

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA UTILIZACIÓN DEL CABLE ECOLÓGICO  
IMPLEMENTADO EN EL DISEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA Y MEDIA  
TENSIÓN DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**CHRISTIAN ANTULIO QUIÑONEZ PATZAN**  
ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, ABRIL DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortiz de León
VOCAL V	P.A. José Alfredo Ortiz Herincx
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**


DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino
EXAMINADORA	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADORA	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

**HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

**DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA UTILIZACIÓN DEL CABLE ECOLÓGICO  
IMPLEMENTADO EN EL DISEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA Y MEDIA  
TENSIÓN DE GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica el día 7 de Agosto del 2009.



**Christian Antulio Quiñónez Patzan**

Guatemala, 29 de julio del 2010

Ing. Jorge Luis Pérez Rivera  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala  
Ciudad de Guatemala

Estimado Ingeniero Rivera

Atentamente me dirijo a usted informándole que he concluido la asesoría del trabajo de graduación titulado. **“DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA UTILIZACIÓN DEL CABLE ECOLÓGICO IMPLEMENTADO EN EL DISEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN DE GUATEMALA”**, desarrollado por el estudiante Christian Antulio Quiñonez Patzan por lo tanto doy mi aprobación al mismo por considerar que cumple con los requisitos.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,



Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Asesor de tesis



Ref. EIME 04. 2010

Guatemala, 24 de enero 2011.

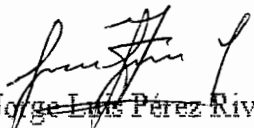
Señor Director  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
"DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA UTILIZACIÓN DEL  
CABLE ECOLÓGICO IMPLEMENTADO EN EL DISEÑO DE LAS  
LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN DE  
GUATEMALA, del estudiante, CHRISTIAN ANTULIO  
QUIÑÓNEZ PATZÁN, que cumple con los requisitos establecidos  
para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

  
Ing. Jorge Luis Pérez Rivera  
Coordinador de Potencia

JLPR/sro





REF. EIME 11. 2011.

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; Christian Antulio Quiñonez Patzán titulado: "DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA UTILIZACIÓN DEL CABLE ECOLÓGICO IMPLEMENTADO EN EL DISEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN DE GUATEMALA", procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 04 DE FEBRERO 2011.



Ref. DTG. 113.2011

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: **DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA UTILIZACIÓN DEL CABLE ECOLÓGICO IMPLEMENTADO EN EL DISEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario **Christian Antulio Quiñonez Patzan**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

A large, handwritten signature in black ink, appearing to be 'Murphy Olympo Paiz Recinos', written over a large, empty oval shape.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
DECANO



Guatemala, abril de 2011

/cc

## **DEDICATORIA A:**

<b>Santísima Trinidad de Jesús</b>	Por darme la vida, perseverancia, paciencia, protección, y acompañarme en todo mi ciclo de vida
<b>Mi Madre</b>	Por darme la vida, su amor, y motivarme para salir adelante
<b>Mi hermana</b>	Por ser parte de mi familia, quererme mucho, y ser una bendición de Dios
<b>Mis primos</b>	Por compartir todo una vida
<b>Mis familiares</b>	A mis tías, las que quiero mucho
<b>Mis asesores</b>	Sergio Quinto y el Ing. Guillermo Bedoya por ser buenos profesionales
<b>Mis amigos</b>	Selvin Montero, Byron Alburez, por su apoyo incondicional
<b>La USAC</b>	Por darme la oportunidad de hacerme un profesional.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. CABLE PROTEGIDO ECOLÓGICO	1
1.1. Línea ecológica de distribución	2
1.1.1. Campo de aplicación	2
1.1.2. Condiciones ambientales	3
1.1.3. Condiciones eléctricas	4
1.2. Estudio de la implementación de una línea con conductor protegido en una zona determinada	4
1.3. Consideraciones para la elaboración de un proyecto empleando el conductor protegido	6
1.3.1. Característica eléctrica de los conductores protegidos	8
1.3.2. Aplicaciones del conductor protegido	9
1.3.3. Característica del conductor de aluminio forrado con polietileno reticulado	9
1.3.4. Tipos de conductores recomendados	9

<b>2.</b>	<b>DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>11</b>
2.1.	<b>Materiales a utilizar en la implementación de una línea, utilizando conductor protegido</b>	<b>12</b>
2.1.1.	Postes	12
2.1.2.	Transporte, armado y erección de los postes	13
2.1.3.	Ataduras	13
2.1.4.	Ataduras para aisladores tipo pin	13
2.1.5.	Ataduras para retención	14
2.1.6.	Herrajes	15
2.1.7.	Cadenas de retención	16
2.2.	<b>Herramientas a utilizar en la implementación de una línea empleando cable protegido</b>	<b>16</b>
2.2.1.	Cruceros	17
2.2.2.	Conductores	17
2.2.3.	Instalación de conductores	18
2.2.4.	Tensado	18
2.2.5.	Poda previa al tendido	19
2.3.	<b>ALGO MÁS REFERENTE A LOS DISPOSITIVOS AUXILIARES</b>	<b>20</b>
2.3.1.	Conductor de fase	20
2.3.2.	Mensajero	20
2.3.3.	Tipos de accesorios empleados	21
2.4.	<b>Herramientas para el montaje de líneas compactas</b>	<b>27</b>
2.4.1.	Descripción de las herramientas para el montaje e líneas de distribución	27

2.4.2.	Tendido de los conductores	30
2.4.3.	Utilización de los conductores utilizando poleas fijas	31
3.	<b>CÁLCULO MECÁNICO DE LA LÍNEA</b>	33
3.1.	Inspección de la obra	33
3.2.	Verificación mecánica de los postes	36
3.2.1.	Cálculo de los apoyos para vano de 50 utilizando conductor tipo 1	36
3.2.2.	Cálculo de los apoyos para vano de 70 m. utilizando conductor tipo	43
3.2.3.	Cálculo de los apoyos para vano de 50 m. utilizando conductor tipo 2	51
3.2.4.	Cálculo de los apoyos para vano de 70 m, utilizando conductor tipo 2	58
3.3.	Muestra de resultados para distintos vanos	66
3.4.	Construcción típica para el montaje del cable ecológico	72
4.	<b>SEGURIDAD EN EL SERVICIO DE CONDUCTORES CUBIERTOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN</b>	77
4.1.	Alcance	77
4.2.	Materiales, equipos, muestras y mantenimientos	78
4.3.	Regulaciones y definiciones	79
4.4.	Corriente con el cuerpo humano al contacto con el conductor	80

<b>5. PROTECCIÓN ANTE SOBRETENSIONES EN LÍNEAS AÉREAS CON CONDUCTOR PROTEGIDO</b>	<b>87</b>
5.1. Sobretensiones por descarga directa y por descarga inducida	88
5.2. Frecuencia e intensidad de descargas directas sobre la línea	88
5.3. Tensiones inducidas por descargas atmosféricas	89
5.4. Obtención de la tensión crítica de flameo (TCF)	91
5.5. Comportamiento de la línea protegida ante sobre tensiones atmosféricas	91
5.6. Disposición de descargadores para protección, frente a una descarga atmosférica directa	92
5.7. Verificación de la protección frente a descargas inducida	94
5.8. Aplicación de una línea horizontal con conductores protegidos ecológicos	95
5.8.1. Distancia recomendable entre descargadores de tensión	95
5.9. Protecciones	96
5.9.1. Protección frente a corto circuitos en las líneas ecológicas	97
5.9.2. Protección incorporando seccionamientos	97
5.9.3. Seccionamientos tripolares	98
5.9.4. Seccionamientos unipolares	98
5.10. Puesta a tierra de los descargadores de tensión	98
5.11. Distancia de los conductores a árboles próximos a la línea como medida de seguridad	99

<b>6. JUSTIFICACIONES GENERALES</b>	<b>101</b>
6.1. Justificación técnica de la utilización de las redes aéreas compactas, empleadas en el diseño de las líneas de distribución y transmisión, utilizando el cable protegido (ecológico)	101
6.1.1. Ventaja de sus aplicaciones	101
6.1.2. Reducción de costos operativo	101
6.1.3. Aplicaciones más comunes	103
6.1.4. Justificación del uso del cable protegido en cuanto a soluciones que provee	103
6.1.5. Justificación técnica del cable protegido en cuanto al manejo de seguridad	103
6.1.6. Justificación técnica del cable protegido en cuanto a las mejoras de servicio	104
6.2. Justificación económica	107
6.3. Justificación energética	109
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>111</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>113</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>115</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>117</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

1.	Croquis de atadura para la sujeción del conductor a los aisladores tipo pin	14
2.	Croquis de Atadura de sujeción para tensar el conductor	15
3.	Separador para línea monofásicas	21
4.	Separador para línea trifásicas	21
5.	Aislador tipo pin para líneas aéreas	22
6.	Perno para crucero de metal	22
7.	Perno para crucero de metal, tipo delgado	23
8.	Alambre de atar conductor protegido al aislante tipo pin	23
9.	Remate Preformado para remate de líneas	24
10.	soporte para crucero en líneas de media tensión	24
11.	Percha angular para soporte	25
12.	Herramienta de corte simple para cables protegidos	25
13.	Sistema de corte ajustable	26
14.	Sistema corte instantáneo	26
15.	Poleas móviles para el deslizamiento de conductores: a) trifásicos y b) monofásicos	27
16.	Poleas fijas para el deslizamiento de conductores	28

17.	Instalación de poleas para tiro de conductores de un extremo a otro	29
18.	Puesta del mensajero	30
19.	Herraje vista frontal	72
20.	Herraje vista lateral derecha	72
21.	Piquete con sostén de brazo anti balanceó	73
22.	Piquete con sostén brazo anti balanceó, vista Frontal	74
23.	Piquete con sostén angular	74
24.	Vista superior de atadura tipo pin	75
25.	Atadura tipo pin, vista lateral	76
26.	Diferentes formas de hacer contacto con un cable energizado	85
27.	Resistencia de una persona entre un punto de contacto y tierra	86
28.	Cantidad de contorneos	90
29.	Tasa de fallas/densidad anual de rayos en función de la altura de forestación y el parámetro de distancia entre descargadores	92
30.	Mejor aspecto visual de la línea de distribución empleando conductor protegido	102
31.	Mejor ordenamiento en las líneas de distribución Empleando conductor protegido	102
32.	Preservación de la arborización	104
33.	Mayor número del número de circuitos, mal aspecto visual empleando conductor desnudo	105
34.	Referente al menor número de circuitos y mejor aspecto visual empleando conductor protegido	105
35.	La desventaja de utilizar conductor desnudo, representa índices de deforestación	106



36.	Utilizar conductor protegido o ecológico, equivale a mantener protegido el medio ambiente	106
37.	Enfoque de los costos de implementación de una línea de distribución elaborada con diferentes tipos de conducto	107
38.	Análisis de la inversión inicial en el diseño de una línea de distribución	107
39.	Análisis de la inversión inicial respecto a otro tipo de conductores	108

## **TABLAS**

I	Características eléctricas de los conductores protegidos	8
II	Verificación del calibre del conductor para el diseño de una línea de distribución, utilizando el conductor protegido	34
III	Verificación de la altura de los postes, considerando las diferente flechas en el diseño de una línea de distribución	34
IV	Conductor tipo 1, vano de 90 m	66
V	Conductor tipo 1, vano de 70 m	66
VI	Conductor tipo 1, vano de 50 m	67
VII	Conductor tipo 2, vano de 90 m	67
VIII	Conductor tipo 2, vano de 70 m	68
IX	Conductor tipo 2, vano de 50 m	68
X	Conductor tipo 1/0, vano de 90 m	69
XI	Conductor tipo 1/0, vano de 70 m	69
XII	Conductor tipo 1/0, vano de 50 m	70
XIII	Conductor tipo 4/0, vano de 90 m	70

XIV	Conductor tipo 4/0, vano de 70 m	71
XV	Conductor tipo 4/0, vano de 50 m	71
XVI	Efectos causados por la corriente en las personas	82
XVII	Valores de tolerancia de descargas de la corriente eléctrica en el cuerpo humano	82
XVIII	Valores de resistencia del cuerpo humano para diferentes estados de la piel ante descargas de corriente	83
XIX	Efectos provocados por las descargas de corriente que circulan en el cuerpo humano	83
XX	La percepción de la corriente que circula en el cuerpo humano depende del tipo de sexo de una persona	84
XXI	Resistencia a la corriente que circula por el cuerpo humano y sus efectos en las diferentes zonas del cuerpo	84
XXII	Distancia entre descargadores	95
XXIII	Análisis del índice de interrupciones en el servicio eléctrico	109
XXIV	Frecuencia media de interrupciones en el servicio eléctrico de acuerdo a la naturaleza de la interrupción en diferentes tipos de conductores	109

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>A</b>	Amperio
<b>hp</b>	Caballo de fuerza
<b>cm</b>	Centímetro
<b>/</b>	División
<b>G</b>	Gramo
<b>°C</b>	Grados centígrados
<b>°</b>	Grados
<b>h</b>	Hora
<b>Hz</b>	Hertz
<b>k</b>	Kilo
<b>kg</b>	Kilogramo
<b>lb</b>	Libra
<b>m</b>	Metro
<b>X</b>	Multiplicación
<b>N</b>	Newton
<b>N</b>	Número de alimentadores
<b>Ω</b>	Ohm
<b>%</b>	Porcentaje
<b>S</b>	Potencia máxima
<b>"</b>	Pulgadas
<b>-</b>	Resta

<b>+</b>	Suma
<b>s</b>	Segundo
<b>V</b>	Volt
<b>W</b>	Watt

## GLOSARIO

- ACSR** Símbolo que identifica al conductor de aluminio con refuerzo de acero consiste en un núcleo central de alambres de acero rodeado por capas de alambre de aluminio.
- Efecto piel** Es la diferencia entre las densidades de corriente en distintas zonas de la sección transversal de un conductor que se produce al aumentar la frecuencia de la corriente alterna que circula por una línea de transmisión y distribución.
- LACD** Término que identifica a la línea aérea con conductor desnudo.
- LACP** Término que identifica a la línea aérea con conductor protegido.
- NBI** Término que define el nivel básico de aislamiento que debe tener una línea de transmisión o distribución para coordinar el nivel de protección ante una descarga atmosférica, cuyo término es llamando BIL en el idioma inglés.

<b>Cerámico</b>	Representa el número promedio de días con tormenta anual en un sitio. Este concepto se estableció para analizar el efecto de las descargas atmosféricas sobre los sistemas de transmisión y se mide por observación en las estaciones de tipo meteorológicas, determinado por los días con tormenta.
<b>Resistencia</b>	En los conductores es la causa principal de la pérdida de energía en las líneas de transporte. A menos que se especifique otra cosa, al hablar de resistencia nos referimos a la resistencia efectiva.
<b>Sobre corrientes</b>	Excesos de corriente que se producen por descargas atmosféricas, llamadas también corrientes de rayo, y al igual que las corrientes por cortocircuito producen fallas técnicas en los aislamientos, en mayor o menor tiempo, según sea la intensidad de dicha corriente.
<b>TCF</b>	Símbolo que identifica a la tensión crítica de flameo, se obtiene a partir del valor de prueba de una sobre tensión, provocada por una descarga atmosférica, con probabilidad de falla del cincuenta por ciento.
<b>XPLE</b>	Símbolo que identifica al conductor de aluminio forrado con polietileno reticulado.

## **RESUMEN**

Las líneas ecológicas aisladas tienen como objetivo minimizar las interrupciones del servicio de energía eléctrica provocadas por fallas asimétricas entre fases, fase a tierra y doble línea a tierra, debido al contacto con árboles o caídas de ramas en los conductores o los conductores y tierra. Una técnica para reducir las fallas es utilizando cables protegidos en su parte externa con polietileno reticulado, XLPE como aislante e instalar los separadores poliméricos en posición vertical y horizontal formando un triángulo equilátero (esta es la configuración más recomendada) donde los cables estarán protegidos en guayas de acero.

Sus justificaciones técnicas y económicas, frecuentemente se basan en una serie de lineamientos y/o normas definidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, poniendo de manifiesto su utilización en varias aplicaciones, como las siguientes: salidas de servicio por contacto accidental de ramas, reducir la distancia entre fases o a neutral, la necesidad de ganar altura vertical en la utilización de las líneas en bandera, entre otras, dentro de las ventajas que tiene el implementar el conductor ecológico están; mayor seguridad y continuidad del servicio eléctrico, menor contaminación visual, reducción de las frecuencias de la poda de la arboleda, reducción por accidentes al contacto directo, entre el conductor eléctrico y el personal técnico que lo opera, mejoras en los índices de calidad del servicio eléctrico a usuarios.





## **OBJETIVOS**

### **General**

Describir las ventajas que tiene implementar el cable ecológico en las líneas de distribución, en comparación con los conductores convencionales utilizados actualmente, de acuerdo a sus propiedades físicas, eléctricas, para definir de que forma contribuye este, a la preservación del medio ambiente.

### **Especificos**

1. Describir los lineamientos necesarios que se deben de considerar para, la elaboración de un proyecto empleando conductor protegido o ecológico.
2. Conocer brevemente las herramientas y dispositivos auxiliares que se utilizan al momento de elaborar una línea de distribución con el conductor ecológico.
3. Establecer los diversos riesgos que tiene una persona al momento de hacer contacto con un conductor protegido a plena carga.

## Appendix 1

### Appendix 1

The following table provides a summary of the data collected for the study. The data is presented in a table format, with the following columns: Name, Age, Sex, Height (cm), Weight (kg), and Blood Pressure (mmHg). The data is presented in a table format, with the following columns: Name, Age, Sex, Height (cm), Weight (kg), and Blood Pressure (mmHg).

### Appendix 2

The following table provides a summary of the data collected for the study. The data is presented in a table format, with the following columns: Name, Age, Sex, Height (cm), Weight (kg), and Blood Pressure (mmHg). The data is presented in a table format, with the following columns: Name, Age, Sex, Height (cm), Weight (kg), and Blood Pressure (mmHg).

## 1. CABLE PROTEGIDO ECOLOGICO

En las líneas de distribución, el cable es el componente de mayor importancia ya que sus características determinan el comportamiento de la línea y su geometría, por lo tanto, el estudio de sus propiedades y de esta forma su selección es lo que determinara, la mayor optimización de recursos económicos y funcionamiento de este.

Las líneas con conductor semi aislado (cable ecológico) tiene como objetivo minimizar fallas y prevenir las interrupciones del servicio de energía eléctrica. Una técnica para reducir las fallas es reducirlas, utilizando conductores con aislante de polietileno reticulado (XLPE) e instalar los separadores poliméricos en posición vertical y horizontal formando un triángulo equilátero siendo esta la configuración más recomendada.

Los conductores serán cableados sobre un cable desnudo llamado mensajero o cable portante.

### Características

- a) Cable de línea de línea( un cable aislado )
- b) Cable aislado y cable desnudo (600 V)
- c) Cable triplex ( dos cables aislados y uno desnudo)
- d) Cable cuadruplex (Cable tres cables aislados y uno desnudo)

Todos estos cables son aéreos y están suspendidos por un cable mensajero o neutro que puede ser desnudo o aislado. Estos cables son hechos de acero o aluminio aislados con polietileno reticulado XLPE.

## **1.1. Líneas ecológicas de distribución**

Los cables instalados en separadores poliméricos (spacer ecológicos) aluminio y aislados con XLPE. Con ello, se puede eliminar las fallas ocasionadas por árboles o ramas que pueda, desprenderse.

Es importante mencionar que actualmente se fabrican, aisladores para cables de baja y alta tensión

### **1.1.1. Campo de la aplicación**

El conductor ecológico, se aplicará en las zonas arboladas donde sea difícil ejecutar la poda necesaria para instalar líneas con conductores desnudos y por lo tanto sean frecuentes los contactos accidentales de ramas, arbustos, aves de gran tamaño u otros animales que pudieran alterar el aislamiento y producir fallas y salidas del servicio. También se utilizará en zonas con elevados vientos y tormentas donde se produzcan salidas de servicio originadas en elementos que caen sobre las líneas.

Este tipo de conductores, también se implementará para reducir las distancias entre conductores de diferentes fases de un mismo circuito o de diferentes circuitos de distribución de la empresa incluyendo conductores conectados a tierra, según lo indicado en las Normas Técnicas de Diseño y

Operación de las instalaciones de distribución, de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (Artículo 18 inciso 1), se debe emplear conductor ecológico.

El conductor ecológico tiene este nombre por sus propiedades físicas, esta hecho de aluminio forrado con polietileno, generalmente se le llama también ecológico, por la funcionalidad y el beneficio que presta a la conservación del medio ambiente, y se puede utilizar para construir líneas nuevas o para reconvertir líneas existentes, retirando los conductores desnudos e instalarlo sobre las mismas estructuras y aislamientos.

Las condiciones para el diseño de líneas de distribución aéreas con conductor protegido (LACP), son las siguientes:

Condiciones de utilización:

### **1.1.2. Condiciones ambientales**

Estado 1	Temperatura 50° C Velocidad del Viento 0 km/h
Estado 2	Temperatura 10° C. Velocidad del viento 100 km. /h Nivel isoceráunico máximo Humedad ambiente 90 / 100 % (Zonas tropicales)

### **1.1.3. Condiciones eléctricas**

Tensión nominal	13,800 V
Tensión máxima de servicio	15,180 V
Frecuencia del sistema	60 Hz
Corriente máxima de corto circuito	10 kA (simétrica)
Nivel básico de aislamiento (NBA)	95 kV

Sistema eléctrico:

- a) Trifásico con neutro rígidamente puesto a tierra
- b) Monofásico con neutro desnudo

### **1.2. Estudio de la implementación de una línea con conductor protegido en una zona determinada**

Para definir la implementación de una línea aérea de conductor protegido (LACP) en una zona determinada se debe ejecutar un estudio técnico económico para avalar los mayores costos de las mismas, frente a una línea aérea de conductor desnudo (LACD). Dicho estudio debe contemplar lo siguiente:

- a) Frecuentes salidas de servicio por contacto accidental de ramas, aunado a la poda resulta dificultosa y/o costosa. Se debe incluir el análisis de las causas de las salidas de servicio del alimentador, si es una reconversión de la línea existente o bien de las fallas de alimentadores de la zona, si es una línea nueva. En los dos casos de debe de analizar la estadística de los 2 últimos años.

- b) Necesidad de reducir la distancia entre fases o a neutro, se deben comparar los mayores costos de la línea con otras variantes, algunas las cuales pueden ser la modificación de la traza, utilizar un tramo de la línea subterránea, etc.
- c) Disminución de la caída de tensión por acercamiento de las fases, el valor de la caída de tensión es inferior a la línea convencional, utilizando una distancia entre conductores de 0.5 / 0.6 m. Para una disminución mayor de la caída de tensión, se debe pasar a la línea aérea compacta.
- d) Necesidad de ganar altura vertical en la utiliza una LACD, que utilice postes de concreto o estructuras de mayor altura.
- e) Zonas donde los recierres temporales del alimentador puedan afectar a clientes con procesos sensibles a las interrupciones de breve duración.

Las posibilidades de efectuar mantenimiento se debe verificar la posibilidad de ejecutar revisiones periódicas de las LACP, debido a que el flujo de corriente de microamperios o miliamperios en la superficie de la cubierta en contacto con otros objetos, resulta en erosión y no debe permitirse su permanencia indefinida ya que la lenta degradación resultante conducirá a finalmente a una falla.

El escenario más probable será una sobretensión producida por una descarga atmosférica, la que encontrará el punto débil, causando la perforación de la cubierta y la consiguiente quemadura en el punto débil del conductor.

### **1.3. Consideraciones para la elaboración de un proyecto empleando el conductor protegido**

Las consideraciones para la elaboración de un proyecto utilizando el cable ecológico son:

La capacidad térmica de los conductores y el valor de la caída de tensión deberán cumplir con los parámetros establecidos donde tomando un valor de demanda estimada a 10 años de energizado el sistema. Para estimar este valor, se tomara en cuenta el coeficiente de crecimiento de la demanda definido para la zona en donde se instalara la línea aérea con conductor protegido. ( LACP) .

Diseño de la línea: para el diseño de los alimentadores (redes tróncales), la estructura (arquitectura) de la red deberá configurarse de forma tal que, en operación normal se configure un anillo abierto, con cierres transversales y apoyo desde las subestaciones eléctricas, de ser factible para minimizar la reserva necesaria en caso de emergencias.

Cuando se ejecutan exclusivamente desde una barra distinta de la misma subestación eléctrica.

La carga máxima de diseño del alimentador para una línea de este tipo será determinada por la ecuación.



Carga máxima de diseño de un alimentador:

Ecuación No 1: 
$$C = \frac{0.80 S \times 1.2}{N}$$

S: potencia nominal de la subestación eléctrica de media y baja tensión

0.80 S: Potencia máxima a utilizar régimen normal

N: número de alimentadores salientes

20%: Desequilibrio en el pico entre alimentadores

Si una subestación tiene una potencia instalada de 28 MVA y 4 alimentadores de 13.8kV La potencia máxima de diseño de cada alimentador será de 6.7 MVA, según la ecuación No. 1, para garantizar cierta capacidad de reserva en caso de emergencia.

Los conductores a utilizar serán de aluminio / acero o aleación de aluminio de secciones de 1/0, 4/0, 336.4 KCM y 559.5 KCM, Los paramentos de la línea a utilizar son los siguientes:

### 1.3.1. Características eléctricas de los conductores protegidos.

Tabla I. Características eléctricas de los conductores protegidos

Formación	Tipo	Sección		Diámetro conductor / diámetro cable mm	Peso conductor/ peso cable Kg/km	R ohms/ km 20° c – r r	Capacidad de conducción Amp.	Tensión de ruptura
		KCM/AWG	mm <sup>2</sup>					kef
5/1	ACSR	1/0	53.51	10.11/17.31	216.4/407.9	0.621	213	1985
5/1	ACSR	4/0	107.23	14.31/21.50	433.5/629.8	0.316	316	3784
26/7	ACSR	336.4	170.43	18.3/25.5	689.2/929.2	0.199	484	5400
26/7	ACSR	559.5	283.5	23.54/30.74	1141/14387.6	0.119	635	10277
7	AAAC	1/0	53.51	9.256/16.56	148.8/288.9	0.626	204	1734
7	AAAC	4/0	107.23	13.25/20.45	294.2/494.7	0.312	315	3327
19	AAAC	336.4	170.45	16.9/24.1	487.7/692.5	0.197	422	5124
19	AAAC	559.5	283.5	21.79/28.9	777.9/1055	0.118	580	8523

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Generalmente los conductores a utilizar, serán compactos de aluminio puro de 1/0, 4.0, 336.4 KCM, según la necesidad del proyecto para lo cual las características de éstos se encuentran en las normas EEGSA. Conductores de aluminio compacto puro, bloqueados al ingreso de humedad, con cubierta protectora contra contactos accidentales XPLE. Cuyas características se especifican en la tabla 1.

Las condiciones para el cálculo de las corrientes admisibles son:

Temperatura en el conductor:	80° C
Temperatura ambiente:	40° C
Velocidad del viento:	0.61 m / s
Frecuencia:	60 Hz

La caída de tensión proyectada al año horizonte, a factor de potencia (Coseno) 0.9 será del 5%.

### **1.3.2. Aplicaciones del conductor protegido**

- a) Parques nacionales
- b) Lugares donde hay árboles con ramas secas
- c) Redes eléctricas con alto índice de humedad por exceso de lluvias
- d) Calles estrechas
- e) Zonas donde es necesario podar árboles con bastante frecuencia
- f) Lugares donde hay alta contaminación

### **1.3.3. Características del conductor de aluminio forrado con polietileno reticulado**

- a) El cable XPLE tiene una temperatura normal de trabajo de 90 °C
- b) Temperatura de emergencia de 130 °C
- c) Temperatura de emergencia de 250 °C
- d) Es resistente a los rayos ultravioleta del sol
- e) Posee una cubierta protectora que lo hace resistente a la humedad y evita que quede expuesto a la intemperie

### **1.3.4. Tipos de conductores recomendados**

- a) Conductor de la aleación de aluminio, se utiliza para la transmisión de energía eléctrica, existen dos tipos; el desnudo y el forrado con polietileno reticulado ( XPLE), sus siglas en inglés son AAAC, ver anexo F.

- b) Conductor AAC, es un cable fabricado de aluminio en su totalidad, se utiliza en la transmisión de energía eléctrica, existen en las configuraciones de alambres y cables, las propiedades físicas y eléctricas se describen en el anexo G.

## 2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Las líneas aéreas de baja y de media tensión diseñadas con conductores protegidos también llamados cables ecológicos, tienen como objetivo mejorar el servicio y calidad de distribución de energía eléctrica. Es importante sustituir las líneas con conductores desnudos tradicionales con los conductores protegidos en los siguientes casos:

- a) Regiones boscosas o arboladas
- b) Zonas industriales con fuerte contaminación ambiental
- c) Zonas rocosas arboladas
- d) Comunidades dependientes con una sola línea
- e) Líneas de carácter transitorio

Los cables aéreos están protegidos contra la contaminación paulatina provocada con el contacto ambiental de árboles y otras partes puestas a tierra permitiendo la continuidad del servicio en caso de la caída de la línea. No obstante la existencia de tensiones inducidas externas al cable, se exige que considere, a los fines de cualquier tipo de reparación o mantenimiento, como una línea desnuda de media tensión.

Estos cables son utilizados en forma eficiente en sistemas de distribución aérea de 15 – 35 kv. Y están constituidos por aluminio o aleación de aluminio con forraje de polietileno doblemente reticulado (XLPE). En tres estratos aplicados simultáneamente por el método de triple extrusión similar al utilizado

en el proceso de los cables de potencia de media tensión convencionales (con pantalla) para instalación en ductos subterráneos.

## **2.1. Materiales a utilizar en la implementación de una línea, utilizando conductor protegido**

### **2.1.1. Postes**

Se utilizarán postes simples para la función de apoyo tangente y postes con tirante para los amarres, desvíos y remates.

Los postes cumplen las siguientes funciones:

- a) Construcción tangente (s): para soportar la línea cuando los aisladores están alineados (ángulo máximo de desvío, 5° C).
- b) Desvíos (D): para soportar la línea cuando en el aislador en cuestión, la línea forma un ángulo superior a 5° C.
- c) Amarres(A): cuando se debe prever un apoyo capaz de soportar la tracción de los conductores se colocaran si los tramos entre terminales para el caso que superen los 2,000 m. hará subdividir esos tramos en otros menores de aproximadamente 2000 m.
- d) Terminales (T): aun cuando en el extremo de la línea se deben fijar los conductores, soportando el tiro de todos ellos o para el caso de cambios de dirección resuelto mediante cruces conectados.

- e) Combinados (C): cuando cubren simultáneamente las funciones de dos o mas tipos, en cuyo caso se denomina amarre-desvió (A-D). Terminal-desvió.

### **2.1.2. Transporte, armado y erección de los postes**

El transporte y estiba de los postes en obras deberá efectuarse con las máximas precauciones para evitar su deterioro.

La erección se efectuará de modo que la base de los postes asiente perfectamente en el fondo de la fundición y deberá evitarse por todos los medios el deterioro de el aislamiento durante el proceso si la misma estuviese montada.

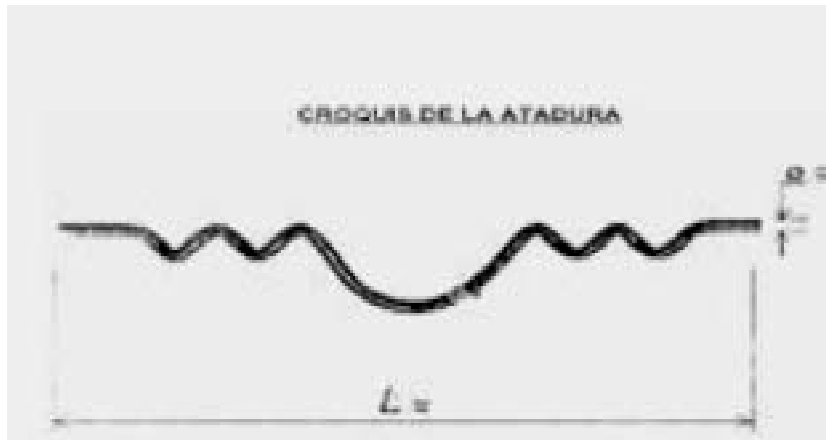
### **2.1.3. Atadura**

Las ataduras, tanto para los aisladores tipo pin, como para los amarres, serán preformadas y de material plástico, diseñadas para este fin según las normas que se encuentran en las empresas de DEOCSA-DEORSA Y DE EEGSA.

### **2.1.4. Ataduras para aisladores tipo pin**

Para la sujeción del conductor a los aisladores tipo pin de líneas aéreas, se utilizarán ataduras de forma helicoidal predefinida n, que sujetan lateralmente el conductor a los aisladores tipo pin. Su croquis se indica en la siguiente figura. La disposición de los conductores será horizontal sobre crucero. Los aisladores serán los habitualmente utilizados en el mismo tipo de línea con conductor desnudo.

Figura 1. **Croquis de la atadura para la sujeción del conductor a los aisladores tipo pin**



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

### 2.1.5. **Ataduras para retención**

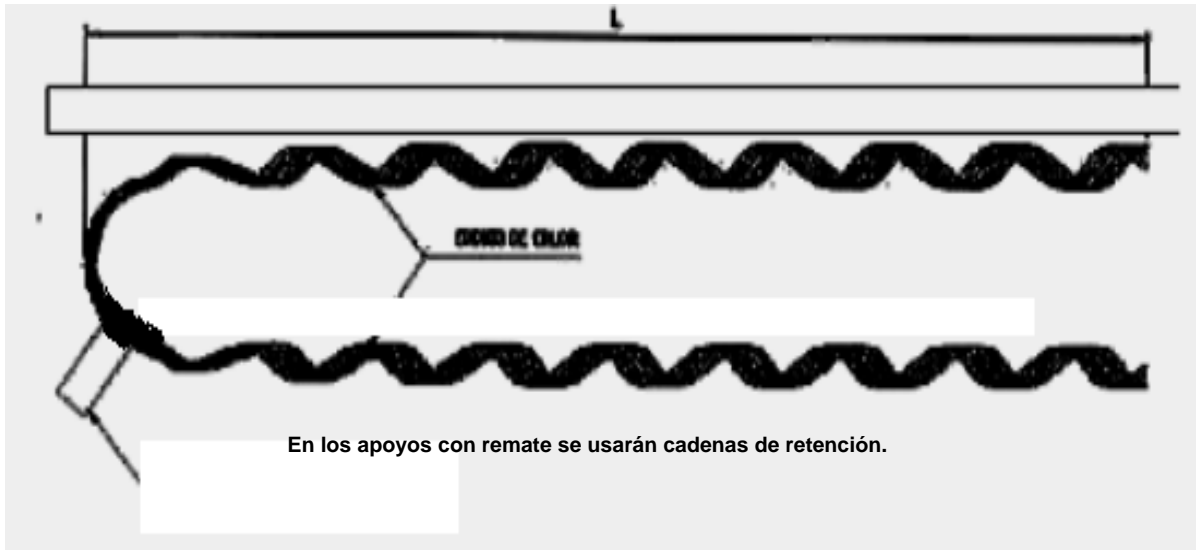
Las ataduras serán preformadas y diseñadas para este fin, según lo descrito en la norma de la Empresa Eléctrica de Guatemala.

En los ramajes se utilizarán ataduras preformada para retención, asegurando el tensado del conductor, se trata de ataduras metálicas que se montan directamente sobre el cable sin retirar el recubrimiento exterior, y se vinculan con el aislador de 15 kV, mediante un guardacabo similar al indicado en el croquis siguiente este tipo de atadura tiene, al igual que el caso de las ataduras plásticas, longitud diámetro y paso de hélice determinado para cada sección del conductor.



Figura 2. **Croquis de Atadura de sujeción para tensar el conductor**

El proveedor ajustara las dimensiones y formas de la pieza de acuerdo a la atadura respectiva



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

### 2.1.6 Herrajes

Los cierres mecánicos se efectuarán de modo que no se aflojen por el transcurso del tiempo o por la vibración mecánica propia del funcionamiento de los componentes del sistema.

Los empalmes de los conductores se efectuarán fuera de los puntos de sujeción de los mismos, y su resistencia será por lo menos igual al 90% de la resistencia a la rotura del conductor. Se podrá utilizar manguitos a compresión hexagonal, interponiendo grasa inhibidora de corrosión, semiconductor y con partículas metálicas para traspasar la capa de aluminio.

Una vez retirada la cubierta del conductor, y efectuada la conexión se encintara toda la zona con cinta aisladora auto soldable, resistente al arco.

En todos los conectores de ajuste mecánico, donde uno de los materiales por lo menos sea aluminio, se interpondrá grasa inhibidora de la corrosión.

Los conectores a cuña y a compresión, deberán instalarse de acuerdo con las respectivas instrucciones del fabricante y utilizando únicamente las herramientas y equipos recomendados.

Los elementos no ferrosos serán de materiales que no sufran corrosión por efecto de su exposición a la intemperie, en las condiciones ambientales descritas anteriormente para desvíos pequeños, donde el ángulo de desvío no supere los 10° C en total.

#### **2.1.7. Cadenas de retención**

Las cadenas de retención simple se constituyen con 1 aislador sintético de 15 Kv, y la atadura preformada para retención antes mencionada.

### **2.2. Herramientas a utilizar en la implementación de una línea empleando cable protegido**

El material y las herramientas destinadas al montaje de las líneas de conductor protegido no deben presentar ángulos, canaladuras ni asperezas capaces de dañar la superficie del conductor.

Las poleas (llamadas técnicamente pastecas serán de madera, aluminio, debiendo estar cuidadosamente engrasadas) debiendo girar libremente sobre

su eje, siendo su diámetro medido en el fondo de la garganta no menor de 23 veces el diámetro del cable, con un mínimo de 0.20 m.

Del resto de las herramientas generalmente utilizadas, tales como: alicate cortante, dinamómetro para control tensado de conductores, pinza, deberán cumplir estrictamente con las condiciones indicadas anteriormente referente a su estructura configuración y limpieza de partículas extrañas de otros metales.

Se aconseja utilizar el dispositivo tensor a mordaza paralela de dimensiones bastante amplias, afín de ejercer presión uniformemente repartida sobre una longitud conveniente del cable con el objeto de obtener la adherencia necesaria sin aplastar los hilos ni dañar la cubierta del conductor.

Las mordazas no deben tener acanaladuras, deberán ser absolutamente lisas, sin asperezas y acabadas próximamente al diámetro del cable.

### **2.2.1. Cruceros**

Los cruceros serán del mismo tipo que los utilizados en líneas aéreas horizontales con conductor desnudo. Su largo será de al menos 1.83 m y la distancia entre fases sugeridas es de 0.60 m.

### **2.2.2. Conductores**

Los conductores a utilizar se encuentran definidos en las Normas de la Empresa Eléctrica en líneas aéreas de 13.8 kV, protegido contra contactos accidentales.

### **2.2.3. Instalación de conductores**

En obras, para proceder al momento del desenrollado de los conductores, se debe verificar los defectos eventuales en la cubierta del conductor y evitar los daños que pudieran sobrevenir a los cables, en especial en la superficie exterior de la bobina por presencia de clavos. Para facilitar este examen, en el desenrollado deberá hacerse con la convexidad del conductor hacia arriba, de manera que el giro de la parte superior de la bobina sea en el sentido de avance de aquel, lo que presenta entre otras la ventaja de evitar el frotamiento del conducto sobre el suelo.

Un dispositivo de retención estará encargado de frenar la bobina, de tal forma que en ningún caso el cable tome entre apoyos una flecha muy grande y frote contra el suelo.

El tendido se ejecutará sobre poleas ubicadas en todos los postes, de las características necesarias para evitar todo frotamiento sobre las ménsulas o contra el poste. No se permite retirar las poleas si no se ubica el conductor en la ranura del aislador y se lo ata.

### **2.2.4. Tensado**

Deberá determinarse con la mayor exactitud posible la temperatura de montaje y la longitud de los vanos reales en cada caso. Conviene efectuar en lo posible la determinación de tiro por métodos dinamómetros, antes de medir flechas, Es aconsejable evitar el tensar la línea en horas del día, en las cuales la variación de temperatura es muy rápida, como sucede en verano en las primeras horas de la mañana.

El tensado se ejecutará a una tensión mecánica, ligeramente mayor que la indicada por la tabla, aflojando progresivamente hasta la tensión de trabajo correspondiente.

Para el tensado se tomarán como base los amarres y terminales. En los amarres se podrá fijar un cable por vez, no se acepta agregar un segundo cable sin efectuar previamente el tensado de uno de los cables del tramo contiguo para equilibrar los tiros.

Se deberá encintar la zona donde quede expuesto el cable conductor al momento de quitarle el forro, dicho encintado se hará con cinta aisladora, resistente al arco para protegerlo contra la humedad y los agentes atmosféricos.

Para las conexiones a transformadores, seccionadores y equipos en general es conveniente utilizar conductor protegido. En estos casos la veta del conductor no está sometida a tracción mecánica, y se pueden emplear de ser necesario, los aisladores de montaje rígido (tipo pin). Toda la línea debe funcionar frente a los contactos directos como un frente muerto

#### **2.2.5. Poda previa al tendido**

Previo al tendido de los conductores, se debe ejecutar la poda necesaria para garantizar las condiciones de confiabilidad de la línea tal que las ramas no entren en contacto con los conductores de la línea, y hasta una distancia mínima, acorde con las posibilidades de ejecutar esta actividad en el lugar y la velocidad de crecimiento de la especie arbórea, dado que la línea puede continuar funcionando, aun en contacto intermitente con las ramas. En la poda, se debe tomar especial cuidado con el crecimiento futuro de las ramas, por que

si las mismas son robustas, pueden dañar mecánicamente a los conductores durante su crecimiento.

## **2.3. Algo más sobre dispositivos Auxiliares**

### **2.3.1. Conductor de fase**

Normalmente se utilizan de aluminio (ASTM B-231). O bien de aluminio de aleación de aluminio tipo 6201 (ASTM B-239) o de conductor de aluminio con refuerzo de acero (ACSR).

### **2.3.2. Mensajero**

Se recomienda el mensajero tipo 6201 o de aluminio acero ACSR con una carga de rotura de 4500 kg. Para proteger a los circuitos contra la rotura de ramas o árboles y proveer una conductancia del neutro adecuada cuando el neutro no requiere ser aislado con neutro semiaislado.

### 2.3.3. Tipos de accesorios empleados

Figura 3. **Separador para líneas monofasicas**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 4. **Separador para líneas trifasicas**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 5. **Aislador tipo pin para líneas aéreas**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 6. **Perno para crucero de metal**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>



Figura 7. **Perno para crucero de metal, tipo delgado**



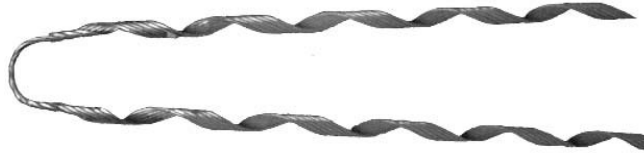
Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 8. **Alambre de Atar Conductor protegido al aislante tipo Pin**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 9. **Remate preformado para remate de líneas**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 10. **Soporte para cruceros en líneas de media tensión**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 11. **Percha angular para soporte**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 12. **Herramienta de corte simple para cables protegidos**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 13. **Sistema de corte ajustable.**



Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 14. **Sistema de corte instantáneo**



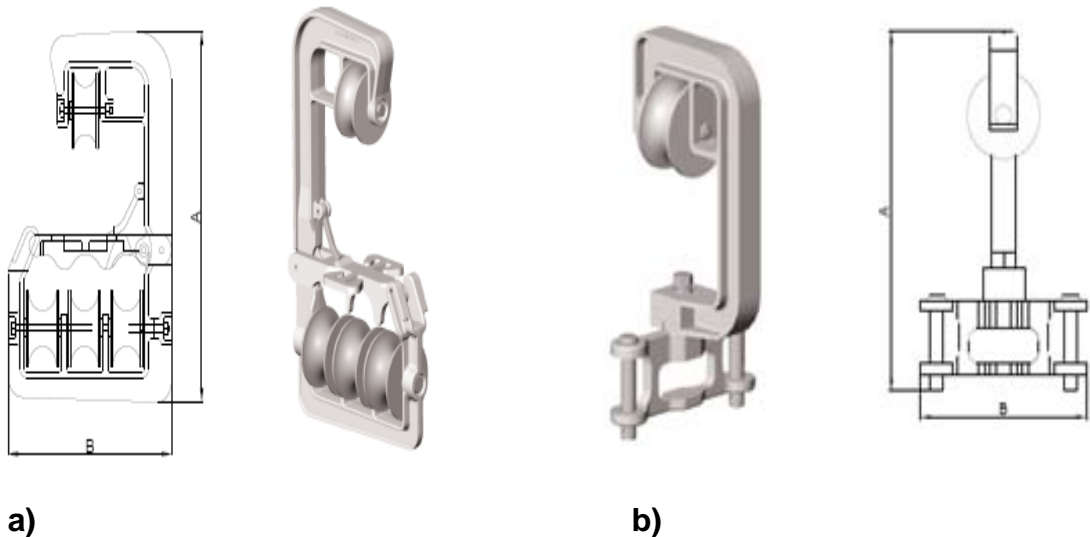
Fuente: figuras tomadas del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

## 2.4. Herramientas para el montaje de líneas compactas

### 2.4.1. Descripción de las herramientas necesarias para el montaje de las líneas de distribución

- a) Poleas móviles para el deslizamiento de conductores
- b) Polea de tiro de conductores
- c) Ménsula con polea
- d) Poleas fijas para el deslizamiento de conductores

Figura15. Poleas móviles para el deslizamiento de conductores  
a) Trifásicos y b) Monofásicos



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Las herramientas no deben presentar ángulos o cantos vivos, canaladuras ni asperezas capaces de dañar la superficie del conductor.

Las poleas serán de aluminio, aleación del mismo de garganta profunda, debiendo girar libremente sobre su eje permitiendo un ágil desplazamiento del conductor.

Figura 16. **Poleas fijas para el deslizamiento de conductores**



Figura 4 -Poleas fijas para deslizamiento de conductores (PFC)

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Colocar una ménsula con polea en cada poste sostén en cada línea a fin de deslizar la cuerda de tiro de los conductores. Disponer en el terreno las bobinas de los cables de tal forma que los tres conductores puedan ser tirados en conjunto sin inconveniente.

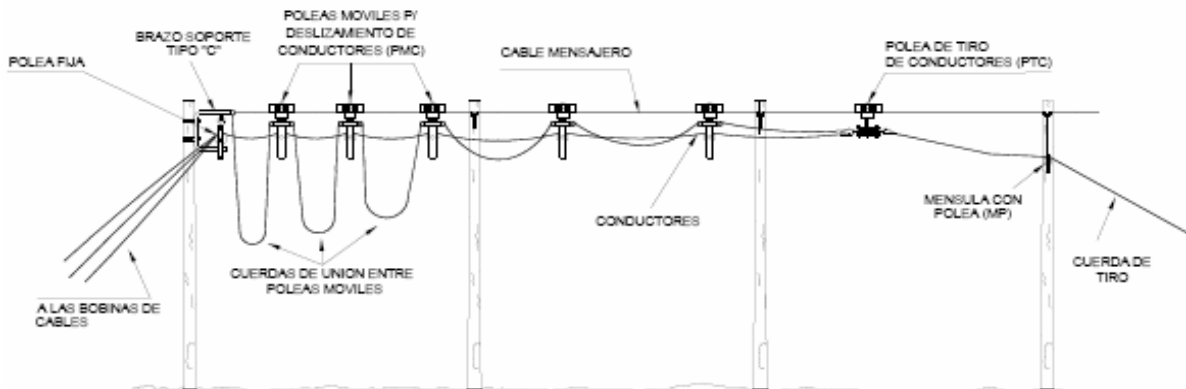
En función de la longitud del cable en las bobinas, el tramo del tendido puede llegar a los 1000 m, si se cumplen las condiciones siguientes, donde los ángulos en dicho tramo no deben exceder de  $6^\circ$  C y tampoco deben de haber

cambios en el lado de la línea sobre el que se encuentra la calle o alguna pendiente abrupta.

Atar un conjunto de 3 poleas al poste desde donde se comenzará el tendido.

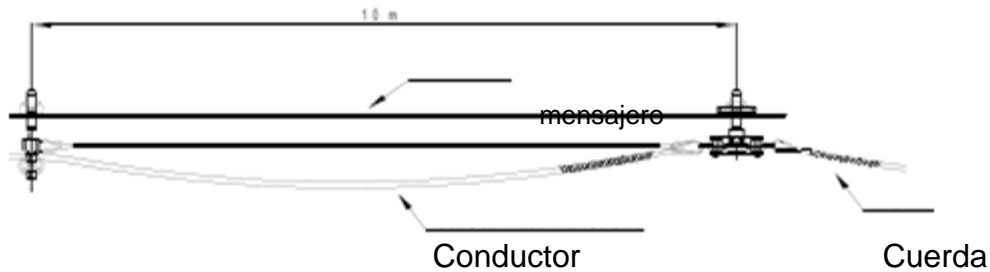
Conectar una cuerda de tiro a un extremo de la polea de tipo (PTC) y los tres conductores al otro extremo del mismo.

Figura 17. **Instalación de poleas para tiro de conductores de un extremo a otro**



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Figura 18. **Puesta del Mensajero**



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

#### **2.4.2. Tendido de los conductores**

Para la selección de montaje definida se requiere un conjunto de poleas por cada 10 metros de longitud de tendido. Se procede a montar el conductor de nombre mensajero, con el lado abierto hacia el poste y se colocan sobre las poleas de los conductores, estos conjuntos se atan a la polea de tiro con el tramo de cuerda de 10 m. Del mismo modo se ata una cuerda de 10 m, desde el poste de arranque del tendido al conjunto de poleas más próximo al mismo.

El mensajero es el cable que soporta el tensado de la línea, dado que los conductores de fase se retienen con tensión reducida.

Comenzar a tirar la polea de tiro hasta que esta alcance el final del tramo de montaje, y se determina la cantidad de poleas móviles necesarias para el siguiente tramo, hasta llegar al punto final del montaje

Colocar cada una de las ataduras preformadas en uno de los extremos y flechar los conductores como se indica en la. (Figura, 17).



Una vez flechado todo el tramo se procede a fijar las ataduras de retención en el otro extremo luego se retira una de las poleas y se instala en su lugar los espaciadores y las ataduras que correspondan.

### **2.4.3 Utilización de los conductores utilizando poleas fijas**

Durante el montaje de un hidroelevador el tendido puede efectuarse con una menor inversión en herramientas utilizando únicamente las poleas fijas (figura 1).

Se coloca una de ellas en el primer poste del tramo donde se comienza a desenrollar las bobinas y otras se distribuyen en algunos postes intermedios; de esta forma tirando del extremo libre, se van extendiendo los conductores pasando a través de las roldanas hasta llegar al extremo deseado.

La diferencia en cuanto al flechado es que, una vez efectuando el remate en uno de los extremos, se irán instalando los espaciadores y las ataduras jalando del extremo libre de los cables con un tiro aproximado a los 100 – 200 kg, de tal modo que cada conductor mantenga con el mensajero una distancia constante y mínima.



### **3. CÁLCULO MECÁNICO DE LA LÍNEA**

El siguiente estudio para este trabajo esta basado las longitudes de los vanos de 50 m y 70 m, para todas las zonas sean estas urbanas y suburbanas, y vanos de 90 m para las zonas rurales.

#### **3.1. Inspección de la obra**

La inspección y/o supervisión del montaje estará a cargo de las personas que pertenecen al área técnica de las empresas encargadas de la distribución de energía. Las etapas a analizar son las siguientes:

- a) Verificar la colocación y orientación de los postes;
- b) Verificar el montaje de los aisladores, antes de efectuar el tendido;
- c) Proceder a realizar el tensado y verificar si se contemplan los valores de las tablas de tendido;
- d) Finalmente, verificar que no queden conductores sin cubrir;
- e) Verificar la orientación de los postes;
- f) Efectuar la colocación de los electrodos y ejecutar las P.A.T.

Se realizan los cálculos para vanos de 50, 70 y 90 metros utilizando conductor protegido de aleación de aluminio y secciones equivalentes al cable túpil. (170.45 mm<sup>2</sup>), y el de (282 mm<sup>2</sup>).

**Tabla II. Verificación del calibre del conductor para el diseño de una línea de distribución, utilizando el conductor protegido**

Conductor 1: (conductor desnudo)	Conductor2 : (conductor protegido)
Sección: 170.45 mm <sup>2</sup>	Sección: 282 mm <sup>2</sup>
Material Aleación de Aluminio	Material Aleación de Aluminio.
Diámetro: 26 mm	Diámetro: 30 mm
Peso : 0.75 kg./m	Peso1.15 kg7m

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Para utilizar los mismos remates que en el caso de las líneas con conductor desnudo y del protegido de 150 mm<sup>2</sup>, asumiremos un tiro máximo de T = 852 Kg. a la temperatura de 10 ° C, resultando entonces a 50 °C las flechas máximas de la tabla III.

**Tabla III. Verificación de la altura de los postes, considerando las en el diseño de una línea de distribución**

Conductor 1:	Conductor 2:
Flecha con vano 50 m = 0.86 m	Flecha con vano 50 m = 1.04. m
Flecha con vano 70 m = 1.31 m	Flecha con vano 70 m = 1.60 m
Flecha con vano 90 m = 1.83 m	Flecha con vano 90 m = 2.27 m

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Utilizando postes de 12.20 m, la altura libre sobre el terreno para el caso mas desfavorable, que ocurre cuando utilizamos el conductor tipo 2 con vanos de 90 m, resulta,  $H = 12.2 \text{ m (largo del poste)} - 1.72 \text{ m (empotramiento del poste)} - 0.5152 \text{ (distancia a la cima)} - 2.27 \text{ m (flecha máxima)} = 8.06 \text{ m altura libre. (ver ecuación 2 y ecuación 3)}$

Ecuación No. 2

$$H = Lpm - Lem - Dat - F$$

- H: altura del poste libre al terreno
- Lpm: longitud máxima del poste
- Lem: longitud de empotramiento del poste
- Dat: distancia de amarre del tensor y la cima
- F: flecha de conductor

Ecuación No.3

$$Ht = H - Hcf$$

- Ht: altura corregida del poste
- H: altura del poste libre al terreno
- Hcf: altura del conductor de fase más bajo al tensor

### 3.2. Verificación mecánica de los postes

#### 3.2.1. Cálculo de los Apoyos, vano de 50 m, utilizando conductor tipo 1

Tensión que ejerce el viento sobre los conductores de fase:

Ecuación No.4

$$\frac{N \times Lv \times Lx \times Pv}{Hs}$$

**Hs**

Tcf: tensión del viento sobre los conductores de fase

N: número de conductores

Lv: longitud del vano

Hx = Hs – Dat

Pv: presión del viento

$Hs = Lpm - Lem - Dat = (\text{altura total de poste}) - (\text{empotramiento del poste}) - (\text{Distancia de amarre del tensor a la cima}).$

Aplicando valores numéricos a los parámetros de la ecuación No.4

$$N = 3$$

$$Lv = 50 \text{ m}$$

$$Hx = Hs - Dat = 10.33 \text{ m}$$

$$Pv = 48 \text{ Hg/m}^2$$

$$Hs = Lpm - Lem = 12.20 \text{ m} - 1.72 \text{ m} = 10.48 \text{ m}$$

$$V_{cf} = \frac{3 \times 50 \text{ m} \times 10.33 \times 48 \text{ kg./m}^2 \times 0.026 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 141.5 \text{ kg}$$

Tensión que ejerce el viento sobre conductor de neutro:

Dada la disposición horizontal y el apantallamiento al viento de los conductores, se tendría un factor igual a 2.3.(factor de seguridad).

Ecuación No. 5

$$V_{cn} = \frac{L_v \times H_{tr} \times P_v \times f}{H_s}$$

$V_{cn}$ : tensión del viento sobre el conductor a neutro

$L_v$ : longitud del vano

$H_{tr}$ : altura del transformador

$P_v$ : presión del viento

$F$ : flecha

$H_s = L_{pm} - L_{em}$

Aplicando valores numéricos a los parámetros de la ecuación No.5

$$L_v = 50 \text{ m}$$

$$H_{tr} = 7 \text{ m}$$

$$P_v = 48 \text{ kg/m}^2$$

$$F = 0.01011 \text{ m}$$

$$H_s = L_{pm} - L_{em} = 10.48 \text{ m}$$

$$V_{cn} = \frac{50 \text{ m} \times 7 \text{ m} \times 48 \text{ kg./m}^2 \times 0.01011 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 16.21 \text{ kg}$$

Tensión que el viento ejerce sobre el poste:

Ecuación No.6

$$T_{vp} = \frac{P_v \times (n \times D_{sp} \times P \times H_s) \times H_s}{H_s}$$

$T_{vp}$ : tensión del viento sobre el poste

$N$  : número de conductores

$D_{sp}$  : diámetro de la parte transversal de la cúspide de poste

$P$ : factor de la pendiente en la cúspide del poste

$H_s = L_{pm} - L_{em}$

Aplicando valores numéricos a los parámetros de la ecuación No. 6

$$P_v = 48 \text{ kg/m}^2$$

$$N = 3$$

$$D_{sp} = 0.165 \text{ m}$$

$$P = 0.015$$

$$H_s = L_{pm} - L_{em} = 10.48 \text{ m}$$

$$T_{vp} = 48 \text{ kg./m}^2 \times (3 \times 0.165 \text{ m} + 0.015 \times 10.48) \times 10.48 \text{ m} / 6 = 54.68 \text{ kg}$$



Tensión que el viento ejerce sobre el transformador:

Ecuación No.7

$$\mathbf{Tct = \frac{Pv \times A \times Hst}{Hs}}$$

Tct: tensión que el viento ejerce sobre el transformador

Pv: presión del viento sobre el conductor

A: área de la parte superior del transformador

Hst: altura del transformador al suelo

Hs = Lpm - Lem

Aplicando valores numéricos a los parámetros de la ecuación No.7

$$Pv = 48 \text{ Kg/m}^2$$

$$A = 0.5 \text{ m}^2$$

$$Hst = 7 \text{ m}$$

$$Hs = Lpm - Lem = 10.48 \text{ m}$$

$$Tcf = \frac{48 \text{ kg./m}^2 \times 0.5 \text{ m}^2 \times 7 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 16 \text{ kg}$$



Viento sobre los conductores de fase

$$2.5 \times 141.5 \text{ kg} = 353.75 \text{ kg}$$

Viento sobre los conductores de neutro

$$2.5 \times 16.21 \text{ kg.} = 40.53 \text{ kg}$$

Viento sobre el poste

$$2.5 \times 54.68 \text{ kg.} = 136.7 \text{ kg}$$

Viento sobre el transformador

$$2.5 \times 16 \text{ kg.} = 40.0 \text{ kg}$$

Desequilibrio vertical

$$1.5 \times 45.80 \text{ kg.} = 68.7 \text{ kg}$$

$$\text{Total} = 639.68 \text{ kg}$$

Tensión de sobrecarga al poste:

La condición de sobrecarga se presenta sólo en emergencia, por lo cual debe verificar que es inferior a la carga de rotura del poste (681.82 Kg.):

Ecuación No. 9 
$$\mathbf{tscp = \frac{Ts \times 2}{2.2 \text{ kg/lb}}}$$

Tscp: tensión de sobrecarga ejercida al poste

Ts: tensión que ejerce el peso de los conductores al poste

2 = factor normado

2.2 Kg/lb = Cambio del sistema de unidades.

Aplicando valores numéricos a los parámetros de la ecuación No.9

$$\text{Carga y rotura del poste: } \frac{750 \text{ lb.} \times 2}{2.2 \text{ Kg /lb}} = 681.82 \text{ kg}$$

Este valor de 681.82 es la condición de sobrecarga base y se presentara solo en emergencia , la misma debe estar satisfecha con el valor de la sumatoria de las tensiones, el cual nos dio un resultado igual a 639.68 kg. Como la carga y la rotura del poste nos dio un valor de 6814.82 kg, es decir menor al valor de tensión base, se determina que no se corre riesgo de ruptura del poste.

Retenciones:

Tracción sobre los conductores:

Ecuación No.10 
$$T_{sc} = \frac{P_c \times H_x}{H_s}$$

Tsc: tracción sobre los conductores

Pc: peso que se ejerce sobre los conductores al poste

$$H_s = L_{pm} - L_{em} = 10.48 \text{ m}$$

Aplicando valores numéricos a los parámetros de la ecuación No.10

$$N = 3$$

$$P_c = 852.25 \text{ kg}$$

$$H_x = H_s - D_{at} = 10.33 \text{ m}$$

$$H_s = 10.48 \text{ m}$$

$$T_{sc} = \frac{3 \times 852.25 \text{ Kg.} \times 10.33 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 2520.15 \text{ kg}$$

Tracción sobre el neutro:

Ecuación No. 11 
$$T_{sn} = \frac{P_{nn} \times H_{st}}{H_s}$$

Tsn: tracción sobre el neutro

Pnn: peso que se ejerce sobre el conductor de neutro

Hst: altura del transformador respecto del suelo

Hs = 10.48 m

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.11

Pnn = 499.12 Kg

Hst = 7m

$$Tsn = \frac{499.12 \text{ Kg.} \times 7 \text{ m}}{10.48} = 333.38 \text{ kg}$$

Tracción total 2853.53 kg

Se debe utilizar un poste con fundación de hormigón y tirante de 12.2/350 lb.

Se debe utilizar un poste de 12.2 m clase 1000 Lbs. (454.55 kg)

### **3.2.2. Cálculo de los Apoyos para vano de 70 m, utilizando conductor tipo 1**

Para resolver los cálculos mecánicos de los apoyos de 70 m de longitud, se utiliza un factor dada la disposición horizontal y el apantallamiento, cuyo valor es de  $K = 2.3$  y se complementa con la ecuación respectiva, de la siguiente forma:

Tensión que ejerce el viento sobre los conductores de fase:

Ecuación No. 12

$$\underline{K \times Lv \times Lx \times Pv}$$

Hs

Tcf: tensión del viento sobre los conductores de fase

Lv: longitud del vano

Hx = Hs – Dat

Pv: presión del viento

K: factor de apantallamiento x ecuación 4

Hs = Lpm - Lem - Dat = (altura total de poste) – ( empotramiento del poste) – ( Distancia de amarre del tensor a la cima).

Aplicando valores los parámetros de la ecuación No. 12

$$K = 2.3$$

$$Lv = 70 \text{ m}$$

$$Hx = Hs - Dat = 10.33 \text{ m}$$

$$Pv = 48 \text{ Hg/m}^2$$

$$Hs = Lpm - Lem = 12.20 \text{ m} - 1.72 \text{ m} = 10.48 \text{ m}$$

$$Vcf = \frac{2.3 \times 70 \text{ m} \times 10.33 \text{ m} \times 48 \text{ kg/m}^2 \times 0.026 \text{ m}}{10.48} = 198 \text{ kg}$$

Tensión que ejerce el viento sobre conductor de neutro:

Dada la disposición horizontal y el apantallamiento al viento de los conductores, se tendría un factor igual a 2.3.(factor de seguridad).

Ecuación No.5

$$V_{cn} = \frac{L_v \times H_{tr} \times P_v \times f}{H_s}$$

V<sub>cn</sub>: tensión del viento sobre el conductor a neutro

L<sub>v</sub>: longitud del vano

H<sub>tr</sub>: altura del transformador

P<sub>v</sub>: presión del viento

F: flecha

H<sub>s</sub> = L<sub>pm</sub> - L<sub>em</sub>

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.5 ;

L<sub>v</sub>: = 70 m

H<sub>tr</sub>: = 7 m

P<sub>v</sub>: = 48 kg/m<sup>2</sup>

F: = 0.01011 m

H<sub>s</sub> = L<sub>pm</sub> - L<sub>em</sub> = 10.48 m

$$V_{cn} = \frac{70 \text{ m} \times 7 \text{ m} \times 48 \text{ kg/m}^2 \times 0.01011}{10.48 \text{ m}} = 22.68 \text{ kg}$$

Tensión que el viento ejerce sobre el poste:

Ecuación No.6

$$T_{vp} = \frac{P_v \times (n \times D_{sp} \times P \times H_s) \times H_s}{H_s}$$

Tvp: tensión del viento sobre el poste

N : número de conductores

Dsp : diámetro de la parte transversal de la cúspide de poste

P: factor de la pendiente en la cúspide del poste

Hs = Lpm - Lem

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No 6

$$Pv = 48 \text{ kg/m}^2$$

$$N = 3$$

$$Dsp = 0.165 \text{ m}$$

$$P = 0.015$$

$$Hs = Lpm - Lem = 10.48 \text{ m}$$

$$Tvp = \frac{48 \text{ Kg/m}^2 \times (3 \times 0.165 \text{ m} + 0.015 \times 10.48 \text{ m}) \times 10.48 \text{ m}}{6 \text{ m}} = 54.68 \text{ kg}$$

Tensión que el viento ejerce sobre el transformador:

Ecuación No.7

$$\underline{Tct = Pv \times A \times Hst}$$

Hs



Tct: tensión que el viento ejerce sobre el transformador

Pv: presión del viento sobre el conductor

A: área de la parte superior del transformador

Hst: altura del transformador al suelo

Hs = Lpm - Lem

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.7

Pv = 48 Kg/m<sup>2</sup>

A = 0.5 m<sup>2</sup>

Hst = 7 m

Hs = Lpm - Lem = 10.48 m

$$Tcf = \frac{48 \text{ kg./m}^2 \times 0.5 \text{ m}^2 \times 7 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 16 \text{ kg}$$

Desequilibrio vertical de transformador:

Ecuación No. 8

$$Dvt = \frac{Pt \times Ht}{Hs}$$

Dvt: desequilibrio vertical del transformador

Pt: peso o tensión que ejerce el transformador

Ht: altura física del transformador

Aplicando valores numéricos a los parámetros de la ecuación No.8

$$Dvt = \frac{800 \text{ kg} \times 0.60 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 45.80 \text{ kg}$$

$$\text{Carga total} = 337.16 \text{ kg}$$

Observación técnica:

La estructura deberá soportar las cargas afectadas por los coeficientes indicados , en este caso 2.5 para la acción del viento y 1.5 para cargas verticales (condición de emergencia) resultando entonces, para el vano de 90 metros:

Viento sobre los conductores de fase

$$2.5 \times 198 \text{ kg.} = 495 \text{ kg}$$

Viento sobre conductor neutro

$$2.5 \times 22.68 \text{ kg.} = 56.7 \text{ kg}$$

Viento sobre el poste

$$2.5 \times 54.68 \text{ kg.} = 136.7 \text{ kg}$$

Viento sobre el transformador

$$2.5 \times 16 \text{ kg.} = 40 \text{ kg}$$

Desequilibrio vertical

$$1.5 \times 45.80 \text{ kg.} = 68.7 \text{ kg}$$

$$\text{Total} = 797.1 \text{ kg}$$

La condición de sobrecarga se presenta solo en emergencia, por lo cual debe verificar que es inferior a la carga de rotura del poste (909 Kg.):

Carga de rotura del poste:

conversión de las 1000 lb a kg

$$\frac{1000 \text{ lb.} \times 2}{2.2 \text{ kg/lb}} = 909 \text{ kg}$$

Retenciones:

Tracción sobre los conductores:

Ecuación No. 10

$$\mathbf{T_{sc} = \frac{P_c \times H_x}{H_s}}$$

T<sub>sc</sub>: tracción sobre los conductores

P<sub>c</sub>: peso que se ejerce sobre los conductores al poste

H<sub>s</sub> = L<sub>pm</sub> - L<sub>em</sub> = 10.48 m

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.10

$$N = 3$$

$$P_c = 852.25 \text{ kg}$$

$$H_x = H_s - D_{at} = 10.33 \text{ m}$$

$$H_s = 10.48 \text{ m}$$

$$T_{sc} = \frac{3 \times 852.25 \text{ Kg.} \times 10.33 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 2520.15 \text{ kg}$$

Tracción sobre el neutro:

Ecuación No. 11

$$T_{sn} = \frac{P_{nn} \times H_{st}}{H_s}$$

Tsn: tracción sobre el neutro

Pnn: peso que se ejerce sobre el conductor de neutro

Hst: altura del transformador respecto del suelo

Hs = 10.48 m

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.11

Pnn = 499.12 Kg

Hst = 7m

$$T_{sn} = \frac{499.12 \text{ Kg.} \times 7 \text{ m}}{10.48} = 333.38 \text{ kg}$$

Tracción sobre el neutro:

$$\frac{499.12 \text{ kg.} \times 7 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 333.38 \text{ kg}$$

Tracción total = 2853.53 kg. = 6278 lb

Se debe utilizar un poste con fundación de hormigón y tirante de 12.2 m/3500 lb.

### 3.2.3. Cálculo de los Apoyos vano de 50 mts, utilizando conductor tipo 2

Apoyos:

Tensión que ejerce el viento sobre los conductores de fase:

Ecuación No.12

$$\frac{K \times Lv \times Lx \times Pv}{Hs}$$

**Hs**

Tcf: tensión del viento sobre los conductores de fase

Lv: longitud del vano

Hx = Hs – Dat

Pv: presión del viento

K: factor de apantallamiento x ecuación 4

Hs = Lpm - Lem - Dat = (altura total de poste) – ( empotramiento del poste) – ( Distancia de amarre del tensor a la cima).

Aplicando valores numéricos los parámetros de la ecuación 12

$$K = 2.3$$

$$Lv = 50 \text{ m}$$

$$Hx = Hs - Dat = 10.33 \text{ m}$$

$$Pv = 48 \text{ Hg/m}^2$$

$$Hs = Lpm - Lem = 12.20 \text{ m} - 1.72 \text{ m} = 10.48 \text{ m}$$

$$\frac{2.3 \times 50 \text{ m} \times 10.33 \times 48 \text{ kg/m}^2 \times 0.03 \text{ m}^2}{10.48 \text{ m}} = 163 \text{ kg}$$

Dada la disposición horizontal y el apantallamiento al viento de los conductores entre si, tomamos un factor igual a 2.

Tensión que ejerce el viento sobre conductor de neutro:

Dada la disposición horizontal y el apantallamiento al viento de los conductores, se tendría un factor igual a 2.3.(factor de seguridad).

Ecuación No. 5

$$V_{cn} = \frac{L_v \times H_{tr} \times P_v \times f}{H_s}$$

V<sub>cn</sub>: tensión del viento sobre el conductor a neutro

L<sub>v</sub>: longitud del vano

H<sub>tr</sub>: altura del transformador

P<sub>v</sub>: presión del viento

F: flecha

H<sub>s</sub> = L<sub>pm</sub> - L<sub>em</sub>

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.5

L<sub>v</sub>: = 50 m

H<sub>tr</sub>: = 7 m

P<sub>v</sub>: = 48 kg/m<sup>2</sup>

F: = 0.01011 m

H<sub>s</sub> = L<sub>pm</sub> - L<sub>em</sub> = 10.48 m

V<sub>cn</sub> =  $\frac{50 \text{ m} \times 7 \text{ m} \times 48 \text{ kg/m}^2 \times 0.01011 \text{ m}}{10.48 \text{ m}}$  = 16.21 kg

Tensión que el viento ejerce sobre el poste:

Ecuación No.6

$$T_{vp} = \frac{P_v \times (n \times D_{sp} \times P \times H_s) \times H_s}{H_s}$$

$T_{vp}$ : tensión del viento sobre el poste

$N$  : número de conductores

$D_{sp}$  : diámetro de la parte transversal de la cúspide de poste

$P$ : factor de la pendiente en la cúspide del poste

$H_s = L_{pm} - L_{em}$

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.6

$$P_v = 48 \text{ kg/m}^2$$

$$N = 3$$

$$D_{sp} = 0.165 \text{ m}$$

$$P = 0.015$$

$$H_s = L_{pm} - L_{em} = 10.48 \text{ m}$$

$$T_{vp} = \frac{48 \text{ Kg/m}^2 \times (3 \times 0.165 \text{ m} + 0.015 \times 10.48 \text{ m}) \times 10.48 \text{ m}}{6 \text{ m}} = 54.68 \text{ kg}$$

Tensión que el viento ejerce sobre el transformador:

Ecuación No. 7

$$\frac{\mathbf{Tct = Pv \times A \times Hst}}{\mathbf{Hs}}$$

Tct: tensión que el viento ejerce sobre el transformador

Pv: presión del viento sobre el conductor

A: área de la parte superior del transformador

Hst: altura del transformador al suelo

Hs = Lpm - Lem

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.7

$$Pv = 48 \text{ Kg/m}^2$$

$$A = 0.5 \text{ m}^2$$

$$Hst = 7 \text{ m}$$

$$Hs = Lpm - Lem = 10.48 \text{ m}$$

$$Tcf = \frac{48 \text{ kg./m}^2 \times 0.5 \text{ m}^2 \times 7 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 16 \text{ kg}$$



Desequilibrio vertical del transformador :

Ecuación No. 8

$$Dvt = \frac{Pt \times Ht}{Hs}$$

Dvt: desequilibrio vertical del transformador

Pt: peso o tensión que ejerce el transformador

Ht: altura física del transformador

Aplicando valores numéricos a los parámetros de la ecuación No.8

$$Dvt = \frac{800 \text{ kg} \times 0.60 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 45.80 \text{ kg}$$

Desequilibrio vertical del transformador	800 kg. x 0.60 m	=	45.80 kg
	Total	=	295.7 kg

Se elige un poste de 12.2 m clase 1000 Lbs. (454.55 kg)

La estructura deberá soportar las cargas afectadas por los coeficientes indicados, en este caso 2.5 para la acción del viento y 1.5 para cargas verticales (condición de emergencia) resultando entonces para el vano de 70 metros.

Viento sobre los conductores de fase:

$$2.5 \times 163 \text{ kg.} = 407.5 \text{ kg}$$

Viento sobre el conductor neutro:

$$2.5 \times 16.21 \text{ kg.} = 40.53 \text{ kg}$$

Viento sobre el poste:

$$2.5 \times 54.68 \text{ kg.} = 136.7 \text{ kg}$$

Viento sobre el transformador:

$$2.5 \times 16 \text{ kg.} = 40 \text{ kg}$$

Desequilibrio vertical:

$$15.5 \times 45.80 \text{ kg.} = 68.7 \text{ kg}$$

$$\text{Total} = 693.4 \text{ kg}$$

La condición de sobrecarga se presenta solo en emergencia, por lo cual debe verificar que es inferior a la carga de rotura del poste (909 kg.).

Carga de rotura del poste:

$$\frac{1000 \text{ lb.} \times 2}{2.2 \text{ kg/lb.}} = 909 \text{ kg}$$

$$2.2 \text{ kg/lb.}$$

Retenciones:

Tracción sobre los conductores:

Ecuación No.10

$$T_{sc} = \frac{P_c \times H_x}{H_s}$$

Tsc: tracción sobre los conductores

Pc: peso que se ejerce sobre los conductores al poste

Hs = Lpm - Lem = 10.48 m

Aplicando valores numéricos a los parámetros de la ecuación No.10

N = 3

Pc = 852.25 kg

Hx = Hs - Dat = 10.33 m

Hs = 10.48 m

$$T_{sc} = \frac{3 \times 852.25 \text{ kg} \times 10.33 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 2520.15 \text{ kg}$$

Tracción sobre el neutro:

Ecuación No. 11

$$T_{sn} = \frac{P_{nn} \times H_{st}}{H_s}$$

Tsn: tracción sobre el neutro

Pnn: peso que se ejerce sobre el conductor de neutro.

Hst: altura del transformador respecto del suelo.

Hs = 10.48 m

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.11

$$P_{nn} = 499.12 \text{ Kg}$$

$$H_{st} = 7\text{m}$$

Tracción sobre el neutro:

$$T_{sn} = \frac{499.12 \text{ kg.} \times 7 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 333.38 \text{ kg}$$

$$\text{Tracción total} = 2853.56 \text{ kg} = 6278 \text{ lb}$$

se debe de utilizar un poste con base fundamentada en hormigón y tirante de 12.2 m / 3500 lb

### **3.2.4. Cálculo de los Apoyos vano de 70 m, utilizando conductor tipo 2**

Apoyos.

Tensión que ejerce el viento sobre los conductores de fase:

Ecuación No. 12

$$\frac{K \times L_v \times L_x \times P_v}{H_s}$$

Tcf: tensión de viento sobre los conductores de fase

Lv: longitud del vano

$$H_x = H_s - D_{at}$$

Pv: presión del viento

K: factor de apantallamiento x de la ecuación No. 4

$$H_s = L_{pm} - L_{em} - D_{at} = (\text{altura total de poste}) - (\text{empotramiento del poste}) - (\text{Distancia de amarre del tensor a la cima}).$$

Aplicando valores los parámetros de la ecuación No.12

$$K = 2.3$$

$$L_v = 70 \text{ m}$$

$$H_x = H_s - D_{at} = 10.33 \text{ m}$$

$$P_v = 48 \text{ Hg/m}^2$$

$$H_s = L_{pm} - L_{em} = 12.20 \text{ m} - 1.72 \text{ m} = 10.48 \text{ m}$$

Vientos sobre los conductores de fase

$$\frac{2.3 \times 70 \times 10.33 \times 48 \text{ Kg. /m} \times 0.03}{10.48 \text{ m}} = 228.5 \text{ Kg}$$

Dada la disposición horizontal y el apantallamiento al viento de los conductores entre si, tomaremos un factor igual a 2.3.

Tensión que ejerce el viento sobre conductor de neutro:

Dada la disposición horizontal y el apantallamiento al viento de los conductores, se tendría un factor igual a 2.3.(factor de seguridad).

Ecuación No. 5

$$V_{cn} = \frac{L_v \times H_{tr} \times P_v \times f}{H}$$

Vcn: tensión del viento sobre el conductor a neutro

Lv: longitud del vano

Htr: altura del transformador

Pv: presión del viento

F: flecha

Hs = Lpm - Lem

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No 5

Lv = 70 m

Htr = 7 m

Pv = 48 kg/m<sup>2</sup>

F = 0.01011 m

Hs = Lpm - Lem = 10.48 m

$$V_{cn} = \frac{70 \text{ m} \times 7 \text{ m} \times 48 \text{ kg/m}^2 \times 0.01011 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 22.68 \text{ kg}$$

Tensión que el viento ejerce sobre el poste:

Ecuación No. 6

$$T_{vp} = \frac{P_v \times (n \times D_{sp} \times P \times H_s) \times H_s}{H_s}$$

Tvp: tensión del viento sobre el poste

N : número de conductores

Dsp : diámetro de la parte transversal de la cúspide de poste

P: factor de la pendiente en la cúspide del poste

Hs = Lpm - Lem

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No. 6

$$P_v = 48 \text{ kg/m}^2$$

$$N = 3$$

$$D_{sp} = 0.165 \text{ m}$$

$$P = 0.015$$

$$H_s = L_{pm} - L_{em} = 10.48 \text{ m}$$

$$T_{vp} = \frac{48 \text{ Kg/m}^2 \times (3 \times 0.165 \text{ m} + 0.015 \times 10.48 \text{ m}) \times 10.48 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 54.68 \text{ kg}$$

Tensión que el viento ejerce sobre el transformador:

Ecuación No.7

$$\underline{T_{ct} = P_v \times A \times H_{st}}$$

**Hs**

Tct: tensión que el viento ejerce sobre el transformador

Pv: presión del viento sobre el conductor

A: área de la parte superior del transformador

Hst: altura del transformador al suelo

Hs = Lpm - Lem

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.7

$$Pv = 48 \text{ Kg/m}^2$$

$$A = 0.5 \text{ m}^2$$

$$Hst = 7 \text{ m}$$

$$Hs = Lpm - Lem = 10.48 \text{ m}$$

$$Tcf = \frac{48 \text{ kg./m}^2 \times 0.5 \text{ m}^2 \times 7 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 16 \text{ kg}$$

Desequilibrio vertical de transformador :

Ecuación No.8

$$Dvt = \frac{Pt \times Ht}{Hs}$$

Dvt: desequilibrio vertical del transformador

Pt: peso o tensión que ejerce el transformador

Ht: altura física del transformador

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.8

$$Dvt = \frac{800 \text{ kg} \times 0.60 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 45.80 \text{ kg}$$

$$\text{Total} = 367.66 \text{ kg}$$

Finalmente se establece que se debe utilizar un poste de 12.2 m clase 1000 lbs. (454.55 kg).



La estructura deberá soportar las cargas afectadas por los coeficientes indicados en este caso 2.5, para a acción del viento y 1.5 para cargas verticales resultando entonces para el vano de 70 metros.

Resumen de cálculos:

Viento sobre los conductores de fase

$$2.5 \times 228.5 \text{ kg.} = 571.25 \text{ kg}$$

Viento sobre el conductor neutro

$$2.5 \times 22.68 \text{ kg.} = 56.7 \text{ kg}$$

Viento sobre el poste

$$2.5 \times 54.68 \text{ kg.} = 136.7 \text{ kg}$$

Viento sobre el transformador

$$2.5 \times 16 \text{ kg.} = 40 \text{ kg}$$

Desequilibrio vertical

$$1.5 \times 45.80 \text{ kg.} = 88.7 \text{ kg}$$

$$\text{Total} = 873.35 \text{ kg}$$

La condición de sobrecarga se presenta solo en emergencia, por lo que debe verificar que es inferior a la carga de rotura del poste (909 kg.):

$$\text{Carga de rotura del poste: } 1000 \text{ lb.} \times 2 = 909 \text{ kg}$$

Retenciones:

Tracción sobre los conductores:

Ecuación No.10

$$\mathbf{Tsc = \frac{Pc \times Hx}{Hs}}$$

Tsc: tracción sobre los conductores

Pc: peso que se ejerce sobre los conductores al poste

Hs = Lpm - Lem = 10.48 m

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.10

N = 3

Pc = 852.25 kg

Hx = Hs - Dat = 10.33 m

Hs = 10.48 m

$$Tsc = \frac{3 \times 852.25 \text{ kg.} \times 10.33 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 2520.15 \text{ kg}$$

Tracción sobre el neutro:

Ecuación No. 11

$$\mathbf{Tsn = \frac{Pnn \times Hst}{Hs}}$$

Tsn: tracción sobre el neutro

Pnn: peso que se ejerce sobre el conductor de neutro

Hst: altura del transformador respecto del suelo

$$H_s = 10.48 \text{ m}$$

Aplicando valores a los parámetros de la ecuación No.11

$$P_{nn} = 499.12 \text{ Kg}$$

$$H_{st} = 7 \text{ m}$$

Tracción sobre el neutro:

$$T_{sn} = \frac{499.12 \text{ kg.} \times 7 \text{ m}}{10.48 \text{ m}} = 333.38 \text{ kg}$$

Se debe utilizar un poste con tirante y de hormigón.

Tracción total = 28.53 kg . se debe utilizar un poste de 12.2 mt

### 3.3. Muestra de resultados para distintos vanos

Tabla IV. **Conductor tipo 1, vano de 90 m**

Conductor	Tipo 1	Vanos = 90 m
Temperatura en °C	Tiro (Kg.)	Flecha (m)
10	852	0.89
15	783	0.97
20	722	1.05
25	667	1.14
30	619	1.23
35	578	1.31
40	541	1.4
45	509	1.49
50	481	1.58
55	456	1.66
60	434	1.75
65	415	1.83

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Tabla V. **Conductor tipo 1, vano de 70 m**

Conductor	Tipo 1	Vanos = 70 m
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.54
15	770	0.60
20	697	0.66
25	631	0.73
30	575	0.80
35	526	0.87
40	484	0.95
45	449	1.02
50	418	1.10
55	392	1.17
60	370	1.24
65	350	1.31

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**Tabla VI. Conductor tipo 1, vano de 50 m**

<b>Conductor</b>	<b>Tipo 1</b>	<b>Vanos = 50 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.28
15	756	0.31
20	668	0.35
25	589	0.40
30	520	0.45
35	462	0.51
40	413	0.57
45	374	0.63
50	341	0.69
55	315	0.74
60	292	0.79
65	274	0.86

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**Tabla VII. Conductor tipo 2, vano de 90 m**

<b>Conductor</b>	<b>Tipo 2</b>	<b>Vanos = 90 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	1.37
15	798	1.46
20	753	1.55
25	712	1.63
30	677	1.72
35	646	1.580
40	618	1.88
45	593	1.96
50	570	2.04
55	548	2.12
60	530	2.20
65	513	2.27

FUENTE: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**Tabla VIII. Conductor tipo 2, vano de 70 m**

<b>Conductor</b>	<b>Tipo 2</b>	<b>Vanos = 70 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.83
15	779	0.90
20	718	0.98
25	665	1.06
30	622	1.13
35	584	1.20
40	552	1.28
45	523	1.34
50	499	1.41
55	475	1.48
60	456	1.54
65	438	1.60

FUENTE: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**TABLA IX. Conductor tipo 2, vano de 50 m**

<b>Conductor</b>	<b>Tipo 2</b>	<b>Vanos = 50 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.42
15	750	0.48
20	665	0.54
25	598	0.60
30	542	0.66
35	497	0.72
40	460	0.78
45	429	0.84
50	403	0.89
55	380	0.94
60	361	0.99
65	344	1.04

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**Tabla X. Conductor tipo 1/0, vano de 90 m**

<b>Conductor</b>	<b>1/0</b>	<b>Vanos = 90 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.48
15	808	0.50
20	764	0.53
25	722	0.56
30	680	0.60
35	639	0.63
40	600	0.67
45	562	0.72
50	526	0.77
55	492	0.82
60	460	0.88
65	430	0.94

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**Tabla XI. Conductor tipo 1/0, vano de 70 m**

<b>Conductor</b>	<b>1/0</b>	<b>Vanos = 70 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.29
15	806	0.30
20	761	0.32
25	716	0.34
30	672	0.36
35	629	0.39
40	587	0.42
45	546	0.45
50	507	0.48
55	469	0.52
60	434	0.56
65	401	0.61

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**Tabla XII. Conductor tipo 1/0, vano de 50 m**

<b>Conductor</b>	<b>Tipo 1/0</b>	<b>Vanos = 50 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.15
15	805	0.16
20	758	0.17
25	712	0.18
30	667	0.19
35	621	0.20
40	576	0.22
45	532	0.23
50	489	0.26
55	448	0.28
60	408	0.31
65	370	0.34

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**Tabla XIII. Conductor tipo 4/0, vano de 90 m**

<b>Conductor</b>	<b>4/0</b>	<b>Vanos = 90 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.61
15	790	0.65
20	731	0.71
25	676	0.76
30	625	0.83
35	578	0.89
40	536	0.96
45	498	1.04
50	464	1.11
55	434	1.19
60	407	1.27
65	384	1.34

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA



**Tabla XIV. Conductor tipo 4/0, vano de 70 m**

<b>Conductor</b>	<b>4/0</b>	<b>Vanos = 70 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.37
15	785	0.40
20	720	0.43
25	659	0.47
30	601	0.52
35	548	0.57
40	499	0.63
45	456	0.67
50	418	0.75
55	385	0.81
60	359	0.88
65	331	0.94

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**Tabla XV. Conductor tipo 4/0, vano de 50 m**

<b>Conductor</b>	<b>Tipo 4/0</b>	<b>Vanos = 50 m</b>
Temperatura en °C	Tiro (kg)	Flecha (m)
10	852	0.19
15	780	0.20
20	710	0.22
25	641	0.25
30	576	0.28
35	516	0.31
40	459	0.35
45	409	0.39
50	365	0.44
55	327	0.49
60	296	0.54
65	270	0.59

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

### 3.4. Construcción típica para el montaje del cable ecológico

Herraje para sustentar el cable portante, en estructuras menores con cables a 6 grados.

Figura 19. **Herraje vista frontal**



Fuente: figura tomada del catalogo de Hendrix, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 20. **Herraje vista lateral derecha**



Fuente: figura tomada del catalogo de Hendrix, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

## Características

- a) Peso de 4.5 kg.
- b) Prensa para cable  $\frac{1}{4}$  y  $\frac{3}{8}$ "

### **Brazo utilizado para separar el cable del poste (espaciador)**

Piquete con sostén brazo anti balanceó. VISTA LATERAL, ver **Fig. 21**

Piquete con sostén brazo anti balanceó VISTA FRONTAL, ver **Fig. 22**

Es Resistente la comprensión y tracción exigida por la red.

y es fabricado en poliamida negra.

Figura 21. **Piquete con sostén de brazo anti balanceó**



Fuente: figura tomada del catalogo de Hendrix, fabricante de equipo eléctrico

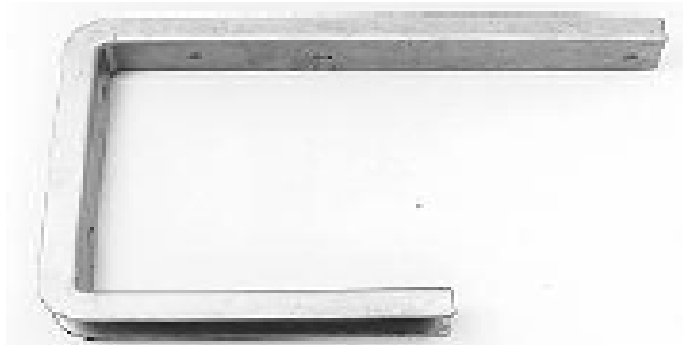
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 22. **Piquete con sostén de brazo anti balanceo,**  
**vista frontal**



Fuente: figura tomada del catalogo de Hendrix, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 23. **Piquete con sostén angular**



Fuente: figura tomada del catalogo de Hendrix, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

## Características

Herraje para soportar conductores, en ángulos fines de la línea. derivaciones y ángulos finales de la línea.

Figura 24. **Vista superior de atadura tipo pin**



Fuente: figura tomada del catalogo de Hendrix, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Sus características son:

- a) polietileno de alta densidad
- b) resistente a rayos ultravioleta
- c) es aislador polimérico

Figura 25. **Atadura tipo pin, vista lateral**



Fuente: figura tomada del catalogo de Hendrix, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

## **4. SEGURIDAD EN EL SERVICIO DE CONDUCTORES CUBIERTOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

De ciertos estudios realizados por las empresas diseñadoras de estos conductores se determinó que, ante el uso de un sistema de cables cubiertos y de redes compactas con espaciadores en redes de 13.2kv y 44kv, se estableció que para las personas ( linieros ) que tocan el cable cubierto con las manos, los cables no representa peligro para su salud y para ello se realizaron ciertas pruebas de ensayo en los laboratorios de los fabricantes de estos cables; Celtasa de Colombia.

Con el objetivo de estudiar las corrientes de fugas que aparecen en los cables cubiertos, analizando de esta manera los efectos de dichas corrientes al contacto con ramas, árboles, animales y personas, cuando los cables están en pleno funcionamiento, tomando como referencia voltajes de 15 - 44 kV. Es por ello que este trabajo es una guía a los estudiantes que la consulten de cómo se deben tomar los criterios para operar los cables cubiertos al momento de realizar y desarrollar un diseño en la vida real.

### **4.1. Alcance**

Medir las corrientes de fuga en diferentes cables simulando varias condiciones reales en la operación, tales como contacto en las ramas de árboles, personas u objetos externos y determinar los peligros para los operarios, estableciendo los criterios adecuados que se deben tomar en cuenta al instalarlos y operarlos, para darle seguridad a las personas e instalaciones,

los calibres ensayados fueron 1/0 AWG y 266.8 kc mil en aluminio para 13.2 kV y 44 kv.

Aplica para todas las personas y operarios que efectúen pruebas, montajes y mantenimiento en estos tipos de cables.

#### **4.2. Materiales, equipos, muestras y mantenimientos**

Para los ensayos se tuvo en cuenta el estudio que realizo *Hendrix* compañía asesora de seguridad y otro de la *Westinghouse* como también sugerencias dadas por el departamento de Normalización de la EEGSA.

Los equipos utilizados para la prueba fueron los siguientes: equipo de tensión Marca Inducir a 20 kV de ac, multímetro digital marca *FLUKE*, Equipo de tensión marca; *HIDROTRONICS*, de 300 kV de dc, cintas de cobre, herramientas de cobre,

Tres muestras de tres metros cada una con los siguientes cables: 266.8 kcmil, 15 kV, de 0.4 m A y 266 kc mil y 15 k V, cubierto , 1/0 AWG, 15 kv cubierto, 3 muestras envejecidas a 60 kilovoltios, 1/0 AWG con 600 voltios aislado con conductor de aluminio forrado o protegido con polietileno reticulado, *XLPE-SILANO*.

El procedimiento en Celtasa, empresa productora del cable protegido, también llamado ecológico, fue el siguiente: a cada una de las muestras se le envuelve cable de cobre numero 14 AWG, en la parte central sobre el aislamiento se debe cubrir una distancia equivalente a 1 pie, aplicando una tensión de paso numeró 2.5 y 5.0, 8, 13.2, 16 y 17 kV.



Se colocará un miliamperímetro en la pantalla y tierra y se registra en cada paso de incremento de tensión, luego se retira el alambre y se registra el incremento de tensión.

Se retira el alambre y se coloca una cinta de cobre de 0.127 cm de espesor por 0.38 mm de ancho, cubriendo una distancia de un pie.

Aproximadamente; en la parte central del conductores se aplicara tensión de paso en las siguientes magnitudes; 2.5 kV, 5 kV, 8 kV, 13.2 kV, 16 kV. y 17 kV.

Se coloca un miliamperímetro entre la pantalla de tierra, seguido de esto se procede a aplicar la corriente de fuga y medirla en cada voltaje de paso anterior, finalmente se aplica un trapo húmedo con agua sobre la cinta de cobre para humedecerla.

Adicionalmente se realizó otro ensayo el número 3, que corresponde a tomar tres muestras correspondientes a 60 kV, de DC, durante 18 horas, con una corriente de 0.4 m kA; a cables de 266.8 kc mil y 1/0 AWG para determinar si un cable envejecido nos funciona como referente a uno no envejecido. Pero, como se muestra en la tabla 1, los resultados no arrojan ningún dato interesante dado que las muestras eran de diferentes resultados y tiradas de extrusión distinta.

### **4.3. Regulaciones y definiciones**

Es importante la regulación que existe en los Estados Unidos, sobre el uso del cable cubierto. Según el NESC , su definición establece el cable cubierto para dos conductores de sistemas aéreos, en todo aquel que tiene un

dieléctrico sin resistencia de aislamiento adecuada para el nivel de tensión específico o su resistencia de aislamiento es menor que el voltaje del circuito donde el conductor es utilizado.

para efectos de espaciamiento, el conductor se toma como un conductor desnudo excepto cuando existen conductores cubiertos en el mismo poste y que tenga la capacidad de conducir en conductores de cobre de fase a tierra, de fase a fase, según el numeral 230D.

Es importante mencionar que el sistema de cable cubierto se determinó para usarlo en las empresas Públicas de Medellín; fue para mejorar la calidad del servicio del contacto con las ramas o redes en las redes desnudas de 13.2 y 44 kv, no para la seguridad de operarios y personas, Esta corriente depende de la carga disponible sobre la superficie del cable en ese punto de contacto y la corriente de efecto piel que se puede acumular sobre la superficie.

Un cable cubierto es un sistema no apantallado, como se indicó en el numeral anterior. Es un cable que al no tener pantalla semiconductora y metálica, circulando la corriente por la cubierta, debido al desgaste, hará que suceda el denominado efecto piel.

#### **4.4. Corriente circulante en el cuerpo humano al contacto con el conductor**

De acuerdo con los estudios y pruebas realizadas a los cables bajo carga. Se demostró que aparentemente los valores de corrientes no son peligrosas, pero si los cables están deteriorados, las características físicas al momento del contacto, no son adecuadas; por ejemplo: si es mujer o menor

de edad, las cosas se agravan por lo que a continuación es importante determinar los fenómenos que ocurren en las personas.

Esta corriente es muy pequeña, tal como se observa en las tablas, la cual no debe matar a las personas debido a que 5mA a 60 Hz no representa peligro para la vida humana, pero las condiciones del cable y su envejecimiento, y las características del cuerpo humano, tales como: la frecuencia, el recorrido que ejerce la corriente por todo el cuerpo, el camino que siga la corriente por el cuerpo condicionaría la gravedad del accidente. Otras condiciones de la persona, como el sudor, la tasa de masa de la persona, estar mojado, la tasa de alcohol en la persona pueden provocar consecuencias diferentes debido a los factores mencionados, la duración del paso de corriente, y tomando en consideración el tiempo cuando menos dure la corriente por el cuerpo, menos grave será la lesión. También influye la piel en los puntos de contacto eléctrico, es decir, si tiene pequeñas heridas o lesiones debido a la intensidad de corriente eléctrica, o bien, la resistencia en el cuerpo humano.

De los factores citados anteriormente, hay tres que determinan la gravedad de las lesiones de las personas son la intensidad de la corriente, la duración de paso de la intensidad de corriente, la resistencia óhmica y la intensidad de corriente.

Inicialmente se demuestra en la tabla 16 que, para cada una de las corrientes anteriormente mencionadas, el efecto que tienen sobre las personas, de acuerdo con lo registrado en las normas IEC y las normas españolas.

Tabla XVI. **Efectos causados por la corriente en las personas**

EFECTOS DE LA PERSONA	INTENSIDAD DE LA CORRIENTE ( mA)		
	Continua	50 Hz	10 KHz
Cosquilleo	5	1	12
Mano Adormecida	10	2	18
Descarga Dolorosa	60	10	60
Límite de control muscular	75	15	75
Problemas Respiratorios	90	25	95
Fibrilación a partir de 3 segundos.	500	100	-----

FUENTE: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

En la tabla XVI, se ve lo que sufren las personas frente al paso de corriente, pero de lo mencionado anteriormente es importante mencionar los otros tres factores, la resistencia del cuerpo, la duración y el estado fisiológico.

Tabla XVII. **Valores de tolerancia de descargas de corriente eléctrica en el cuerpo humano**

Tensión de contacto ( V )	R (Ω )
25	2500
50	2000
250	1000

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Según normas UNE 25 572-80, los valores de la resistencia del cuerpo humano son los de la tabla 17, estos valores se refieren a cuando la intensidad circula de manos a pies o de mano a mano.

Tabla XVIII. **Valores de resistencia del cuerpo humano para diferentes estados de la piel ante descargas de corriente**

(V) Tensión de contacto	Resistencia del cuerpo humano para diferentes estados de la piel			
	SECA	HÚMEDA	MOJADA	INMERSA
25	5000	2500	1000	500
50	4000	2000	675	440
250	1500	1000	650	325

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

El valor de la resistencia disminuye si la piel esta húmeda y/o mojada, estos valores están considerados en la norma IEC 60479, notamos que al aumentar la tensión de contacto, lo que hará que según la ley de ohm que la corriente eléctrica aumente.

En Estados Unidos se han realizados otros estudios que amplían y completan los efectos de la corriente en el ser humano, tal como lo ampliar las tablas numero 19 y 20 respectivamente, estableciendo las diferencias de acuerdo al sexo si es hombre o es mujer

Tabla XIX. **Efectos provocados por las descargas de corriente que circula en el cuerpo humano**

Efectos en el cuerpo	Corriente Directa ( mA)		Corriente alterna 60 Hz	10 kHz de AC
	Hombre	Mujer		
Ligera sensación en manos y pies	Hombre	1.0	0.4	7.0
	Mujer	0.6	0.3	5.0
Límite de umbral de percepción	Hombre	5.2	1.1	12
	Mujer	3.5	0.7	8
Dolores pero con control de los músculos	Hombre	62	9.0	55
	Mujer	41	6.0	37
Paro total de los músculos	Hombre	76	16	75
	Mujer	51	10.5	50
severo dolor y dificultad para respirar	Hombre	90	23	94
	Mujer	60	15	63
Posible fibrilación del corazón	Hombre	500	100	
	Mujer	500	100	

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Tabla XX. **Percepción de la corriente que circula en el cuerpo humano respecto del tipo de sexo de una persona**

Sensación y reacción al contacto con la corriente.	Porcentaje máximo tolerable ( 0.5 % de las personas ) ( mA )		Promedio ( 50% de personas ) ( mA )	
	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres
Ligera sensación	0.09	0.23	0.24	0.30
Límite (umbral) de percepción	0.33	0.49	0.73	1.50
Contracción muscular	-	-	2.20	-
Dolor en el cuerpo	0.00	9.00	30.50	10.00
Dificultad al respirar	-	-	15.00	25.00
Fibrilación al corazón	0.00	100	-	-

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

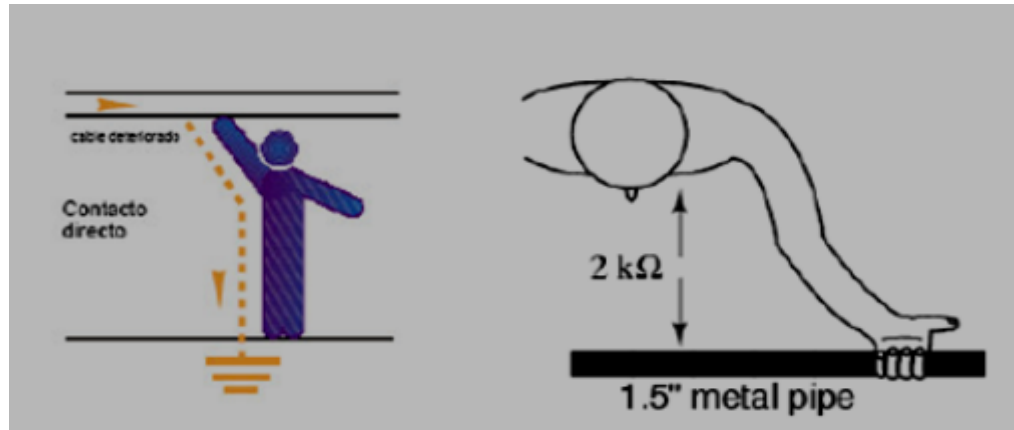
Tabla XXI. **Resistencia a la corriente que circula por el cuerpo y sus efectos en las diferentes zonas del cuerpo**

Partes del cuerpo	Manos a manos		Manos a pies
	Seco	Mojado	Mojado
Máximo	13500	1260	1950
Mínimo	1500	610	820
Promedio	4833	805	1221

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

También es posible analizar las diferentes formas de contacto de cómo una persona toca el cable cubierto, ya que el área varía según los miembros (distintas partes del cuerpo), y el aspecto físico de la persona, influyendo que la resistencia eléctrica varía entre secciones distintas del cuerpo humano.

Figura 26. **Diferentes formas de hacer contacto con un cable energizado**



Fuente: figura cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Ecuación No.13

$$R_B = 250 + 250 + R_S = 500 + R_S$$

$R_s$  : Resistencia de la piel.

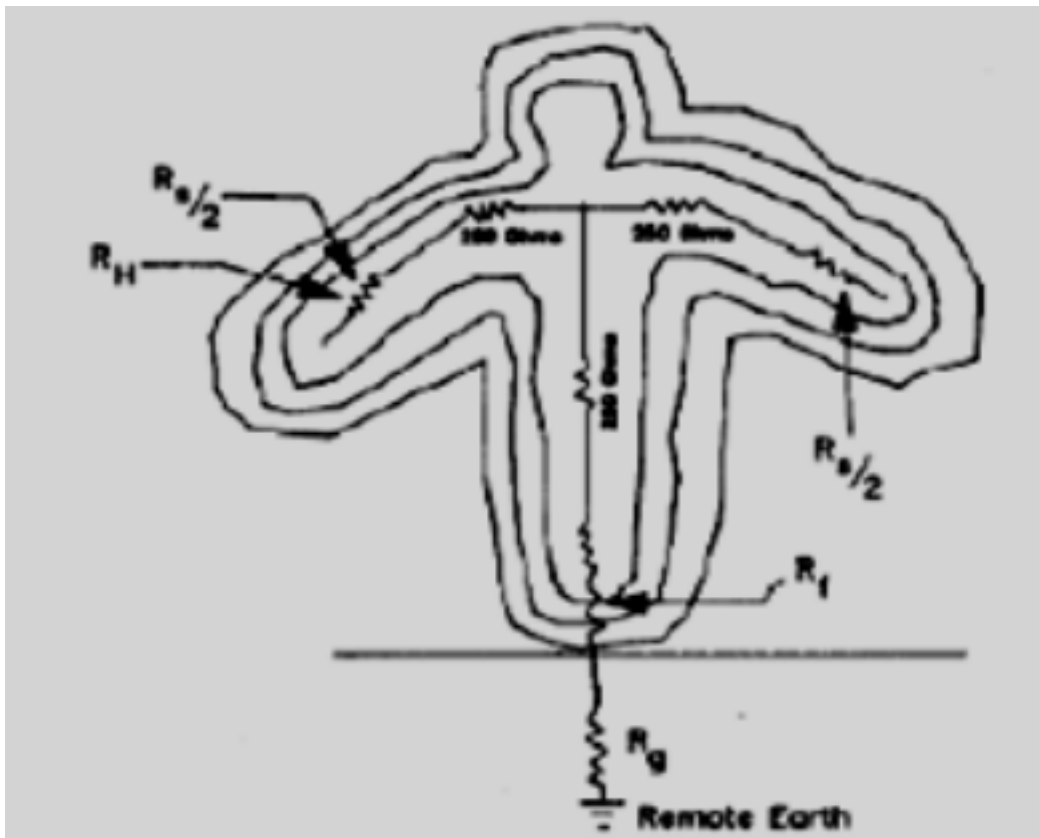
$R_c$  : Resistencia de la Ropa  
=  $R_f + R_h$

$R_h$  : Resistencia de manos

$R_b$  : Resistencia del cuerpo

$R_f$  : Resistencia del calzado

Figura 27. Resistencia de una persona entre un punto de contacto y tierra



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA



## **5. PROTECCIÓN ANTE SOBRETENSIONES EN LÍNEAS AÉREAS CON CONDUCTOR PROTEGIDO**

Las líneas aéreas de distribución de baja y media tensión poseen niveles de aislamiento que, por solución de compromiso técnico-económico, naturalmente no son suficientes para soportar las sobretensiones de origen atmosférico, como tampoco la tensión que puede adquirir durante una descarga un eventual hilo de guarda o su puesta a tierra.

En las líneas desnudas, gran cantidad de las fallas provocadas por descargas atmosféricas son fugitivas es decir que cuando el interruptor abre el circuito se restituye el aislamiento, por lo que el empleo de recierres mejora notablemente la calidad de servicio. No obstante, la operación de recierres implica la aparición de cortes de breve duración, perturbación que puede afectar los consumos industriales, provistos generalmente de automatismos sensibles.

El aislamiento de protección de los conductores no es regenerativo y puede resultar dañada por sobretensiones de origen atmosférico. Por otra parte, debido al modo con que se produce un eventual cortocircuitó entre fases provocado por una descarga atmosférica directa existe riesgo de corte del conductor.

### 5.1. Sobretensiones por descarga directa y por descarga inducida.

La relación entre nivel cerámico y descargas a tierra por km<sup>2</sup> y año / (kg.) puede determinarse a partir de nivel cerámico (Td) cantidad de días de tormenta eléctrica por año obtenido de mapas isocerámicos, según la expresión siguiente:

Ecuación No.14

$$N_g = 0,04 \cdot T_d^{1,25} \text{ [rayos/km}^2\text{/año]}$$

Ng: cantidad de descargas a tierra

Td: cantidad de días de tormenta eléctrica por año

### 5.2. Frecuencia e intensidad de descargas directas sobre la línea.

El número de rayos que impactan sobre una línea depende de la altura y el ancho de esta. Si no existen elementos circundantes, la cantidad de descargas por cada 100 km de línea y año, N, resulta, según la expresión de Ericsson :

Ecuación No.15

$$N = \frac{N_g \cdot (28 \cdot h^{0,6} + b)}{10}$$

N: número de rayos que impactan sobre la línea.

b: ancho de la estructura

h: altura de la estructura

La presencia y altura de estructuras o vegetación próximas influyen sobre esta cifra provocando un blindaje cuya magnitud depende de la altura y distancia a la línea resultando, donde:

Ecuación N.16

$$N_s = N \times S_f$$

$S_f$ : es el grado de apantallamiento, que generalmente se determina para una línea de 10 m.

En general las líneas de distribución, por su ubicación y apantallamiento, están más sometidas a sobretensiones inducidas que a sobretensiones por descargas directas, y si bien son de menor magnitud que éstas últimas, pueden provocar fallas.

La probabilidad que la corriente de descarga supere un valor determinado de corriente se puede determinar mediante la expresión siguiente:

Ecuación No.17

$$P(I_0 > i_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{i_0}{31}\right)^{2,6}} \quad (4)$$

### 5.3. Tensiones inducidas por descargas atmosféricas

La corriente de descarga genera tensiones inducidas en la línea cuya magnitud resulta proporcional a la corriente de descarga, y a la relación de altura y distancia al punto de descarga según el modelo Re Rusck :

Ecuación No.18

$$V_{max} = 38,8 \cdot \frac{I_0 \cdot h}{y} \quad (5)$$

Donde:

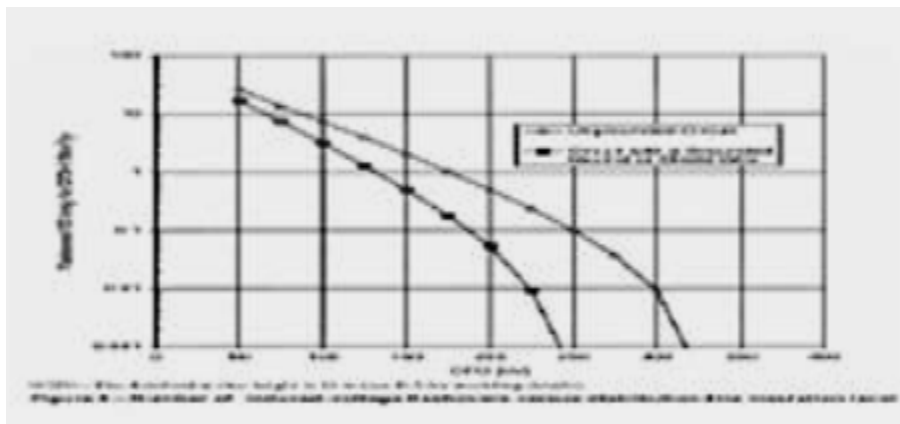
$I_0$ : corriente máxima del rayo (kA)

$h$ : altura media de los conductores

$y$ : distancia perpendicular desde la traza de la línea hasta el punto de descarga

La cantidad de contorneos considerando un a base de 1 rayo por  $\text{km}^2$  y año puede extraerse de las curvas de la grafica 1, en función de la tensión critica de ruptura (TCF).

Figura 28. Cantidad de contorneos



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

#### 5.4. Obtención de la tensión crítica de flameo (TCF)

La TCF tensión crítica de flameo de impulso se define como el nivel de tensión que tiene estadísticamente el 50% de probabilidad de producir la descarga disruptiva. También se le llama a la TCF, tensión crítica de flameo..

Se obtiene mediante la metodología indicada en (B1).

Considerando el camino de falla entre fase y tierra, con pernos y herrería de soporte de aisladores puestos a tierra, la **TCF** se define mediante la siguiente ecuación:

Ecuación No.19

$$\mathbf{TCF = TCF\ aislador + NBI \times (0.45)}$$

En caso de soportes de madera, con herrajes no puestos a tierra, considerando caminos entre fases, definido por la siguiente ecuación:

Ecuación No.20

$$\mathbf{TCF = TCF\ aislador + NBI (0.45) + (TCF\ aislador + NBI\ COND). \times 0.2}$$

#### 5.5. Comportamiento de la línea protegida ante sobretensiones atmosféricas

En las líneas con conductores con protección aislante, el mecanismo que conduce a un cortocircuito entre fases debido a una descarga atmosférica

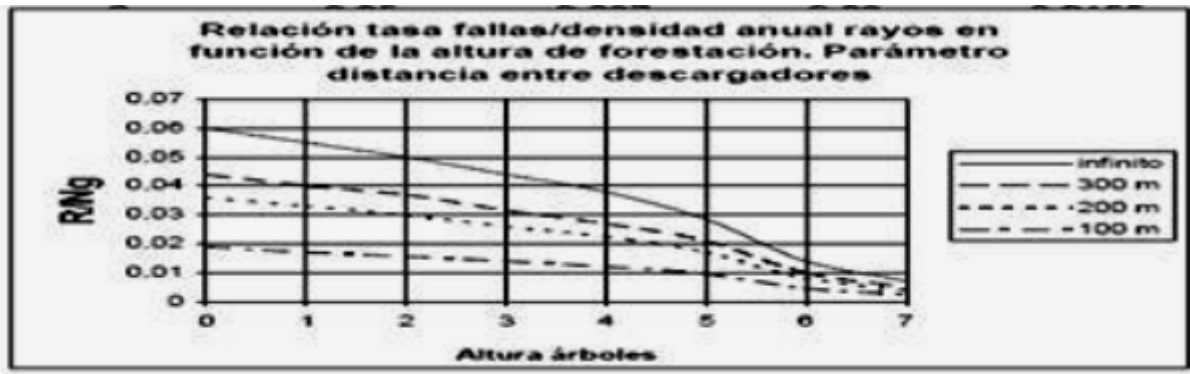
presenta las diferencias de conductores protegidos respecto de las líneas con conductores desnudos.

La onda de tensión progresa con menor atenuación por efluvios que en caso de una línea desnuda. La tensión alcanza valores elevados antes de producirse la descarga disruptiva y una vez que esta se produce existe el riesgo que al establecerse un arco permanente de 60 Hz, se produzca la rotura mecánica del conductor.

### 5.6. Disposición de descargadores para protección, frente a una descarga atmosférica directa

Para determinar la distancia entre descargadores, se desarrollo una grafica para obtener la distancia entre descargadores a partir de la tasa de interrupción debido a descargas atmosféricas directas deseada R por Km y año, la cantidad de descargas por km<sup>2</sup> y año Ng y la altura de arboleada o construcción circundante.

Figura 29. Tasa de fallas/densidad anual de rayos en función de la altura de forestación y el parámetro de distancia entre descargadores



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Para un valor dado de  $N_g$ , puede determinarse la cantidad de rayos incidente, lo que indicaría prácticamente la tasa de contorneo para una línea desnuda por descarga directa.

Luego se elige una tasa  $R$  de falla cada km y año admisible por descarga directa menor. Entrando en el gráfico con el cociente  $R/N_g$ , y con la altura de arboleada se determina la distancia de los descargadores, donde el valor  $R/N_g$  no considera un apantallamiento debido al fiador, es necesario considerar un factor de reducción adicional. Por tal motivo, se determina dicho valor según la siguiente expresión:

$$R/N_g = R/n_g \text{ (deseado /factor de apantallamiento)}$$

El cociente  $R/R_g$  y con la altura de la arboleada se determina la distancia entre descargadores.

Para un nivel cerámico de 40 días de tormenta/año corresponden según (formula ) un nivel de descargas  $N_g = 4$  rayos /  $\text{km}^2$  año. Suponiendo una línea vertical de 8 m de altura, sin apantallamiento (aplicando ecuación 2) habría 39 impactos cada 100 km, lo que correspondería a una relación de  $N/N_g$  expresando  $N$  en rayos incidentes / km de línea de 0.097. Eligiendo ahora, por ejemplo, una relación  $R/N_g$  deseada igual a 0.0333, que corresponde para el nivel cerámico adoptado a 13 fallas cada 100 km, la distancia entre descargadores resultará de 200 m.

## 5.7. Verificación de la protección frente a descargas inducida

Considerando la distancia preseleccionada entre descargadores del punto anterior, se puede verificar si el nivel de protección frente a descargas atmosféricas es apropiado.

Ecuación referente a la distancia de la zona de descarga del rayo y/o la zona a proteger frente a una descarga atmosférica.

Ecuación No. 21

$$d_{dMAX} = \frac{(CFO \cdot k - Ur) \cdot v}{2 \cdot \beta} \cdot 10^6$$

Donde:

- ur : es la tensión residual del descargador a instalar
- v : es la velocidad de propagación de la onda
- β : pendiente de crecimiento de frente de onda

Donde la cantidad de descargas atmosféricas inducidas en una línea desnuda, sin descargadores de tensión se obtiene entrando con el valor de la TCF en la curva de la figura 5. Si la distancia máxima es igual o mayor a la adoptada en el punto anterior, las interrupciones por descargas inducidas se reduce considerablemente.



## 5.8. Aplicación de una línea horizontal con conductores protegidos ecológicos

### 5.8.1. Distancia recomendable entre descargadores de tensión

Se efectuaron los cálculos para dos situaciones de nivel cerámico; una de 40 días tormenta / año y 100 días de tormenta / año.

Una línea vertical de 13.2 kV, con una altura de conductor de 8 metros, distancia de fase central a fase lateral más próxima en sostén de 0.6 m. Para determinar los valores de descarga básicos no se considero el apantallamiento.

Para el nivel cerámico mayor se asumió una cantidad de descargas atmosféricas admisibles por kilómetro al año algo mayor en virtud de los niveles de protección obtenibles, dando como resultado los datos obtenidos de la siguiente tabla.

**Tabla XXII. Distancia entre descargadores**

Concepto	Td	Ng.	N (Línea con cable desnudo)	N/Ng 100	R deseado	N/Ng.	Distancia entre descargadores	
							Sin apantallar arboleda	Con apantallamiento a arboleda
Unidad	Días de tormenta / año	Descargas km <sup>2</sup> /año	Descargas/ 100 km	km	Disrupción /km año	km	m	m
Caso 1	40	4.0	40	0.099	0.13	0.033	200	400
Caso 2	100	12.6	126	0.099	0.25	0.020	100	200

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Donde:

Altura conductor = 8 m

Ancho de estructura = 1.8 m

Altura de arboleda de entorno = 4 m

## 5.9. Protecciones

Para protección de los conductores de la línea y dependiendo del nivel cerámico de la zona, se instalarán descargadores de tensión cada 400 m o la distancia menor que resulte de la ubicación de los soportes o apoyos de la línea, para niveles cerámicos de hasta 100; para niveles cerámicos superiores, se instalarán cada 200 m, para los casos especiales donde sea necesaria una seguridad aumentada calculada específicamente así:

En toda transición de la línea aérea con cable protegido ( LACP) a línea subterránea o a línea aérea con conductores desnudos.

En el punto de conexión de los aparatos de maniobra y protección , tales como los conectadores (recloser), capacitares, fusibles auto conectadores, seccionadores,

Arranque de líneas derivadas, y cualquier otro cambio en la impedancia de la línea.

### **5.9.1. Protección frente a corto circuitos en las líneas ecológicas**

La protección de la línea ante la ocurrencia de una falla en la misma, se realizará por medio de:

En el arranque desde la subestación, con interruptor que tenga incorporado relevador para recierres o con conectadores (recloser). En ambos casos, el re cierre se bloqueará para las corrientes de fallas entre fases, superiores a 3 kA y para las corrientes de falla a tierra (neutral) superiores a 1 kA. Los ramales derivados con cargas superiores a 1 MVA, los arranques de líneas subterráneas derivadas y las líneas trónchales en zonas suburbanas o rurales, se protegerán con sección de aisladores.

Los ramales derivados con cargas hasta 1MVA, se protegen con fusibles tipo T.

Las conexiones a equipos y aparatos en general, como capacitores, se protegen con fusibles tipo T.

### **5.9.2. Protección incorporando seccionamientos**

Con la finalidad de contar con una operación ágil de la línea aérea con cable protegido, se instalara los siguientes seccionamientos:

### **5.9.3 Seccionamientos tripolares**

Con la finalidad de reducir el número de clientes afectados por una interrupción de larga duración, como la ocasionada por la caída de varios soportes o apoyos, si como frente a la necesidad de ejecutar cortes prolongados por obras o mantenimiento, se intercalaran en forma longitudinal seccionadores bajo carga, en aquellos alimentadores que puedan recibir aporte de energía desde otros alimentadores.

### **5.9.4. Seccionamientos unipolares**

Todas las subidas o bajadas de cable subterráneo desde la línea aérea con cable protegido, que no sea el proveniente de una subestación de media o baja tensión, llevaran seccionamientos unipolares, a fin de poder aislar de la red estos tramos de cable para efectuar trabajos o reparaciones, siempre que un aparato o equipo pueda recibir tensión de retorno, tendrá como seccionamiento para separarlo eléctricamente, seccionadores unipolares.

### **5.10. Puesta a tierra de los descargadores de tensión**

El valor máximo de la resistencia de puesta a tierra de los descargadores de tensión instalados para protección de los conductores de la línea, será de 10 ohm, para limitar las sobretensiones amplificadas cuando están con su contacto en estado abierto.

El resto de las resistencias de puesta a tierra serán de 25 ohm, idénticas a las adoptadas para las líneas con conductor desnudo.

### **5.11. Distancia de los conductores a árboles próximos a la línea como medida de seguridad**

En caso de ser previsible su poda o desrame, se deben dejar las distancias para las posiciones practicables, necesarias para ejecutar el trabajo.

Si no se requiere la conservación de árboles y flora, no es necesario prever distancias de separación a la línea, más allá de las necesarias para evitar el contacto permanente entre conductores y rama, así como con las ramas de mayor porte que puedan dañar mecánicamente a los conductores.



## 6. JUSTIFICACIONES GENERALES

6.1. Justificación técnica de la utilización de las redes aéreas compactas, empleadas en el diseño de las líneas de distribución y transmisión, utilizando el cable protegido ecológico

### 6.1.1 Ventajas de sus aplicaciones

- a) Mayor seguridad y continuidad del servicio eléctrico
- b) Solución a problemas de calidad del servicio eléctrico
- c) Mejoramiento en las relaciones distribuidoras, clientes

### 6.1.2 Reducción de costos operativos

- a) Menor nivel de fallas
- b) Mejor intervención en las redes
- d) Evitar multas de mala calidad del servicio

Nota: También es importante la menor contaminación visual y se aplica en lugares densamente arborizados

Figura 30. **Mejor aspecto visual de la línea de distribución empleando conductor protegido**



Fuente: figura tomada del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

- a) Aplicable en tendidos con altos índices de falla
- b) Alternativa con redes aisladas

Figura 31. **Mejor ordenamiento en las líneas de distribución empleando conductor protegido**



Fuente: figura tomada del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>



### **6.1.3. Aplicaciones más comunes**

- a) Barrios cerrados
- b) Menor contaminación visual
- c) Zonas de alta tensión sobre el tendido
- d) Zonas densamente arborizadas
- e) Redes con circuitos múltiples
- f) Salida de subestaciones

### **6.1.4. Justificación del uso cable protegido en cuanto a soluciones que provee**

- a) Fallas con efectos del viento
- b) Fallas con contacto de ramas
- c) Preservación de la arborización
- d) Espacios reducidos con montajes
- e) Reducción con áreas de poda
- f) Reducción de las frecuencias de poda
- g) Minimización de cortes con poda

### **6.1.5. Justificación técnica del cable protegido en cuanto al manejo de seguridad**

- a) Reducción por la corriente de fuga con contacto accidental.
- b) Reducción por accidentes con contacto directo

### **6.1.6. Justificación técnica del cable protegido en cuanto a las mejoras de servicio**

- a) Reducción de fallas de alimentadores
- b) Posibilidad de tendidos simétricos
- c) Mejoras en los índices de calidad del servicio eléctrico
- d) Reducción de campos electromagnéticos

**Figura 32. Preservación de la arborización**



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Figura 33. **Mayor número del número de circuitos y mal aspecto visual empleando conductor desnudo**



Fuente: figura tomada del catalogo de *Hendrix*, Fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

Figura 34. **Referente al menor número de circuitos y mejor aspecto visual empleando conductor protegido**



Fuente: figura tomada del catalogo de *Hendrix*, fabricante de equipo eléctrico  
<http://www.hendrix-wc.com>

**Figura 35. La desventaja de utilizar conductor desnudo, representa índices de deforestación**



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

**Figura 36. Utilizar conductor protegido o ecológico, equivale a mantener protegido el medio ambiente**

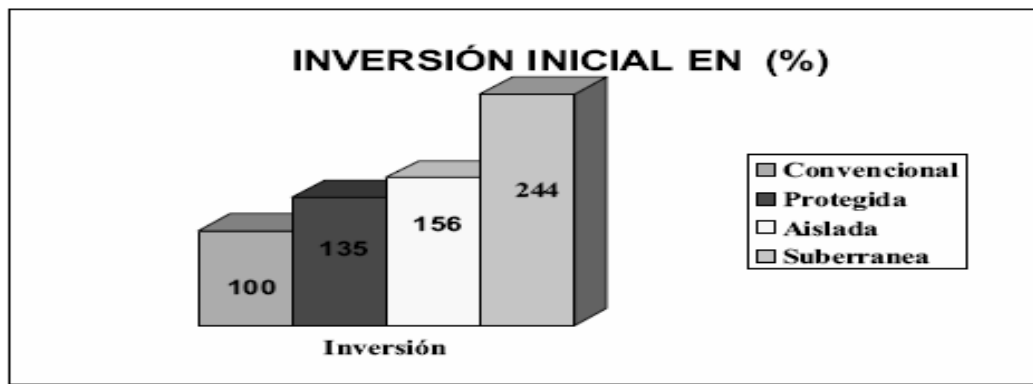


Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

## 6.2. Justificación económica

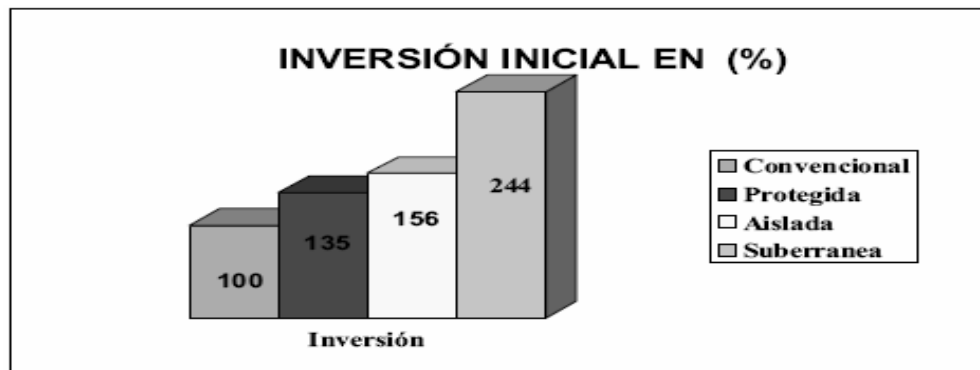
Menor costo de instalación respecto de redes aisladas.

Figura 37. **Enfoque de los costos de Implementación de una línea de distribución elaborada con diferentes tipos de conductor**



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Figura 38. **Análisis de la inversión inicial en el diseño de una línea de distribución**



Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Figura 39. **Análisis de la inversión inicial, respecto tipos conductores**



**SILLETA**

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA.

La figura 38, muestra la facilidad de instalar un conductor protegido debido a su flexibilidad en su manipulación, entre otras característica. La resistencia física que dicho conductor posee hace que se conserve mejor ante los cambios ambientales, logrando mantenerse en buen funcionamiento al transcurrir el tiempo, logrando equilibrar la economía de las empresas que optan por este conductor para la elaboración de las líneas de distribución.

### 6.3. Justificación energética

Analicemos ahora el índice de cortes de servicio eléctrico, comparando un cable conductor convencional, con el nuevo conductor protegido (cable ecológico):

Tabla XXIII. **Análisis del índice de Interrupciones en el servicio eléctrico**

NATURALEZA DE LA INTERRUPCIÓN		INDICE (h / consumidor-año)		
		Convencional	Protegida	Aislada/Area
Programadas	Montaje	1,50	1,50	1,50
	Mantenimiento	2,25	0,75	0,50
	Terceros	0,40	0,70	0,20
Accidentales	Propias	2,00	0,70	0,35
	Medio Ambiente	4,25	0,45	0,30
	Otras	1,10	0,55	0,40

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Tabla XXIV. **Frecuencia media de interrupciones en el servicio eléctrico de acuerdo a la naturaleza de la interrupción en diferentes tipos de conductores**

NATURALEZA DE LA INTERRUPCIÓN	INDICE (h / consumidor-año)		
	Convencional	Protegida	Aislada/Aerea
Programadas	2,40	1,70	1,50
Accidentales	6,60	2,30	1,50
TOTALES	9,00	4,00	3,00

Fuente: cortesía del Departamento de Normalización de la EEGSA

Estos son índices de interrupciones mayores a tres minutos, de los 15 años de las empresas distribuidoras de energía de los estados de Río de Janeiro, Minas Gerais, y San Pablo, estados de Brasil.



## CONCLUSIONES

1. Las líneas de distribución diseñadas con conductor de aluminio forrado con polietileno reticulado, tienen mayor ventaja que las implementadas con conductor desnudo, debido a que este conductor, tiene una alta resistencia a los rayos ultravioleta, la velocidad del viento, las altas temperaturas, pudiendo emplearse en todo tipo de lugar.
2. Las consideraciones necesarias para implementar una línea aérea con conductor protegido, se determinaron a partir de estudios técnicos y económicos que enfocaron los beneficios ambientales que este tipo de conductor tiene en comparación con otros conductores, cuyas ventajas enfocan; preservación de la arboleda, evitar incendios, minimizar las opciones del corte de servicio por fallas de cualquier tipo, en las líneas de distribución, y evitar a las empresas gastos extras en las reparaciones de sus líneas.
3. De acuerdo con pruebas realizadas a los conductores ecológicos al estar bajo carga, se determinó que las corrientes que transitan por el no son peligrosas; lo que un contacto físico entre el personal técnico que los opera y el conductor protegido no representa un riesgo para la vida humana.



## RECOMENDACIONES

1. Es urgente que las empresas productoras de líneas de transmisión y distribución, enfoquen sus estudios en nuevas alternativas de diseño que beneficien al medio ambiente, y como medida, se hace obligatorio considerar todos los lineamientos establecidos por las normas de la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUATEMALA.
2. Dar capacitaciones al personal que labora en las empresas de distribución, es obligación de estas empresas, permitiéndoles adquirir conocimientos técnicos a sus trabajadores se salvarán muchas vidas y se evitarán daños colaterales al medio ambiente.
3. Las empresas que se dedican a generar y distribuir energía eléctrica en Guatemala, deberán darle mantenimiento a sus equipos en un periodo de tres a cuatro veces por año.
4. Las instituciones gubernamentales, las empresas del sector público y privado, que se dediquen al negocio de prestar servicio de energía eléctrica a los usuarios, deberán reunirse para hacer estudios referentes a la utilización del cable ecológico, con el objetivo de preservar el medio ambiente, logrando mantener el equilibrio de la flora y fauna que existe actualmente en Guatemala.

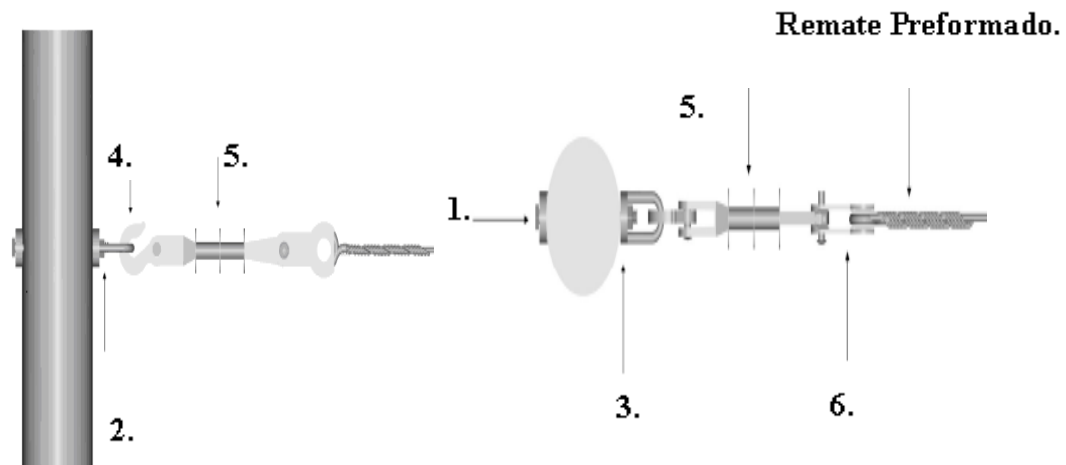


## BIBLIOGRAFÍA

1. CC.LANDGINFER, J.W. *Thue safety consideration of aerial systems using insulated and covered Wire and cable*. Expo (IEEE). Los Angeles, 1996.
2. HENDRIX, Fabricante de equipo electrico. Consulta hecha en agosto del 2010. Catalogo disponible en Web: <<http://www.hendrix-wc.>>.
3. IEEE. *Guide for improving the lightning performance of electric power overhead distribution Lines*. 1997. IEEE 1410.
4. IEEE. *The institute of electrical and electronics engineers, Inc.*
5. CODEGA, Mariano, PASCUARELLI, Roberto Laurent, MARTINS, Adair. *Guía para mejorar el comportamiento de las líneas aéreas ante descargas atmosféricas*. Guía IEEE, 2002.
6. NTOID. Normas técnicas de Diseño y operación de las instalaciones de distribución. Resolución CNEE No. 47-99, Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Guatemala: 1999.
7. EEGSA . Conductores desnudos de aluminio, para transporte y distribución de energía eléctrica. N.E 05.00.01. Guatemala S.A. Empresa Eléctrica de de Guatemala.

8. IEC. *Pruebas por muestreo para un AQL 1.5%, nivel II, muestreo doble normal. Norma técnica IEC 60-410.*
9. ASTM. *Resistencia a las descargas Superficiales (tracking). Norma técnica ASTM D 2132 o IEC 587.*
10. ICEAS. *Resistencia a la tracción y elongación del Conductor (alargamiento de rotura ). Norma técnica No. 66-524. cap. 6.4.11.*
11. NATIONAL ELECTRIC SAFETY. Code Nesc – IEE Standard No. C2. *USA: 2007.*
12. SERWAY, Raymond. *Física*. Primera edición. Mexico: Editorial Interamericana, S.A, 1987. p. 961.
13. R.T.Harrold, T.W. Dakin. *On predictint the life of polyhilene Spacer- Cable Eroled and Sueface Discharges in wet Weather IEEE transition of power Apparatus Systems*. Vol.Pas-95, No.3. p. 821 - 828.
14. STEVENSON HAYT, Willian, Jr. *Análisis de sistemas electicos de potencia*. 2<sup>a</sup> ed. Mexico: Editorial McGraw – Hill,1988. pp.32, 86-131, 301- 325.

## ANEXO A



1. Tormillo de máquina de 5/8" 10"
2. Arandela cuadrada galvanizada 1 1/16"
3. Argolla sin rosca 5/8"
4. Gancho pasador 5/8"
5. Aislador sintético de remate para 15 kV
6. Guarda cabo para remate preformado, cable semi-aislado
7. Remate preformado
8. Remate preformado para 1/ ACC semi-aislado
9. Remate preformado para 4/0 AAC semi -aislado

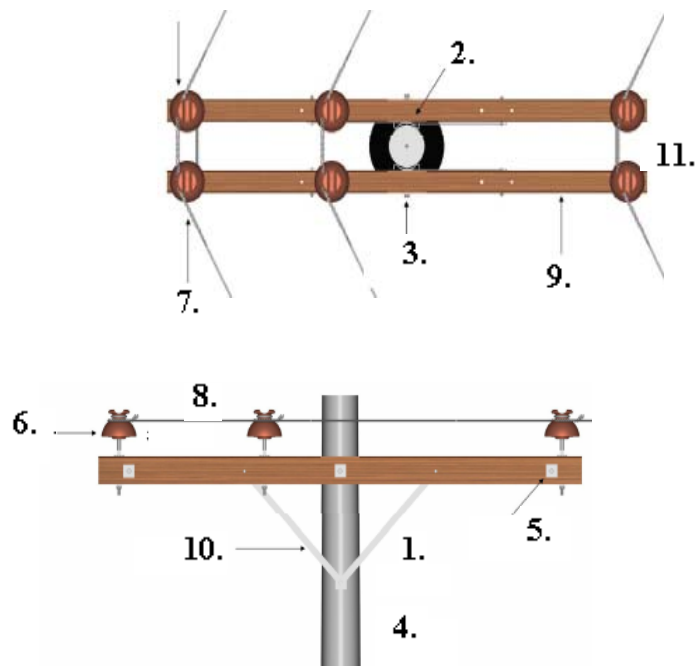
REMATE SENCILLO DE UNA FASE PARA CONDUCTOR PROTEGIDO  
( ECOLÓGICO )

Autor: Departamento de Normalización de la EEGSA





## ANEXO B



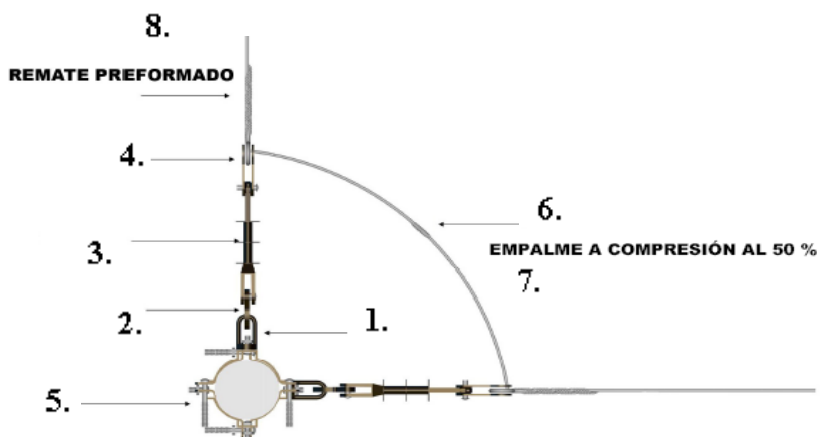
1. Arandela cuadrada galvanizada 11/16"
2. Plancha para poste de concreto.
3. Tornillo de maquina de 5/8" x 18"
4. Tornillo de 5/8" x 12"
5. Tornillo de rosca corrida de 5/8" x 18"
6. Aislador de porcelana tipo pin P/13.2 kv
7. Alambre forrado de aluminio # 4 para arrancador
8. Soporte recto de 5/8" para crucero de madera
9. Crucero de madera de 96"
10. Brazo de hierro galvanizado de 28"
11. Tornillo de carruaje de 3/8" x 5"

CONSTRUCCIÓN TÉCNICA 3 FASES, CRUCERO CENTRADO DE  
10° A 30° C, CON CONDUCTOR PROTEGIDO (ECOLÓGICO)

Autor : Departamento de Normalización de la EEGSA



## ANEXO C



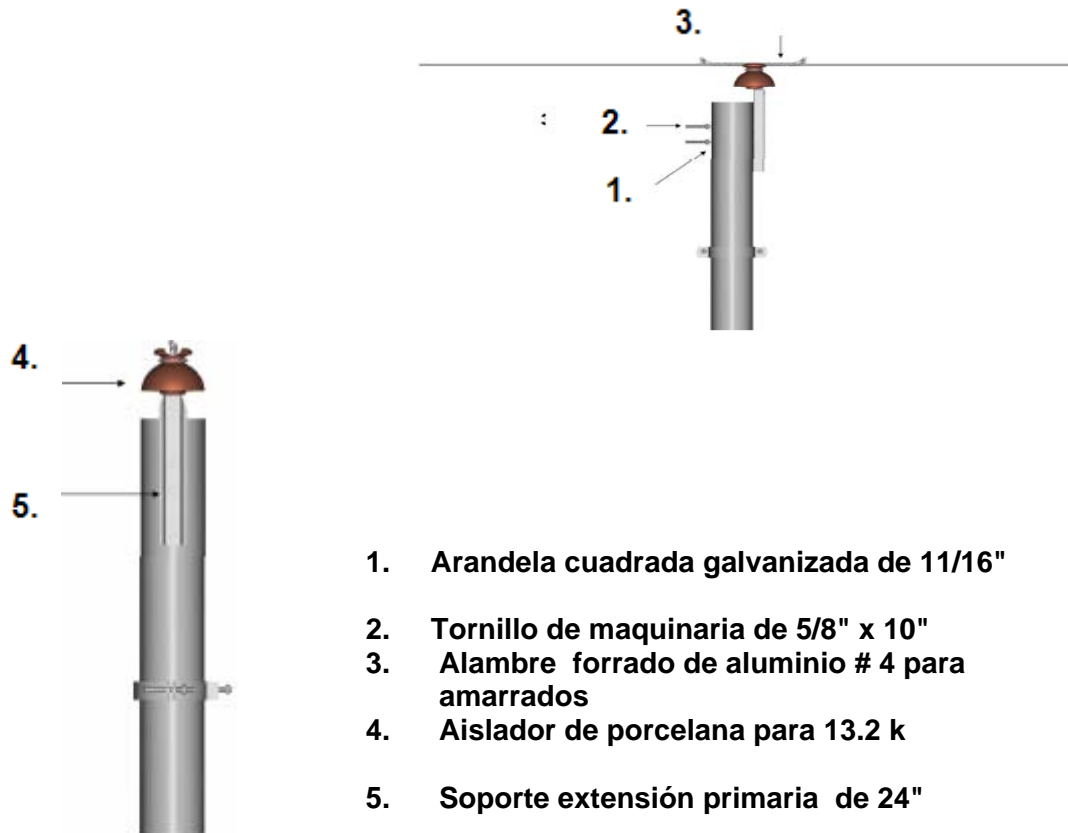
1. Argolla sin rosca 5 / 8"
2. Gancho pasador 5/8"
3. Aislador sintético de remate para 15 kv
4. Guarda cabo para remate preformado, conductor ecológico
5. Abrazadera doble galvanizada de 6" a 8"
6. Cinta aisladora para media tensión.
7. Empalme a compresión 50%, cable 1/0 ACC , conductor ecológico
8. Remate preformado

CONSTRUCCIÓN 3 FASES EN VERTICAL PARA ÁNGULOS DE  
60° C A 90 °C, CON CONDUCTOR PROTEGIDO ( ECOLÓGICO )

Autor: Departamento de Normalización de la EEGSA



## ANEXO D

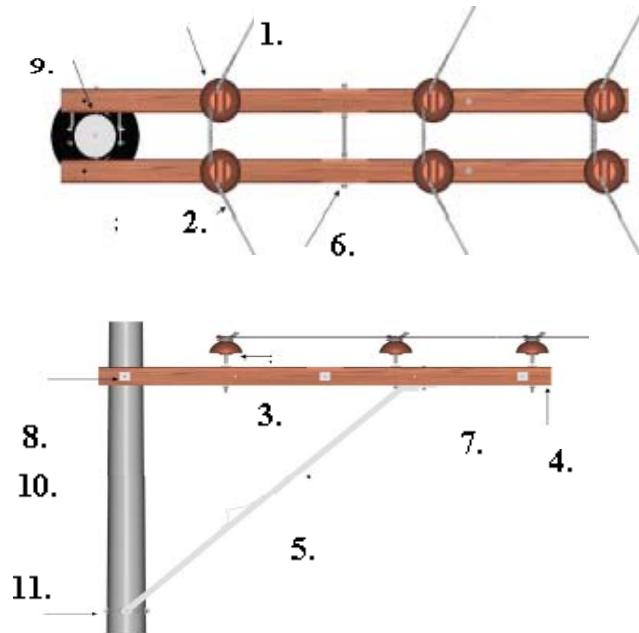


CONSTRUCCIÓN DE UNA FASE HASTA 10°C, PARA  
CONDUCTOR PROTEGIDO (ECOLÓGICO )

Autor: Departamento de Normalización de la EEGSA



## ANEXO F



1. Aislador de porcelana tipo pin para 13.2 kv
2. Alambre forrado de Aluminio # 4 para amarrados
3. Soporte recto de 5/8 " para crucero de madera
4. Crucero de madera de 96"
5. Brazo de hierro galvanizado de 7' para bandera
6. Tornillo de rosca corrida de 5/8" x 18"
7. Tornillo de carruaje 3/8" x 5"
8. Tornillo de máquina de 5/8" x 18"
9. Plancha de poste de concreto
10. Arandela cuadrada galvanizada de 11/16"
11. Abrazadera de hierro galvanizado doble de 6" a 8"

**CONSTRUCCIÓN HORIZONTAL 3 FASES EN BANDERA ÁNGULOS DE 30°C A 60°C, PARA CONDUCTOR PROTEGIDO ( ECOLÓGICO )**

Autor: Departamento de Normalización de la EEGSA





## ANEXO G



Conductor AAC tipo desnudo, generalmente llamado alambre de AAAC

### Aplicaciones:

Este tipo de cable es utilizado normalmente como cable aéreo desnudo para distribución de energía eléctrica primaria y secundaria. Es fabricado con una aleación de aluminio de alta fortaleza, propiciando así una alta relación entre resistencia y peso. Generalmente ofrece una mayor resistencia a la corrosión que otro tipo de conductores como el llamado conductor ACSR.

### Especificaciones:

El conductor desnudo AAAC producido por SURAL , cumple y supera las siguientes especificaciones ASTM:

B-398 Aluminum Alloy 6201-T81 Wire for Electrical Purposes

B-399 Concentric-Lay-Stranded 6201 J81 Aluminum Alloy Conductors

### Construcción:

Los conductores de aluminio fabricados según el estándar 6201-T81 conforme a la especificación ASTM B-399 son similares a otros conductores conocidos comercialmente como Arvidal, Aldrey o Almelec. Están desarrollados para cubrir la necesidad de un conductor económico para líneas de transmisión que requieren una fortaleza mayor que la proporcionada por los conductores de aluminio 1350, pero sin contener núcleo de acero.

La resistencia DC a 20°C de los conductores 6201-T81 y el ACSR estándar del mismo diámetro es aproximadamente la misma. Los conductores de aleaciones 6201-J81 son más fuertes y, por ende, tienen mayor resistencia a la abrasión que los conductores de aluminio 1350-H 19.

## PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR AAAC

Diseño propio



## ANEXO H



**Conductor AAC tipo desnudo, generalmente llamado alambre de AAC**

### Aplicaciones:

Los conductores de aluminio 1350 de esta sección se clasifican de la siguiente forma:

- Clase AA** Conductores usados en líneas de transmisión aéreas.
- Clase A** Conductores a ser recubiertos por materiales resistentes al clima y conductores desnudos con alta flexibilidad.
- Clase B** Conductores a ser aislados con diversos materiales y conductores que requieren mayor flexibilidad.
- Clase C** Conductores que requieren la más alta flexibilidad.

También están disponibles conductores de cableado compacto para uso de líneas de transmisión aéreas y para ser cubiertos por aislamientos específicos, como el XPLE (conductor de aluminio forrado con polietileno reticulado).

El conductor AAC producido por SURAL cumple o supera las siguientes especificaciones ASTM:

- B-230** Aluminum Wire, 1350-H119 for electrical purposes
- B-400** Compact Round centric-Lay-Stranded Aluminum 1350 Conductors
- B-231** Aluminum Conductors, Concentric-Lay- Strander

## PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR AAC

**Diseño propio**

