cualquiera que fuera debe ser tal que pueda llevar sin sobrecargarse la carga en este momento, aun ocurriendo durante el pico de la carga.

En la planeación de una red automática en la que los transformadores están espaciados mas o menos regular y uniformemente en el aérea es posible intercalar los alimentadores primarios fácilmente; sin embargo, los modelos que se presentan aquí solo deben servir de guía, pues el espaciamiento entre subestaciones en una red no siempre es regular y uniforme.

Los interruptores con recierre automático o recloser, no tienen uso en las redes subterráneas automáticas por dos razones: la primera es que en circuitos subterráneos todas las fallas que se presentan son de carácter permanente, y la segunda es que en un sistema de red automática no es necesario reenergizar el circuito, ya que en realidad no hay interrupción del servicio.

2.2.1 Probabilidad de falla en los alimentadores primarios

Como ya se mencionó, las redes están diseñadas para una primera contingencia, o sea la salida de un alimentador primario. En redes pequeñas la probabilidad de coincidencia de una segunda falla en los alimentadores primarios es muy remota. En consecuencia, es aceptable el diseño basado en una sola contingencia. Sin embargo a medida que las redes incrementan su tamaño y por ende, el número de alimentadores aumenta en la longitud como en número, la probabilidad de una segunda contingencia se acrecienta también. La probabilidad de ocurrencia coincidente en un alimentador primario depende de varios factores relacionados con el diseño y la operación. Estos factores son:

- Número de alimentadores primarios.
- Longitud de los alimentadores.
- Número promedio de fallas en los alimentadores.
- Tiempo programado por año.
- Tiempo promedio fuera de los alimentadores durante falla.

El tiempo fuera programado se debe a trabajos de mantenimiento, prueba o labores de extensión de las redes. En consecuencia estos valores se estiman fácilmente. Una falla en un alimentador no se puede predecir ni tampoco saber cuál de los alimentadores será el que sufra estas fallas. El pronóstico de estos sucesos se puede expresar únicamente en términos de probabilidad. Las fallas en los alimentadores se pueden presentar en cable, uniones, mufas o por accidentes durante alguna construcción que dañe físicamente los circuitos o equipos.

La localización y el tamaño de las cargas. Se deben conocer de antemano especialmente de las cargas significativas e importantes de la zona. Asimismo, debe considerar los factores de la diversidad. Hay que tomar en consideración también el tiempo aproximado necesario para terminar tanto el proyecto como su realización, como objeto de estimar la carga aproximada que aparecerá en ese lapso y considerarla al inicio del proyecto.

Alimentadores primarios. Se debe saber número, voltaje, tamaño longitud y capacidad de los alimentadores primarios disponibles para alimentar a la red por proyectar. Como se demostró anteriormente, el número de alimentadores primarios tiene relación directa con la capacidad de reserva de los transformadores de la red. El voltaje del alimentador, el tipo de conductor y el calibre determinarán si la regulación de voltaje en los primarios será satisfactoria. La capacidad disponible de los alimentadores debe ser tal que la carga de la red se pueda llevar con cualquier alimentador fuera de servicio.

Subestaciones de potencia. A este respecto se debe saber la localización y capacidad de la subestación de potencia que alimentará la red. Es necesario que todos los alimentadores salgan de una misma subestación, debido a que los transformadores que alimentaran a la red están en paralelo, en baja tensión, por lo cual es posible que este cree problemas de flujos de energía que puedan hacer operar innecesariamente los protectores de red.

Facilidades disponibles. Es conveniente conocer las localizaciones disponibles en que se cuentan para establecer las rutas factibles en las redes de alta tensión y baja tensión, así como los lugares disponibles en que se podrán localizar las futuras subestaciones.

Diseño de la Red Secundaria. Un sistema de red automática consiste en un número de componentes que deben operar coordinadamente; en consecuencia, en el diseño de la malla secundaria esto debe tomarse en cuenta, aunque la prioridad será siempre automatizar la red de distribución primaria, y solamente donde realmente sea necesario la implantación de dicha red secundaria será evaluada dicha opción. Como se mencionó anteriormente, deben saberse los datos de carga y la localización de las mismas, para lo cual se utiliza un modelo geográfico de la zona en que se vaciarán todos los datos que se obtengan.

Límites de empleo y aplicación. Esta situación se desarrolla cuando se necesita alta calidad del servicio técnico en alguna zona por lo general la estructura de la red automática es la estructura que más se emplea; en ciertas condiciones es más económico cuando se desea obtener alto grado de continuidad. Las fallas en circuitos y líneas usualmente se localizan y reparan en tiempos cortos; sin embargo hay que tener presente que una falla en un cable requiere un tiempo considerable para ser localizada y reparada.

A partir de este modelo se podrá hacer una simplificación de las cargas, ya que las que están cercanas a las esquinas se podrán concentrar en las mismas y cuando se tenga una carga significativa a lo largo de la calle se podrá concentrar en la mitad, después de estas simplificaciones se hará un modelo que muestre el arreglo aproximado que llenarán los cables secundarios de red, esto significa que los servicios que deberán quedar aéreos y no sea necesario su transformación a subterráneos no serán tomados dentro de automatización de la red de distribución; esto derivado de la optimización de costos, asimismo en pequeños sectores se ha empezado a implementar estos segmentos de red automática, con los cuales se muestra red primaria en subterráneo y red secundaria en aérea.

2.2.2 Protectores de red automática

Los protectores de red tienen como función cerrar sus contactos cuando las condiciones de alimentador primario son adecuadas en cuanto a voltaje o ángulo de fase para suministrar energía a la red de baja tensión y abrir sus contactos cuando la energía fluye a la red en dirección inversa hacia el alimentador. El protector se compone de un interruptor en aire con mecanismo de cierre operado por un motor y con mecanismo de disparo operado por una bobina.

Protectores de sobrevoltaje y capacitancia. Los sobrevoltajes transitorios pueden originarse por maniobras de conexión o desconexión, descargas atmosféricas y descargas electrostáticas. Los transitorios eléctricos más severos son los ocasionados por las descargas atmosféricas. Éstas pueden dañar el aislamiento de transformadores, motores, capacitores, cables y ocasionar fallas en líneas de transmisión por la ionización del aire. La protección del aislamiento del equipo eléctrico se ha llevado a cabo tradicionalmente con parrayos y capacitores. El propósito de los parrayos es el de proteger el aislamiento de transformadores, motores y líneas de transmisión.

El propósito de los supresores de sobrevoltajes transitorios es el de proteger al equipo electrónico sensible, estos se pueden clasificar de acuerdo a la conexión con la carga que protegen. La conexión puede ser en paralelo o en serie con la carga, siendo la conexión en paralelo la más común. El tamaño de los supresores paralelo no depende del tamaño de la carga, sino de su cercanía a la acometida y de la corriente que pueden tolerar. El supresor de sobrevoltajes transitorios conectado en paralelo y el parrayos tienen el mismo principio de operación; cuando el voltaje en terminales de éstos aumenta, la resistencia del elemento de protección disminuye, dejando pasar más corriente.

Los dispositivos paralelo se pueden clasificar a su vez en dos tipos:

- ✓ Sujetadores de voltaje, “voltage clamping devices”,
- ✓ Dispositivos de arco, “crowbar devices”

Protección de sobrecorriente

Se deberá proveer protección de sobrecorriente para cada conductor no puesto a tierra mediante unos de los siguientes medios.

Relevadores de sobrecorriente y transformadores de corriente: Los interruptores de circuitos usados para protección de sobrecorriente en circuitos trifásicos A.C., deberán tener un mínimo de 3 relevadores de sobrecorriente operados por tres transformadores de corriente.

Cálculo de la corriente de cortocircuito. Para la planeación y operación de una red automática es necesario conocer las magnitudes de las corrientes de falla en diferentes puntos del sistema. A continuación se desarrolla un método aproximado para calcular:

- 1.- Máxima corriente de falla en la malla compuestas por cuadras de terreno.
- 2.- Máxima corriente de falla tensión compuesta de manzanas rectangulares.
- 3.- Corriente de falla en la malla entre esquinas de manzana
- 4.- Máxima corriente de falla en un alimentador primario con una falla trifásica en el secundario de la malla.

Mostrar la relación entre corrientes de falla y los diferentes parámetros de la red como:

- Número de unidades de red instaladas
- Impedancia de los secundarios principales
- Número de alimentadores primarios conectados a la red.

Las unidades de red localizadas en el punto de falla contribuyen más al total de la corriente de falla que cualquier otra unidad localizada algunas cuerdas más lejos. Entre más alejada está una unidad del punto de falla menor será su contribución a la misma. Así, en una malla muy grande una buena aproximación del total de la corriente de falla sería el resultado de considerar solo unas cuantas unidades de red y precisamente las que están cerca del punto de falla.

Fusibles de potencia

Los fusibles para proteger conductores y equipo deberán colocarse en cada conductor no puesto a tierra. Es permitido utilizar dos fusibles de potencia en paralelo para proteger la misma carga si tienen características idénticas y ambos fusibles son instalados en una montura común con conexiones eléctricas que dividan la corriente en partes iguales. Los fusibles de potencia del tipo de expulsión (vented type) no deberán usarse en subterráneos a menos que estén identificados para este uso. El nivel de interrupción de los fusibles de potencia no deberá ser menor que la máxima corriente de falla que el fusible deberá interrumpir, incluyendo las contribuciones de todas las fuentes de energía conectadas. El máximo nivel de voltaje de los fusibles de potencia no debe ser menor que el máximo voltaje del circuito. Los fusibles que posean un voltaje mínimo recomendado de operación, no deberán usarse con voltajes menores al especificado.

Interruptores de carga

Son permitidos los interruptores de carga (Load-interrupter switches) si son usados conjuntamente con fusibles adecuados o interruptores de circuito para interrumpir las corrientes de falla. Donde estos dispositivos sean usados en forma combinada, deberán estar eléctricamente coordinados para que soporten en forma segura los efectos de cerrar, llevar o interrumpir todas las corrientes posibles hasta llegar al nivel máximo asignado de corto circuito.

Medios de seccionalización: Se deben proveer medios para aislar completamente un componente o equipo del sistema. No será necesario el uso de seccionadores, donde existan otros medios de desenergización del equipo para realizar inspecciones y reparaciones. Las cuchillas seccionadoras que no estén interconectadas con un dispositivo aprobado de interrupción, deberán tener una señal de advertencia de no abrirlas bajo carga. Se podrá utilizar un fusible y su portafusible como seccionadores si han sido diseñados para ese propósito.

2.3 Materiales de una red de distribución subterránea

2.3.1 Características eléctricas de los cables subterráneos

Un trozo de material está dispuesto de muchos átomos dispuestos de una manera peculiar de acuerdo al material. Algunos materiales, principalmente los metales, tienen un gran número de electrones libres que pueden moverse a través del material.

Estos materiales tienen la facilidad de transmitir carga de un objeto a otro y se llaman conductores. Pero la constitución de los cables subterráneos pueden estar provisto de uno, dos, tres o cuatro conductores. Anteriormente se empleaban en las líneas monofásicas y trifásicas conductores concéntricos, pero por las dificultades de fabricación y aislamiento cayeron en desuso, fabricándose exclusivamente en la actualidad con conductores tranzados o arrollados en hélice.

Aislante, es un material que se resiste al flujo de carga, algunos ejemplos de aislante son la ebonita, el plástico la mica, la baquelita, el azufre y el aire. Los cables aislados consisten esencialmente en uno o más conductores mediante materiales enrollados o extraídos sobre los conductores; además, dependiendo del tipo de cable y de la tensión para la que este diseñado, existen otros elementos que tiene por objeto lograr el mejor aprovechamiento de las cualidades de los aislamientos y la preservación de esas cualidades; entre los que podemos mencionar:

El papel impregnado fue uno de los primeros materiales utilizados para el aislamiento de los cables para la transmisión de energía eléctrica y continua siendo el mejor aislamiento para cables de alta tensión.

Sus principales características son las siguientes

- 1) Alta rigidez dieléctrica
- 2) Bajas pérdidas dieléctricas
- 3) Resistencia elevada a las descargas parciales (ionización)
- 4) Posee buenas características térmicas

Su gran desventaja consiste en que es muy higroscópico y que la absorción de la humedad deteriora considerablemente sus cualidades dieléctricas, por esta razón el aislamiento de papel debe secarse perfectamente durante el proceso de fabricación del cable y protegerse con un forro hermético.

Para realizar este tipo de aislamiento se enrolla sobre el conductor cintas de papel, helicoidalmente, en capas superpuestas, hasta obtener el espesor de aislamiento deseado; a continuación se seca y se desgasifica el aislamiento calentándolo y sometiéndolo a un vacío elevado y se impregna con aceite mineral.

En los cables llamados de tipos sólidos que se usan para tensiones entre fases de hasta 69 Kv en cables monopolares y 46 Kv en cables tripolares, el aceite mineral para la impregnación se mezcla con una resina vegetal para aumentar su viscosidad y evitar así la migración del aceite aislante por gravedad hacia las partes más bajas de la instalación. En cables para tensiones más elevadas, el aislamiento se mantiene bajo presión por diferentes medios. Se han realizado cables con aislamiento para tensiones hasta de 50 Kv (voltaje entre fases) y están en proceso de investigación cable para 750 Kv.

Termoplásticos, son materiales orgánicos sintéticos obtenidos por polimerización. Se vuelve plástico al aumentar la temperatura lo que permite aplicarlos por extrusión en caliente sobre los conductores, solidificándose después al hacer pasar el cable por un baño de agua fría. Los termoplásticos más utilizados como aislamientos de cables eléctricos son el cloruro de polivinil (PVC) y el polietileno. El PVC mezclado con otra sustancia se utiliza extensamente como aislante sobre todo en cables de baja tensión, debido a su bajo costo, a su mayor resistencia a la ionización comparado con otros aislamientos orgánicos sintéticos y a poder obtenerse con mezclas adecuadas,

temperaturas de operación que van desde 60° C a 150° C. Tiene el inconveniente de tener una constante dieléctrica elevada y en consecuencia pérdidas eléctricas altas, lo que limita su empleo en tensiones mas elevadas.

El polietileno, que se obtiene por polimeración de gas etileno, tiene excelentes características como aislante eléctrico: rigidez dieléctrica comparable a la del papel impregnado y pérdidas dieléctricas menores. Tienen también una conductividad térmica mayor que el papel impregnado, lo que facilita la disipación del calor. Las desventajas del polietileno es que puede producirse deterioro del aislamiento debido a descargas parciales producidas por ionización, su punto de fusión es bastante bajo del orden de los 110° C lo que limita la temperatura de operación de los cables aislados con polietileno a 75° C. Para mejorar las características térmicas se han desarrollado el polietileno de alta densidad y el polietileno vulcanizado o de cadena cruzada.

Termofijos, son los aislamientos agrupados bajo el nombre de termofijos y están constituidos por materiales que se caracterizan porque, mediante un proceso de vulcanización, se hace desaparecer su plasticidad y se aumenta su elasticidad y la consistencia mecánica. Estos aislamientos se aplican generalmente por extrusión y se someten a un proceso de vulcanización elevando la temperatura a los valores requeridos. Los aislantes termofijos mas usados son el hule natural y los hules sintéticos, conocidos con el nombre genérico de elastómeros y más reciente algunos derivados del polietileno. El hule natural fue, con el papel, uno de los materiales usados para el aislamiento de cables. El estireno-butadieno conocido comercialmente con las iniciales SBR sus cualidades eléctricas y mecánicas son ligeramente inferiores a las del hule natural. En cambio sus cualidades de resistencia a los agentes químicos y al envejecimiento son algo superiores, por sus características y su bajo precio se ha utilizado principalmente en el aislamiento de cables de baja tensión.

El butilo es un hule sintético cuya propiedad principal es poder trabajar a temperaturas más elevadas que el hule natural su temperatura de operación es de 85° C. También ofrece una mayor resistencia a la ionización lo que permite usarlo para tensiones mas altas, una gran flexibilidad y resistencia a la humedad superior a la del hule natural. Aunque la materia prima para este tipo de aislamiento es barato su proceso de fabricación es elevado por lo que el precio final es costoso. El neopreno es un hule sintético de bajas propiedades dieléctricas pero superior a los elastómeros antes citados en lo que respecta a la resistencia a los aceites, a la flama, a la abrasión y a la intemperie por esta razón y su gran flexibilidad se usa principalmente en forros o cubiertas de cables aislados con otros elastómeros. El etileno-propileno es un hule sintético de desarrollo reciente que tiene cualidades dieléctricas próximas a las de polietileno pero mayor resistencia ala ionización y una temperatura de operación de 90° C, se aplican especialmente a circuitos de alta tensión en instalaciones industriales. Actualmente se fabrican cables con este tipo de aislamiento para tensiones de hasta 60000 volts.

Cubierta semiconductor y pantalla. La cubierta semiconductor que se coloca inmediatamente sobre el conductor, tiene por objeto uniformar el gradiente eléctrico en la superficie del conductor, eliminando las distorsiones del campo eléctrico debidas a las protuberancias constituidas por los hilos de la capa exterior. (el uso de materiales semiconductores se debe a que en esta forma se reduce la intensidad de las cargas eléctricas que pueden producir ionización, con respecto a la que se tendrá si se utilizasen cubiertas metálicas). La cubierta semiconductor puede estar constituida por una cinta de papel de papel saturado en carbón coloidal, enrollada directamente sobre el conductor.

En cables de construcción moderna, la cubierta semiconductor se aplica por extrusión usando un material semiconductor adecuado. La pantalla está constituida por una capa conductora colocada sobre el aislamiento y conectada a tierra, que tiene por objeto principal crear una superficie equipotencial para obtener un campo eléctrico radial en el dieléctrico. (La pantalla sirve también para blindar el cable contra potenciales inducidos por campos eléctricos externos y como protección para el personal, mediante su conexión efectiva en tierra).

En cables con aislamiento extraído se usan pantallas semiconductoras aplicadas por extrusión, colocadas entre la pantalla y el aislamiento, incluso con materiales aislantes como el polietileno que tiene un alto coeficiente de expansión térmica; en estos casos la pantalla metálica suele estar constituida por hilos de cobre o aluminio enrollados sobre la pantalla semiconductor. En los cables para alta tensión en los que los gradientes eléctricos aplicados al aislamiento son bajos, no se requiere un control de la distribución del campo eléctrico y por lo tanto puede prescindirse de la pantalla metálica; sin embargo ésta se usa en ocasiones en cables de baja tensión, para evitar la inducción de potenciales en los conductores, debidos a los campos eléctricos externos.

2.3.2 Cables subterráneos normados.

En Guatemala, los cables normados para los trabajos de red subterránea son los que a continuación se describen. Toda la recopilación de esta información se encuentra normada por la Empresa distribuidora y es de uso común para todas las empresas contratistas, esto ayuda a mejorar la calidad de trabajo y poder mantener un estándar en la información con los cuales se mantiene un estándar en la construcción de redes eléctricas nuevas y la expansión de las mismas

Figura 12. Cable WURD aprobado por EEGSA

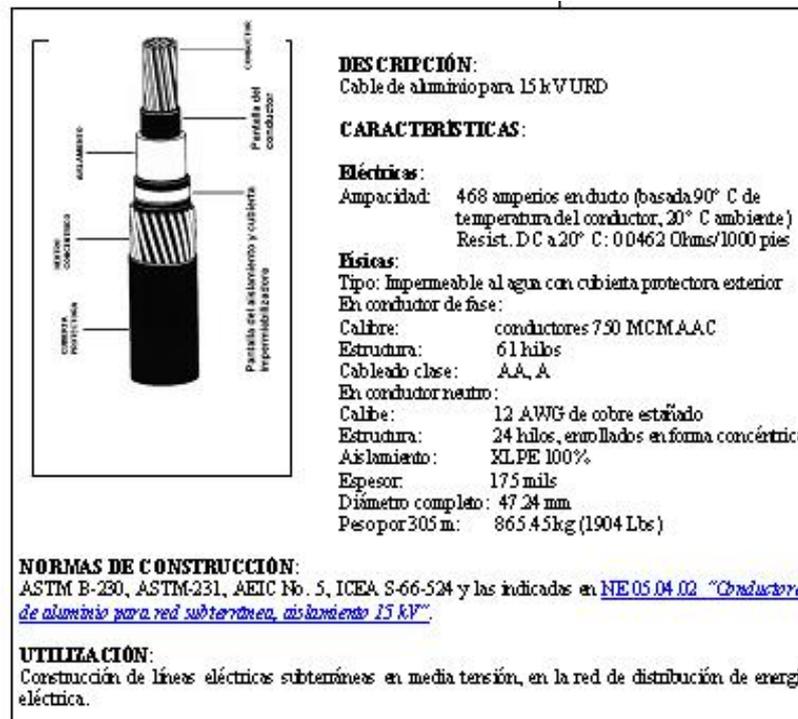
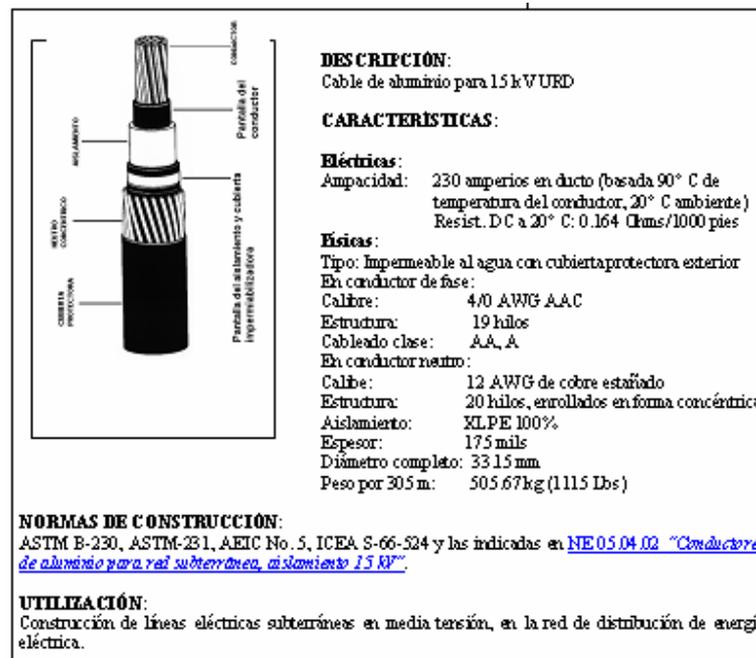


Figura 13. Cable URD aprobado por EEGSA



El Cable unipolar para 13.2 kV con aislamiento de polietileno reticulado, comúnmente denominado de “aislamiento seco”, fue introducido en forma masiva en el año 1980. Los orígenes de esta acción se remontan al año 1972 en que en forma experimental se adquirieran pequeñas cantidades de cable también con aislamiento de polietileno reticulazo pero de construcción tripolar. En ese entonces se determinó la necesidad de contar con un cable adecuado para alimentar centros compactos de transformación dado la flexibilidad de instalación del cable y el pequeño volumen de los terminales.

En 1979 se realiza una comparación técnica-económica entre el cable de aislamiento para aceite y el cable de aislamiento seco con aislamiento de polietileno reticulado teniendo en cuenta ambos tipos de construcción, tripolar y unipolar. Ante la paridad de costos totales y menores costos por kVA de cables secos, la decisión recae por la construcción tipo unipolar, que actualmente presenta una serie de ventajas que pueden resumirse así:

- El diseño del cable unipolar es más seguro desde el punto de vista eléctrica y mecánico.
- El blindaje electroestático metálico por fase, la ausencia de posibles deformaciones con el calor y de tensiones internas en el armado.
- La función de la pantalla de cobre aún como armadura otorgan al cable una mayor vida útil y seguridad en el manipuleo.
- El cable unipolar resulta adaptable a cualquier tipo de tecnología, ya sea en equipamiento de maniobra o accesorios de empalme y terminación.
- Menor requerimiento de mano de obra especializada para la realización de empalmes y terminales.
- Menor requisito de espacio para los empalmes y terminales.

- La factibilidad de empleo para las instalaciones con fuertes desniveles y donde deba reducirse el riesgo de incendio.

Por tratarse de una construcción unipolar, es razonable esperar menor cantidad de fallas y principalmente del tipo monofásico a tierra, esto significa menor cantidad de interrupciones. Aquí debe contabilizarse la mayor facilidad de manipuleo y por consiguiente el menor daño sobre el cable durante la realización de los trabajos. Es razonable esperar una mayor confiabilidad para el conjunto cable –accesorios, principalmente para la construcción tipo unipolar. El cable unipolar de aislamiento seco, ha venido a reemplazar al cable tradicional con aislamiento de papel impregnado. La ventaja fundamental del cable de aislamiento seco unipolar es debido a la posibilidad que se abre a través del empleo de conectores enchufables para la utilización de nuevas tecnologías y equipamiento, tales como cajas de seccionamiento, baja carga sumergible, uniones seccionables de cuatro vías de 200 y 600 amperios y transformadores sumergibles. Esta sección proporciona información básica, en los que concierne a los tipos de cable que la Empresa Distribuidora usa en sistemas de distribución.

Cable Primario. El uso de cable con aislamiento para 15kV, con neutral concéntrico, tipo DRS (distribución residencial subterránea) para la distribución primaria. A continuación se darán algunas de las especificaciones más importantes de dicho tipo de cable.

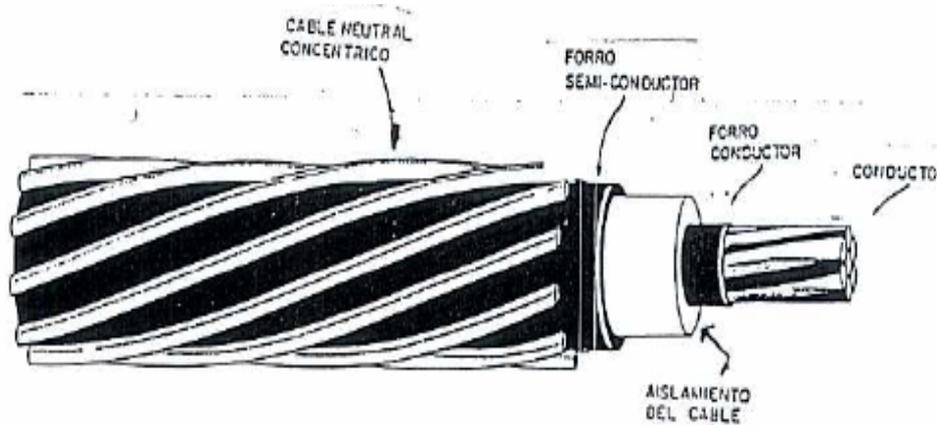
Especificaciones para cable con aislamiento para 15kV con neutral concéntrico tipo DRS. Estas especificaciones describen un ensamble de dos conductores, consistiendo ellos de un conductor de aluminio entorchado con aislamiento KLPE (Cres-linked polythylene) y de 10 hilos de cobre bañados en estaño, que forman el neutral y van enrollados concéntricamente alrededor del

forro semiconductor exterior. Este cable es adecuado para ser usado en ductos o para ir soterrados directamente; siendo la temperatura máxima del conductor, para una operación normal, de 90 grados centígrados (Ver figura 14).

Las partes esenciales de este cable como se muestra en la figura son las siguientes:

- Conductor.
- Forro conductor.
- Aislamiento.
- Forro semi-conductor.
- Cable neutral concéntrico.

Figura 14. Componentes principales del cable subterráneo .



CONDUCTOR:

Conductor de aluminio ASC, entorchado

FORRO CONDUCTOR:

El forro conductor consiste de una capa conductora con aislamiento tipo XLPE (Cross- linked polyethylene), dicho forro es de un material compatible con el metal del conductor y se encuentra firme y uniformemente adherido al conductor, el cual puede ser libremente removido del conductor.

AISLAMIENTO:

El aislamiento de este cable es de alta calidad, resistente al calor, a la humedad, el efecto del ozono y el efecto corona. Tiene un aislamiento tipo XLPE. El aislamiento está hecho para trabajar normalmente en lugares secos y húmedos, a una temperatura máxima del conductor de 90 grados centígrados, es aplicado al conductor en una concetricidad uniforme.

FORRO SEMICONDUCTOR:

Este forro semi-conductor consiste de un aislamiento tipo XLPE y está adherido al aislamiento del cable con la característica que es fácil de remover. Es resistente a la luz solar y a los efectos del medio ambiente.

NEUTRAL CONCÉNTRICO:

El cable neutral concéntrico, consiste de 10 cables de cobre sólido bañados en estaño N° 14 AWG. Los cables van enrollados en el forro semiconductor con la característica de que tiene una separación aproximadamente equidistantes unos de otros. Se ha obtenido cierta estandarización en cuanto a tamaños de los conductores concierne, siendo los tamaños empleados por la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A, los siguientes:

1. Cable N° 2 para 15kV con neutral concéntrico
2. Cable triplex N° 2 para 15kV con neutral concéntrico.
3. Cable N° 1/0 para 15kV, con neutral concéntrico.
4. Cable triplex N° 1/0 para 15kV, con neutral concéntrico.
5. Cable 350 MCM para 15kV con neutral concéntrico

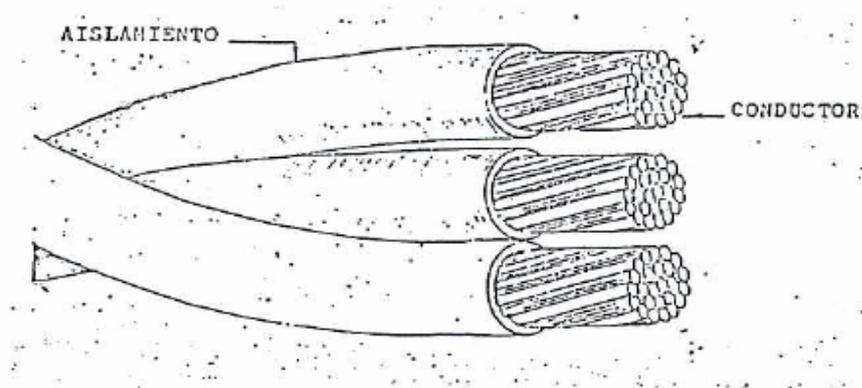
Cable secundario y de servicio: El cable utilizado para distribución secundaria, así como para los servicios es el cable triplex con aislamiento para 600 voltios tipo DRS (distribución residencial subterránea) o también conocido como URD (Underground-residential-distribution)

Especificaciones para cable triples con aislamiento para 600V: Estas especificaciones describen un ensamble de tres conductores, dicho ensamble consiste de tres conductores de aluminio que está enrollados conjuntamente con un aislamiento tipo XLTPE (Cross-linked-Thermosetting polyethylene). Este cable es adecuado para ser usado en ductos, distribución aérea o para ir soterrado directamente, siendo un voltaje de operación de 600 V.

Las partes esenciales de este cable como se muestra en la figura son:

- Conductor
- Aislamiento.

Figura 15. Partes que conforman un cable.



CONDUCTORES:

Son de aluminio y entorchados.

AISLAMIENTO:

Aislamiento hecho para trabajar normalmente a una temperatura máxima del conductor de 90° C; es el tipo XLTPPE. ((Cross-linked-Thermosetting polyethylene).

Identificación de las líneas eléctricas

1. Consta de tres conductores independientes, enrollados conjuntamente sin ningún otro recubrimiento.
2. Los calibres utilizados por la empresa # 4, # 2, # 2/0, # 4/0 aluminio.
3. La identificación de las fases es la siguiente:
 - a. Fase 1: Aislamiento color negro con letras de color blanco.
 - b. Fase 2: Aislamiento color negro con letras de color rojo.
 - c. Neutral: Aislamiento de color amarillo
4. La Empresa ha normalizado el uso del cable triplex # 4/0 aluminio con neutral N° 2/0 aluminio para la distribución secundaria y el cable triplex # 2 aluminio con neutral # 4 para servicios residenciales.

Tabla IV. Tabla de cables subterráneos- amperajes.

Fuente: Manual de Fichas Técnicas de Conductores Eléctricos Empresa Eléctrica de Guatemala.

Datos técnicos de los conductores normados

Código	Conductor	Resistencia DC en Ω /km a 20 ° C	Peso en kg/m (Lbs/1000pies)	Capacidad de conducción en amperios		Radio mínimo de curvatura mm
				Enterrado	En ducto	
310304	1/0 AWG	0.328	319.73 (705)	218	155	330
310305	4/0 AWG	0.164	505.67 (1 115)	324	230	390
	750 MCM	0.0462	843.54 (1 860)	569	468	550
310306	3 No. 1/0 AWG	0.328/Fase	959.19 (2 115)	218/Fase	155/Fase	
310308	3 No. 4/0 AWG	0.164/Fase	1 517 (3 345)	324/Fase	230/Fase	
	3 No. 750 MCM	0.0462/Fase	2 531 (5 580)	569/Fase	468	

2.3.3. Clasificación y manual de instalación de materiales subterráneos.

Los materiales subterráneos los podemos clasificar, dependiendo del nivel de voltaje que se vaya a trabajar, los clasificaremos:

- Materiales para líneas primarias 15kV.
- Materiales para líneas secundarias 600 voltios.

Se hará énfasis en los materiales para líneas primarias

Materiales para líneas primarias. Cuando un cable finaliza a la intemperie, ya sea en un poste o en un aparato, está expuesto a una gran variedad de elementos contaminantes, los elementos contaminantes cuando son depositados en la superficie del aislamiento del cable, causan arcos entre los depósitos de dichos elementos y el conductor como el cable mismo, esto eventualmente causará lo que es conocido como “trayectoria” (Formación de un paso conductor carbonizado, a través de la superficie de un material aislante). Este fenómeno ocurrirá cuando el arco forma un camino o una trayectoria en la superficie del aislamiento.

Por consiguiente cuando un cable finaliza en la intemperie dos cosas se deben de prever: un dispositivo que alivie el esfuerzo eléctrico y un material que sea resistente a la trayectoria formada por el arco, para así poder cubrir y proteger el aislante del cable está expuesto. La combinación de estos dos elementos es lo que constituye una terminación Exterior, la cual elimina la trayectoria formada por el arco en el material aislante .

2.3.3.1. Instrucciones para la instalación de terminal de salida primaria subterránea

A continuación se presentan las instrucciones para la instalación de una terminal Joslyn para ser usada con cable de aluminio 350 MCM con neutral concéntrico.

Preparación del cable:

- a.- Monte la Terminal en su posición permanente y amolde el cable a lo largo de esta. Corte el cable a una distancia de 5-5/16'' arriba de la superficie horizontal plana de la tapadera superior.
- b.- Desarrolle los alambres del neutral concéntrico 17'' de la punta del cable a un lado del cable y átelos con un alambre.
- c.- Haga un corte en forma de anillo y quite el forro semiconductor a una distancia de 12-3/4'' de la punta del cable. Siempre con la debida precaución de no cortar o dañar el aislamiento. Con cuidado redondee a 1/8'' hacia atrás el borde del forro semiconductor.
- d.- Haga un corte en forma de anillo y quite el aislamiento para que el conductor que quede expuesto a una distancia de 5-3/8'' de la punta del cable. Con cuidado redondee los bordes del aislamiento sin hacer una punta de lápiz.
- e.- Limpie el conductor expuesto con un solvente adecuado. Use el cepillo el alambre en el conductor y límpielo bien. Ponga una capa de cinta plástica alrededor del conductor expuesto cubriendo también la punta para así evitar dañar el elastométrico cuando se introduzca el cable en la terminal. Quitar esta cinta hasta que se le indique.
- f.- Importante: quitar todos los residuos de material semiconductor del aislamiento. Use un solvente adecuado y con un trapo limpie bien el aislamiento teniendo cuidado de no hacerlo con el forro semiconductor.

- g.- Use los guantes plásticos y use la grasa que se proporciona en el aislamiento expuesto a 1-3/4" del forro semiconductor.

Instalación de cable ya preparado. Nota: mantenga todos los componentes limpios y secos durante la instalación.

- 1.- Introduzca el cable ya preparado en la terminal y continúe empujando hasta que el aislamiento tope con la tapadera. El conductor debe salir 5-5/16" por arriba de la tapadera superior.
- 2.- Mientras se continúa empujando el cable contra la tapadera superior, quite los pines que sostiene el resorte interior. (Ver figura 7)
- 3.- Quite la cinta plástica del conductor y límpielo con un solvente adecuado.
- 4.- Aunque el cable está ahora sostenido siempre continúe empujando el cable contra la tapadera superior mientras se caimanetea el conector de compresión al conductor. Empiece a caimanetear en la marca en forma de anillo. Haga las compresiones que sean posible dejando 1/16" entre cada una. Limpie el exceso del compuesto inhibidor que quede en el conector de aluminio.
- 5.- Aplique de la grasa que se proporciona a la parte de abajo del conector de compresión y en la orilla de afuera de la tapadera superior. Introduzca el capuchón de protección encima del conector de compresión y la tapadera superior.
- 6.- Enrolle los alambres del neutral concéntrico y conéctelos a la terminal de tierra a la abrazadera de montaje.

Figura 16. Instalación de salida de cable subterráneo.

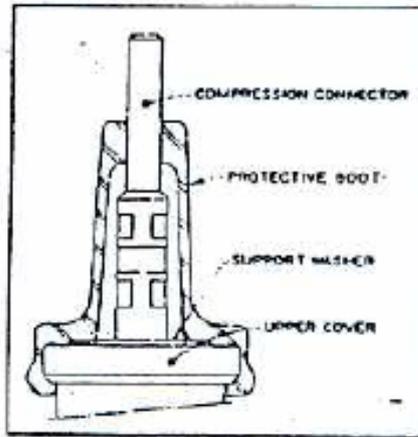
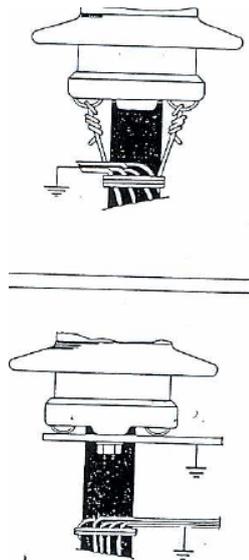


Figura 17. Instalación de cable en aislador para bajada primaria.

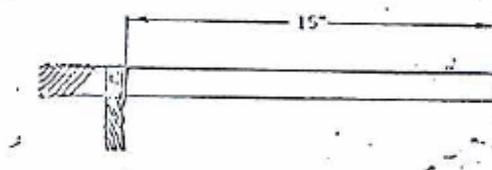


2.3.3.2 Instrucciones para la instalación de una terminación exterior

Esta terminación exterior de una pieza tipo 16 THG-ELASTIMOLD puede ser utilizada para exterior o para interior hasta un voltaje 15kV.

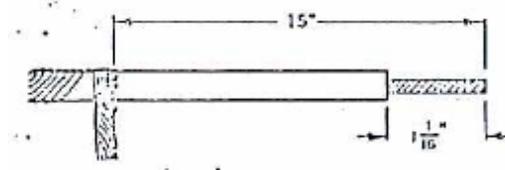
PASO 1.

Ponga el cable en la posición de la figura, luego amarre los alambres del neutral concéntrico a 15" de la punta del cable. Desenrolle y trence los alambres del neutral concéntrico para así forma el cable que se conectará a tierra.



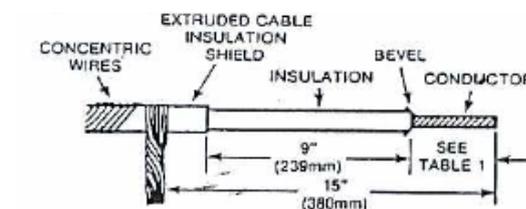
PASO 2.

Cuidadosamente corte y quite 1-1/16" del aislamiento de la punta del cable.



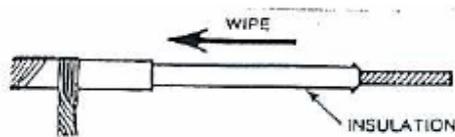
PASO 3.

Cuidadosamente corte y quite el forro semi-conductor del aislamiento del cable a una distancia de 9" del extremo del aislamiento cortado. El corte debe ser a escuadra y extremado cuidado se debe poner de no rayar o cortar el aislamiento del cable. Haga una disminución en el final del aislamiento no mayor de 1/4" .



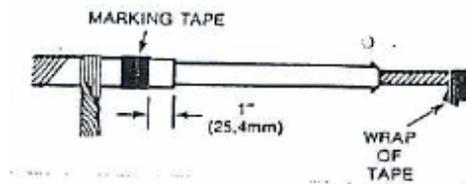
PASO 4.

Quitar todos los residuos de material semi-conductor del aislamiento. Usa un solvente adecuado y un trapo limpie bien el aislamiento teniendo cuidado de no hacerlo con el forro semiconductor.



PASO 5.

Colocar una marca con cinta adhesiva a una distancia de 1" medida a partir del borde del forro semiconductor, así el cable blindado. Además colocar un pedazo de cinta en el extremo del conductor para que este no sufra daños sobre su superficie al entrar en la terminación.



PASO 6.

Revisar los pasos 3 y 5 después lubriqué el forro asilado y introdúzcalo en la terminación.

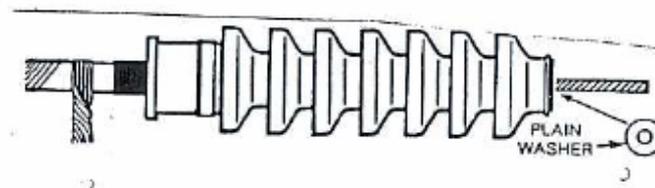
PASO 7.

Resbale la terminación en el cable usando un movimiento espiral. (Para eliminar fricción entre las dos superficies). Nota: La base de la terminación debe quedar alineada con la marca de cinta plástica puesto en el forro semiconductor; y por la parte de arriba de la terminación debe salir el cable.



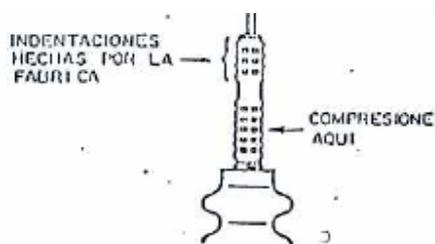
PASO 8.

Completamente quite la cinta plástica del conductor. Cepille bien el conductor de aluminio y luego coloque la roldada en el conductor. Inmediatamente coloque el terminal en el conductor. Limpie cuidadosamente el exceso de grasa inhibidora (Penetrox) y deslice la roldada en el cable.



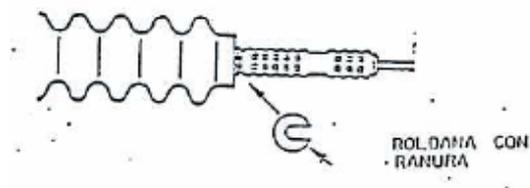
PASO 9.

Seleccione el dado correcto y la herramienta de compresión adecuada para comprimir el terminal, teniendo cuidado que la base del terminal este asentada contra la roldada. Limpie cuidadosamente el exceso de grasa inhibidora (Penetrox) que allá quedado en la terminación y en la terminal.



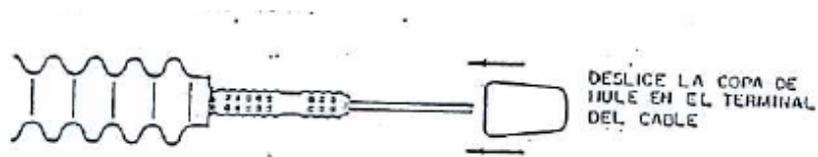
PASO 10.

Si la base de la termina no ha quedado firmemente contra la roldada después que se ha comprimado, deslice la roldada con ranura entre la terminación y la roldada común.



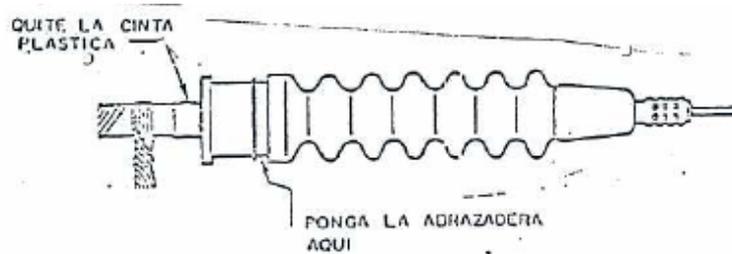
PASO 11.

Lubrique con la grasa de silicón suministrada la parte interior de la copa de hule, luego resbale la copa sobre el hasta y que esta se traslape con el aislamiento de la terminación.



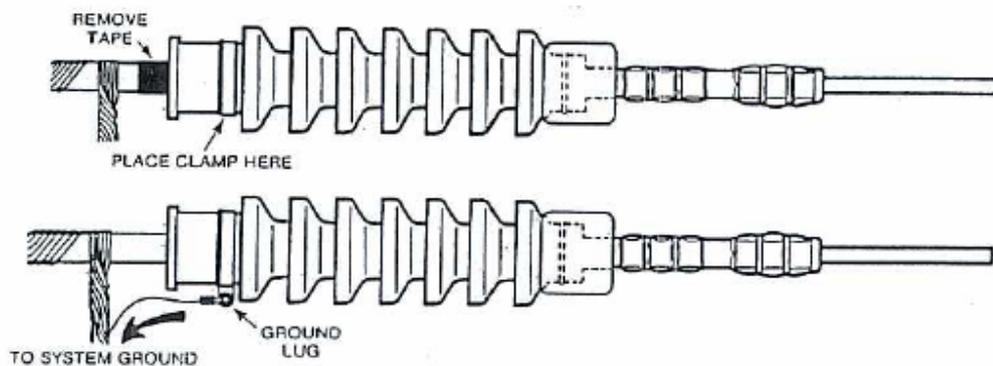
PASO 12.

Si la terminación está puesta en un bracket, ponga la abrazadera alrededor de la base de la terminación la abrazadera debe quedar colocada debajo de los hombros de la terminación. Las dimensiones entre el hombro y la orilla de la abrazadera es de $\frac{1}{2}$ ", de tal manera que después de la instalación de la abrazadera no pueda moverse ni para arriba ni para abajo. Quite la marca de cinta plástica del aislamiento del cable y luego limpie cualquier residuo de grasa inhibidora que haya quedado en el cable.



PASO 13.

Haga la conexión a tierra, conectando uno de los alambres al neutral concéntrico en el terminal suministrado para la conexión a tierra y compresiónelo. Los alambres concéntricos restantes tréncelos y conéctelos a la instalación requerida por la tierra del sistema.



2.3.3.3 Instrucciones para la instalación de una terminación interior (cono de esfuerzo 35 MSC).

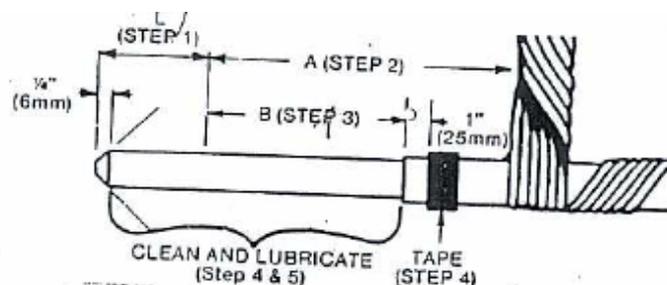
El cono de esfuerzo está diseñado para reducir el esfuerzo de voltaje que se produce en la terminación de un cable, es utilizado en instalaciones interiores, para voltajes de 15 kV, 25kV, y 35 kV. Las siguientes instrucciones son aplicables solamente a cables subterráneos con neutral concéntrico.

Precauciones en el trabajo.

- 1.- No tocar mientras esté energizado el sistema.
- 2.- Todos los aparatos deberán de estar desenergizados durante la instalación.
- 3.- Inspeccionar que las piezas a instalar no están dañadas y revisar que el voltaje de operación de los accesorios sea compatible con el voltaje que se vaya a trabajar. Ejemplo: si la instalación interior a realizar es de 13.2kV el cono de esfuerzo ha instalar deberá de se para operar a 15kV.

PASO 1.

Desenrollar el blindaje a una distancia 16" a la 17" del extremo del cable. La distancia L que aparece indicada estará en función del tamaño del conector a colocar en el extremo del cable.



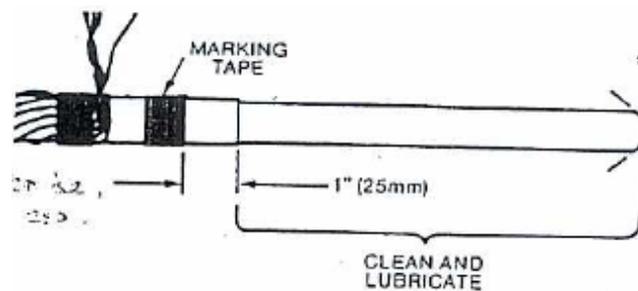
PASO 2.

La distancia A tendrá 14-1/4" medida desde el cable de tierra. Corte cuidadosamente el forro semi-conductor a una distancia de L mas B, donde B es 12-1/047", deberá cortarse con sumo cuidado para no dañar el aislamiento, lo cual puede ocasionar fallas en el cable. En el extremo del cable hacer una especie de cono tal como se muestra en la figura de una ancho de 1/4".

PASO 3.

A.- Limpie y lubrique el material aislante. No dejar residuos de la capa semi-conductora sobre el material aislante, estos podrán ser removidos con un solvente.

B.- Colocar una marca con cinta de aislar a una distancia de una pulgada donde inicia el forro semi-conductor.

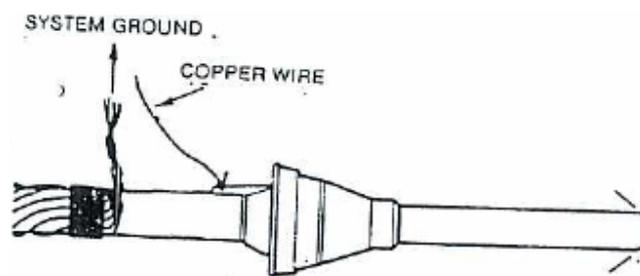


PASO 4.

Aplice el lubricante proporcionado por el fabricante, aplicándolo sobre el aislamiento del cable y adentro del cono de esfuerzo.

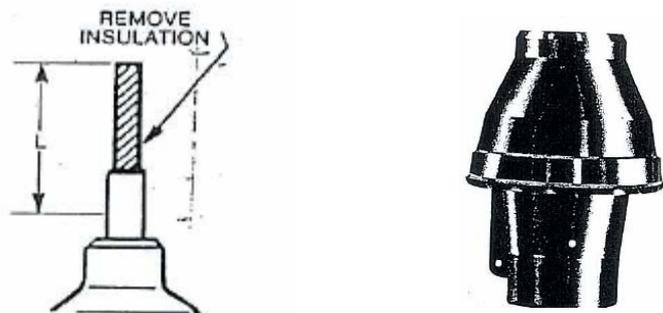
PASO 5.

Inserte el cono de esfuerzo en el cable, utilizando un movimiento hacia la base del cono hasta llegar donde inicia la marca de cinta de aislar, lugar donde topará el cono. Luego quitar esta marca y hacer la conexión de tierra tal como lo muestra la figura.



PASO 6.

Remover el material aislante necesario para colocar el conector necesario.



2.3.3.4 Instrucciones para la instalación de un conector-rompecargas estilo 164-LR

Contiene:

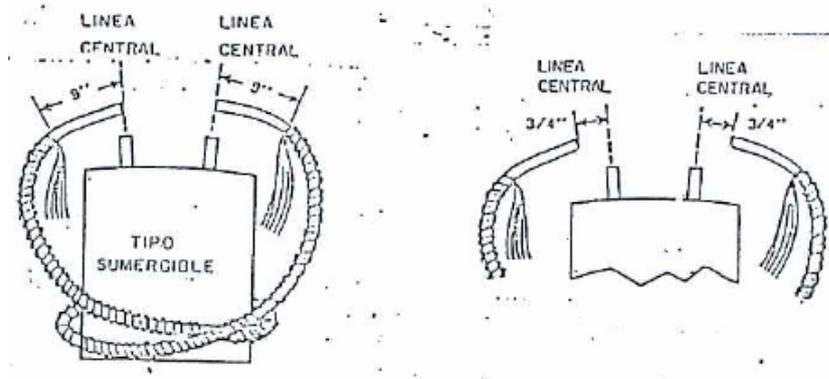
- 1 Codo receptáculo.
- 1 Terminal de cable.
- 1 Terminal de contacto.
- 1 Llave para atornillar
- 1 Grasa silicón.
- 1 Paño.

Nota: Todos los aparatos asociados deben de estar desenergizados.

PASO 1.

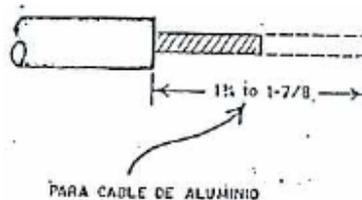
Para transformadores sumergibles: Dirija el cable de tal manera que éste quede en la posición final del ensamblaje como se muestra en la figura ; el cable debe tener suficiente holgura para así proveer una libranza adecuada para el codo esté desconectado puede ser colocado en el accesorio de estacionamiento o descanso.

Nota: El cable debe extenderse rectamente hacia fuera en la salida del codo; así es que antes de hacer el dobléz, debe de chequearse que el cable quede lo mas recto posible en sus extremos, luego después de hacer el dobléz procurar que haga un ángulo de 90 grados con el bushing del transformador, para así evitar dobladuras en el codo.



PASO 2.

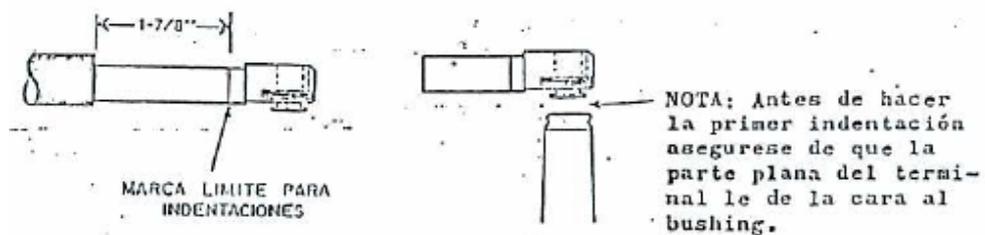
Quite de 1-3/4" a 1-7/8" del aislamiento del cable y del forro semi-conductor. Haga el corte a escuadra, es decir, no reduzca el aislamiento al cortarlo en forma de punta de lápiz. Cepille bien el conductor de aluminio e inmediatamente insertarlo en el terminal que contiene la grasa inhibidora (Penetrox).



PASO 3.

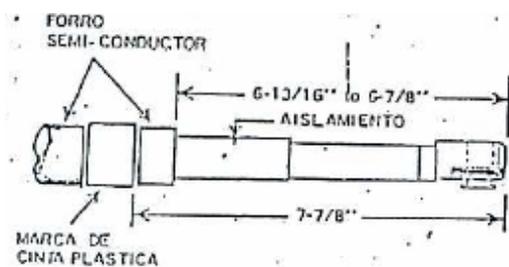
Ponga el Terminal de cable en su posición en el conductor ya preparado, de tal manera que la parte plana del Terminal le dé la cara al bushing. Selecciones el lado correcto y la herramienta de compresión (para cable de aluminio No. 2 usando la herramienta Burny Nd6, usar el dado W243 y para la herramienta Burny MD6 usar el dado U243) y luego compresione el Terminal manteniendo su base contra el aislamiento del conductor. Empiece la primar indentación a 1-7/8" de la base del Terminal. Rote cada sucesiva indentación por lo menos 90 grados.

El objeto de la rotación de las indentaciones es evitar la deformación del Terminal. Cuando se use cable de aluminio, limpie cuidadosamente del Terminal y del aislamiento del cable, el exceso de grasa inhibidora (penetrox).



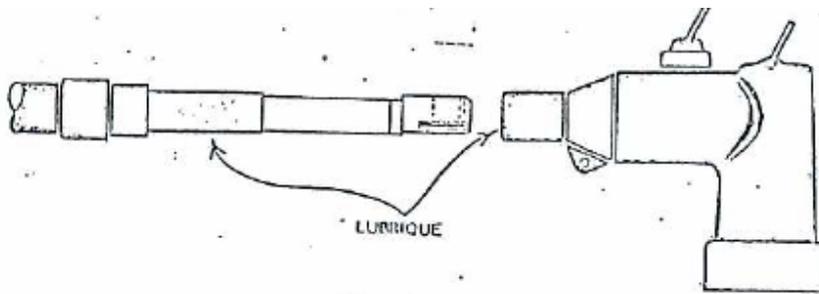
PASO 4.

Corte y quite el forro semi-conductor, en un punto entre 6-3162 Y 6-7/8" medidos desde el extremo del Terminal, el corte debe ser suave y a escudara; no corte o raye el aislamiento del cable. Esté seguro de limpiar los residuos del forro semi-conductor y limpie detenidamente el aislamiento del conductor. Los residuos del forro semi-conductor pueden quitarse limpiando el aislamiento con un paño remojado en un solvente de seguridad aprobado (latas de con un aerosol marca CR-Cable clean). Marque con cinta plástica el forro semi-conducto exactamente a 7-7/8" desde la punta del Terminal.



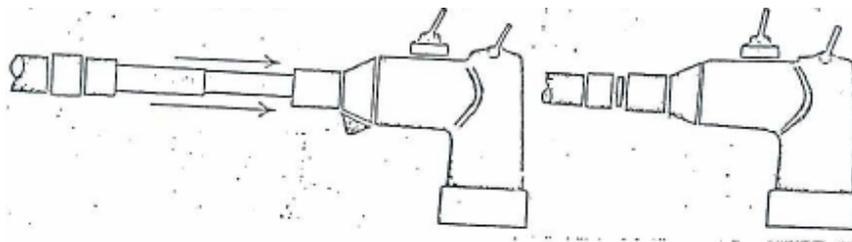
PASO 5.

Quite la tapa protectora del receptáculo del cable en el codo y el tapón plástico que protege la rosca de contacto en el Terminal de cable. Lubrique la superficie del aislamiento del cable y la parte interior del receptáculo del codo donde entra el cable, con el lubricante suministrado. Mantenga tanto el aislamiento del cable como el receptáculo del cable limpio (use únicamente grasa de silición, no la sustituya por otro tipo de grasa).



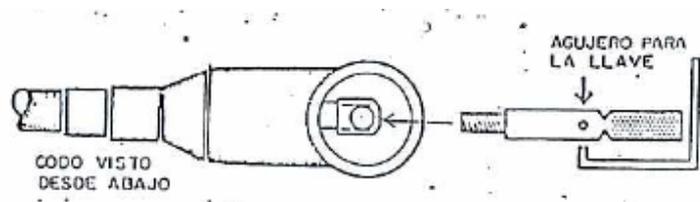
PASO 6.

Deslice el cable, con un movimiento circular (para así disminuir fricción entre las dos superficies); dentro de su receptáculo en el codo, pare hasta que el cable no avance más. Cuando la instalación se ha hecho correctamente, la marca del receptáculo del cable en el codo. Alinee el receptáculo del bushing, en el codo de tal manera que la rosca de contacto en el Terminal de cable quede viendo hacia fuera. Este alineamiento puede hacerse girando el codo.



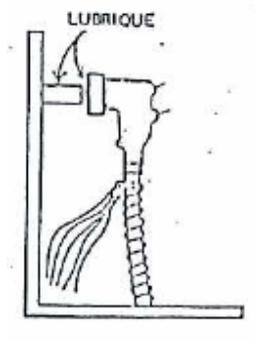
PASO 7.

- 1.- Quite la tapa protectora del receptáculo del bushing en el codo.
- 2.- Inserte la parte corta de la llave para atornillar en el agujero y este a su vez en el Terminal de contacto.
- 3.- Inserte el tornillo del Terminal de contacto en el receptáculo del bushing en el codo.
- 4.- Atornille el Terminal de contacto con el Terminal del cable.



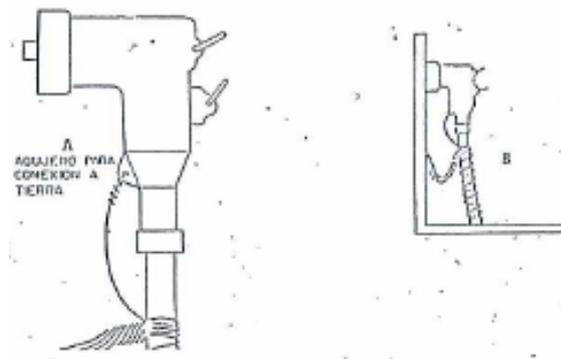
PASO 8.

- A.- Lubrique con la grasa de silicón suministrada tanto del bushing como el receptáculo del bushing en el codo.
- B.- Coloque firmemente el codo en el bushing, asegúrese que el codo esté alineado con el bushing APRA así prevenir desalineamientos del pin y del socket.
- C.- Empuje con fuerza firme y uniforme, el codo dentro del bushing hasta que se encuentre firmemente en su lugar. Nota: Debido a la característica interna del ensamblaje; el receptáculo del bushing puede que inicialmente no quede totalmente enganchado. Nota: Debido a la característica interna del ensamblaje el receptáculo del bushing puede que inicialmente no quede totalmente enganchado.



PASO 9.

- A.- Conecte un alambre del neutral concéntrico al agujero de tierra en el codo y tréncelo suavemente.
- B.- Trence los alambres restantes del neutral concéntrico y conéctelos, usando un conector común, al neutral del bushing, o al sistema de tierra del transformador.
- C.- Asegúrese de dejar suficiente holgura en los alambres del neutral concéntrico conectados a tierra para así poder operar el conector.



2.3.3.5 Instrucciones para la instalación de un bushing rompe-cargas.

Antes de conectar el bushing, esté seguro que el pozo receptor para el bushing en el otro aparato esté seco y sin ningún tipo de elemento contaminante. Todos los aparatos asociados al bushing deben estar desenergizados.

PASO 1.

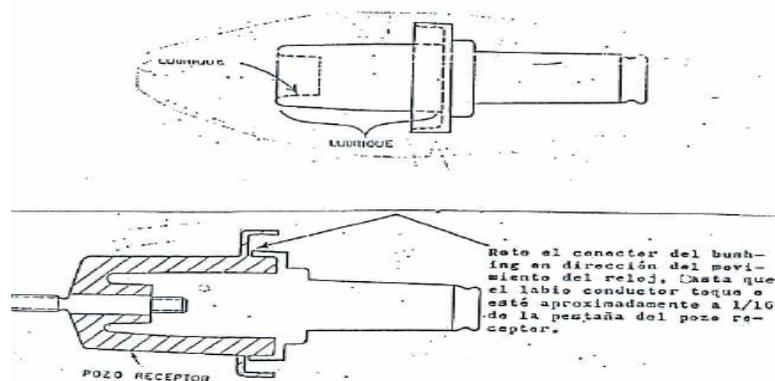
Lubrique la base del conector y el conector del bushing, con el lubricante suministrado. No sustituya el lubricante en el pozo receptor del otro aparato.

PASO 2.

Rote el conector del bushing en dirección del movimiento de las manecillas del reloj, hasta que el contacto del bushing pegue en el tornillo de contacto del pozo receptor. (El labio conductor en el conector del bushing debe tocar o estar aproximadamente a 1/16" de la pestaña del pozo receptor).

PASO 3.

Limpie bien la superficie del conector del bushing antes de ensamblarlo, a un conector disyuntor. Importante: Si el conector disyuntor no va a ser inmediatamente ensamblado, póngale su tapa de protección. Nota: La tapa protectora protege únicamente contra la suciedad. No está aislada.



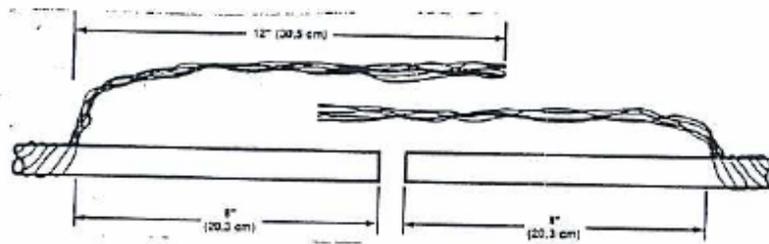
EMPALMES.

La característica principal de los cables subterráneos es: Proporcionar un empalme permanente, completamente blindado y totalmente sumergible.

Empalme recto 25 S: Este empalme puede ser usado en nuevas instalaciones para unir cables o para reparar cables rotos que existan en una instalación. Condiciones de trabajo: Todo deberá estar desenergizado para realizar este trabajo.

PASO 1.

Determinar en donde es necesario el empalme, deje más o menos cuatro pulgadas (10.2 cm) de neutral concéntrico desde ese punto. Mida ocho pulgadas (20.3 cm) desde el centro donde se hará el empalme; desate y una los cables del concéntrico neutral hasta ese punto para las dos puntas de los cables.



PASO 2.

Mida las pulgadas de acuerdo a la tabla desde el final del cable y quítele el asilamiento a esa distancia. Corte **recto y no biselado**. Enrolle los conductores de la escobilla de aluminio e inmediatamente inserte en los conectores que contiene el inhibidor.

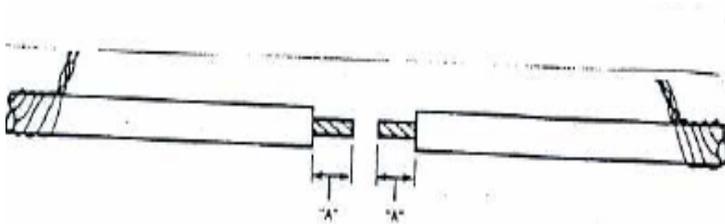
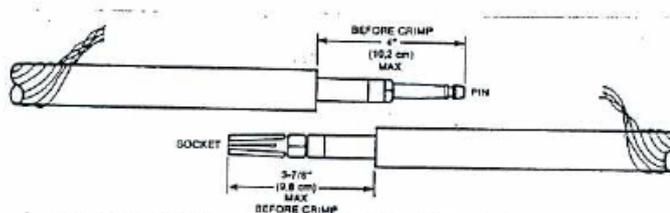


TABLE 1

"A" Dimension	Conductor Type				
	Copper		Aluminum		
	Stranded	Solid	Stranded	Solid	Compact
1" (2.5 cm)	All Sizes				
			4	4	
			2	2	1
1-7/8" (4.8 cm)	—				
			1	1/0	
			1/0	2/0	
			2/0	3/0	
			3/0	4/0	
		4/0	250 kcmil		

PASO 3.

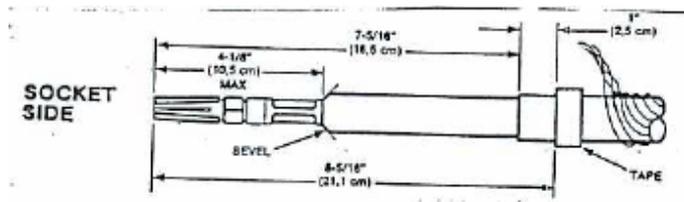
Antes de conectar, determine que la distancia desde el final del aislamiento hasta el final del contacto del pin no exceda 4" y la distancia desde el final del aislamiento hasta el final del contacto del socket 3-7/8" (9.8 cm). Si estas dimensiones exceden, no proceda; revise previo a trabajar. El socket de conector de presión y el contacto del pin con conductores desnudos siendo cuidadosos de sostener la base del conector de presión contra el cable aislado. Vea el listado para identificar los números apropiados de espaciados. Comience a apretar en la línea del conector de presión y rote cada uno sucesivamente, espacie 90 grados o 180 grados. Cuando se use cable de aluminio limpie cuidadosamente el inhibidor de los contactos y del cable.



PASO 4.

En el final del cable socket, la dimensión del aislamiento del cable hasta el final del socket no debería exceder 4-1/8" (10.5 cm) Si esto no procede, corte el campo semi-conductor 7-5/16" (18.6 cm) desde el frente del final del socket con un corte suave y recto. Tenga cuidado de no dañar la insolación. Una falla puede causar cortes severos. Quite el campo semi-conductor.

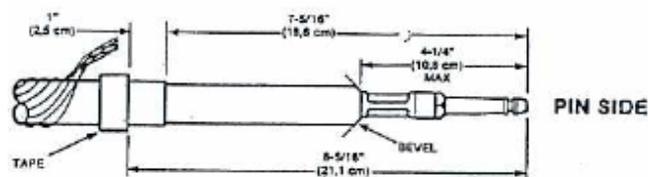
Bisele cuidadosamente dirigiéndose a la orilla del aislamiento no mas de 1/16" (1.6mm). Marque el campo 8-5/16" (21.1 cm) desde el final del socket con una o dos tiras de cinta plástica eléctrica.



PASO 5.

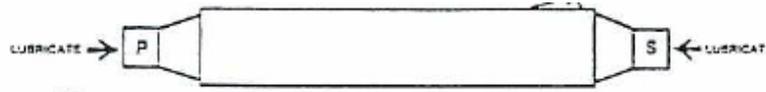
En el lado del pin del final del cable, la dimensión del final de aislamiento del cable hasta la punta del pin no debe de exceder 4-1/4" (10.8 cm). Si excede, no proceda. Corte el campo semi-conductor desde el frente de la punta del pin con un corte suave y recto. Tenga cuidado de no dañar el aislamiento. Una falla puede causar cortes severos.

Quite el campo semi-conductor. Bisele cuidadosamente la orilla del aislamiento no más de 1/16" (1.6mm). marque el campo 8-5/16" (21.1 cm) desde el frente del final del pin con una o dos tiras de cinta plástica eléctrica.



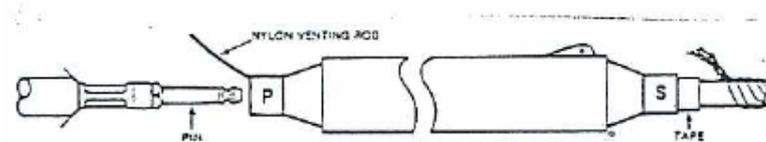
PASO 6.

Limpie y lubrique las puntas del pin y el cable socket. Lubrique dentro de la cámara con grasa lubricante. (Use grasa silicón. No sustituya).



PASO 7.

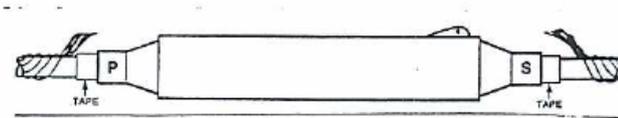
Examine la cámara del empalme y nota que un lado esta marcado con una P (para contacto con el pin), y otro lado con una S (para el contacto con el socket). Un hombre sostiene el final del socket mientras el otro desliza la marca de la cámara que es una S en el final del socket. Retuerza la cámara e introduzca el final del socket dentro de la misma hasta que la cinta indicadora lo alinee con el fondo de la cámara. Después, inserte nylon hasta aproximadamente la mitad dentro del lado P de la cámara.



PASO 8.

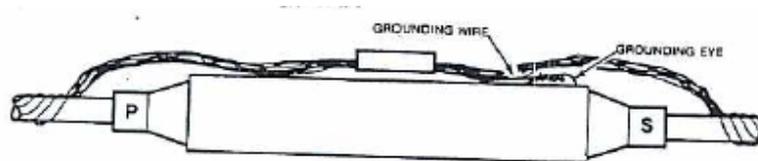
Deslice el pin del final del cable dentro del lado P de la cámara. Introduzca el final del cable junto cuando se retuerza o rote la cámara hasta que el indicador en el cable se aproxime 1" (2.5cm) desde la cámara del empalme. Quite el nylon de la cámara. Continué introduciendo el pin dentro de la misma hasta que la cinta indicadora alinea con el final de la cámara de empalme. El indicador puede estar tan alejado como 1/8" (3.2 cm) de la cámara del empalme dependiendo del tamaño del cable aislador.

La llave localizada en el socket prevendrá el empalme de que se desprenda, si está propiamente conectado. Remueva la marca de la cinta.



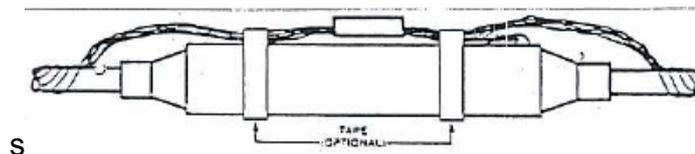
PASO 9.

- a.- Retuerza los cables del concéntrico neutral juntos y trate de ponerlos sobre la cámara del empalme.
- b.- Inserte una punta de un pequeño cable equivalente a No.14 a través del agujero y retuézalo, teniendo cuidado de no dañar el agujero.
- c.- Conecte los cables neutrales y los cables usados para la conexión, junto con un conector apropiado.



PASO 10.

Junte los cables del neutral concéntrico con la cámara. El empalme entonces, estará completo.



2.3.4. Accesorios para distribución subterránea.

Además se cuenta con una serie de accesorios como lo son las derivaciones en T o en estrella, estos se utilizan para corrientes de 200 y 600 amperios, existen codos, bushings, etc. A continuación se muestran algunos otros accesorios que son utilizados en instalaciones subterráneas.

Figura 18. Codo de acople para 15 kV.

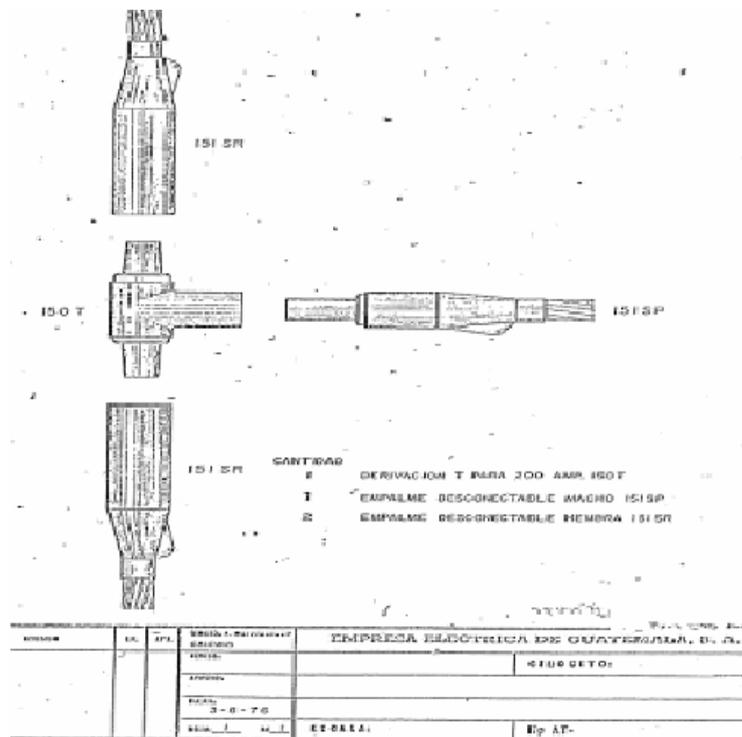
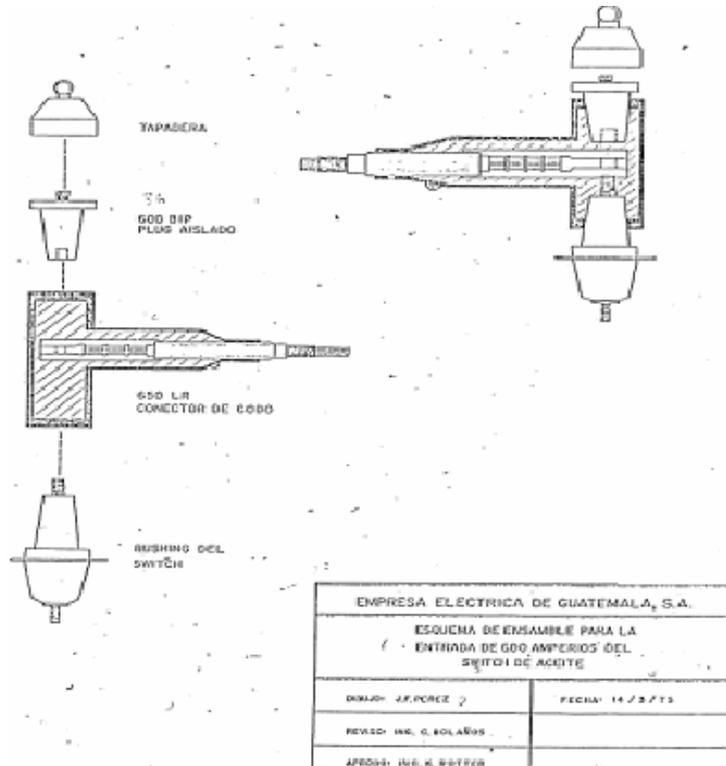


Figura 19. Codo de acople de entrada para 600 A con aceite.



Materiales para líneas secundarias. Haremos una pequeña mención para los materiales utilizados para la distribución secundaria, ya que nuestro estudio se enfoca principalmente en automatizar la red de distribución primaria, y solamente donde realmente sea necesario la implantación de dicha red secundaria será evaluada dicha opción; ya que los servicios que deberán quedar aéreos y no sea necesario su transformación a subterráneos no serán tomados dentro de automatización de la red de distribución; esto derivado de la optimización de costos.

Los materiales más utilizados en instalaciones subterráneas de líneas secundarias tenemos:

- Las flautas o derivaciones (UPC)
- Mangas de hule
- Protectores de hule

Se muestran algunas figuras a continuación con el fin de que se tenga un conocimiento físico de estos materiales.

Figura 20. Codo de acople para distribución de servicios 120/240 subterráneo

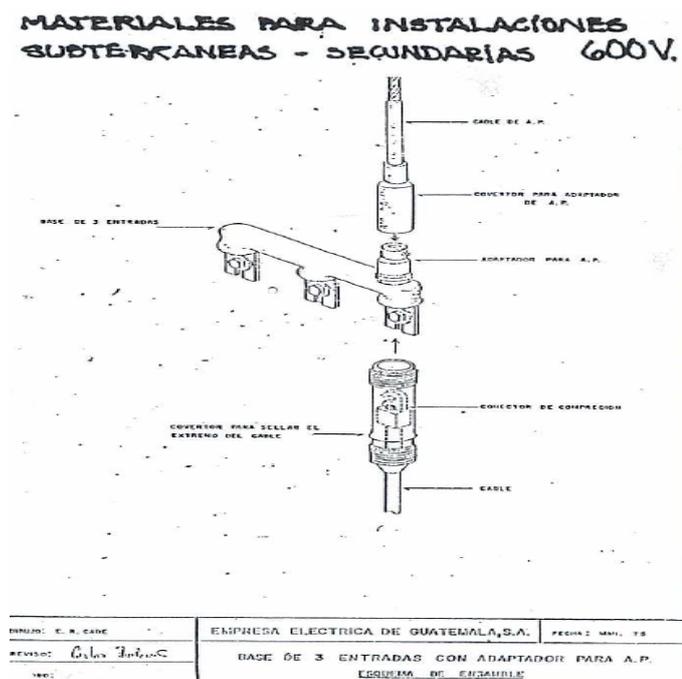
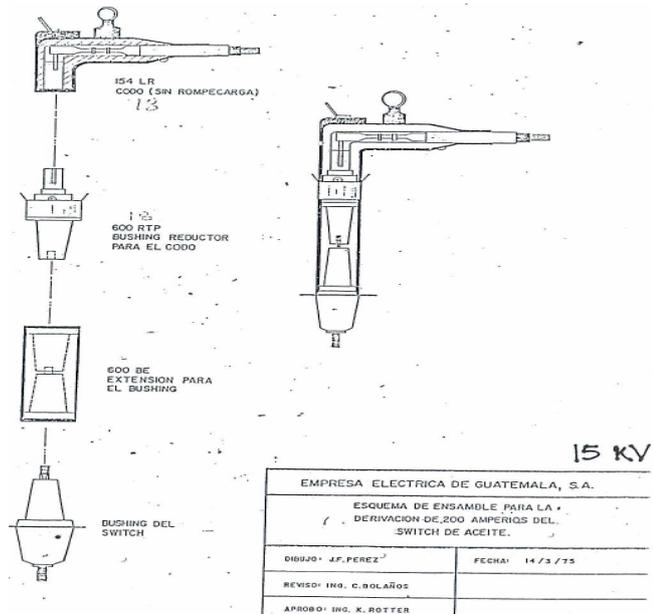


Figura 21. Codo de acople para distribución de servicios 120/240 subterráneo con switch de aceite.

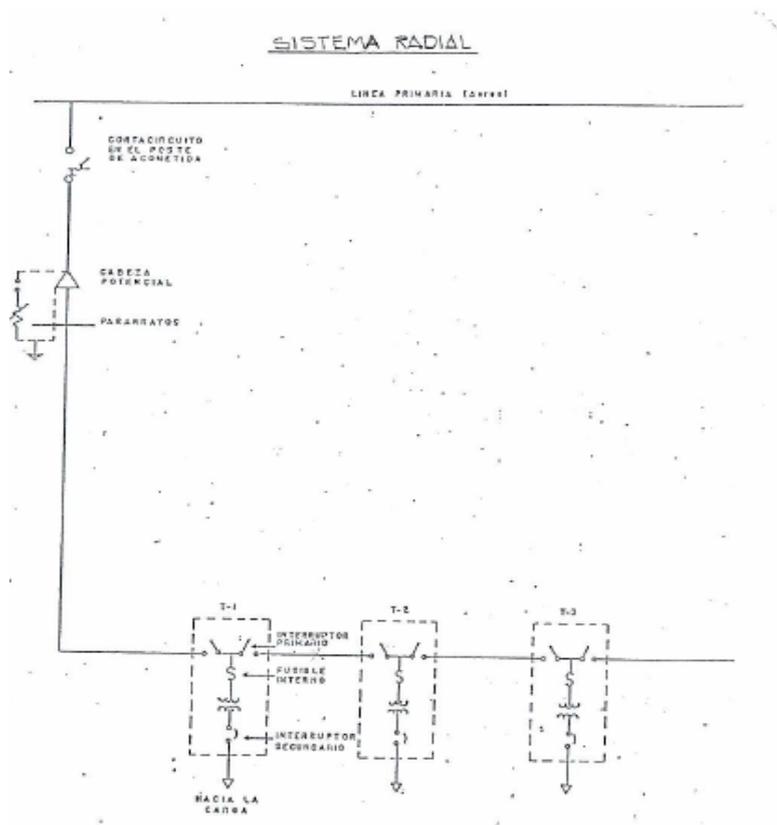


2.4 Sistemas de distribución subterráneos.

a. Sistema de alimentación radial.

Es el más simple de construir y de más bajo costo, en este sistema toda la carga es suministrada por una sola fuente, tal como se muestra en la figura. La desventaja que tiene es que al ocurrir una falla en el cable primario, esta resulta en una interrupción de servicio, la cual es prolongada para algunos consumidores, por lo cual este sistema es poco confiable en cuanto a la continuidad del servicio. (Ver figura 22)

Figura 22. Sistema subterráneo de alimentación radial.

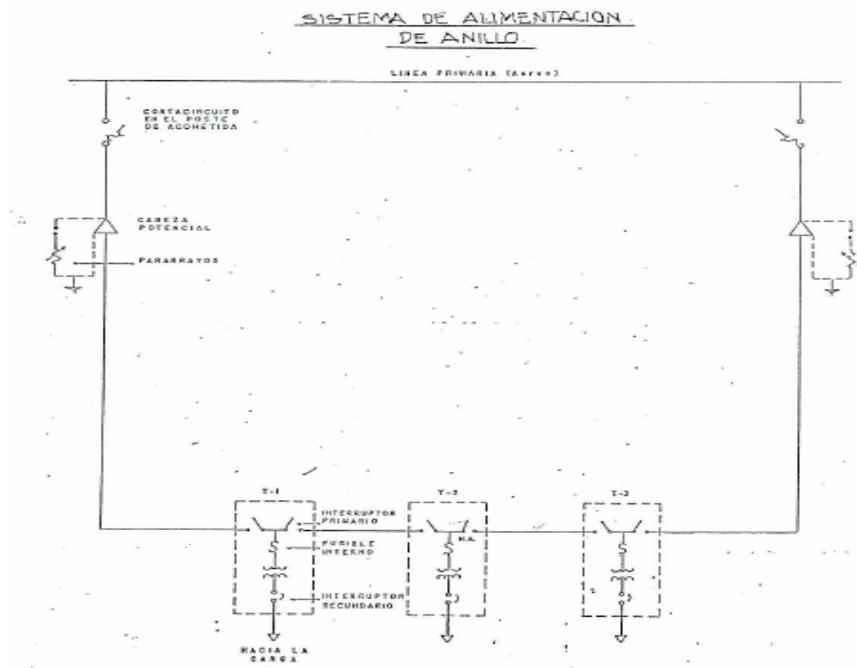


b.- Sistema de alimentación en anillo.

Consta de dos fuentes de alimentación para suministrar energía la carga. Es un sistema típico, los circuitos monofásicos de alimentación primaria son de diseño en anillos y la energía suministrada por la misma fase primaria de un sistema de distribución aérea o subterránea. Bajo condiciones normales de operación, el anillo es abierto aproximadamente en su punto medio. Por consiguiente casi la mitad del anillo es alimentado por cada fuente. Durante condiciones de emergencia, los interruptores del lado primario de cada transformador, que se encuentren normalmente abiertos, pueden ser cerrados y abrir el anillo en otro punto del sistema, para así alimentar toda la carga desde una sola fuente o una porción grande de la misma.

Con esto se logra que cada tramo de cable entre los interruptores primarios de cada transformador sirve como punto de chequeo y puede ser usado como punto seccionalizador. Este sistema aunque más caro de construir que el sistema de alimentación radial, es más confiable, ya que a la hora de una contingencia, el tiempo durante el cual el servicio es interrumpido, es únicamente el que le tome a la cuadrilla llegar al lugar y seccionalizar la falla. Luego el servicio puede ser restaurado a todos los consumidores. Este tipo de sistema es que ha optado Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., como norma de construcción para sistemas de Distribución residencial Subterránea.

Figura 23. Sistema subterráneo de alimentación de anillo.

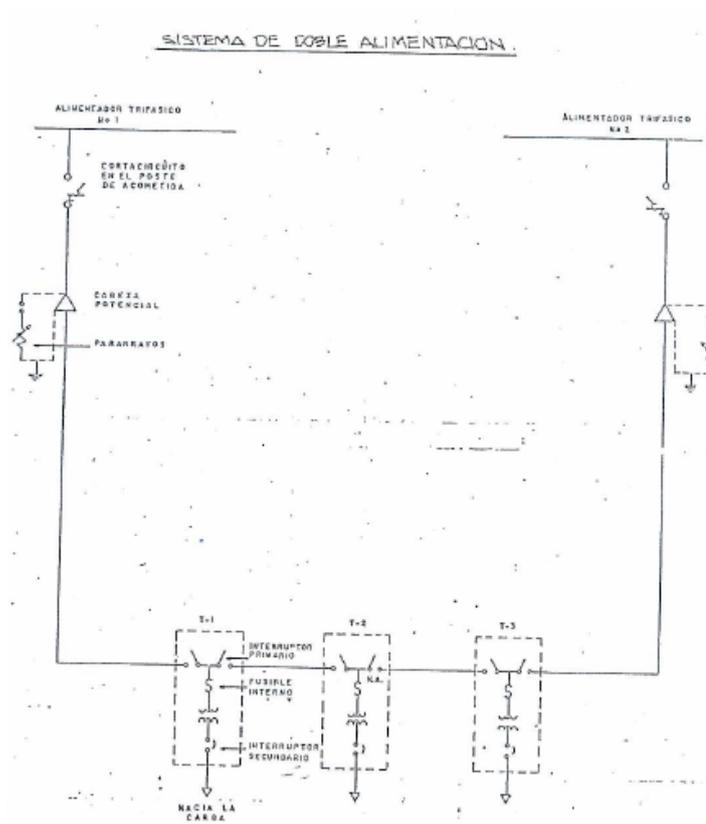


C.- Sistema de doble alimentación.

Este tipo de diseño se prefiere usar para servir cargas trifásicas grandes, como sería en el caso de fábricas o para servir cargas trifásicas importantes, como sería el caso de un hospital o el aeropuerto, en los cuales se quiere mantener continuidad de servicio. El sistema de doble alimentación es bastante similar al sistema de alimentación en anillo, con la diferencia de que este consta de dos fuentes de alimentación distintas, lo cual lo hace más confiable, pero su costo de construcción es mayor.

Es también llamado SISTEMA EN RED (NETWORK). Bajo condiciones de operación la mitad de la carga está conectada a cada uno de los alimentadores y en caso de que hubiera una interrupción en el servicio de cualquiera de los alimentadores, por medio de switches automáticos o manuales se puede transferir toda o una parte de la carga al otro alimentador (Ver figura 24). Una inconveniencia de este tipo de sistemas es que para poder construirlo, es necesario que ambas fuentes de alimentación se encuentren cercanas al lugar donde se hará la instalación subterránea.

Figura 24. Sistema subterráneo de doble alimentación.



2.5 Normas de construcción para una red de distribución subterránea

En áreas densamente pobladas y/o de alta circulación de vehículos donde la disposición de las líneas aéreas representen un riesgo inaceptable y donde las distancias mínimas de seguridad no puedan cumplirse, se deberán diseñar instalaciones subterráneas bajo los tres siguientes puntos de vista:

- 1.- Seguridad de las personas.
- 2.- Seguridad de bienes e instalaciones.
- 3.- Continuidad del servicio.

Siendo los tres de suma importancia y más representativos, tanto para este Ejercicio Profesional Supervisado como para la empresa Distribuidora. El diseño y construcción deberá basarse en normas internacionales para el efecto, tales como ANSI o la norma Canadiense CSA C22.3 No 7-94. Adicionalmente a lo requerido en las Normas abajo indicadas, se deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

Localización y accesibilidad. Las instalaciones subterráneas deberán quedar localizadas en tal forma que no interfieran con otras instalaciones o propiedades y que se puedan localizar e identificar en forma notoria. Los cables y equipos deberán quedar adecuadamente acomodados con la provisión de espacio de trabajo suficiente y distancia adecuada, de tal manera que el personal autorizado pueda rápidamente tener acceso para mantenimiento y examinarlos o ajustarlos durante su operación.

Planos de las instalaciones. La empresa distribuidora deberá tener en su poder planos actualizados de la instalación en los cuales indique la localización precisa en el terreno, de las instalaciones subterráneas y las características generales de las mismas.

Obra Civil para instalaciones subterráneas. La obra civil para instalaciones subterráneas deberá seguir en lo posible una trayectoria recta entre sus extremos; cuando sea necesario puede seguir una trayectoria curva, siempre que el radio de curvatura sea lo suficientemente grande para evitar el daño de los cables durante su instalación. Si la trayectoria sigue una ruta paralela a otras canalizaciones o estructuras subterráneas ajenas, no deberá localizarse directamente arriba o debajo de dichas canalizaciones o estructuras.

Puesta a tierra de circuitos y equipo. Los métodos a ser utilizados en la puesta a tierra de circuitos y partes conductoras que deben ponerse a tierra. Los cables forrados, el marco de soporte y carcasa de equipo (incluyendo equipo tipo encapsulado), materiales conductores, tuberías y resguardos elevados que encierran líneas de suministro eléctrico deberán estar efectivamente aterrizados. La norma anterior aplica también para los circuitos con líneas primarias, líneas secundarias, neutrales primarios, secundarios, comunes y pararrayos, deben estar efectivamente puestos a tierra. El lugar elegido para la construcción del centro debe permitir la colocación y reposición de todos los elementos del mismo concretamente los que son pesados y grandes, como transformadores. El emplazamiento del centro debe ser tal que esté protegido de inundaciones y filtraciones. En el caso de terrenos inundables el suelo del centro debe estar, como mínimo, 0,20m por encima del máximo nivel de aguas conocido.

Excavación: Se efectuará la excavación con arreglo a las dimensiones y características del centro y hasta la cota necesaria indicada en el proyecto. La carga y transporte a vertedero de las tierras sobrantes serán por cuenta del contratista.

Cimientos: Se realizarán de acuerdo con las características del centro; si la obra es de fábrica de ladrillo, tendrá normalmente una profundidad de 0,60m. Esta podrá reducirse cuando el centro se construya sobre un terreno rocoso. Por el contrario, si la consistencia del terreno lo exige, se tomarán las medidas convenientes para que quede asegurada la estabilidad de la edificación.

Solera: Los suelos serán de hormigón armado y estarán previstos para las cargas fijas y rodantes que implique el material. Salvo en los casos que el centro prefabricado disponga del pavimento adecuado, se formará una solera de hormigón armado apoyada sobre las fundaciones y descansando sobre una capa de arena apisonada. Esta solera estará cubierta por una capa de arena apisonada. Se prohíbe el empleo de la arena de escorias. Se preverá, en lugares apropiados para los cables destinados a la toma de tierra de masas y del neutro BT de los transformadores y cables de BT y MT. Los orificios estarán inclinados y desembocarán hacia el exterior a una profundidad de 0,40 m del suelo como mínimo. También se preverán los agujeros de empotramiento para herrajes del equipo eléctrico y el emplazamiento de los carriles de rodamiento de los transformadores.

Asimismo se tendrán en cuenta los pozos de aceite, sus conductos de drenaje, las tuberías de gres o similares para conductores de tierra, registros para las tomas de tierra y canales para los cables de AT y BT.

Cubierta: La cubierta estará debidamente impermeabilizada de forma que no quede comprometida su estanqueidad, ni haya riesgo de filtraciones. Su cara interior podrá quedar como resulte después del desencofrado. No se efectuará en ella ningún empotramiento que comprometa su estanqueidad. La cubierta estará calculada para soportar la sobrecarga que corresponda a su destino. La cubierta, en el caso de casetas independientes, será de hormigón armado de 0,08 m de espesor como mínimo, sin contar la capa impermeabilizante.

Evacuación y extinción del aceite aislante: Las paredes y techos de las celdas que han de alojar aparatos con baño de aceite, deberán estar construidas con materiales resistentes al fuego, que tengan resistencia estructural adecuada para las condiciones de empleo.

Cuando se empleen aparatos en baño de líquidos incombustibles, podrán disponerse en celdas que no cumplan la anterior prescripción.

Ventilación: Normalmente se recurrirá a la ventilación natural que consistirá en una o varias tomas de aire del exterior, situadas a 0,20 m del suelo como mínimo y en la parte opuesta una o varias salidas, situadas lo más altas posible. Las aberturas no darán sobre locales a temperatura elevada o que contengan polvo perjudicial, vapores o polvos inflamables. Las aberturas superiores de ventilación llevarán una persiana que impida la entrada de agua.

Instalación eléctrica para la alimentación subterránea: Los cables de alimentación subterránea entrarán en el centro, alcanzando la celda que corresponda, por un canal o tubo. Las secciones de estos canales y tubos permitirán la colocación de los cables con la mayor facilidad posible. Los tubos serán de superficie interna lisa, siendo su diámetro 1,6 veces el diámetro del cable como mínimo, y preferentemente de 15 cm. La disposición de los canales y tubos serán como mínimo igual a 10 veces su diámetro, con un mínimo de 0,60 m. Después de colocados los cables se obstruirá el orificio de paso por un tapón al que, para evitar la entrada de roedores, se incorporarán materiales duros que no dañen el cable. En el exterior del centro los cables estarán directamente enterrados y se colocarán en tubos o canales.

Se tomarán las medidas necesarias para asegurar en todo momento la protección mecánica de los cables y su fácil identificación. Por otra parte se tendrá en cuenta, para evitar los riesgos de corrosión de la envuelta de los cables, la posible presencia de sustancias que pudieran perjudicarles.

Para la propuesta de este estudio está contemplado el uso de las normas de construcción de acometidas vigentes desde el año de 1998, en Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A, las cuales cuentan con el respaldo y la aprobación de la C.N.E.E, ya que de esta forma se logra la estandarización no solo de la construcción sino la generalización de medidas, materiales y entes constructores del país; además estas normas cuentan con el aval de ser revisadas por instituciones de renombre internacional cuyas aplicaciones se han dado en otros países que nos aventajan en el ramo eléctrico subterráneo como lo son los Estados Unidos de Norte América y varios países de la Unión Europea, que ayudaron a la formulación, diseño, ejecución e implementación de estas normas en todo el territorio nacional y más en los lugares donde EEGSA presta sus servicios.

Cabe mencionar que estas normas tienen contemplado no solamente las acometidas para este tipo de configuración, si no que además se cuenta con una gama de reglas bien establecidas para la construcción de ductos que transportarán las líneas primarias, tipo de registros a utilizar, cajas de servicio, bajadas de líneas primarias, líneas secundarias; y normas de conexión de servicios.

Cada de una ellas estará descrita para mejor comprensión y entendimiento de las mismas. El lugar elegido para la construcción del centro debe permitir la colocación y reposición de todos los elementos del mismo concretamente los que son pesados y grandes, como transformadores. Los accesorios al centro deben tener las dimensiones adecuadas para permitir el paso de dichos elementos. El emplazamiento del centro debe ser tal que esté protegido de inundaciones y filtraciones. En el caso de terrenos inundables el suelo del centro debe estar, como mínimo, 0,20m por encima del máximo nivel de aguas conocido, o si no al centro debe proporcionarse una estanqueidad perfecta hasta dicha cota. El local que contiene el centro debe estar constituido en su totalidad con materiales incombustibles.

Como requerimiento muy importante y para poder optimizar los costos cajas de registro y la canalización será como ya expusimos valuado con tubo PVC en donde solo personas transiten ya que sé a comprobado que el buen funcionamiento de este tipo de canalización; esto además ayudará a optimizar los costos. El tubo galvanizado solo se podrá usar cuando haya paso de vehículos y estará siempre un paso de calle esto proteger la red a construir.

Figura 25. Norma para la construcción de caja tipo H para bajada primaria subterránea. ND-1903 EEGSA.

CAJA TIPO H PARA BAJADA PRIMARIA

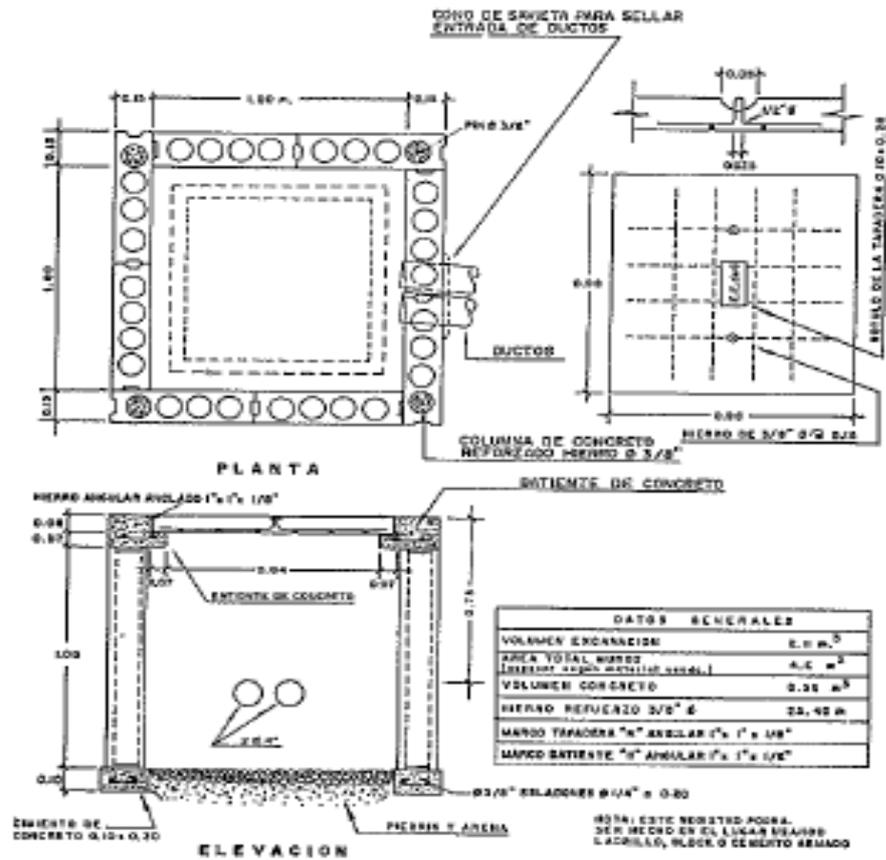


Figura 26. Norma para la construcción de caja tipo H para bajada primaria subterránea. ND-1903 EEGSA.

VISTA LATERAL DE LA CAJA DE TIPO H

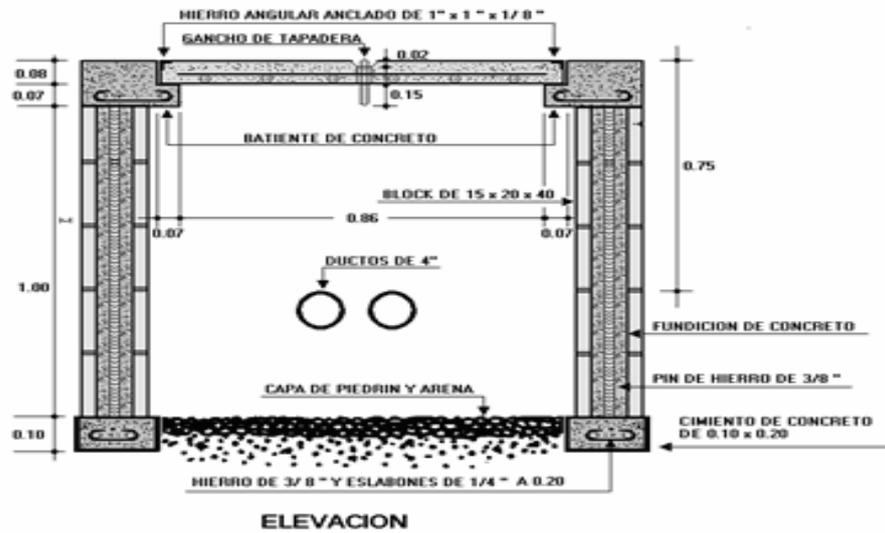


Figura 27. Norma para la construcción de tapadera de caja tipo H para bajada primaria subterránea. ND-1903 EEGSA.

MEDIDAS DE TAPADERA DE CAJA TIPO H

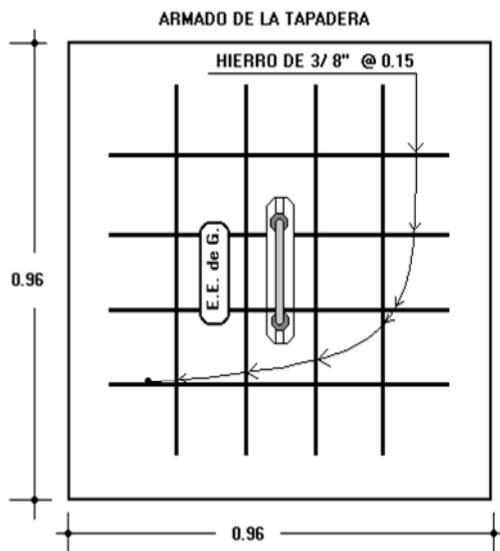
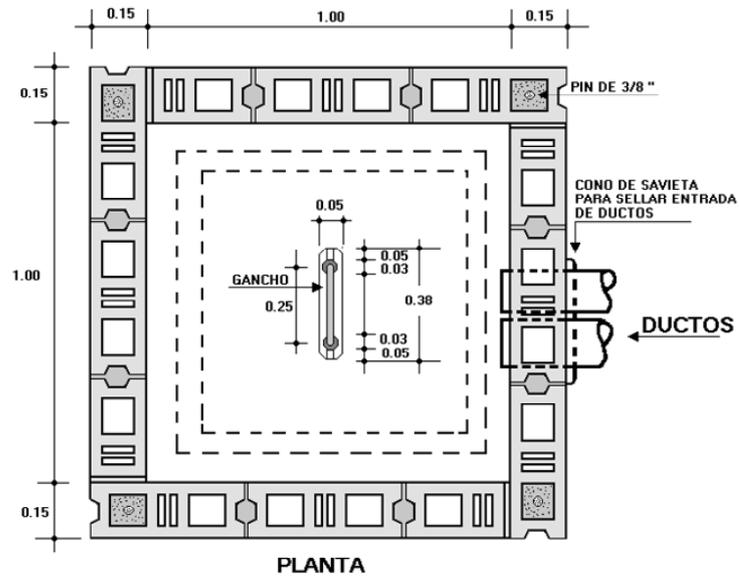


Figura 28. Norma para la construcción de caja tipo H para bajada primaria subterránea. ND-1903 EEGSA.

ELEVACIÓN DE REGISTRO "H" TIPO POZO

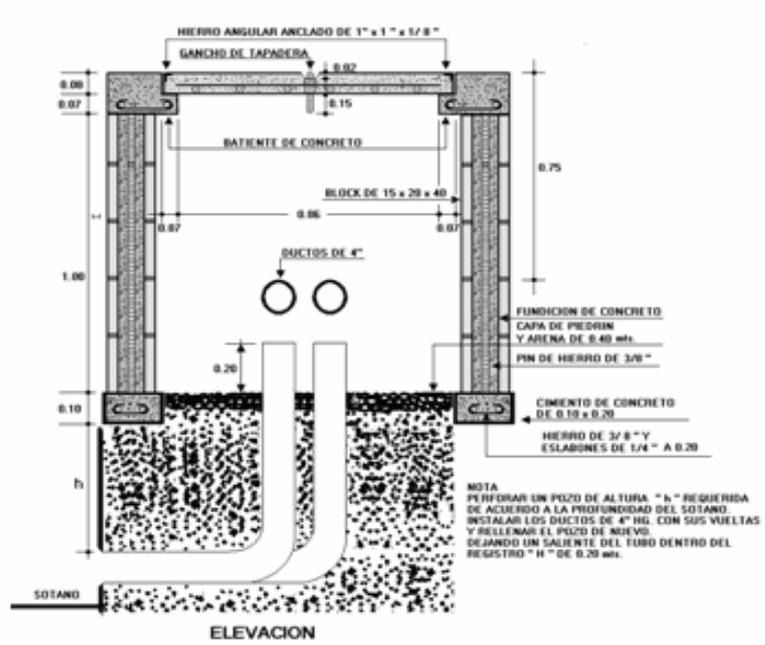
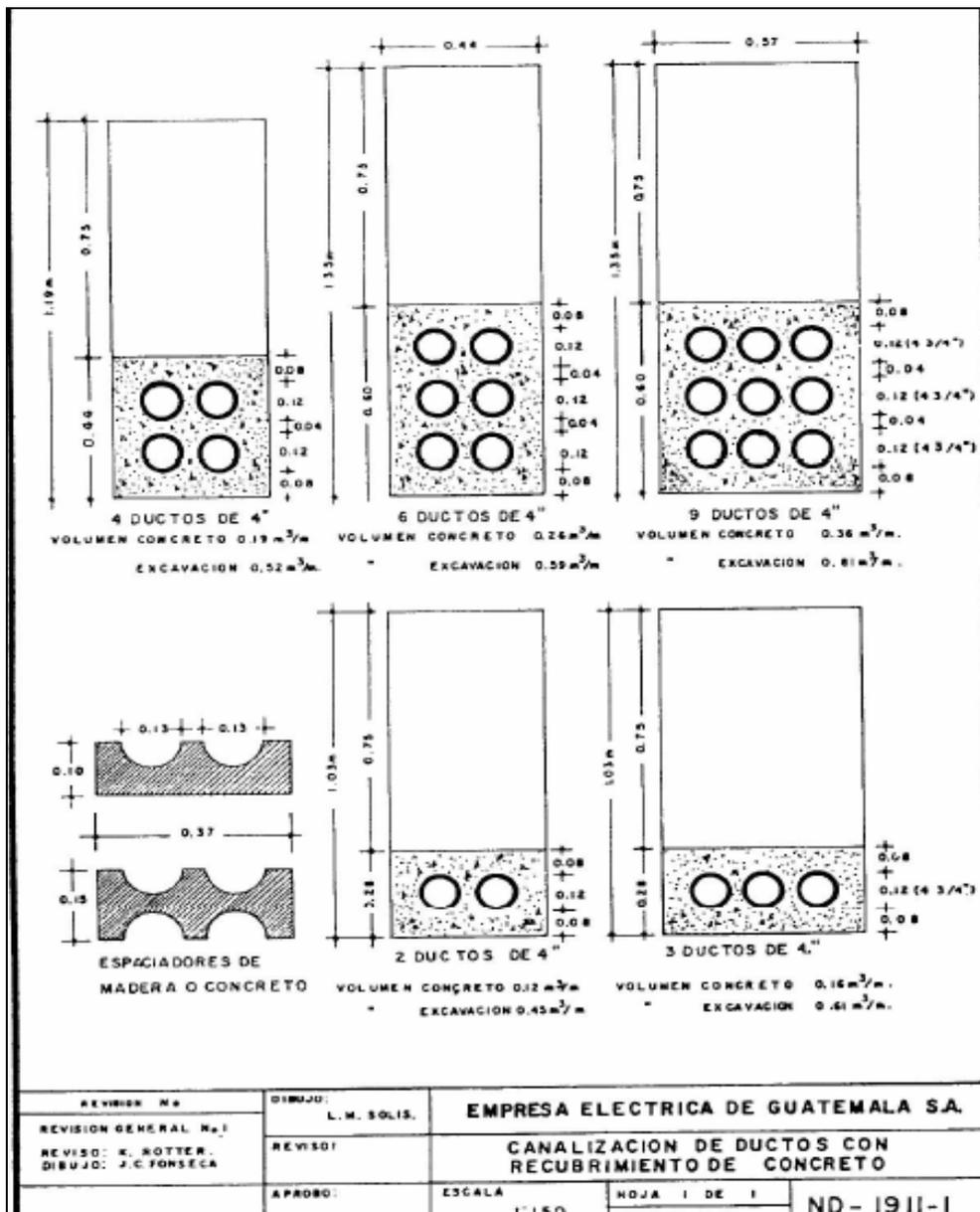


Figura 29. Norma para la construcción de canalización de ductos subterráneos. ND-1911 EEGSA.

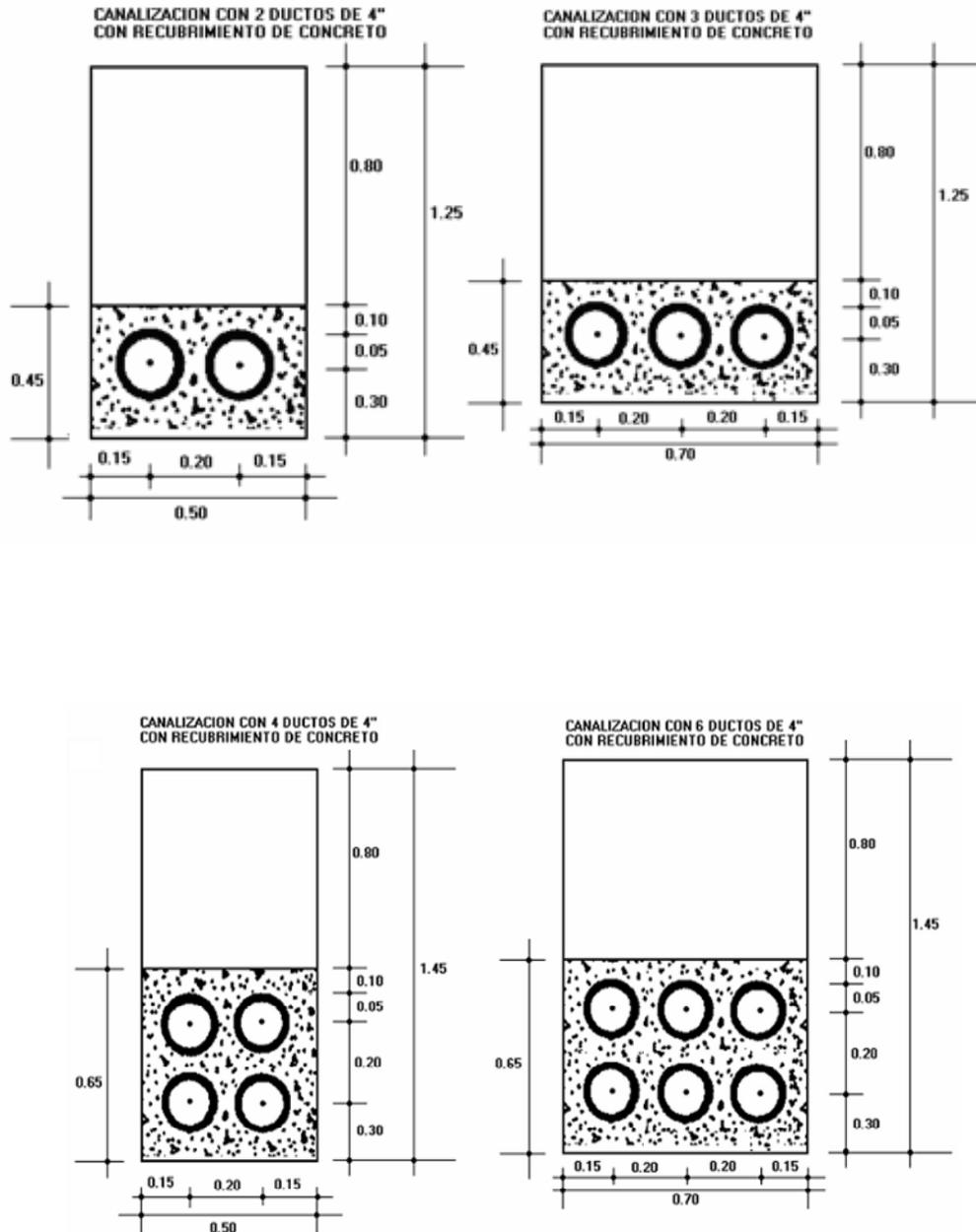
CANALIZACIÓN DE DUCTOS CON CUBRIMIENTO DE CONCRETO PARA CABLEADO SUBTERRÁNEO PRIMARIO.



REVISOR: N/A	DIBUJO: L. M. SOLÍS.	EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA S.A.	
REVISION GENERAL N.º 1	REVISOR:	CANALIZACION DE DUCTOS CON RECUBRIMIENTO DE CONCRETO	
REVISOR: K. ROTTER.	APROBO:	ESCALA: 1:50	NOJA 1 DE 1
DIBUJO: J. C. FORSECA			ND-1911-1

Figura 31. Norma para distancia de canalización y ductos de dos y tres fases. ND-1911-1 EEGSA.

CANALIZACIÓN CON DUCTOS DE 4" Y RECUBRIMIENTO DE CONCRETO



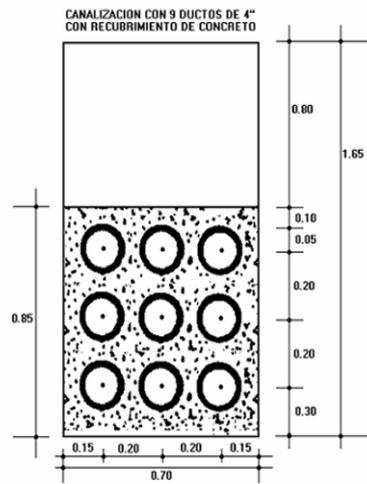
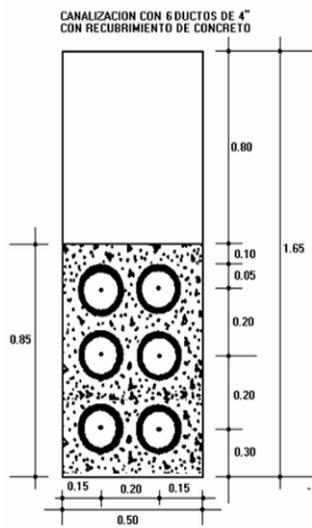


Figura 32. Norma para la construcción canalización de tres fases .ND-1911-2 EEGSA.

VISTA GENERAL DE LA CANALIZACIÓN Y DUCTOS SUBTERANEOS PARA TRES FASES.

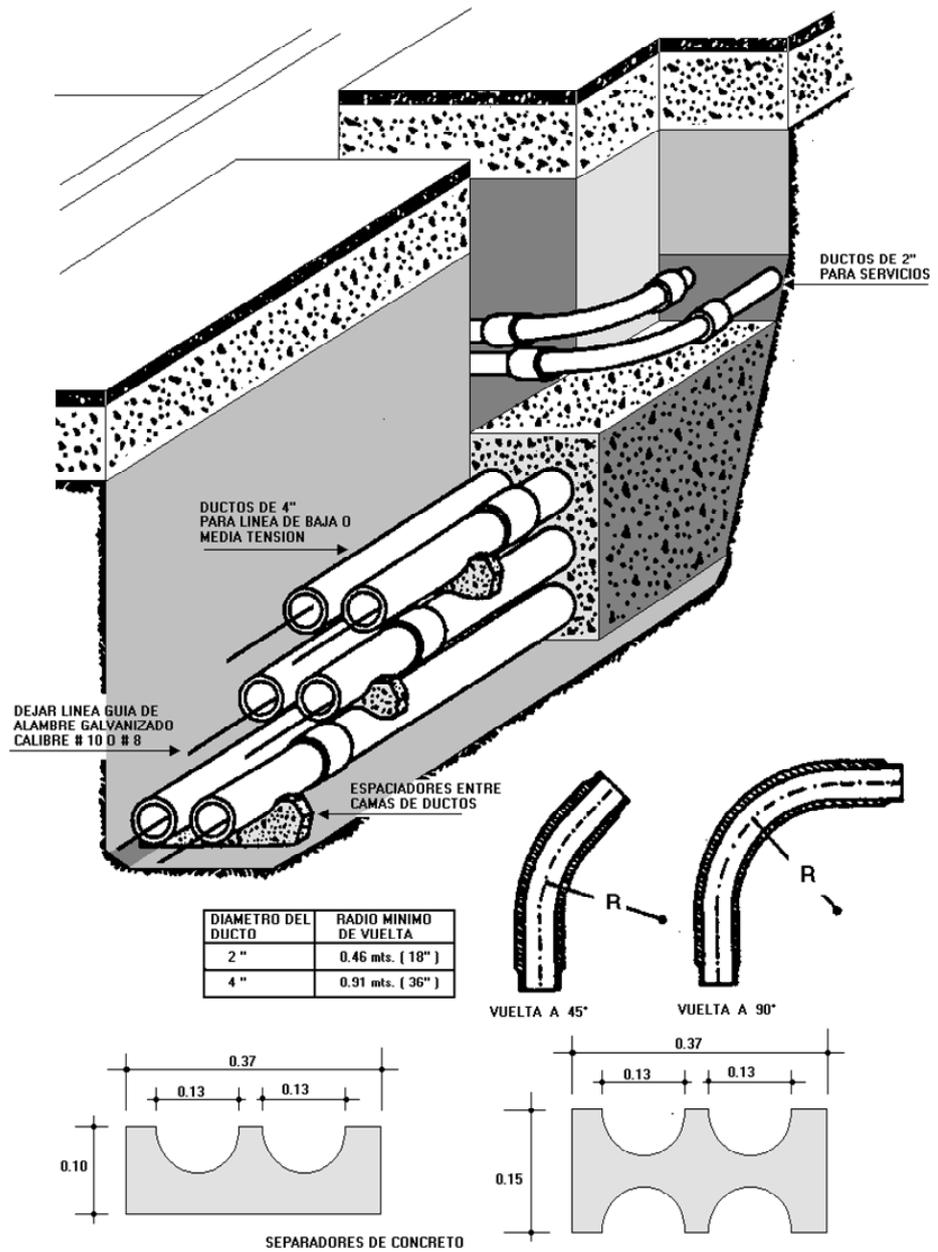


Figura 33. Perfil de canalización subterránea. ND-1905 EEGSA.

DETALLE DE ENTRADA DE DUCTOS AL REGISTRO

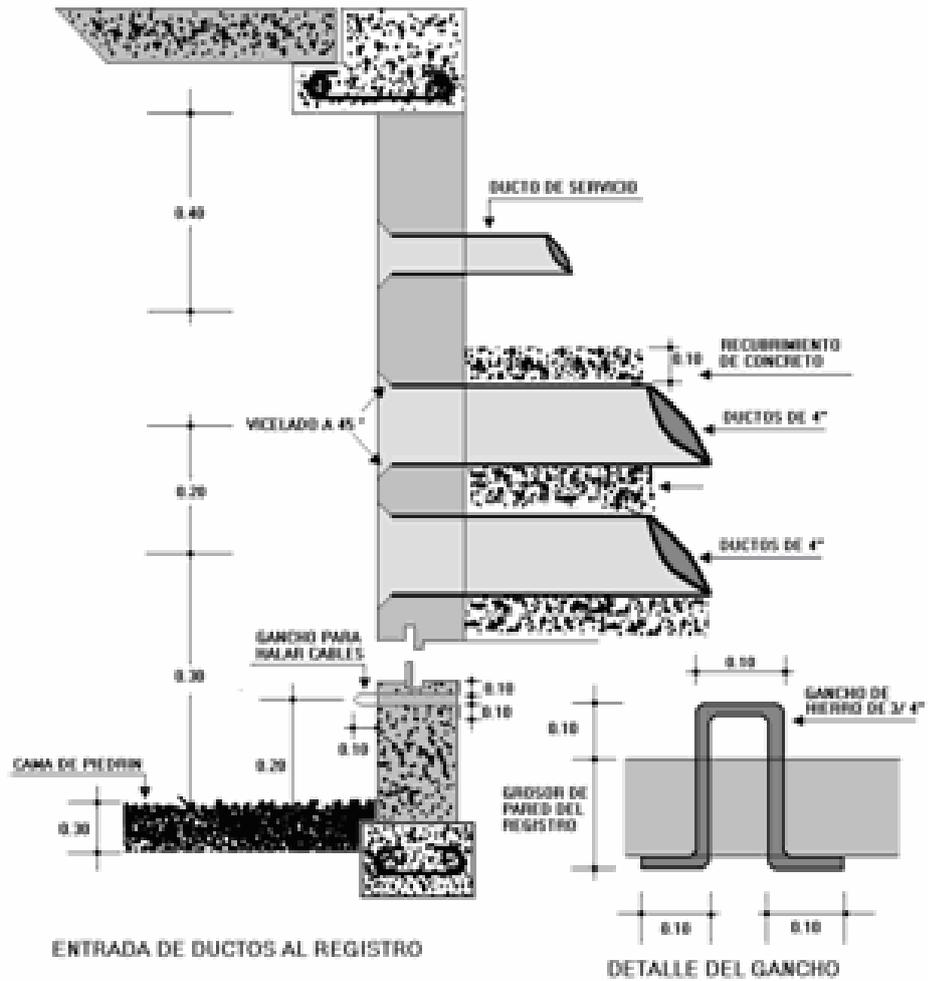


Figura 34. Norma de instalación y pendientes de ductos subterráneos. ND-1914 EEGSA.

Fuente: Manual de Acometidas Eléctricas Empresa Eléctrica de Guatemala. Pág.146.

PENDIENTES NORMADAS PARA LOS DUCTOS SUBTERRÁNEOS

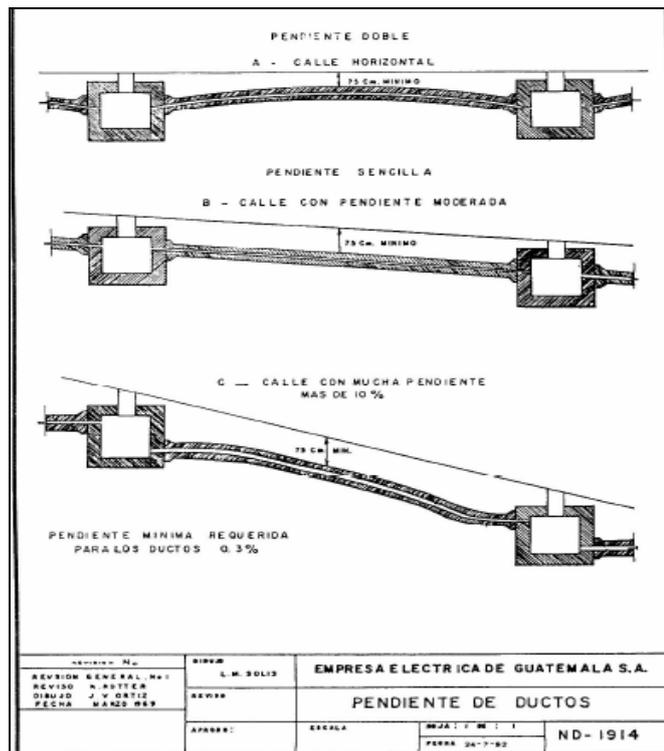
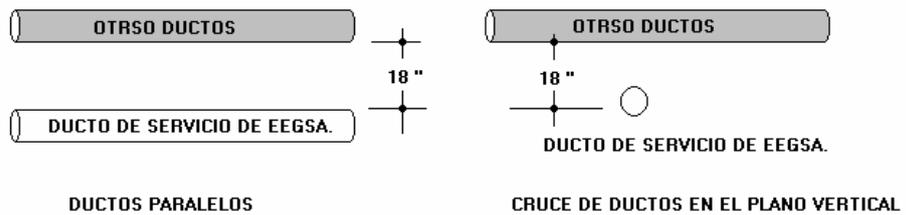
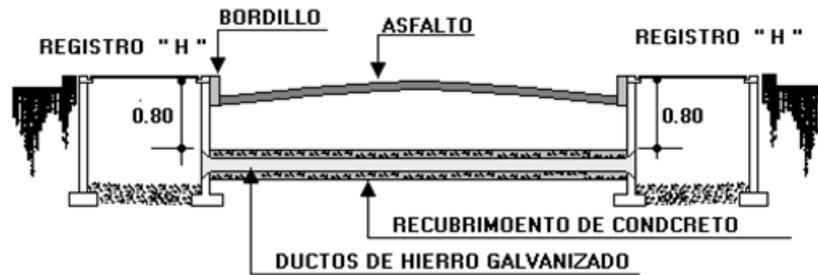
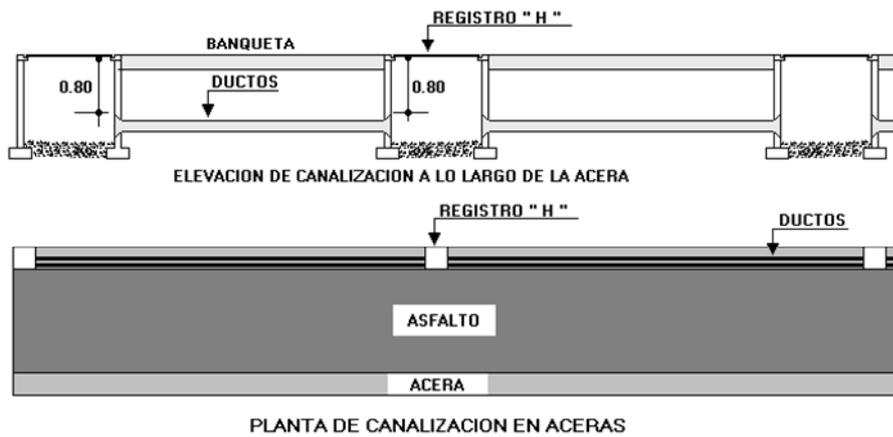


Figura 35. Norma para la canalización subterránea.

CANALIZACION PARA CRUCE DE CALLE



Canalización en acera paralela a la calle con pendientes de 1% al 45%



NOTA
CONSTRUCCION APLICABLE PARA PENDIENTES DEL 1% HASTA UN 45%
PARA PENDIENTES MAYORES DEBERA CONSULTAR CON EESSA.

Figura 36. Norma para bajada primaria . ND-1912

NORMAS PARA BAJADAS PRIMARIAS

ESPECIFICACIONES DE BAJADA PRIMARIA EN POSTE

NOTAS

- EL DIAMETRO DE LOS TUBOS SERAN DE 4 "
- EESSA REQUERIRA 2 VUELTAS GALV. DE 4 "
- LA VUELTA DE REPUESTO DEBERA TENER TAPON AGLV.

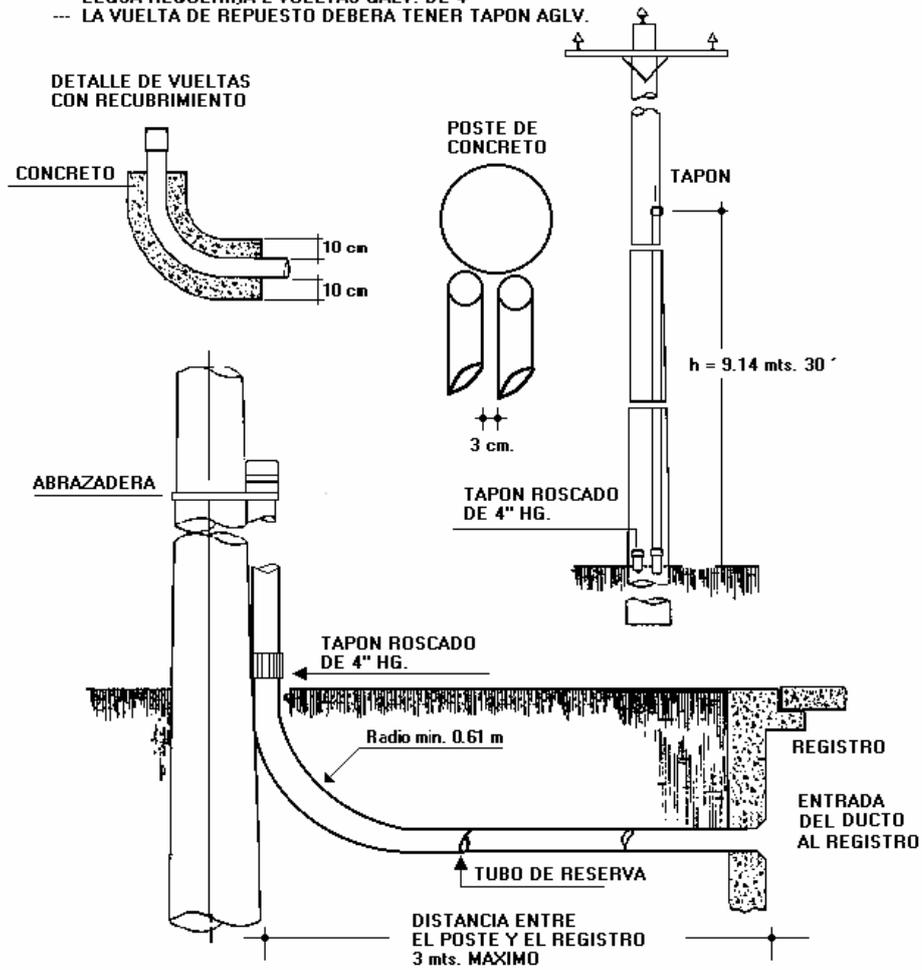


Figura 37. Norma para bajada secundaria . ND-1912-A

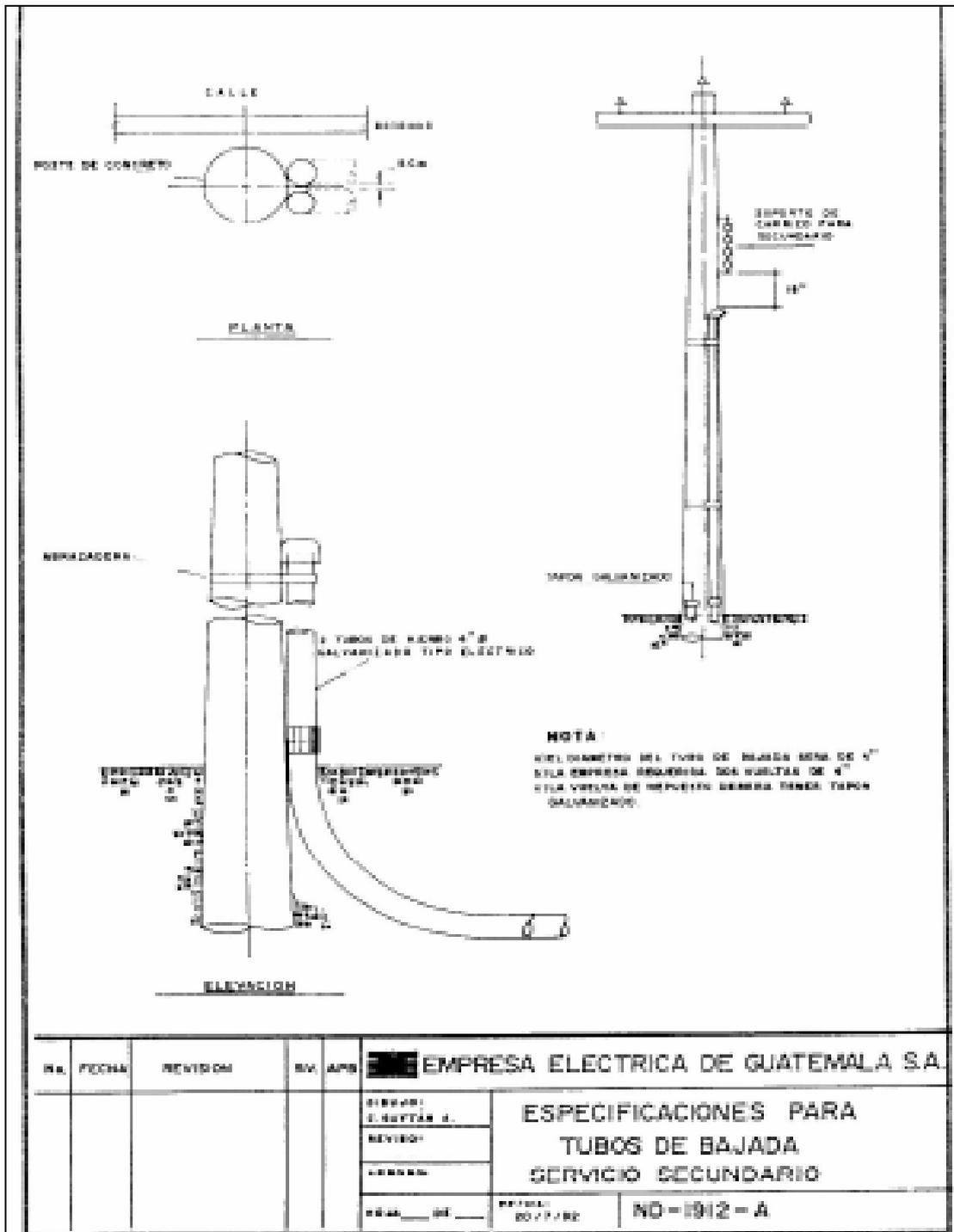
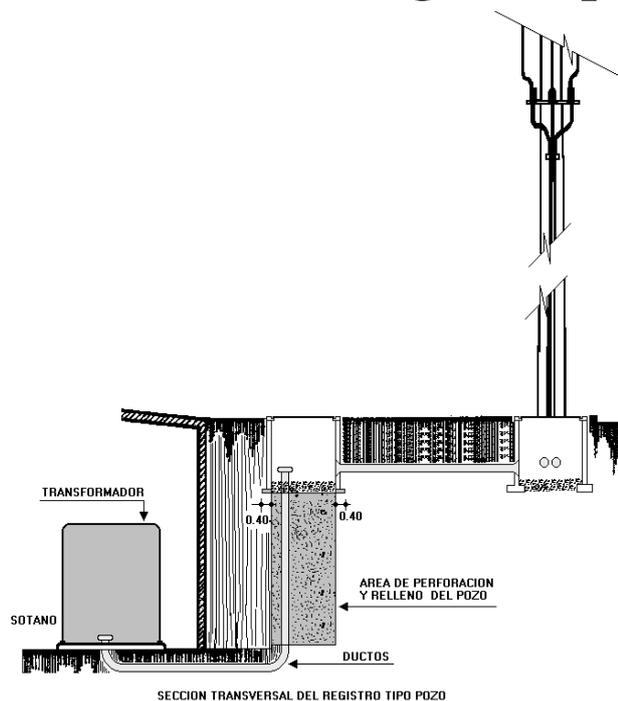


Figura 38. Sección transversal para el registro tipo pozo con su respectivo transformador .

Sección transversal del registro tipo pozo



3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA.

3.1- Justificaciones y alcances del proyecto

El objetivo principal de este capítulo es realizar un análisis técnico-económico, para establecer las áreas con mayor presencia de arbolado y proponer la transformación de su instalación de líneas aéreas a una configuración de líneas subterráneas, esto con el fin de encontrar la autosostenibilidad de la optimización de la red de distribución.

El uso de la energía eléctrica se desarrolla conjuntamente con varios factores entre los que podemos mencionar un fuerte crecimiento de la demanda global. Este consumo se desplaza de las zonas urbanas hacia las zonas industriales y/o rurales, este avance requiere de una mejora indispensable en la red de distribución de energía, para hacer frente al desarrollo de las automatizaciones domésticas e industriales; todo esto con el fin de buscar que los costos de inversión sean compatibles con la cantidad de energía consumida. Para enfrentar estos diferentes requerimientos, la mejor solución hasta ahora propuesta es la distribución de energía eléctrica por red aérea de media tensión. Aunque en estos últimos años, las redes aéreas de media tensión han sido objeto de estudios especiales para mejorar su confiabilidad ante inclemencias del tiempo, es necesario encontrar nuevas soluciones técnicas a los problemas de medio ambiente y para asegurar la continuidad del servicio. Por todo lo anterior es necesario optimizar la red de distribución existente de modo funcional y económicamente viable.

La red de distribución de energía aérea en Guatemala cuenta con una buena cantidad de usuarios, esto se refleja en el considerable tamaño de la misma. La red de distribución de energía eléctrica aérea actualmente está instalada en muchos casos en terrenos accidentados y con abundante vegetación o presencia de árboles lo que comúnmente recibe el nombre de Arbolado. Hay que mencionar que existen casos especiales en los que las líneas de distribución atraviesan áreas protegidas por entidades dedicadas a preservar la ecología, además muchas personas civiles, jurídicas y municipales no están dispuestas a ceder permisos para efectuar trabajos de desrame en los lugares por donde se encamina la red de distribución.

Actualmente los costos y gastos en los que incurre una empresa de distribución de energía eléctrica para ejecutar el mantenimiento a las líneas de distribución por concepto de arbolado es sumamente oneroso y cíclico, pues toda rama de un árbol, o árbol completo mantiene un crecimiento considerable (ver en el capítulo 2). La implementación de esta propuesta tendrá beneficios técnicos como por ejemplo:

Una red de distribución con menor número de fallas y reducción de los recierres generados por ramas, lo que se deriva en mejor calidad del servicio para los usuarios. Esto a su vez desencadena un incremento en el porcentaje de utilidades para la empresa distribuidora al reducir las pérdidas por energía no consumida.

Esta propuesta busca reducir considerablemente:

- ✓ El pago de arbitrios e indemnizaciones.
- ✓ Los gastos por concepto de mantenimiento de arbolado.
- ✓ Los costos de mantenimiento preventivo y correctivo.
- ✓ Los costos de operación de la red.
- ✓ Las pérdidas por energía no consumida.

Así mismo cualquier proyecto que esté encaminado a mejorar el servicio de energía eléctrica, minimizando las interrupciones, será de beneficio para los usuarios, clientes residenciales, industrias, e incluso contribuirá al desarrollo de la competitividad del país, ya que este tipo de implementación es aplicable en cualquier industria u organización que lo requiera para beneficio propio. Los trabajadores de cualquier empresa de distribución de energía eléctrica que estén involucrados directamente con este tipo de configuración subterránea, se verán beneficiados directamente por el fácil manejo de estas redes, el bajo índice de riesgo y la practicidad de cada uno de sus componentes, esto sin dejar a un lado el gran beneficio ecológico, pues se conservan las áreas protegidas y se conserva el patrimonio natural de la ciudad capital y de la nación.

Es requerimiento que toda empresa de distribución logre establecer las áreas con presencia de mucha vegetación, árboles de crecimiento rápido, áreas protegidas, y/o áreas donde el cliente dueño de la propiedad se oponga a la tala y/o desrame del arbolado existente en el lugar; adicionalmente se propondrá cambiar la configuración de las líneas de distribución áreas en ciertos tramos a una configuración de cableado subterráneo; luego se ejecutará la determinación de las especificaciones y parámetros con los cuales se propondrá el cambio por ejemplo, la cantidad

de árboles existentes, el contar o no con el permiso adecuado, además de precisar si se encuentra en un área protegida y tener prohibida cualquier actividad de tala y/o desrame, precisar la cantidad de carga en la cual se encuentra instalada, además de las reincidencias de fallas para transformadores y fusibles.

Establecer los costos generados en las áreas propuestas, por concepto de interrupciones, costo de mantenimiento preventivo de desrame, penalizaciones por falta de desrame en las áreas asignadas, costo de reparaciones correctivas por fallas provocadas por ramas, costo de oportunidad por energía no consumida, costo de impuestos y arbitrios por tala y desrame, costo de oportunidad por disponibilidad de vehículos y personal para la atención de fallas técnicas. Selección del tramo y/o tramos que se someterán a estudio, para verificar la factibilidad del proyecto. Realización de la gestión necesaria para el análisis técnico-económico de los costos vrs. beneficios para determinar la rentabilidad o no del proyecto además de establecer con datos reales la autofinanciación del mismo.

Recopilación de datos existentes para proceder a la determinación de costos, así como el establecimiento de parámetros y unificación de criterios para la instalación de la red de distribución subterránea.

Resultados:

- Mejora en la infraestructura de la red de distribución existente.
- Preservación del entorno ecológico de las áreas protegidas y no protegidas por el Estado.
- Ahorro en los gastos de mantenimiento tanto preventivo como correctivo.

- Una red totalmente optimizada, presenta menos riesgos de fallas por concepto de ramas o arbolado, algunas de ellas podrán minimizarse o erradicarse.
- Mejora en el servicio de atención de fallas
- Innovación de la red existente, con visión y técnicas a futuro, lo que desencadenará un aumento de los activos de la empresa distribuidora.
- Mejora la imagen de la empresa ante los usuarios.
- Reestructuración de los gastos y autosostenibilidad del proyecto, en busca de mejores beneficios tanto para la empresa como para los usuarios.

Métodos de trabajo.

- Recopilación de información sobre costos y gastos de mantenimiento por arbolado, tanto preventivo como correctivo, a través de visitas de campo y reportes mensuales de las distintas unidades de la empresa que están relacionadas con el proceso.
- Análisis y selección de los costos contra los beneficios a obtener.
- Investigación y unificación de los criterios a tomar para poner en marcha la propuesta.
- Elaboración de diagramas gráficos que ilustren la finalidad del proyecto.
- Consultas y apoyo con las unidades de la empresa para obtener la información real y concisa para la obtención de las mejoras a corto plazo y menor costo.

3.2 Análisis económico del proyecto

Luego del estudio realizado y cumpliendo con las justificaciones anteriormente descritas se identificaron dos áreas a las cuales se puede realizar el análisis correspondiente, y será el plan piloto y objeto de estudio, ya que cumplen con varios de los requisitos que se necesita para lograr la parametrización de este proyecto.

Para lograr dicha parametrización se debe tomar en cuenta varios aspectos que contribuirán para la realización de dicho estudio y así poder lograr la aplicación del mismo a otras áreas para así determinar la factibilidad del desarrollo de los futuros proyectos. Lograr esta parametrización no es tarea fácil, requiere de mucho tiempo de establecimiento de estudio, como salidas de circuito de red principal y/o atención constante de mantenimiento correctivo, atención de boletas para el área o sector afectado, pago de indemnización por tiempo de interrupción, pago de indemnización por frecuencia de interrupción al usuario, prohibiciones de tala, corte y desrame, atención constante de mantenimiento preventivo, pago de arbitrios así como la pérdida considerable de metro cúbicos de ramas, sombra y tala de árboles, manejo de desecho, guía de manejo de maderas, y proyectos de reforestación.

3.2.1 Parámetros del proyecto

A continuación se presentan los parámetros puntuales; los cuales se tendrán que tomar en cuenta para la futura aplicación de dicho estudio; cabe mencionar que aunque podrían existir otros, nosotros presentamos los que en este análisis fueron sino los determinantes; los más importantes a tomar

en cuenta para poder optimizar los costos así como la inversión a realizar, siendo estos:

a. Mantenimiento Preventivo: El área a tomar en estudio deberá estar incluida en un mantenimiento de desrame del circuito principal y/o deberá de ser parte sometida a constantes desrrames, por el contratista asignado (por los menos de una (1) vez cada 3 meses). Esto implica que dicho mantenimiento es constante y está asignado a un área específica; si ese fuera el caso deberá representar más del 5% del total del área del circuito principal, como por ejemplo varios tramos de Escuintla, Sacatepéquez y parte de la Ciudad de Guatemala.

b. Mantenimiento Correctivo: El área a tomar en estudio deberá contar con una tasa superior a tres (3) fallas mensuales por concepto de ramas. Esto se debe a que el crecimiento agresivo de varias especies de árboles tiene esta característica a lo largo del tramo de circuito principal. Esto desencadena apertura de fusibles, interruptores de línea, seccionadores electrónicos o su caso más grave la salida total de la subestación.

c. Frecuencia de Interrupción por usuario y tiempo de interrupción por usuario: Estos parámetros los entrega directamente el ente operador de la red. Si el tramo, o peor aún, el circuito principal poseen más de dos (2) fallas mensuales implica la presencia de un grado de consideración alto, aún más si está en una zona con mucha presencia de arbolado o ramas cercanos en el paso de las líneas primarias.

d. Carga perdida: Este parámetro es uno de los principales a considerar, ya que es fácil determinar cuanta carga está instalada en el tramo o en circuito objeto de estudio, esto por medio de un estudio de carga, pero

consideraremos que es una carga arriba de los 75 kW. Cargas menores a esta no son recomendables pues la inversión no se recuperará en un tiempo aceptable.

e. Prohibiciones de tala, corte y desrame: el tramo a considerar en el estudio deberá contener un tramo arriba de los 150 mts en donde el dueño del terreno, ya sea particular, municipal o estatal se oponga a la tala o desrame de la ruta del circuito principal; tramos menores no se pueden tomar en cuenta ya que puede ser tomado dentro del mantenimiento periódico del mismo. En caso extremo la unidad de planificación de la empresa distribuidora, analizará la posible implementación de una red automática.

3.3 Costos actuales de una red de distribución aérea versus costos de una red de distribución subterránea.

Los costos actuales de una red de distribución aérea conllevan varios costos. Para su mejor comprensión se clasificarán en tres segmentos :

- Costos de construcción.
- Costos de mantenimiento (preventivo y correctivo).
- Arbitrios y costos relacionados.

3.3.1 Costos de construcción.

Los costos que a continuación se presentan están valuados con precios actuales de los materiales de EEGSA 2008/2009; calculados para la construcción de un kilómetro de red aérea y un kilómetro de red subterránea. Estos costos están calculados por kilómetro de construcción lineal, estos datos son básicos para realizar el cálculo de la inversión requerida en los proyectos pilotos a evaluar. Como valor agregado se presenta el costo de construcción de un kilómetro de construcción de red con cable protegido.

En los cuadros de costos que a continuación se presentan se desglosa:

- La cantidad de materiales a utilizar en el kilómetro de construcción.
- El costo unitario de cada material así como el costo de material agrupado de para la construcción de cada tipo de red.
- El costo de mano de obra por construcción eléctrica. Este dato se obtuvo del promedio de tres contratistas homologados. Así mismo se considera el costo de mano obra civil que corresponde al 30% del costo total de la mano de la construcción eléctrica.
- El costo de las cajas de registro y la canalización será como ya expusimos anteriormente valuado con tubo PVC, esto para optimizar los costos. Esto se debe a que tubo galvanizado solo se podrá usar cuando haya paso de vehículos.

MATERIALES A UTILIZAR EN 1 KM DE INSTALACION DE 3 FASES CABLE AÉREO

Cantidad	Codigo	Material	ENERGICA	IEGSA	GAUSS	Total	P/U	TOTAL
1	17	300088 Poste de 40 pies					Q 1,865.41	Q31,712.00
2	15	770238 Crucero de madera sencillo					Q 344.98	Q5,174.70
3	2	770244 Cruceros dobles					Q 354.56	Q709.12
4	57	770910 Aisladores tipo pin para 13.2 Kv					Q 53.42	Q3,044.94
5	45	330046 Amarradores tangente					Q 19.27	Q867.15
6	6	320160 Pararrayos					Q 187.54	Q1,125.24
7	3	771212 Tierras para postes					Q 469.63	Q1,408.89
8	3	423086 Transformadores de 50 Kva CSP					Q 16,761.34	Q50,284.02
9	3	770700 Materiales para transformadores					Q 520.03	Q1,560.09
10	17	771011 Soportes tipo "U" p/ secundario T 1/0					Q 33.40	Q567.80
11	200	310440 Tirantes aereos					Q 2.32	Q464.00
12	6	770053 Anclajes entre postes					Q 33.90	Q203.40
13	830	310403 Cable T 1/0 aluminio					Q 20.88	Q17,330.40
14	200	310344 Cable 1/0 forrado para neutral aluminio					Q 6.86	Q1,372.00
15	3200	310288 Cable 4/0 aluminio (3 fases)					Q 9.91	Q31,712.00
16	18	771151 Cadenas de remate					Q 273.26	Q4,918.68
17	10	330258 Conectores de compresion # 4					Q 3.43	Q34.28
18	8	330256 Conectores de compresion # 2					Q 2.85	Q22.80

PROMEDIO DE M/O

Mano de obra:	Q77,543.00	Q55,336.00	Q62,705.00	Q 65,194.67	Materiales:	Q152,511.51
----------------------	------------	------------	------------	-------------	-------------	-------------

Costo total de Km de red en aereo
Q217,706.18

MATERIALES A UTILIZAR EN 1 KM DE INSTALACION DE 3 FASES CABLE PROTEGIDO

Cantidad	Codigo	Material	ENERGICA	IEGSA	GAUSS	Total	P/U	TOTAL
1	300088	Poste de 40 pies					Q 1.865.41	Q 31,712.00
2	770238	Crucero de madera sencillo					Q 344.98	Q 5,174.70
3	770244	Cruceros dobles					Q 354.56	Q 709.12
4	770910	Aisladores tipo pin para 13.2 Kv					Q 53.42	Q 3,044.94
5	330046	Amarradores tangente					Q 19.27	Q 867.15
6	320160	Pararrayos					Q 187.54	Q 1,125.24
7	771212	Tierras para postes					Q 469.63	Q 1,408.89
8	423086	Transformadores de 50 Kva CSP					Q 16,761.34	Q 50,284.02
9	770700	Materiales para transformadores					Q 520.03	Q 1,560.09
10	771011	Soportes tipo "U" p/ secundario T 1/0					Q 33.40	Q 567.80
11	310440	Tirantes aereos					Q 2.32	Q 464.00
12	770053	Anclajes entre postes					Q 33.90	Q 203.40
13	310403	Cable T 1/0 aluminio					Q 20.88	Q 17,330.40
14	310344	Cable 1/0 forrado para neutral aluminio					Q 6.86	Q 1,372.00
15	310288	Cable 1/0 Protegido (3 fases)					Q 37.38	Q119,616.00
16	771151	Cadenas de remate					Q 273.26	Q 4,918.68
17	330258	Conectores de compresion # 4					Q 3.43	Q 34.28
18	330256	Conectores de compresion # 2					Q 2.85	Q 22.80

PROMEDIO DE M/O			
Mano de obra:	Q24,000.00	Q20,000.00	Q17,017.00
	Q	Q	Q
Materiales:	Q61,017.00		Q240,415.51

Costo total de Km de red protegido Q301,432.51

MATERIALES A UTILIZAR EN 1 KM DE INSTALACION DE 3 FASES CABLE SUBTERRANEO

Cantidad	Codigo	Material	ENERGICA	IEGSA	GAUSS	Total	P/U	TOTAL
1	1200	Cable aluminio 3 No. 1/0 15 Kv (3 fases)					Q 16.60	Q 19,922.38
2	8	Tierras					Q 469.63	Q 3,757.04
3	4	Cinta					Q 3.26	Q 13.04
4	1075	Cable aluminio 2 #4/0: 1 # 2/0					Q 33.88	Q 36,421.00
5	4	Transformador de 50 Pad Mounted de 50 Kva					Q 27,203.75	Q108,815.00
6	4	Material para transformador					Q 1,302.19	Q 5,208.76
7	100	Tapon cónico de madera					Q 9.88	Q 988.00
8	2	Bajada primaria					Q 4,305.30	Q 8,610.60
9								
10	24	Fosas a 40 mts cada una, por paso de personas con su canalización con tubo PVC					Q 6,800.00	Q163,200.00
11								
12	2	Fosas a 40 mts cada una; por paso de vehiculos con su canalización con tubo galvanizado					Q 14,800.00	Q 29,600.00
13								
14								
15								
16								
17								

PROMEDIO DE M/O			
Mano de obra:	Q113,651.00	Q87,495.00	Q93,689.00
	Q	98,278.33	Q376,535.82

Obra civil es aprox el 30 % del costo de Mano obra electrica	Q	29,483.50
--	---	-----------

Costo total de Km de red en subterráneo	Q504,297.65
---	-------------

3.3.2 Costos de mantenimiento.

Los costos de mantenimiento que se analizaran fueron recabados en el período comprendido del segundo semestre 2007 al primer semestre del 2008. Para un mejor análisis se clasificarán en:

Costos de mantenimiento preventivo: Entre los costos de mantenimiento preventivo están los trabajos de poda, tala y desrame que se efectúan a lo largo de la ruta del circuito primario; estos costos son desglosados de la siguiente manera:

- Trabajos de ponderación LEVE (L): **Q250.00**

Desrame secciones B, C, D (Ver diagrama de manto de desrame Cap.1 sección 1.2.1) Poda de pequeños árboles, ramas y hojas.

- Trabajos de ponderación GRAVE (G): **Q850.00**

Desrame secciones A y E (Ver diagrama de manto de desrame Cap.1 sección 1.2.1) Poda de grandes árboles, ramas y tala.

El costo mencionado con anterioridad es por corte efectuado, independientemente si el circuito principal está dentro de un área asignada de mantenimiento constante bajo contrato o no lo está. El contratista tiene el derecho de cobrar una poda/ tala o las que realice como individuales según el grado de dificultad del trabajo; siempre bajo la supervisión del gestor de red para la ejecución de dicho trabajo.

Costos de mantenimiento correctivo: Entre los costos de mantenimiento correctivo están los trabajos de emergencia que son los explicados en el capítulo 1, sección 1.1.1 de este Ejercicio Profesional Supervisado. A cada falla se le asigna un número de reclamo (boleta) y si esta requiere de un trabajo de corrección se le asigna adicionalmente una orden de trabajo.

- Costo promedio de boleta de verificación **Q600.00**
- El costo de una orden de trabajo varia según el grado de dificultad del trabajo y la seriedad de los daños, pero podemos decir que en promedio una orden de trabajo tiene en promedio un costo de **Q1,250.00**

3.3.3 Arbitrios y costos relacionados.

Entre estos costos podemos mencionar todos los arbitrios Municipales, así como arbitrios a entes como el INAB (Instituto Nacional de Bosques), no solo para la poda y tala, sino también para el manejo de la basura. Entre los arbitrios que toda empresa debe cancelar están:

- Impuesto de arbitrio de tala y corte Municipal **Q200.00**
- Licencia de transporte de madera (Guía) **Q174.80**
(55 ctvos el pie cúbico y un camión tiene 317.83 pies cúbicos)
- Proyectos de reforestación (Pagos de fianza) **Q13,000.00**
(Costo de reforestación de una manzana)

Estos proyectos de reforestación los exige INAB, ya que después de efectuado un trabajo de poda y desrame es obligatorio para la empresa que ejecuta dicho trabajo reponer por medio de reforestación, los metros cúbicos de sombra que se perdieron.

Como costos relacionados podemos mencionar el costo de la energía no vendida. Este costo es considerable ya la red automática subterránea funciona en regiones donde la carga es muy fuerte, considerando que el mismo está dado en función de la potencia perdida por el tiempo de duración de la interrupción. La construcción de una red de distribución subterránea provocará una baja considerable en el manejo y desembolso de este costo.

3.4 Análisis de áreas propuestas para el plan piloto

A continuación se detallan dos áreas específicas de estudio para su análisis económico, esto por medio de la hoja de planificación del plan piloto. Las primeras áreas de evaluación son:

- **La entrada a San José Pinula.**
- **Parque Ecológico San José Pinula.**

Un dato de suma importancia para la valuación de estos proyectos eléctricos es el valor de la tasa de interés del 11%, esta tasa es con la que la CNEE valúa los proyectos eléctricos.

Nombre: Área entrada a San José Pinula.



FINCA PRIMAVERA KM. 19.5 SAN JOSÉ PINULA.
VISTA ACTUAL.

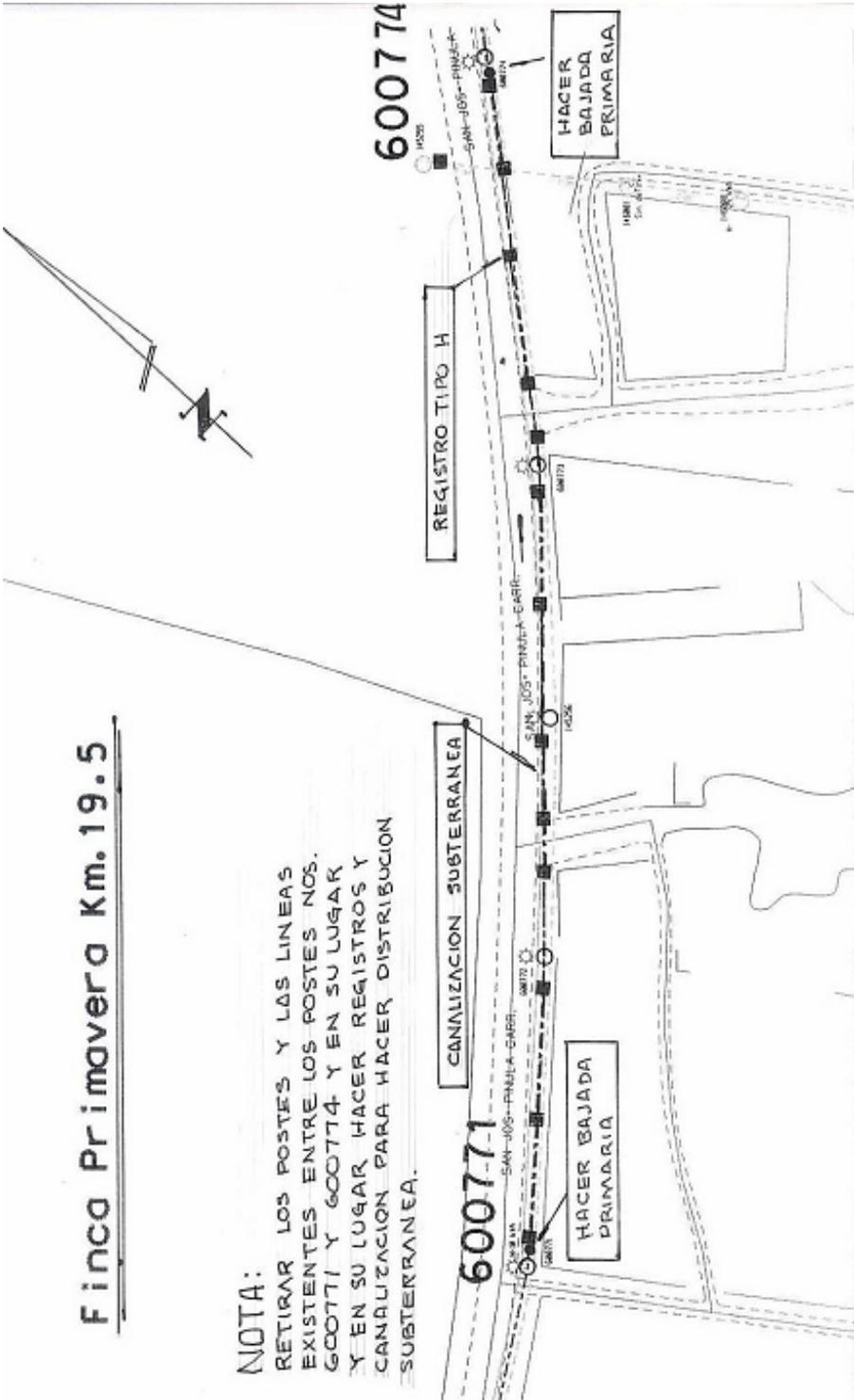
FICHA TÉCNICA DEL PLAN PILOTO

Nombre: Área entrada a San José Pinula.

- **Dirección:** Finca. Primavera Km. 19.5, entrada a San José Pinula.
- **Poste de inicio de la optimización:** #600771
- **Poste final de la optimización:** #600774
- **Circuito:** 150
- **Subestación:** Monte Cristo
- **Distancia propuesta de conversión en Km.:** 0.220 Km.
- **Carga instalada hacia abajo:** 5.9 MVA
- **Boletas asignadas en el área:** 215
- **Energía no suministrada:** Q 61,500.00
- **Trabajos de desrrame anual:** 6
- **Costo de Emergencias** Q 7,456.87
- **Mantenimiento** Q 12,832.45
- **Arbitrios y licencias:** Q 2,248.83
 - (6 trabajos programados en el área Q174 c/u)
 - (6 licencias programados en el área Q200 c/u)
- **Proyecto de reforestación anual al área:** 3
- **Costo proyecto de reforestación anual al área:** Q39,000.00

PROYECTO PILOTO SAN JOSE PINULA		Justificación	
Costo de instalación			
Materiales, M.O, Obr. Civil	Q 119,203.88	Este es el costo de materiales, M.O, Obr.Civil por kilometro de subterráneo a razón de Q282.3 por tramo	
Retiro de cable existente 4 tramos	Q 1,129.20		
1 Descargos a pagar a CNEE	Q 3,000.00		
Total	Q 123,333.08		
Ahorros relevantes del proyecto ANUAL			
Multas por energía no suministrada	Q 4,750.48	Datos relacionados al ahorro despues de realizado el proyecto, INCLUYE MULTAS QUE NO SE PAGARÁN Costo del desrame que ya no se realiza con la ejecución del proyecto. Costo de emergencias atendidas en el área que ya no se realizan despues de realizado el proyecto. Pago de arbitrios municipales por trabajo de desrame Proyectos pagados por trabajo de desrrame ejecutado 24.6 hrs. Anuales a razón de Q2,500 de energía no vendida	
Desrrame	Q 12,832.45		
Costo de emergencias	Q 7,456.87		
Arbitrios	Q 2,248.83		
Proyectos de reforestación	Q 39,000.00		
Energía no suministrada 1 año	Q 61,500.00		
Total	Q 127,788.63		
La tasa de interes que se utilizó es la de la CCNEE utiliza en la evaluación de proyectos electricos 11.00%			
Total	Q 127,788.63		
FLUJO ANUAL			
AÑO	0	1	2
FLUJO DE EFECTIVO			
INVERSION	Q (123,333.08)		
AHORROS(INGRESOS)			
Multas por energía no suministrada		Q 4,750.48	Q 4,750.48
Desrrame		Q 12,832.45	Q 12,832.45
Costo de emergencias		Q 7,456.87	Q 7,456.87
Arbitrios		Q 2,248.83	Q 2,248.83
Proyectos de reforestación		Q 39,000.00	Q 39,000.00
Energía no suministrada 1 año		Q 61,500.00	Q 61,500.00
TOTAL ANUAL	Q (123,333.08)	Q 127,788.63	Q 127,788.63
Año 1 Valor actual	Q115,124.89		
Año 2 Valor presente	Q103,716.12		
VALOR PRESENTE NETO EN 2 A. Q 95,507.93			
Relación Beneficio/costo			1.8
Tasa interna de retorno			66.02%
LA INVERSION INICIAL SE RECUPERARÁ			
EN EL SEGUNDO AÑO DE FUNCIONAMIENTO DEL PROYECTO			
Atravez de 2 años se verá recuperado 1.8 veces la inversión inicial de Q123,333.08			

PLANO DE OPTIMIZACIÓN ENTRADA DE SN. JOSE PINULA



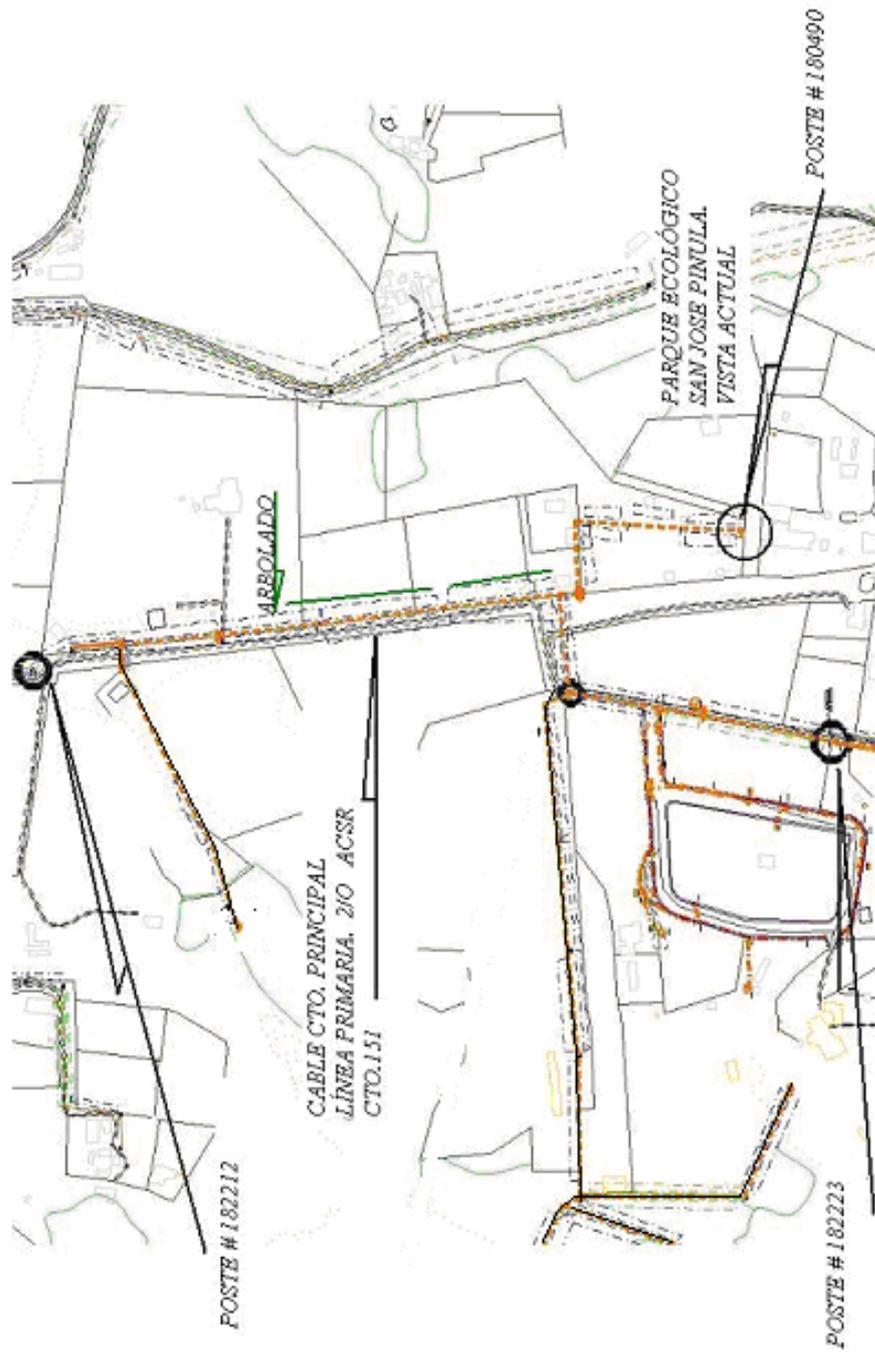
Finco Primavera Km. 19.5

NOTA:
RETIRAR LOS POSTES Y LAS LINEAS
EXISTENTES ENTRE LOS POSTES NOS.
600771 Y 600774 Y EN SU LUGAR
Y EN SU LUGAR HACER REGISTROS Y
CANALIZACION PARA HACER DISTRIBUCION
SUBTERRANEA.

Percepción de la optimización del área entrada a San José Pinula.

- ✓ El costo total de inversión total es de es de Q 123,333.08 este costo como se muestra en la hoja del estudio incluye la mano de obra, materiales subterráneos para el primario y la obra civil.
- ✓ La inversión del cambio de la red se recuperará en el primer año, esto ya que la evaluación se realizó según los sucesos y precios del año 2007/2008; a razón de Q127,788.63 anuales invertidos en costos.
- ✓ En el 1er año, se tendrá un ingreso por encima de la inversión realizada, presentando un ahorro de Q 95,507.93 respecto al año de comparación.
- ✓ Se reducirán a 0% los costos por mantenimientos preventivos, mantenimientos correctivos, arbitrios e indemnizaciones de la CNEE por fallas de arbolado en el sector de la red primaria optimizada.
- ✓ Cabe mencionar que se realizó el estudio para la optimización de más de un Km. de esta área, pero el resto de la ruta del primario no amerita un mantenimiento como el realizado en este punto crítico.
- ✓ Se recuperan 108 metros cúbicos de sombra y árboles que son talados y desramados. (108mts. Cúbicos equivalen a 12 camiones de volteo, cada camión transporta 9 mts. Cúbicos de desechos).

Nombre: Área Parque Ecológico San José Pinula.



FICHA TÉCNICA DEL PLAN PILOTO

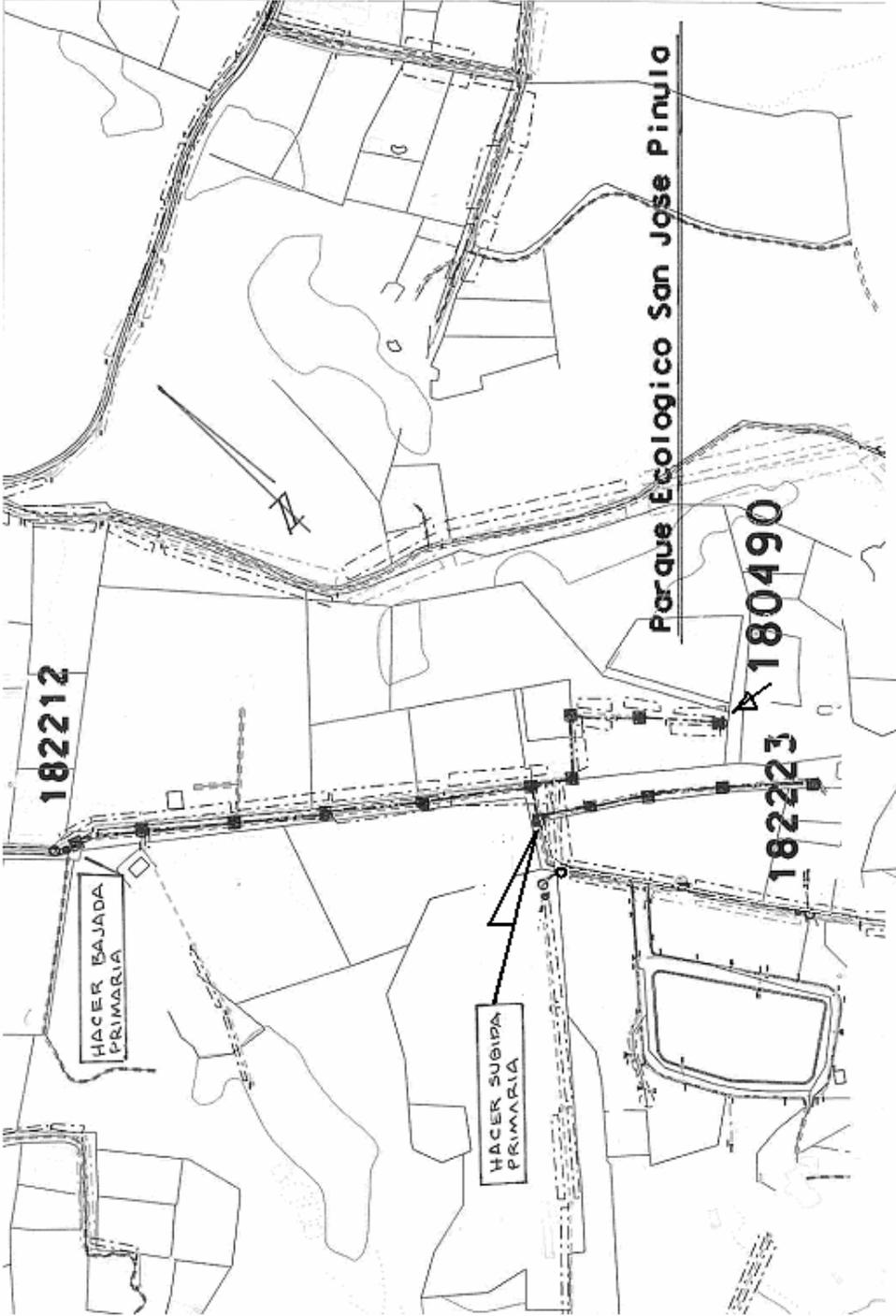
Nombre: Área Parque ecológico San José Pinula.

- **Dirección:** Km.22.5 Carretera de San José a Matatescuintla
- **Poste de inicio de la optimización:** #182212
- **Poste final de la optimización:** # 182223 y #180490
- **Circuito:** 151
- **Subestación:** Monte Cristo
- **Distancia propuesta de conversión en Km.:** 0.730 Km.
- **Carga instalada hacia abajo:** 865 kVA
- **Boletas asignadas en el área:** 86
- **Energía no suministrada:** Q15,000.00
- **Trabajos de desrrame anual:** 2
- **Costo de Emergencias** Q 26,425.13
- **Mantenimiento** Q 2,856.78
- **Arbitrios y licencias:** Q 750.66
(2 trabajos programados en el área Q174 c/u)
(2 licencias programados en el área Q200 c/u)
- **Proyecto de reforestación anual al área:** 1
- **Costo proyecto de reforestación anual al área:** Q13,000.00
- **AREA PROTEGIDA DEL INAB.**

PROYECTO PILOTO PARQUE ECOLOGICO SAN JOSE PIHULA		Justificación																			
Costo de instalación		Este es el costo de materiales, M.O., Obr. Civil por kilometro de subterráneo a razón de Q262.3 por tramo																			
Materiales, M.O., Obr. Civil	Q	368,137.00																			
Retiro de cable existente 15 tramos	Q	4,234.50																			
3 Descargos a pagar a CNEE	Q	9,000.00																			
Total	Q	381,371.50																			
Ahorros relevantes del proyecto ANUAL																					
Energía no suministrada	Q	15,000.00																			
Desrriame	Q	2,856.78																			
Costo de emergencias	Q	26,425.13																			
Arbitrios	Q	750.66																			
Proyectos de reforestación	Q	13,000.00																			
Multas por energía no suministrada	Q	12,556.80																			
Datos relacionados al ahorro despues de realizado el proyecto, INCLUYE MULTAS QUE NO SE PAGARÁN Costo del desrriame que ya no se realiza con la ejecución del proyecto. Costo de emergencias atendidas en el área que ya no se realizan despues de realizado el proyecto. Pago de arbitrios municipales por trabajo de desrriame Proyectos pagados por trabajo de desrriame ejecutado 36 hrs. Anuales por Q348.8																					
La tasa de interes que se utilizó es la de la CCNEE utiliza en la evaluación de proyectos electricos 11.00%																					
Total	Q	70,589.37																			
FLUJO ANUAL																					
AÑO		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9										
FLUJO DE EFECTIVO																					
INVERSION	Q	(381,371.50)																			
AHORROS(INGRESOS)																					
Energía no suministrada	Q	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	
Desrriame	Q	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	2,856.78	
Costo de emergencias	Q	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	26,425.13	
Arbitrios	Q	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	750.66	
Proyectos de reforestación	Q	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	13,000.00	
Multas por energía no suministrada	Q	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	12,556.80	
Total	Q	(381,371.50)	70,589.37																		
Año 1 Valor actual			Q63,594.03																		
Año 2 Valor presente			Q57,291.92																		
Año 3 Valor presente			Q61,614.34																		
Año 4 Valor presente			Q46,499.40																		
Año 5 Valor presente			Q41,891.36																		
Año 6 Valor actual			Q37,739.96																		
Año 7 Valor actual			Q39,999.96																		
Año 8 Valor actual			Q30,630.60																		
Año 9 Valor actual			Q27,595.13																		
VALOR PRESENTE NETO EN 9 A. Q 9,485.20																					
Relación Beneficio/costo			1.0																		
			13.11%																		
LA INVERSION INICIAL SE RECUPERARÁ EN EL NOVENO AÑO DE FUNCIONAMIENTO DEL PROYECTO																					

Atravez de 9 años se verá recuperado el total de la inversión inicial que fue de Q381,371.50

PLANO DE OPTIMIZACIÓN PARQ. ECOLÓGICO SN. JOSE PINULA



Percepción de la optimización del área Parque ecológico San José Pinula.

- El costo total de inversión total es de es de Q 381,371.50 este costo como se muestra en la hoja del estudio incluye la mano de obra, materiales subterráneos para el primario y la obra civil.
- La inversión del cambio de la red se recuperará en 9 años, esto ya que la evaluación se realizó según los sucesos y precios del año 2007/2008; a razón de Q70,509.37 anuales invertidos en costos.
- En el 9no año, se tendrá una utilidad arriba de la inversión realizada, se ahorran ya en ese mismo año Q9,485.20
- Se reducirán a 0% los costos por mantenimientos preventivos, mantenimientos correctivos, arbitrios e indemnizaciones de la CNEE por falla de arbolado en el sector de la red primaria optimizada.
- La inversión para la optimización de más de un kilómetro (para las áreas estudiadas) es considerable y el estudio demostró que dicha inversión no es recuperable en un lapso de 50 años.
- Se recuperan 32 metros cúbicos de sombra y árboles que son talados y desramados. (32mts. Cúbicos equivalen a 4 camiones de volteo, cada camión transporta 9 mts. Cúbicos de desechos).

4. VENTAJAS, DESVENTAJAS Y NUEVAS ALTERNATIVAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN.

4.1 Ventajas de los sistemas de distribución en red automática

Son muchas las ventajas que la red subterránea tiene con respecto a otros sistemas. Sin embargo, en zonas de carga baja con servicios de poca importancia no son justificables. En zonas de carga mediana su costo es todavía mayor que el de un sistema radial; sin embargo, cuando se tienen usuarios con cargas concentradas considerables, necesitadas de una buena continuidad en el servicio y su ubicación es en un lugar de cambio probable a red subterránea.

a.- Continuidad del servicio aún en falla por alta y baja tensión:

a.1.- Falla en baja tensión. Como en la baja tensión el sistema de cables secundarios se encuentra totalmente forrados aéreo e interconectado. Se diseñan los circuitos de distribución secundarios para que en cualquier punto de falla sea baja, sin interrumpir el servicio ni causar mas trastorno mas que en el lugar exacto donde ocurrió la falla, pues el resto del cable, como queda dividido en dos tramos.

a.2.- Fallas en alta tensión. Las líneas primarias suministran energía a los transformadores de red de tal manera que al quedar fuera uno de ellos debido a alguna falla queda fuera toda la sección de transformadores conectados a él; pero el resto de las líneas primarias puede seguir llevado la carga total de la red si sobrecargarse peligrosamente. Para impedir que fluya la corriente de la red al primario a través de los transformadores, antes de cada uno de estos se encuentran conectado el protector de red, de tal suerte que al fluir corriente inversa a través de él opera el fusible.

b.- Mejor balanceo de las cargas de las fases en baja tensión:

En los circuitos trifásicos con el neutro conectado a tierra el grado de desequilibrio que soportan las fases tiene una influencia decisiva en la caída de potencial. La corriente que circula por el neutro es la suma vectorial o la resultante de las corrientes en las tres fases. Si estas son iguales y desfasadas 120 grados exactos, por el neutro no circula corriente. Las cargas conectadas a lo largo del cable de alta tensión son de una cantidad determinada 7.6 voltios por fase; y por tanto el número de posibilidades de balanceo de carga en las fases queda ya limitado, dependiendo del número de servicios que a dicho cable se conecten.

En una red automática existe un número mayor de posibilidades de balanceo de las cargas en las fases, ya que a cada nodo o intersección de cables llegan o salen 3 ó 4 derivaciones, esto permite un balanceo de fases, aparte de un balanceo de cargas hecho previamente a lo largo del cable aéreo. Por consiguiente, el equilibrio de un cable se compensa con el de los demás. De esta manera se logran más posibilidades de obtener una mejor regulación de los circuitos y menor corriente a tierra.

c.- Mejor aprovechamiento de los cables en baja tensión:

Como existe una gran variación en el valor de las cargas conectadas a lo largo del cable, en un sistema de distribución radial se deben usar distintos calibres de conductores en el alimentador, dimensionados de acuerdo con la corriente máxima que transportarán. Como la instalación debe tener flexibilidad para libramientos, cambios, etc., no es posible atenerse a calibres pequeños en los extremos del cable secundario, siendo necesario utilizar calibres iguales a lo largo de toda la ruta, lo que trae como consecuencia que en condiciones normales no llegue a aprovecharse

totalmente la capacidad del cable y solo cuando existe una licencia o descargo estos cables trabajen a su plena capacidad. Sin embargo, en una red automática su corriente de utilización es alta.

d.- Mejor aprovechamiento de los cables en alta tensión en redes con número alto de alimentadores:

Cuando en un sistema de distribución radial un alimentador de alta tensión necesita por alguna razón quedar en descargo desde el primer tramo de su longitud, al abrirse desde la subestación de potencia todo el alimentador queda fuera, siendo entonces necesario seccionarlo del primer tramo y llevarlo con los alimentadores vecinos que sean susceptibles de conectar el resto de alimentador que no necesita quedar en licencia o desconectado.

Como dichos alimentadores vecinos apenas llegarían a ser tres, esto debido al que el circuito primario principal es trifásico se necesita que los alimentadores tengan un margen para llevar carga. La única manera de conseguirlo es trabajando en condiciones normales y a una carga relativamente baja. Cuando no sucede así, es necesario aumentar el número de interconexiones con otros alimentadores para poder repartir la carga.

Cuando se tienen seis o más alimentadores (doble circuito en subterráneo) en la red automática, el margen de sobrecarga que debe dejarse a un alimentador primario es menor que en el caso del sistema radial, por que al quedar fuera un alimentador toda la carga de la red se reparte casi equitativamente entre el resto de los alimentadores en servicio, de tal manera que si son seis en total, al salir uno aproximadamente el 20% de la carga total tendría la red de baja tensión, es decir, que los alimentadores

pueden estar normalmente cargados al 80 % de su capacidad. Así, a medida que aumente el número de alimentadores lo hará también la capacidad de utilización del alimentador.

e.- Mayor flexibilidad para desenergizar equipos (descargos):

En un sistema de distribución radial, para desenergizar cualquier equipo de baja o alta tensión es indispensable hacer las operaciones necesarias para poder energizar a los servicios que quedarían afectados al librarse dicho equipo. Cuando se trata de extremos del alimentador, donde no hay posibilidades de energizar a los servicios, es necesario causar una interrupción a los clientes mientras el equipo dure desenergizado, lo cual va en detrimento de la calidad del servicio que se presta.

En un sistema de red automática subterránea nunca llega a suceder eso, y además no es necesario hacer cambios puesto que en la baja tensión, por el hecho de estar totalmente conectada en paralelo, le llega alimentación al servicio de todas direcciones, independientes de los descargos que se hagan, siempre y cuando no se libere totalmente el cable. Cuando se desea dejar en licencia o descargo a los alimentadores o el equipo de alta tensión puede librarse inclusive todo un alimentador, pudiendo llegar a través de la red de baja tensión su carga, en forma proporcional, el resto de los alimentadores. Esta transferencia se hace con maniobras en la red o en la misma subestación.

f.- Menor costo de operación:

La red subterránea tiene menor costo de operación . Por una parte, como ya se ha visto, las operaciones de emergencia por fallas de alta tensión implican mucho menos operaciones para seccionar la parte dañada, y en cuanto a la baja tensión, la localización de los probables cables dañados se hace en forma prevista y ordenada, lo que requiere menor tiempo que las localizaciones y reposición de fusibles. Por otra parte, siendo menor el equipo que se usa en este sistema, también las operaciones que se ejecutan son menores, además, el tiempo que se emplea para libramientos por descargos es menor por ser el sistema más sencillo.

g.- Menor costo de mantenimiento:

En un sistema de red automática se puede seccionar cualquier parte de él (cable o equipo) en cualquier momento, lo que reduce mucho el costo de mantenimiento, puesto que con cuadrillas en horarios y turnos normales se pueden hacer los trabajos necesarios de revisión o reparación. Además esta demostrado que la vida útil de las instalaciones subterráneas es mucho mayor (20 años aprox.).

h.- Mayor seguridad en el manejo del sistema:

Un sistema radial tiene mucho mayor equipo en alta tensión que operar. En un alimentador normal existen unos 20 interruptores y 60 portafusibles monofásicos en aceite, equipo que se opera con potencial; en cuanto a la baja tensión la reposición de fusibles en cables dañados se debe hacer con cuidado para evitar accidentes. En un alimentador de red subterránea normalmente existen tres interruptores en alta tensión, los cuales se operan sin potencial. En la baja tensión no hay fusibles y se opera directamente al cable forrado instalado.

i. Mayor facilidad del sistema para ampliar la red en extensión y capacidad:

La red subterránea como sistema se diseña previendo los crecimientos futuros dentro del área que sirve de tal manera que se prevén los lugares para nuevas bóvedas del área que se sirve, los ductos para los alimentadores de alta tensión futuros y eventualmente la división de la red en dos sistemas. Esto hace que se puedan absorber todas las cargas que se soliciten.

4.2 Desventajas de los sistemas de distribución en red automática

a. Tienen un costo superior al construirla:

El costo de realizar una red subterránea completa equivale a una inversión fuerte pues solo la obra civil en Guatemala equivale al 30% del total del cobro de la mano de obra eléctrica; dicho en otras palabras, al costo total de la mano de obra por la ejecución eléctrica habrá que obtenerle y sumarle el 30% del total de la mano de obra de una red aérea. El dato anterior servirá para tener el costo que el contratista cobrará por la realización de la obra civil. Esta desventaja puede rebajarse en este estudio ya que la red automática no requiere del cambio total de la red secundaria ya que es prácticamente una red de distribución híbrida; aun teniendo en cuenta esta consideración no puede despreciarse el costo inicial que conlleva la implementación de este proyecto.

b. La localización y reparación de una falla tienen un mayor costo:

Al ser una red de distribución subterránea la localización de la falla conllevará un costo mayor al de una falla en configuración aérea, ya que requerirá de un mayor trabajo tanto para su localización así como para la reparación; esto derivado no solo de la mano de obra calificada para el manejo de este tipo de red sino también por los materiales a usar, ya que el costo de los materiales para una red subterránea tiene un 40% más de valor a los materiales de una red aérea. Además la localización y reparación de la falla es más laboriosa, ya que prácticamente no se tiene a la vista y se requerirá de equipo especial si se quiere reducir el tiempo sin servicio de los usuarios. Aunque con una red subterránea el tiempo de vida de un equipo o cable es de más de 10 años con un mantenimiento mínimo; pero aun teniendo esta salvedad, es necesario tomar en cuenta esta desventaja. Cabe mencionar que existen dispositivos para la localización de fallas de manera práctica lo que facilita el trabajo de localización de las mismas

c. Tiempo de atención de fallas :

Esta desventaja está muy ligada a la anterior. Ya que el tiempo de localización de una falla en subterráneo es mayor al tiempo de localizar una falla en aéreo, esto ya que no se tiene a la vista el cable o el equipo a revisar. Para reducir esta desventaja se cuenta con programas y redes de monitoreo como el Scada, pero aun así este equipo ayuda a dar un parámetro de localización; este parámetro sirve para ayudar a buscar en que tramo se encuentra la falla. Esto quiere decir que habría que buscar dentro de la red subterránea y encontrar el desperfecto en un tiempo considerable para los usuarios afectados.

Para reducir esta desventaja la red está alimentada por dos sectores, realizado las transferencias o conectado cuchillas seccionadoras de apoyo se puede reducir el número de usuarios afectados mas no se puede asegurar al 100% que no ocurrirá alguna falla ocasionada por cualquier imprevisto. Aunque estas fallas en la vida moderna se han reducido gracias a los equipos detectores que ya existente en el mercado, aunque esta tecnología es muy costosa.

d. La red eléctrica subterránea no esta afectada por el valor actual de Distribución (VAD en Guatemala):

A diferencia de otros países, en Guatemala el ente regulador de energía eléctrica como lo es la CNEE, no permite que a las empresas distribuidoras cobren a los usuarios este tipo de mejoras dentro de la tarifa de energía; ya que esto elevaría el costo para el usuario de la red. Este tipo de proyecto requiere de una inversión considerable a la cual le inyectan una buena cantidad de recursos, esto para mejorar no solo la red sino también la distribución de energía a los usuarios. A las mejoras realizadas y ampliaciones efectuadas a la red para el mejor aprovechamiento y distribución de energía se le conoce como Valor Actual de distribución (VAD); y este VAD en Guatemala es cobrado a los usuarios de la red de la empresa distribuidora. Lamentablemente por políticas nacionales no existe competencia en el ramo eléctrico y por tal razón todas las empresas están supeditadas a los mandatos de la CNEE. Cobrar este tipo de proyectos aumentaría el costo de la energía en tan solo 0.012 centavos de quetzal por KW distribuido, pero políticamente no es aceptable ningún tipo de aumento de este tipo. En la actualidad en la mayoría de casos la construcción de redes subterráneas corren por cuenta del interesado, esta desventaja provoca la poca implementación de este tipo de redes.

4.3 Nuevas alternativas y soluciones propuestas en otros países para redes de distribución

4.3.1 Cables protegidos y redes compactas

La Red de Distribución Compacta Protegida ha mostrado ser una buena solución para una convivencia armoniosa de los cables de energía eléctrica y los árboles de las calles públicas, siendo una solución técnica y económicamente viable para respetar las directrices ecológicas vigentes. Debido a que los conductores están cubiertos con una capa aislante permite montarlos más próximos unos de otros, también próximos a las ramas de los árboles, sin el riesgo de provocar cortocircuito en caso de contacto no permanente con las ramas o entre conductores. Cabe mencionar "que este tipo de redes son preventivas ya que la capa aislante del conductor es solamente protegida y no es blindada", esto significa que al mínimo contacto podrá ocurrir un grave accidente pues el cable siempre estará energizado.

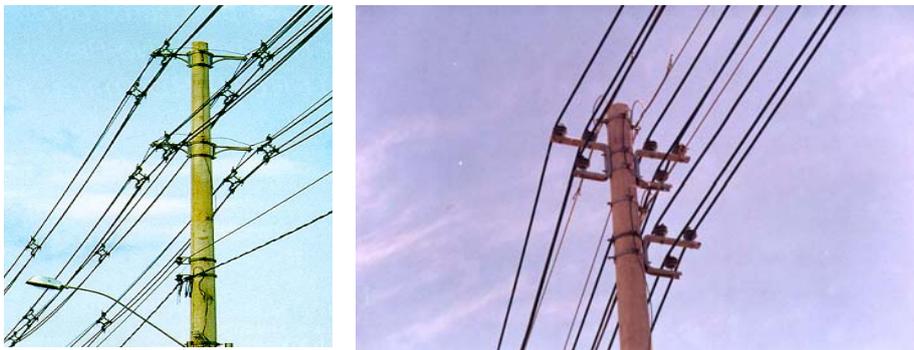
Este tipo de cableado solamente permite una compactación de la red eléctrica, que pasa a ocupar un espacio bastante reducido y consecuentemente una menor agresión de los árboles durante la poda. En caso de redes convencionales con conductores desnudos, el contacto de los árboles con algún conductor, especialmente si están mojados, inevitablemente causará un cortocircuito y consecuentemente una interrupción del suministro de energía. De allí la razón de la drástica poda de los árboles en torno a la red convencional con conductores desnudos.

Obtención de datos preliminares; antes de iniciar un Proyecto de Red de Distribución Compacta Protegida deberán ser obtenidos los datos e informaciones necesarias para su elaboración, que básicamente son los siguientes:

- Planificación básica.
- Planos de proyectos existentes.
- Planos catastrales.
- Tasa de crecimiento vegetativo.
- Demanda estimada.

En un área donde exista la necesidad de implantación de redes nuevas, se deberá efectuar una planificación básica, por medio del análisis de las condiciones locales; observando el grado de urbanización y de árboles en las calles, dimensiones de los lotes, tendencias regionales y áreas con características semejantes que tienen datos de carga y de tasas de crecimiento comparables.

Figura 39. Redes Compactas con Cable Protegido.



En las áreas que ya poseen servicio de energía eléctrica, se deberá realizar un análisis del sistema eléctrico disponible, elaborando un proyecto en armonía con la planificación existente. Para definir la aplicación de las redes con cables protegidos deberá verificarse si el área en estudio encuadra dentro de los casos indicados y, además, deberá realizarse un análisis económico en comparación con las redes convencionales de cables desnudos.

La evolución y criterios de aplicación del crecimiento vegetativo del proyecto deberá ser obtenido de los estudios desarrollados a nivel municipal / provincial / estatal y/o mediante comparación con áreas de características similares. Deberá realizarse un re-levantamiento y estimación de la demanda (perfil) de las cargas existentes, mediante las mediciones en el área en estudio. Para el desarrollo de proyectos de Redes de Distribución Protegidas Compactas se aplicaran los criterios, procedimientos, normativas, etc. establecidos para redes convencionales, destacándose los siguientes:

- Red Primaria
- Variación de tensión

Los circuitos primarios de las redes aéreas compactas serán protegidos contra fallas de cortocircuito (máxima corriente) con los mismos tipos de dispositivos adoptados para las redes convencionales de conductores desnudos. La protección contra sobretensiones en las redes aéreas compactas será realizada mediante descargadores de óxido de zinc, adecuadamente dimensionados e instalados, de modo de obtener el mayor empleo del equipamiento protector y la máxima protección para la red.

Los postes deberán ser de concreto o postes de madera; respetando íntegramente lo requerido en las normas de construcción. Los postes de 10 metros de altura total se utilizarán preferentemente en redes de distribución primarias y secundarias. Los postes de 12 metros en trazas con doble circuito serán empleados en situaciones especiales en que el poste de 10 metros se muestre como insuficiente.

En los postes de transición (redes convencionales / redes protegidas) se utilizarán accesorios normalizados estándar. En general las demás estructuras de las redes de distribución protegidas contarán con soportes, accesorios específicos.

Figura 40. Entre las ventajas apreciables se cuenta con el aumento de las distancias verticales y la posibilidad de instalación de más de dos temas.



4.3.2 Cable protegido

Los cables protegidos se aplican en sustitución de las redes aéreas convencionales y son indicados en localidades donde son constantes las salidas de servicio causadas por contactos con objetos extraños a la red, o en regiones donde se requieren mejores índices de confiabilidad y seguridad, de acuerdo a los siguientes criterios:

- Áreas de congestiónamiento de circuitos (salida de subestaciones). Con una compactación de las redes se tiene la posibilidad de instalar hasta cuatro (4) circuitos en una misma estructura.
- Áreas donde se exige un alto índice de confiabilidad debido a las características de los consumidores, tales como hospitales, emisoras de televisión, centros de procesamiento de datos, empresas altamente automatizadas y otras.
- Áreas de condominios cerrados, considerando los aspectos de confiabilidad, seguridad e impacto visual en tramos de difícil acceso y en locaciones con densa arboleda, áreas con frecuentes actos de vandalismo y en áreas rurales con vegetación preservada por ley.
- Áreas de difícil convivencia de las redes convencionales con las edificaciones.
- En las regiones cercanas al mar, hay que tener en cuenta los efectos de la salinidad sobre el aislamiento del cable. Existen datos de pérdida de las propiedades de la cobertura protectora (XLPE). Esto debido a que el XLPE evita las fallas por contacto directo, “ Pero no elimina las condiciones o deterioramientos salinos en situaciones de falla”.

Cable Protegido Eco-Compact para Distribución Aérea en 13,2 kV:

A continuación se muestran las especificaciones técnicas y características del cable protegido.

Ref.: Eco – Compact Norma NBR 11874 (EB-2173)



1. - Conductor de aluminio
2. - Cubierta exterior de XLPE

Aplicaciones

Cables protegidos diseñados para distribución de energía en tendidos aéreos

Principales características

- Conductor Metal: aluminio.
- Forma: redonda compacta.
- Temperatura máxima en el conductor en servicio continuo: 90°C y 250oC en cortocircuito.
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE) de características antitracking y resistente a la radiación solar y a la abrasión.
- Marcación: ECO - COMPACT® PIRELLI Ind. Argentina 13,2 kV. Cat.
- Sección Leyenda "Cable protegido, no tocar".

Los cables ECO - COMPACT se emplea para líneas aéreas protegidas de distribución en media tensión, montado sobre aisladores o sobre perchas aislantes (espaciadores). Su uso está particularmente indicado para regiones con probabilidad de contactos accidentales tales como: calles arboladas, calzadas estrechas con balcones o salientes próximas a la red primaria, plazas, etc.

Figura 41. Cable Protegido instalado.



Dentro de los beneficios del empleo de estas líneas se puede mencionar:

- Posibilidad de instalar mas de un circuito en el mismo porteadado.
- Reducción drástica de la tasa de fallas en la red.
- Mejoría del nivel de seguridad del público.
- Mayor equilibrio con el medio ambiente a través del menor número de podas y menor área podada.

Figura 42. Cable Protegido ECO-COMPACT instalado.



CONCLUSIONES

1. La red de distribución aérea es susceptible a cualquier tipo de eventualidad, siendo las fallas por ramas un tercio del total de fallas reportadas en un año en la red de distribución.

2. El costo por kilómetro de construcción de redes eléctricas para el 2008 incluyendo los materiales a instalar, mano de obra de instalación eléctrica y obra civil quedo calculado en:
 - El costo de construcción de un kilómetro de red aérea es:
Q 217,706.18 con cable 4/0.
 - El costo de construcción de un kilómetro de red con cable protegido es :**Q 301,432.51 con cable 1/0 Protegido.**
 - El costo de construcción de un kilómetro de red subterránea es :
Q 504,297.65 con cable 1/0 URD.

3. Para el proyecto piloto que corresponde a la Entrada de San José Pinula
KM.19.5 ENTRADA A SAN JOSÉ PINULA:
 - Área a optimizar: 0.220 Km
 - Costo de conversión de red aérea de 13.8 Kv a subterránea:
Q 123,333.08
 - Costos anuales de mantenimiento y operación del tramo:
Q127,788.63
 - Reestructurando los gastos efectuados para el mantenimiento y operación de este tramo se tiene que el tiempo estimado para la recuperación de dicho proyecto es de: 2 años.

- La TIR del proyecto es del 66% con la tasa de interés de valuación de proyectos eléctricos del 11% dada por la CNEE.
- Para esta área no es conveniente ampliar la optimización de la red ya que después del poste #600774 el arbolado disminuye considerablemente.

4. Para el proyecto piloto que corresponde a la Entrada de San José Pinula
KM.22.5 Parque Ecológico de San José Pinula:

- Área a optimizar: 0.730 Km
- Costo de conversión de red aérea de 13.8 Kv a subterránea :
Q 381,371.50
- Costos anuales de mantenimiento y operación del tramo:
Q 70,589.37
- Reestructurando los gastos efectuados para el mantenimiento y operación de este tramo se tiene que el tiempo estimado para la recuperación de dicho proyecto es de: 9 años.
- La TIR del proyecto es del 13.11% con la tasa de interés de valuación de proyectos eléctricos del 11% dada por la CNEE.
- Para esta área específica no es conveniente ampliar la optimización de la red ya que la inversión recuperará en un plazo mayor a 60 años.

5. Anualmente se desraman y talan 864 metros cúbicos de árboles; esto implica que son 96 camiones de volteo en ramas y árboles. Estas dos áreas representan un 16% del total de desrrames efectuados en la ciudad capital en el 2007/2008.

RECOMENDACIONES

1. Este estudio cuenta con la base fundamental y los parámetros básicos necesarios para su futura aplicación no solo dentro de la empresa distribuidora actual como lo es Empresa Eléctrica de Guatemala, así como también es extendible a cualquier otra empresa de distribución de energía eléctrica no solo en Guatemala sino en toda la región Centroamérica y México, esto debido a la similitud de redes eléctricas existentes en los países vecinos.
- 2.- El análisis técnico-económico para la optimización de una red aérea a una red subterránea, tiene una vida útil de 5 años, luego de este tiempo y solamente realizando las mínimas actualizaciones de arbitrios, precios de los materiales y mano de obra en el mercado se podrá seguir contando con esta herramienta dentro no solo de la empresa distribuidora sino de alguna otra empresa que requiera de una valuación para el cambio de una red particular.
- 3.- El capítulo N° 4 de este análisis; específicamente la sección 4.3 que lleva como subtítulo “Nuevas alternativas y soluciones propuestas en otros países”; puede ser objeto de otro estudio más detallado y minucioso para analizar las ventajas y desventajas de las redes compactas y cables protegidos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. **Servicio eléctrico: Manual de acometidas.** (5 ed. Guatemala, s.e., 2008) 236 pp.
2. Espinosa y Lara Roberto. **Sistemas de Distribución.** Noriega Editores LIMUSA, MEXICO 1990. 485 pp.
3. Rouco L., A. Elices. "Protección frente a sobretensiones de origen atmosférico en líneas de distribución subterráneas. **Revista análisis de mecánica y electricidad.** (Madrid) (23): 1 – 8. 2003.
4. Seminario Regional sobre la optimización de redes y servicios eléctricos, Guatemala ciudad 2000. EEGSA, 160 pp.
5. Urrutia Perez, Carlos Alberto. Distribución subterránea de energía eléctrica en 13.2 kV. Tesis ing. Mecánico – electricista. Guatemala, universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1985. 79 pp.
6. W.T. Hayt Jr. **Teoría Electromagnética. 5ta.** Mexico: McGraw – Hill, 1991.

REFERENCIAS ELECTRÓNICAS

1. Buscador: <http://www.google.com.gt>. (enero 2007).
2. URL: <http://www.nichese.com> (enero 2007).
3. Wikipedia:[http://es.wikipedia.org/wiki/red de distribución de energía eléctrica](http://es.wikipedia.org/wiki/red_de_distribucion_de_energia_electrica). (enero 2008).
4. www.elprisma.com/...electronica.../sistemadistribucionenergiaelectrica. (enero 2008)
5. www.emagister.com/transmision-distribucion-energia-electrica. (enero 2008)
6. <http://www.arqhys.com/noticias/2008/11/sistemas-de-redes-electricas>. (enero 2009)
7. <http://.biblioteca.universia.net/ficha.do> (enero 2009)

Tabla VIII. Datos técnicos de conductores para media tensión normados por la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

Datos técnicos de los conductores normados

Código	Conductor	Resistencia DC en Ω /km a 20 °C	Peso en kg/m (Lbs/1000pies)	Capacidad de conducción en amperios		Radio mínimo de curvatura mm
				Enterrado	En ducto	
310304	1/0 AWG	0.328	319.73 (705)	218	155	330
310305	4/0 AWG	0.164	505.67 (1 115)	324	230	390
	750 MCM	0.0462	843.54 (1 860)	569	468	550
310306	3 No. 1/0 AWG	0.328/Fase	959.19 (2 115)	218/Fase	155/Fase	
310308	3 No. 4/0 AWG	0.164/Fase	1 517 (3 345)	324/Fase	230/Fase	
	3 No. 750 MCM	0.0462/Fase	2 531 (5 580)	569/Fase	468	

Fuente: Manual de Fichas Técnicas de Conductores Eléctricos Empresa Eléctrica de Guatemala.

Tabla IX. Dimensiones de los cables de fase y del conductor neutro

DIMENSIONES DE LOS CABLES DE FASE Y DEL CONDUCTOR NEUTRO

Código	Conductor	No. de hilos	Espesor del aislamiento mm	Diámetro del cable mm	Diámetro con aislamiento mm	Diámetro completo mm	Sección efectiva mm ²
310304	1/0 AWG	19	4.45	9.19	19.56	28.45	66.33
	14 AWG Cu	16					
310305	4/0 AWG	19	4.45	13	23.37	33.15	132.73
	12 AWG Cu	20					
310310	750 MCM	61	4.45	24.59	35.56	47.24	475
	12 AWG Cu	25					
310306	3 Cables 1/0 AWG, Trenzados formando un haz, diámetro completo aprox.						61.48 mm
310308	3 Cables 4/0 AWG, Trenzados formando un haz, diámetro completo aprox.						71.60 mm
310312	3 Cables 750 MCM, Trenzados formando un haz, diámetro completo aprox.						102.04 mm

Fuente: Manual de Fichas Técnicas de Conductores Eléctricos Empresa Eléctrica de Guatemala.