

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS EN EL USO DE  
LÍNEAS DE 69 kV SUBTERRÁNEA EN LA CIUDAD DE GUATEMALA

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

SALVADOR ROLANDO ALVAREZ MÉRIDA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 1999



HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS EN EL USO  
DE LÍNEAS DE 69 kV SUBTERRÁNEA EN LA CIUDAD DE  
GUATEMALA,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 6 de septiembre de 1,993 Ref. EIME225.93.

Salvador Rolando Alvarez Mérida

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO: Ing. Herbert René Miranda Barrios  
VOCAL I: Ing. José Francisco Gómez Rivera  
VOCAL II: Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez  
VOCAL III: Ing. Jorge Benjamin Gutiérrez Quintana  
VOCAL IV: Br. Dimas Alfredo Carranza Barrera  
VOCAL V: Br. José Enrique López Barrios  
SECRETARIA: Inga. Gilda Marina Castellanos de Illescas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN**

**GENERAL PRIVADO**

DECANO: Ing. Julio Ismael González Podszueck  
EXAMINADOR: Ing. Miguel Ángel Sánchez Guerra  
EXAMINADOR: Ing. Alejandro Falla Flores  
EXAMINADOR: Ing. Luis Enrique Lima Gusmán  
SECRETARIO: Ing. Francisco Javier González López

Guatemala, 28 de Octubre de 1998

Ingeniero  
Angel Jesús García Martínez  
Coordinador del área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Universidad de San Carlos de Guatemala

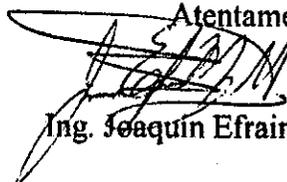
Señor Coordinador:

Me es grato dirigirme a usted para informarle que cumpliendo con lo resuelto por la Dirección de Escuela, se procedió a la asesoría y revisión del trabajo de tesis titulado: **"Consideraciones técnicas y económicas en el uso de líneas de 69 kV subterránea en la ciudad de Guatemala"**, desarrollado por el estudiante Salvador Rolando Alvarez Mérida.

El trabajo presentado por el estudiante ha sido desarrollado cumpliendo con los requisitos reglamentarios, habiendo consultado la bibliografía recomendada así como siguiendo las recomendaciones de la asesoría, en tal virtud considero que el trabajo ha cubierto los objetivos del estudio planteado, habiendo proyectado criterios de ingeniería en su desarrollo.

En tal sentido le informo que encuentro satisfactorio el trabajo realizado, por lo que junto con el estudiante me hago responsable del contenido del presente trabajo y lo remito a usted para los tramites respectivos de aprobación.

Atentamente,



Ing. Joaquín Efraín Meza García



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 28 de enero de 1,999

Señor Director  
Ing. Roberto Urdiales Contreras  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulado:  
Consideraciones técnicas y económicas en el uso de líneas de 69 kV.  
subterránea en la ciudad de Guatemala, desarrollado por el señor  
Salvador Rolando Alvarez Mérida, por considerar que cumple con los  
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel Jesús García M.  
Coordinador Área Potencia

AJGM/sdem.



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Salvador Rolando Alvarez Mérida, titulada: Consideraciones técnicas y económicas en el uso de líneas de 69 kV. subterránea en la ciudad de Guatemala, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Roberto Urdiales Contreras  
Director

Guatemala, 12 de febrero de 1,999.

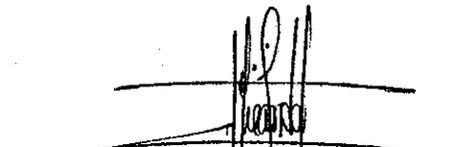




FACULTAD DE INGENIERIA

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Consideraciones técnicas y económicas en el uso de líneas de 69 kv. subterránea en la ciudad de Guatemala, del estudiante Salvador Rolando Alvarez Mérida, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

  
Ing. Herbert René Miranda Barrios  
Decano



Guatemala, mayo de 1,999.

## DEDICATORIA

A mis padres                      Jesús    Trinidad    Mérida    López  
Luis Tiburcio Alvarez Reyes (QEPD)  
con amor y respeto.

A mi hijo                              Luis Rolando Alvarez Castañeda.

A mis hermanos                      Jorge    Alfredo,    Silvia    Judith,  
José Arturo, Ana Alvarez, Alba  
Patricia y Rosa María.

A mi tía                                Valeriana Mérida (QEPD).

A mi familia en General    Afectuosamente.

A la familia Méndez Blanco    En especial a Alma Judith.

## AGRADECIMIENTO

A Dios por permitirme el privilegio de terminar mi carrera  
Universitaria.

Al Ingeniero Joaquín Efraín Meza García  
Por su valiosa asistencia a este trabajo.

A mis amigos y compañeros de trabajo  
Por la ayuda que me brindaron.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE ABREVIATURAS	VIII
GLOSARIO	IX
INTRODUCCIÓN	XII
OBJETIVOS	XIV
1 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE 69 KV	
1.1 Evolución de los sistemas subterráneos	1
1.1.1 Otros materiales aislantes	2
1.2 Factores a considerar en la elección de un cable subterráneo	8
1.3 Características generales de los cables subterráneos de polietileno	11
2 AISLAMIENTO Y CAPACIDAD DE TRANSPORTE	
2.1 Límite de transporte	16
2.2 Ruptura en dieléctricos sólidos	17
2.2.1 Descarga disruptiva	18
2.2.2 Descarga conductiva	18
2.2.3 Descarga térmica	18
2.2.4 Descarga electromecánica	19
2.2.5 Descargas parciales	19
2.3 Descargas en un sistema aislante	20

2.3.1	Descargas parciales de corona	21
2.3.2	Descargas superficiales	24
2.3.3	Descargas externas	25
2.3.4	Arborescencias	25
2.4	Tensiones en cables	28
<b>3</b>	<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CABLES SUBTERRÁNEOS</b>	
3.1	Resistencia efectiva	34
3.1.1	Resistencia eléctrica	34
3.1.2	Resistencias térmicas	36
3.1.2.1	Dieléctrico con arreglo concéntrico de funda-conductor	37
3.1.2.2	Resistencia térmica en los alrededores del cable	38
3.2	Parámetros de capacitancia e inductancia para cables subterráneos	42
3.3	Perdidas dieléctricas	46
3.3.1	Perdidas en la armadura para cables de un solo núcleo	49
3.3.2	Perdidas en el tubo	49
3.4	Corriente de estado estacionario	49
3.5	Operación transitoria	51
3.5.1	Corto circuito	52
3.5.2	Carga cíclica	52
3.5.3	Carga de emergencia por corto tiempo	52
3.6	Consideraciones de cables	53
3.7	Tipos de cables subterráneos	53
3.7.1	Sistema cargado con fluido a alta presión	54

3.7.2	Sistema armado o autocontenido cargado con líquido (LPOF)	55
3.7.3	Cable con dieléctrico extruido	60
3.7.3.1	Diseño básico	61
3.7.4	Sistema aislado con gas comprimido	63
3.8	Importancia de su aislamiento	64
3.8.1	Resistividad	64
3.8.2	Constante dieléctrica	65
3.8.3	Rigidez dieléctrica	65
3.8.4	Factor de pérdidas	67
<b>4</b>	<b>PROTECCIÓN ELÉCTRICA</b>	
4.1	Selección del esquema	69
4.2	Características de las fallas en las líneas subterráneas	70
4.2.1	Defectos de pleno	71
4.2.2	Defectos en la	72
4.2.3	Corto circuito entre	73
4.3	Protección del sistema radial	74
4.3.1	Bajada de 69 kV	75
4.3.2	Protección por sobrevoltaje	76
4.3.2.1	Pararrayos	78
4.3.3	Protección por sobrecorriente	81
4.3.3.1	Relevador de sobrecorriente	82
4.3.4	Protección de distancia	86
4.3.5	Protección del equipo	90

<b>5</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y COSTOS</b>	
5.1	Diseño	92
5.1.1	Longitud y capacidad del conductor	93
5.1.2	Especificaciones técnicas	94
5.1.3	Ruta de diseño	95
5.2	Construcción	99
5.3	Empalmes en cables subterráneos	101
5.4	Operación	102
5.5	Mantenimiento	103
5.6	Costos del proyecto línea subterránea de 69 kV	103
	<b>CONCLUSIONES</b>	108
	<b>RECOMENDACIONES</b>	109
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	110
	<b>APENDICE</b>	111
	<b>ANEXOS</b>	118

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

No	Descripción	página
1	Sección de un cable autocontenido llenado con aceite a baja presión	4
2	Perspectiva de un cable tipo tubo	6
3	Años de construcción de las primeras instalaciones	7
4	Campo radial de un campo unipolar	12
5	Sección de un cable multipolar	13
6	Curva de carga	17
7	Diagrama equivalente cavidad-circuito	21
8	Forma de onda de una descarga	22
9	Progreso de una arborescencia	26
10	Distribución de la tensión eléctrica	29
11	Curva del tiempo de vida	33
12	Resistencia térmica de un cable de núcleo simple	37
13	Método de las imágenes para determinar la resistencia térmica	39
14	Configuraciones	43
15	Red térmica que representa el cable más	50
16	Cable blindado o de tipo tubo	54
17	Cable armado	56
18	Enlaces cruzados	59
19	Cable con dieléctrico extruido	60
20	Sección longitudinal de un cable XLPE	62
21	Cable aislado con gas comprimido	63
22	Curva de tensión de perforación	66

23	Factor de pérdidas	67
24	Diagrama unifilar simplificada	75
25	Bajada de 69kV	77
26	Curva de relación de impedancias	79
27	Diagrama unifilar de la derivación	82
28	Coordinación de protección	86
29	Alcances de la protección de distancia	88
30	Ruta de diseño	98
31	Canalización subterránea	99
32	Materiales subterráneos	104
33	Mapa de densidades	122

### TABLAS

No.	Descripción	Página
I	Valores de resistencia	35
II	Resistividades térmicas	36
III	Valores de A,B,C	42
IV	Valores de inductancia	44
V	Valores de capacitancia	46
VI	Valores de pérdidas dieléctricas	48
VII	Densidad de carga	93

CUADROS

No	Descripción	Página
1	Materiales eléctricos	100
2	Material de la obra civil	100
3	Costo de mano de obra 101	100
4	Integración de costos	101

## LISTA DE ABREVIATURAS

- ANSI.** Instituto Nacional Americano de Normas.
- IEEE.** Instituto de ingenieros Eléctricos y Electrónicos
- ASTM.** Sociedad Americana de Materiales y Medición.
- kV/mm** Kilovoltio por milímetro.
- LPOF.** Llenado con aceite a baja presión
- HPOF.** Llenado con aceite a alta presión
- lb/pulg<sup>2</sup>** Libras por pulgada cuadrada.
- P.** Potencia activa.
- kW.** Kilowatt

## GLOSARIO

<b>Dieléctrico</b>	Material o cuerpo aislador de la electricidad.
<b>Impedancia</b>	Resistencia aparente de un circuito eléctrico a una corriente eléctrica alterna.
<b>Voltaje nominal</b>	Es el valor asignado a la magnitud del voltaje de un sistema con el fin de clasificarlo. Por ejemplo 120/240 V. , el voltaje medido podrá variar del nominal en un rango que permita la operación satisfactoria del equipo.
<b>Circuito de distribución</b>	Es la red que distribuye la energía eléctrica a los consumidores, a un nivel de voltaje de 13.8 Kv. Para el área servida por la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
<b>Falla</b>	Corriente eléctrica anormal, producida al ocurrir un cortocircuito en una línea eléctrica.
<b>Fuente de potencia</b>	Son los puntos donde se origina la potencia eléctrica para alimentar la o las cargas de un circuito eléctrico.

**Líneas trifásicas**

Líneas de distribución que transportan la energía eléctrica en tres fases, y presentan el voltaje de línea a línea (13.8 kV) y el voltaje de línea a neutro ( $13.8/\sqrt{3}$  kV = 7.97 kV).

**Potencia eléctrica**

Es la razón o velocidad a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico. La unidad básica usada es el watt (vatio) como también el kilowatt (kilovatio 1000 vatios).

**Subestacion de distribución** Lugar donde se transforma el voltaje de transmisión (69 kV) al voltaje de distribución (13.8 kV), y del cual se alimentan los circuitos de distribución.

**Carga**

Potencia eléctrica demandada en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella, la cual puede ser medida en términos de kW, kVAR ó kVA.

**Capacitor**

Una parte indivisible del compensador de reactiva consistente de dos electrodos separados por un material dieléctrico.

**Costo incurrido ó de inversión** El costo de un bien, lo constituye el conjunto de esfuerzos y recursos que han sido invertidos con el fin de producirlo (la inversión está representada en recursos ó en capital, en tiempo, y en esfuerzo o sacrificios).

**Ferroresonancia**

Describe el fenómeno asociado con la operación de un capacitor en serie y un inductor, dando origen a sobrevoltajes.

**Demanda**

Es la carga en las terminales receptoras de una instalación o sistema, promediada en un intervalo de tiempo particular (usualmente 15 segundos).

**Factor de carga**

Se define como la relación entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima que se observa en ese mismo intervalo ( $F_c = D_{prom} / D_{max}$ ).

**Factor de pérdidas**

Para un sistema se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un intervalo de tiempo dado.

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de cables subterráneos se emplean para el transporte de energía eléctrica en donde no resulta práctica la construcción de líneas aéreas o bien resulta insegura, costosa o ambientalmente inaceptable.

Las aplicaciones principales se pueden tener en áreas urbanas en las que no hay disponibilidad de derechos de vía para líneas aéreas o son prohibitivamente costosas o en donde los reglamentos locales o estatales obligan a recurrir a transmisión subterránea. Existen también zonas en las que en particular puede ser práctica la transmisión subterránea por razones de seguridad de las personas, seguridad de los intereses, de confiabilidad o estética, entre estas puede citarse los acercamientos a aeropuertos, las salidas de estaciones o subestaciones.

Aunque hay para seleccionar varios sistemas que dependen del voltaje, de las necesidades de energía y de consideraciones de longitud, costo y confiabilidad, el sistema de polietileno ofrece buenas características para nuestro sistema.

Este trabajo tiene como fin principal hacer un análisis técnico y económico del diseño de una línea subterránea de 69 kV en el área metropolitana guatemalteca. Respecto al análisis técnico se toma en consideración la calidad del servicio y la viabilidad del proyecto.

## OBJETIVOS

1. Establecer la ventaja potencial de construir una línea de transmisión subterránea en lugares densamente poblados del área metropolitana guatemalteca.
2. Determinar que tipo de aislamiento se adapta al sistema de transmisión de EEGSA.
3. Determinar el tipo de conductor que se debe utilizar en el proyecto de la línea subterránea.
4. Establecer el tipo de tubería a utilizar en los circuitos.
5. Determinar las consideraciones de diseño de la línea subterránea así como las consideraciones de la selección subterránea

# 1 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LINEAS SUBTERRANEAS DE 69 KV

## 1.1 Evolución de los sistemas subterráneos

Los primeros intentos para la transmisión subterránea fueron hechos en la primera mitad del siglo XIX con alambres aislados para el telégrafo. La transmisión de potencia subterránea se realizó por primera vez en 1880 aproximadamente, casi simultáneamente Tomas Alva Edison y Ferranti (en Londres), para sistemas eléctricos de iluminación. Edison utilizó barras de cobre aisladas, con fibra natural orgánica, colocando dos o tres de estas dentro de tubos de hierro y forzando un grueso compuesto bituminoso alrededor de los mismos. Para el servicio que presto el tubo de Edison su comportamiento fue aceptable, manifestándose algunos problemas debidos a la gran cantidad de empalmes.

Un nuevo aislante ideado por Ferranti, consistió en papel impregnado con cera ozokerita (subproducto que se obtiene en la fabricación de velas) esto dio origen al encintado de papel. El cable de Ferranti para 10 kV estaba formado por dos tubos concéntricos que son los conductores de electricidad, aislados uno de otro por el papel impregnado. Los conductores eran tubos de cobre de 20.7 mm

y 49.5 mm de diámetro. Para evitar interferencias con los sistemas de comunicaciones, el sistema de cables se introdujo dentro de otro tubo y se forro con capas adicionales de papel. El cable de Ferranti se emplea en una instalación de 7.5 millas a lo largo de las cuales tenia 7,000 juntas o empalmes. En un lapso de 42 años se presentaron pocas fallas y el cable fue sustituido debido a la necesidad de transmitir mayor potencia.

A este tipo de cable le siguió un cable flexible torcido, y para 1898 el máximo potencial en el aislamiento fue de 2.1 kV/mm(kilovoltio por milímetro).

#### **1.1.1 Otros materiales aislantes**

Se investigaron y usaron muchos otros materiales aislantes como: papel, algodón, gutapercha, betun vulcanizado y hule. En 1895 se empleo papel impregnado con aceite mineral dieléctrico, secado al vacío y con aceite caliente para 10 kV (circuito de una fase).

Los conductores aislados con hule vulcanizado fueron mas empleados que los aislados con papel impregnado con aceite, debido a la mayor flexibilidad.

Poco después, se emplearon conductores tipo cinturón, los cuales estaban formados de tres conductores aislados con papel impregnado de aceite y contenido en una sola

funda; generalmente formaban un blindaje de acero debajo de la funda, debido a la pequeña corriente de remolino o parásita, producida por los tres conductores (uno por fase).

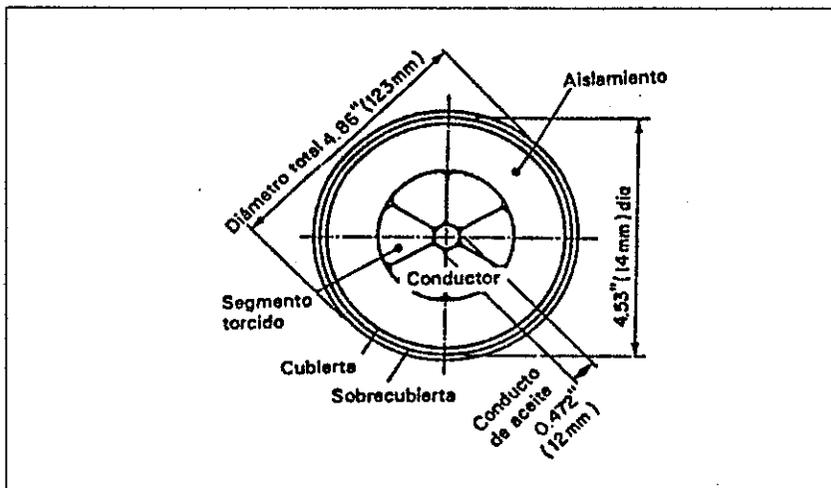
En este tipo de conductor surgió el problema de las altas tensiones dispuestas tangencialmente a la superficie del papel, en cuya dirección el papel presenta la resistencia de aislamiento más débil. El problema se supero envolviendo cada núcleo de conductor con una capa conductora de papel metálico, lo cual convierte al cable en tres conductores simples y con la tensión eléctrica con su gradiente en la dirección radial. Este cable introducido por Hochstadter se conoce como tipo H.

A más de 33 kV, el cable sólido de papel-aceite aumenta su tendencia a la ruptura, debido a las bolsas (pequeñas cavidades llenas de aire o gas ionizante) que se forman en el aislamiento cuando las partes constituyentes del cable se expanden y se contraen a diferentes tamaños por el calor desprendido en los ciclos de carga. La tensión entre las paredes internas de estas bolsas es alta y da lugar a descargas eléctricas, produciendo el calor que carboniza el papel; al final se presenta la ruptura total.

La necesidad de construir circuitos que transportaran más potencia, obligó a construir líneas subterráneas de mayor voltaje. Esto a su vez implicó encontrar la forma de remediar los problemas del aislamiento observados en los cables anteriores. Un mayor voltaje implicaba mayor

esfuerzo dieléctrico y por la potencia a transmitir mayor calentamiento. Los conductores que se inventaron para cubrir estas necesidades fueron los conductores autocontenidos, que tienen un ducto interno por el que circula aceite refrigerante de baja presión, que se conoce como por sus siglas en inglés como LPOF (Low Presion oil Full), en la figura 1 se muestra una sección del mismo.

Figura 1 Sección de un cable autocontenido llenado con aceite a baja presión (LPOF).



FUENTE: B. M Weedy Líneas de transmisión subterránea, pagina 20

Con este tipo de cable se pudieron construir líneas subterráneas para 115 kV y hasta 275 kV. No obstante las mejoras obtenidas, el perfil del trazo de la línea afecta la posición del aceite dentro del tubo del cable. El aceite circula dentro del tubo a medida que el cable se calienta con la carga. El cable autocontenido LPOF, se termina totalmente y se sella en la fábrica, después se transporta con su contenido de aceite que se mantiene a una presión aproximada de una atmósfera. Para prevenir la

cavidad debida a la formación de bolsas, se utilizó un gas inerte, nitrógeno, el cual ejerce presión sobre el papel dieléctrico. Según actúa la presión del gas existen dos tipos de cable:

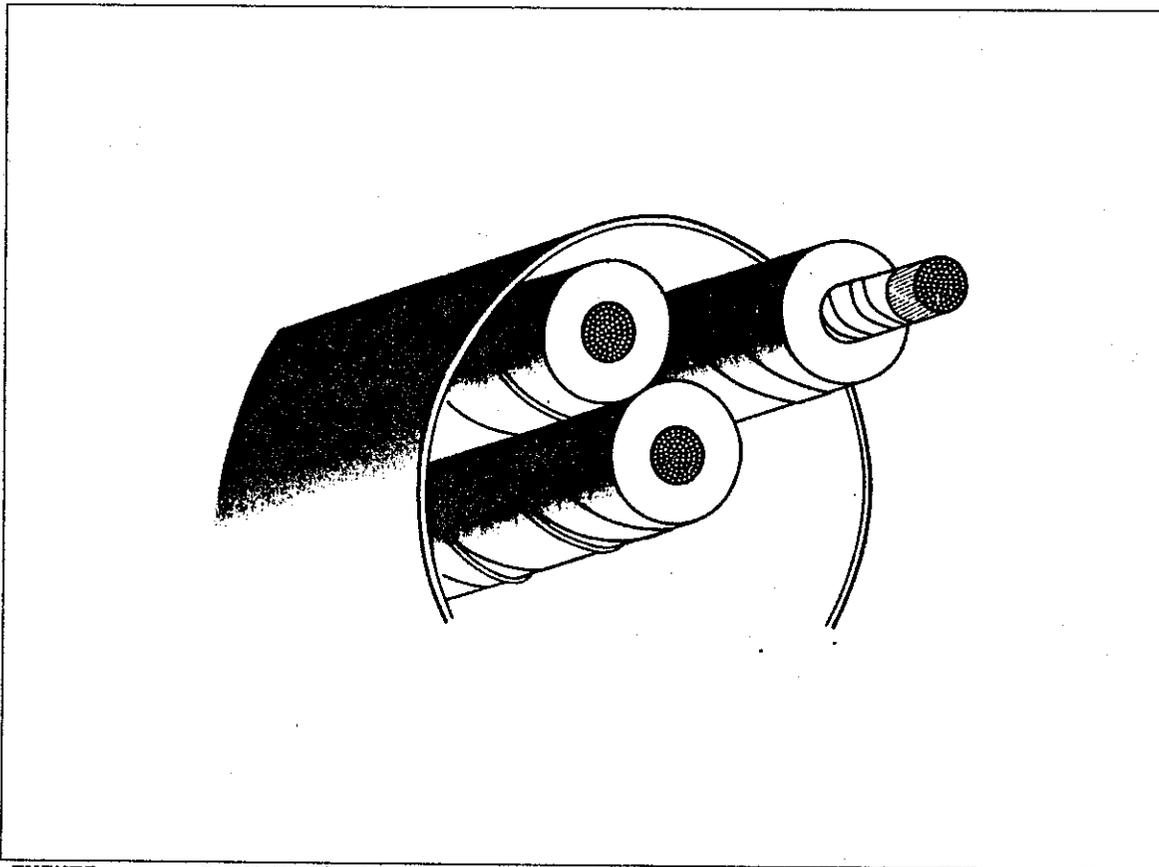
Cable de compresión externa: en el cual se separan el gas y el dieléctrico impregnado en aceite por medio de un diafragma, el cable queda contenido en un recipiente a presión que puede ser un tubo o bien una funda de plomo con refuerzos metálicos.

Cable de presión interna de gas: en el que el gas queda contenido dentro de una funda de plomo que está en contacto con el dieléctrico, con esto se logra la supresión de la ionización; para los dos tipos la presión nominal del gas (nitrógeno), es de 1.38MPa (200lb/pulg<sup>2</sup>) con una presión máxima de 1.725 MPa (250 lb/ pulg<sup>2</sup>); para ambos la temperatura máxima del conductor es de 85 grados centígrados.

El otro tipo de conductor aislado inventado, con refrigeración forzada, es el conductor tipo tubo, en el cual van tres conductores aislados, cada uno con papel Kraff impregnado de aceite y con una cubierta encima. Los tres conductores van metidos en una funda de acero y el espacio interno vacío complementario al ocupado por los conductores aislados, se llena de aceite aislante de alta presión (1.38 MN/m<sup>2</sup> 200 lb/pulg<sup>2</sup>) Este cable se conoce como tipo tubo llenado con aceite a alta presión por sus

siglas en ingles HPOF (Hig Presion Oil Full). Con este cable se pueden construir líneas subterráneas hasta de 345 kV. y el esfuerzo dieléctrico del aislante es hasta de 11 kV/mm. En la figura 2 se muestra una sección del mismo.

Figura 2 Perspectiva de un cable tipo tubo llenado de aceite a alta presión (HPOF)

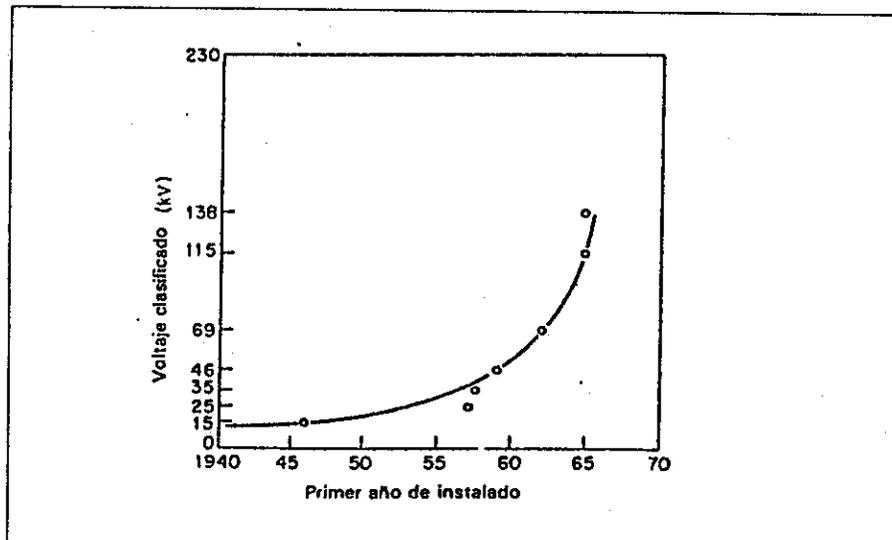


FUENTE: B. M Weedy Líneas de transmisión subterránea, pagina 21

Finalmente, se ha inventado otro tipo de cable aislado para líneas de potencia subterráneas de hasta 138 kV. Tiene un aislamiento de polietileno sólido extruido. Su ajuste es más simple, de fácil manejo y no requiere equipo auxiliar, de costo elevado, como los conductores con

refrigeración forzada, presenta la dificultad de que la extrucción provoca bolsas e incrustaciones de material extraño, lo cual precipita la ruptura para el caso de voltajes subterráneos mayores de 230 kV. En la siguiente figura se ilustra la introducción progresiva de voltajes cada vez más altos con este aislamiento.

Figura 3 Años de construcción de las primeras instalaciones para transmitir voltaje con cables de potencia aislados con polietileno (tomada de IEEE).



FUENTE: B. M Weedy Líneas de transmisión subterránea, pagina 84

En Guatemala se principio a trabajar en los sistemas de distribución subterráneos en 1960 con tensiones de 13.8 kV y en sistemas de bajo voltaje.

## 1.2 Factores a considerar en la elección de un cable subterráneo

Una línea subterránea tiene mayor costo que una línea aérea. La diferencia está en que aquella necesita un aislamiento especial para poder poner más cerca los conductores entre sí y que a la vez permita disipar el calor y proteger contra corrosión al conductor. En la línea aérea, los conductores tienen como medio aislante el aire, que también les sirve de disipador de calor natural y económico. Mientras para los cables subterráneos las cubiertas aisladas que contiene el conductor de alto voltaje son lo más pequeñas posibles, para poder efectuar esto se requiere de un trabajo de manufactura de la más alta calidad, lo que se traduce en un considerable aumento de precio; además los costos de la instalación son altos.

Sin embargo, por razones de espacio principalmente en las áreas urbanas de mayor crecimiento y desarrollo de concentración de cargas eléctricas, obligan a emplear líneas subterráneas, por el alto costo del espacio o terreno en esos lugares, la línea subterránea empieza a tener ventajas sobre la línea aérea.

Las instalaciones existentes han demostrado que los costos para la construcción de circuitos subterráneos de energía eléctrica son varias veces mayores que los que requieren las líneas aéreas de la misma capacidad, pero

debe considerarse también que las comparaciones están basadas en esquemas y circunstancias particulares, por lo que se deben manejar con ciertas precauciones.

Aun cuando un circuito de una sola línea aérea de transmisión, instalada en un campo abierto puede presentar cierto atractivo para los ingenieros electricistas y sus colaboradores, este atractivo disminuye rápidamente en las rutas de circuitos múltiples, con la imagen de líneas que convergen en una subestación, visibles en un ángulo de 360 grados, lo que provoca alarma a las personas vecinas. Por tal motivo, podríamos considerar como un factor importante para la elección de un sistema subterráneo el rechazo público a lo poco estético que son los circuitos aéreos en áreas urbanas. Este rechazo es fuerte, organizado y tiene como base el impacto ambiental. También debemos tomar en cuenta como factor fundamental la poca disponibilidad de rutas en el área urbana, así como lo extremadamente cargado del sistema de distribución en su aspecto físico, el crecimiento desordenado del sistema de 69 kV alimentando subestaciones fuera del centro de carga y la necesidad a corto plazo de interconexión de cargas nuevas mayores de 1MW.

Como características técnicas en la tecnología de los cables subterráneos se debe de considerar lo siguiente:

- a) Tensión nominal del sistema, o sea el valor eficaz más elevado de la tensión entre fases que puede mantenerse en condiciones normales de funcionamiento, y en cualquier momento y punto del sistema; excluidas las variaciones temporales de tensión debido a averías, maniobras o interrupciones imprevistas de grandes cargas.
- b) Corriente nominal que debe de transportar el cable, para establecer adecuada capacidad para transmitir corriente, lo que depende de las técnicas de instalación y de las propiedades de transferencia de calor
- c) Frecuencia de la red.
- d) Corriente de corto circuito y tiempo de corto circuito.
- e) Caídas de tensión en régimen de corriente máxima prevista.
- f) Aislamiento adecuado, tan económico como sea posible y que sea de tal naturaleza, que el cable se pueda transportar en un carrete o tambor y que tenga un radio viable de curvatura.
- g) Proyectos, aún cuando resulten más caras que las líneas aéreas equivalentes y dejen de ser lo suficientemente atractivas en cuanto a utilidades, en áreas urbanas extremadamente densas con difícil acceso aéreo deben usarse los circuitos subterráneos.
- h) Tipo de puesta a tierra del sistema, de acuerdo con lo previsto por las normas internacionales, características eléctricas de los dispositivos de

protección contra las sobre tensiones y su emplazamiento.

### **1.3 Características generales de los cables subterráneos de polietileno**

Se denomina cable en general al conjunto formado por uno o varios conductores cableados y adecuadamente aislados; provistos de uno o más recubrimientos protectores, por lo regular los cables son de cobre o de aluminio. Se denomina cuerda a cada uno de los hilos o alambres que constituyen el conductor

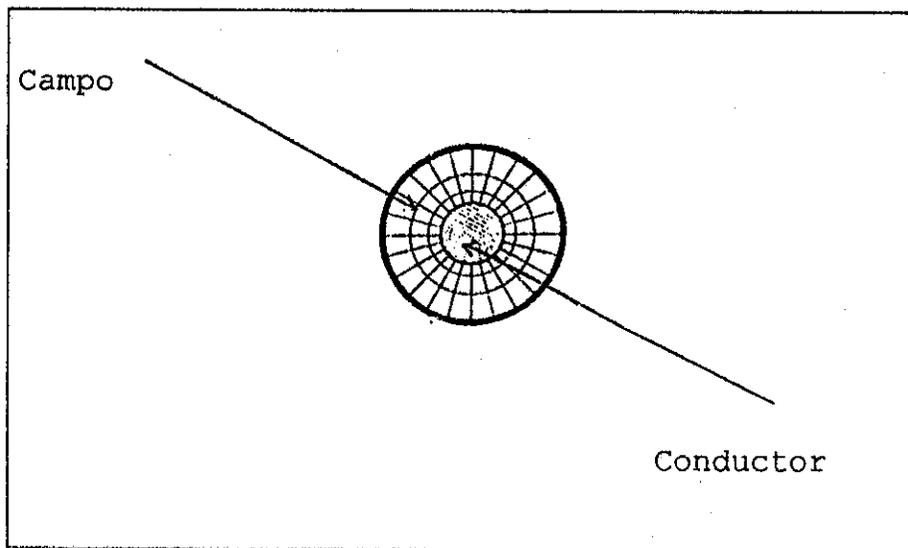
El conjunto de los conductores de un cable lleva una envoltura aislante común denominada cintura; los huecos entre la cintura y los hilos se rellenan con un material aislante o de relleno.

El aislamiento, la cintura y el material de relleno, constituyen los recubrimientos propiamente aislantes del cable, es decir estos tienen por objeto evitar perforaciones a causa de campo eléctrico existente entre los conductores y entre estos y tierra. Además de estos recubrimientos aislantes, los cables subterráneos llevan distintos recubrimientos protectores, que no tienen función esencialmente eléctrica pero, están destinados a proteger el cable contra los esfuerzos mecánicos, efectos químicos y

otros. Entre los recubrimientos están: la envoltura metálica destinada a evitar el paso de la humedad generalmente es de un metal blando (plomo o aluminio). La armadura protege al cable contra las acciones mecánicas exteriores, hecha de metal duro (hierro o acero). La cubierta está destinada a evitar los daños causados por la corrosión y otros agentes químicos a la armadura o envoltura, constituidas por materiales textiles derivados del caucho, sustancias termoplásticas y otros.

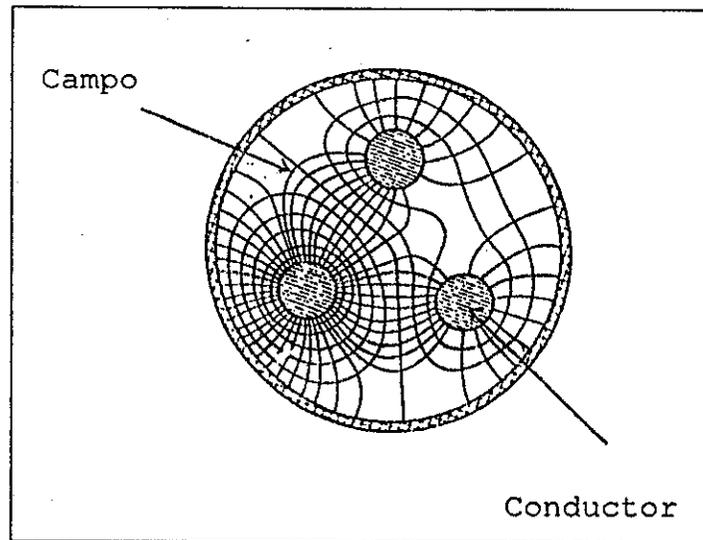
Los cables subterráneos pueden ser unipolares y multipolares, los unipolares están constituidos por un solo conductor que casi siempre es de sección circular, con su correspondiente aislamiento y los recubrimientos protectores que sean necesarios contra la corrosión, deterioro mecánico y otros. En la figura 4 se muestra un conductor unipolar.

Figura 4 Campo radial de un cable unipolar



Los cables multipolares están constituidos por 2 ó más conductores independientes incluyendo el eventual conductor de neutro, que es el de menor sección y menor protección. En la figura 5 se muestra en la sección de un cable multipolar

Figura 5 sección de un cable multipolar



Debe de advertirse que casi siempre en las redes trifásicas con neutro resulta más conveniente la instalación separada del neutro, ya que la reglamentación vigente impone que el neutro esté, conectado a tierra, lo cual sería imposible en este tipo de cable; además, resulta que los trabajos necesarios para realizar empalmes, derivaciones y otros, son más complejos. Con el neutro independiente; estas operaciones se realizan con mayor facilidad. En un cable unipolar las líneas de fuerza del campo electrostático tienen el aspecto de un campo radial según se muestra en la figura 4, establecido entre la masa

metálica del conductor y la envoltura metálica exterior. Por lo tanto, los esfuerzos eléctricos a este campo electrostático solo son soportados por el aislamiento del conductor.

Los sistemas subterráneos tienen varias características, entre las que podemos mencionar como principal, la confiabilidad de la red por pequeña que sea, el aislamiento en los empalmes debe ser construido totalmente y debe verificarse que no exista ninguna superficie con aire, para evitar que el gradiente de potencial aumente en ese sector, provocando con ello corrientes de fuga que tendrían como resultado la perforación del aislamiento y el deterioro del cable.

El principal problema del tendido subterráneo es debido al alto costo, todos los proyectos subterráneos son más caros que los equivalentes en líneas aéreas. En el tendido subterráneo las ventajas técnicas son: libertad para el trazado directo de la iluminación, eliminación de los peligros provocados por las colisiones de vehículos contra los postes y conservación del medio ambiente visual.

En contraste, estos cables pueden ser dañados con operaciones de excavación, localización de fallas y su posterior reparación requiere de un período de tiempo considerable. El argumento abrumador en favor de las líneas subterráneas es que se minimiza el impacto del

entorno arquitectónico, se acepta en las áreas urbanas de alta densidad de carga. Sin embargo, parece ser que la mayoría de las rutas urbanas portadoras de grandes cargas a las que se hará frente en los próximos años, serán inevitablemente sistemas subterráneos, por lo que se requerirá de grandes esfuerzos para llegar a esta meta a un costo razonable.

En la ciudad de Guatemala no hay ninguna instalación subterránea en 69 kV, las instalaciones subterráneas en funcionamiento son de 13.8 kV en distintos puntos, por ejemplo en la colonia Lourdes zona 5 y la colonia la Cañada zona 14. Además, en la planta Siderúrgica de Guatemala ubicada en la costa sur existe una línea subterránea de 22 kV.

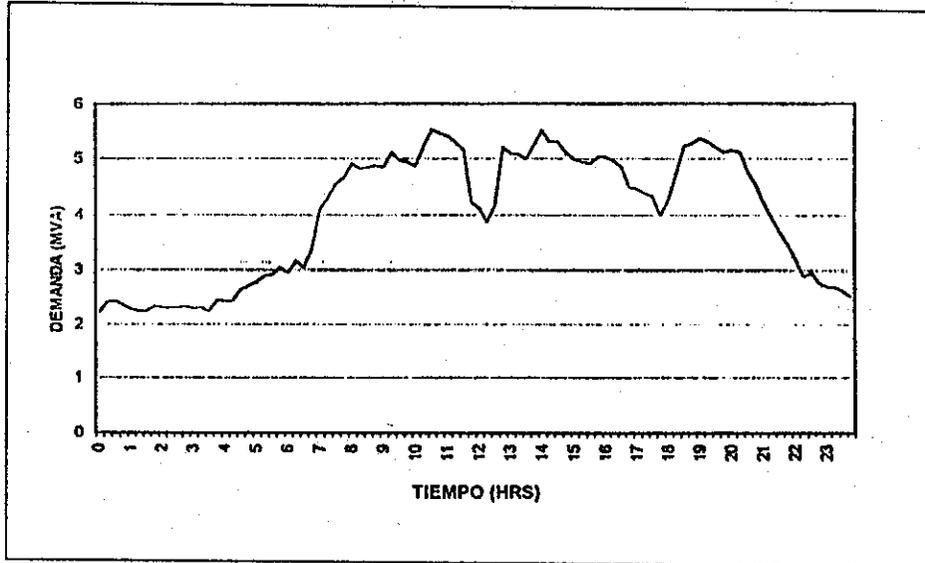
## 2 AISLAMIENTO Y CAPACIDAD DE TRANSPORTE

### 2.1 Límite de transporte

La limitación que tienen los cables subterráneos convencionales para conducir potencia (capacidad de conducir corriente eléctrica), es la temperatura la cual influye según la forma de la instalación esto es, si los cables se entierran en forma directa, en ducto o en túneles. La mayor dificultad se encuentra en las cercanías del cable, cuando se predice la máxima temperatura en el aislamiento, debido a muchas variables que presenta. La temperatura ambiente, que depende como es natural de las estaciones del tiempo, influye en la corriente permisible.

Las cargas de los sistemas de potencia por lo general sube y baja es decir tienen un comportamiento variado en la curva de carga, pero por lo regular la carga máxima en el sistema de potencia de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. se registra a las 19:00 horas, este hecho se puede usar con ventaja para establecer lo mejor posible el calibre de un conductor subterráneo.

Figura 6 Curva de carga



En virtud de que en la práctica es muy difícil medir las temperaturas más altas que se presentan en el aislamiento de un cable en instalaciones comerciales o industriales, el voltaje de trabajo con frecuencia se usa como monitor de la temperatura de la funda.

Aunque se ha dado la debida atención a los mecanismos de falla térmico y electromecánico, el problema más agudo es la degradación debido a las descargas arborescentes y parciales de corona

## 2.2 Rupturas en dieléctricos sólidos

Existe un número de mecanismos posibles para que se presente una falla en un dieléctrico sólido.

### **2.2.1 Descarga disruptiva**

En esta los campos de alta energía provocan una desintegración molecular del material, con una elevada liberación de energía.

### **2.2.2 Descarga conductiva**

Los portadores de carga iónica se mueven en un campo eléctrico y producen una fuga de corriente. La colisión de electrones y moléculas produce iones adicionales, que crean un incremento de corriente con tensión eléctrica. Con el tiempo el gran flujo de iones y electrones forma una trayectoria de conducción y se presenta la ruptura.

### **2.2.3 Descarga térmica**

La resistencia del dieléctrico al paso de la corriente provoca la creación de calor dentro del mismo y esto da lugar a que exista una pérdida de dieléctrico, esta pérdida que con frecuencia se localiza en un área determinada, se traduce en un incremento en la temperatura, dando a mayor pérdida en el dieléctrico que a su vez produce una mayor temperatura y así sucesivamente.

#### **2.2.4 Descarga electromecánica**

Las impurezas tales como agua, ácidos y partículas de materia extraña provocan fugas de corriente y esto da por resultado la producción de residuos reactivos, que pueden actuar en detrimento del dieléctrico. Si un dieléctrico contiene una partícula que tenga, una permitividad relativa  $\epsilon_r$  o una alta conductividad eléctrica, mayores de las que tienen el material principal, el campo interior de la partícula es menor que el del resto del material. El gradiente de potencial que se crean las aristas de la partícula puede conducir a una falla local y a la carbonización debida a la alta temperatura, la cual hace disminuir la resistividad. La inclusión de una partícula en un dieléctrico de capas múltiples puede producir siempre una forma gradual una trayectoria de conducción y en consecuencia la ruptura.

#### **2.2.5 Descargas parciales corona**

Con frecuencia el aislamiento contiene pequeñas inclusiones o cavidades (huevos que contienen aire o gas) que tienen diferente  $\epsilon_r$  que el resto del material dando lugar a la creación de mayores tensiones eléctricas. Los iones siempre presentes en el gas adquieren velocidad y energía cinética debido al campo y chocan con moléculas no ionizadas. Si los iones en movimiento poseen suficiente energía, pueden remover electrones de las

moléculas con lo que se crean más iones, y se crea una descarga gaseosa cuando los electrones que se mueven a altas velocidades, golpean las paredes de la cavidad, provocan la erosión del material dieléctrico y una ruptura eventual. Esta falla también puede ser causada por el ataque químico del ozono creado por la descarga, o bien por los vestigios carbonizados del dieléctrico.

Un aspecto más de este fenómeno se encuentra en las burbujas que se crean en un aislamiento. En estas puede ocurrir una descarga que provoque una falla eventual. Conforme se reduce el espesor de una película de aislamiento (gas o sólido), se observa un rápido aumento en la resistencia del dieléctrico. En un gas, esto se debe a incapacidad de los electrones para chocar, ya que las distancias que tienen que viajar se acercan a la trayectoria media libre.

### **2.3 Descargas en un sistema aislante**

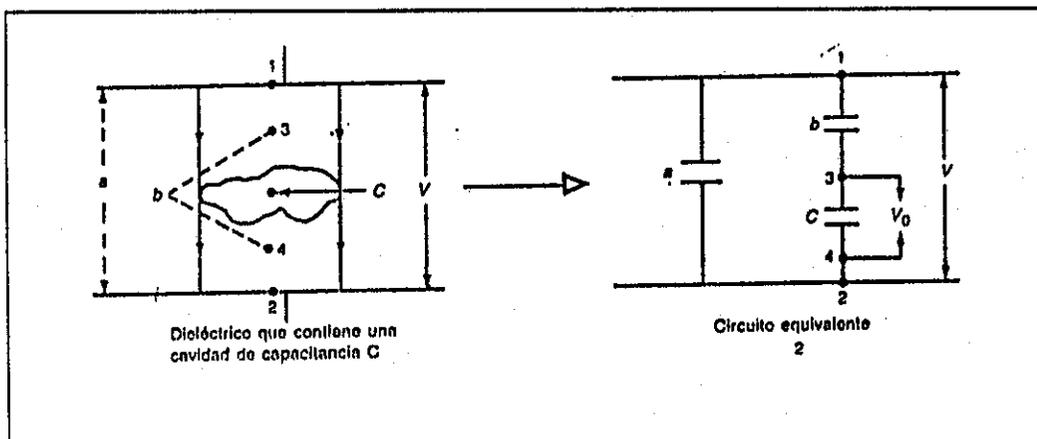
Es una descarga eléctrica intermitente de alta frecuencia, que se localiza en una porción de un sistema aislante, sometido a un gradiente de tensión, resultante de una ionización gaseosa transitoria que ocurre cuando el gradiente de tensión excede de un valor llamado gradiente crítico; existen varios mecanismos posibles para que se presente una falla por descarga eléctrica como la ruptura en el dieléctrico la cual se puede manifestar como una perforación en el aislamiento en un dieléctrico sólido del cable.

### 2.3.1 Descargas parciales de corona

Estas son las que comúnmente se conocen como descargas parciales, se producen en pequeñas cavidades localizadas en el seno de un aislamiento generalmente sólido. Un aislante se considera ideal cuando en su parte interna es perfectamente homogéneo, en la realidad esto no puede suceder, siempre se presentan ligeras heterogeneidades que se originan durante su fabricación, como lo pueden ser burbujas que aparecen al extruir los aislamientos del tipo de resina sintética.

El comportamiento de estas descargas parciales se puede comprender si consideramos una muestra del aislamiento que rodea un conductor, sometido a una tensión "V" senoidal. El aislamiento contiene una cavidad llena de aire o de cualquier otro gas producido dentro del plástico. Esta situación se puede representar como un capacitor "C" y la muestra del aislamiento se puede representar por el circuito equivalente, ambos se muestran en la siguiente figura.

Figura 7 Diagrama equivalente cavidad-circuito



En donde:

$a$ = la capacitancia que presenta el aislamiento, en su parte sana.

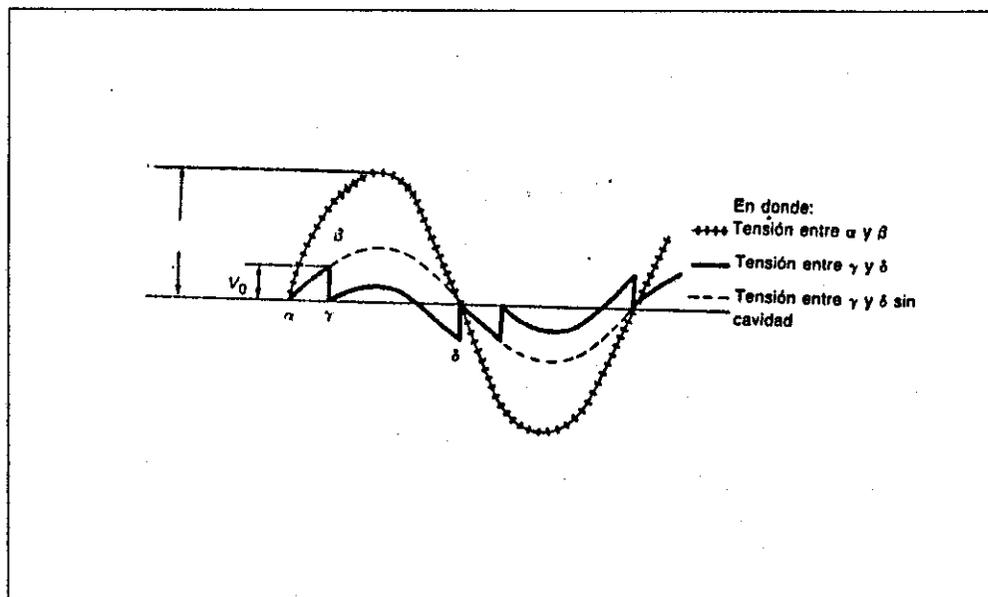
$b$ = la capacitancia del aislamiento sano que rodea la

cavidad  $c$ = la capacitancia de la cavidad.

$V_0$ = la tensión, a partir de la cual, el gas contenido en la cavidad  $C$  se ioniza y provoca la descarga del capacitor  $C$ , representado como un explosor de puntas.

Proceso de ruptura del aislamiento: Entre los puntos 1 y 2 de la muestra se aplica una tensión  $V$ , relativamente elevada, de frecuencia industrial, la onda senoidal que comienza en el punto  $\alpha$  empieza a crecer simultáneamente con la tensión " $V_0$ " que aparece entre los extremos de la cavidad " $C$ " como se muestra en la figura 8

Figura 8 Forma de onda de una descarga



Fuente José Raúl Martín Diseño de subestaciones eléctricas  
página 32

Al alcanzar  $V_0$  el punto  $\beta$ , el gas en la cavidad se ioniza, se hace conductor, produciéndose una descarga a través de la misma y regresa a cero, o sea el punto  $\gamma$  de la curva. En este punto la tensión  $V$  sobre la onda sigue creciendo hacia su valor máximo. Simultáneamente, a partir del punto  $\gamma$  el valor de  $V_0$  empieza a crecer de nuevo sin llegar al valor de descarga, pues antes de que esto ocurra  $V_0$  empieza a decrecer, arrastrado por el descenso de la onda  $V$ . A continuación, la tensión  $V_0$  crece en forma negativa hasta llegar al punto  $\delta$  donde se produce de nuevo la descarga en la cavidad y así sucesivamente en cada uno de los semiciclos.

En resumen, los efectos principales del fenómeno físico en una descarga interna que han determinado los fabricantes o científicos, son los siguientes:

- a. Efecto eléctrico: produce ionización del gas en la cavidad, descarga eléctrica y destrucción de las moléculas del aislamiento por bombardeo de iones y electrones causando finalmente la falla del aislamiento.
- b. Efecto químico: produce ozono ( $O_3$ ) que ataca químicamente el aislamiento.
- c. Efecto mecánico: produce ondas ultrasonoras del orden de 40 kHz.

- d. Efecto óptico: produce emisión luminosa (no siempre visible).
- e. Efecto térmico: hay desprendimiento de calor muy concentrado.

Cuando analizaron estos efectos concluyeron que las descargas parciales internas son dañinas, ya que se componen de bombardeo iónico y ataques químicos, mecánicos y térmicos que degradan el aislamiento.

Finalmente, se puede decir que el efecto de ionización de un gas dentro de una cavidad en un aislante, no es más que una de las tantas manifestaciones del fenómeno general de descarga eléctrica. Es por esta razón que el fenómeno comúnmente llamado ionización, por desconocimiento de los otros efectos, debe de ser llamado "Descargas Parciales".

### **2.3.2 Descargas superficiales**

Este tipo de descarga se produce en la superficie de un dieléctrico debido a que éste está soportando altos gradientes de tensión en forma tangencial. Comúnmente, se conoce con el nombre de falla por arrastre.

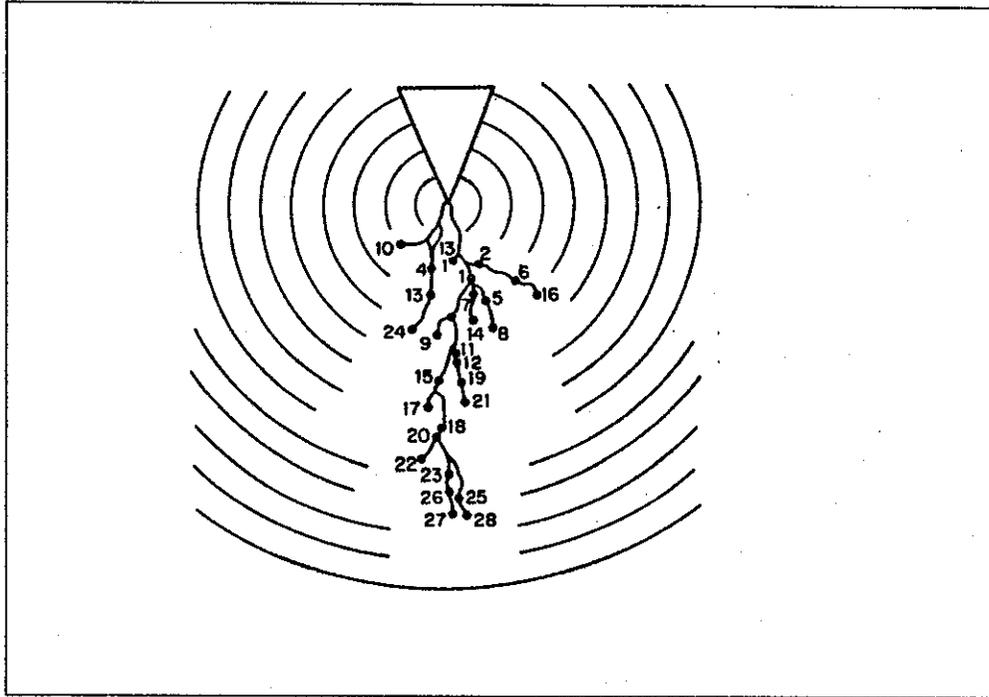
### **2.3.3 Descargas externas**

Son las que comúnmente se conocen con el nombre de "efecto corona" se puede decir que es un caso particular del fenómeno de las descargas parciales, este efecto se puede ver y oír con luminosidad y creptación respectivamente. Esto sucede por lo general en conductores desnudos y se produce cuando el gradiente de tensión en la superficie alcanza un valor que excede la rigidez dieléctrica del aire que lo rodea. El efecto corona, produce radiointerferencia en la gama de 5 a 10 MHz, con las consiguientes pérdidas de energía, el fenómeno de la radiointerferencia se atenúa rápidamente con la distancia, al grado que a más de 50 m de la fuente la atenuación es lo suficientemente grande para que la señal no afecten los radiorreceptores.

### **2.3.4 Arborescencia**

Se han realizado pruebas utilizando un aislamiento transparente y éstas han demostrado que la formación de canales potenciales de falla adopta la forma de un árbol como se muestra en la figura 9 con frecuencia estos árboles aparecen originados por las descargas en las cavidades.

Figura 9 Progreso de una arborescencia los puntos del 1 al 28 indican la extensión del crecimiento de la 1a, 2a a la 28ava descarga



La formación de la arborescencia es progresiva con el aumento del número de descargas. Y su origen se localiza en puntos donde existen cavidades o impurezas, como la humedad. Los posibles mecanismos de la producción inicial de una arborescencia son:

- a. Calentamientos localizados.
- b. Descomposición térmica.
- c. Daño mecánico debido a la compresión durante la instalación.
- d. Rompimiento de las moléculas por fatiga, provocados por el cambio de polaridad repetidos.

- e. Presencia de pequeños huecos o inclusiones.
- f. Desarrollo de electrones calientes.
- g. Inyección de electrones.

De estos, parece ser que la causa más razonable de la ionización, es la inyección de electrones. Para el polietileno de baja densidad se requieren los potenciales en punta de alrededor de 1.2 MV/mm (30 kV/mil). Después que el dieléctrico ha absorbido suficiente energía, tendrá un hueco en el que se presenta una descarga parcial, a partir del cual se propaga un canal y da lugar a un árbol. Si el hueco inicial permite la entrada de aire o agua, su crecimiento puede originarse en un ataque eléctrico o en un ataque químico (oxidante), después de la creación de un hueco o canal el crecimiento del árbol, debido a descargas parciales, constituye un proceso de erosión que se propaga a los puntos más agudos, esto es en los de la máxima tensión.

Los intentos para eliminar las ramificaciones eléctricas incluyen el reemplazo, por una pantalla extruída, de la pantalla formada por cintas conductoras enrolladas alrededor del conductor, eliminando así los extremos sueltos de las fibras, mismos que con frecuencia ejercen una fuerza que tiende a sacar las capas de aislamiento y actúan como puntas de aguja.

La pantalla extruída puede colocarse sobre el aislante mediante una capa de aditivo, que absorberá los

electrones inyectados antes de que reaccionen con el aislante.

También se han empleado, para minimizar las ramificaciones eléctricas, las resinas muy limpias, la eliminación de la contaminación llenando las cavidades en el dieléctrico con aceite o con SF<sub>6</sub> incorporados en el polímero de un líquido orgánico semiconductor que forma una cubierta semiconductora sobre todas las superficies libres e impide la formación de gradientes de potencial y las descargas.

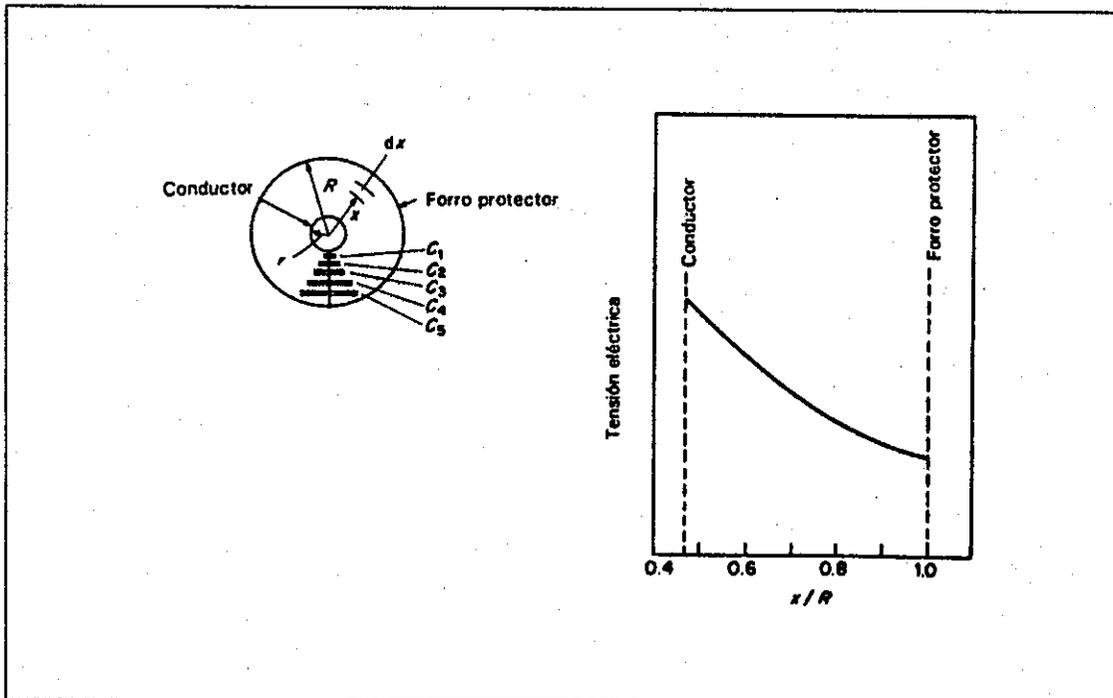
La presencia de un campo eléctrico aumenta la penetración de la humedad en los materiales orgánicos con resultados nocivos. La penetración de la humedad se puede evitar mediante una funda metálica que proporciona una barrera impermeable a la humedad; pero esta es una solución muy cara en los cables de potencia.

#### **2.4 Tensiones en cables**

Se ha detectado la existencia de tres tipos de tensiones en los cables de corriente alterna (CA) que son: de impulso, de corriente alterna y de origen de las descargas parciales. El impulso para rayo y el de aislamiento para impulso de interrupción superior a (1/50ms de la forma de la onda) y un corte (200/300m de forma de onda típica que son los valores que más se utilizan para caracterizar el aislamiento) a niveles de resistencia, son aspectos a considerar en los cables, el

siguiente desarrollo se aplica a la distribución de tensiones de "capacitancia determinada", es decir de CA., y de sobre voltaje, para la configuración concéntrica que se muestra en la figura 10.

Figura 10 Distribución de la tensión eléctrica, a lo largo del aislamiento de un cable de un solo núcleo, con la distribución de la tensión eléctrica radial uniforme



La tensión  $E(x)$  para una carga por metro de longitud  $Q$  en coulombs, a una distancia  $x$ , esta dada por:

$$E(x) = \frac{Q}{2\pi\epsilon x}$$

Dónde  $\epsilon = \epsilon_0 \epsilon_r$  es la permitividad dieléctrica del material aislante.

La diferencia de potencial  $V$  entre el conductor y la pantalla o funda del dieléctrico es:

$$V = \int E dx = \frac{Q (\ln R/r)}{2\pi \epsilon x}$$

y como la capacitancia  $C = Q/V$  resulta que la capacitancia en F/m es:

$$C = \frac{2\pi \epsilon}{\ln(R/r)} \quad \text{F/m}$$

Si ahora se obtiene la carga  $Q$  en función de la diferencia de potencial  $V$  y la expresión obtenida se sustituye en la ecuación que define  $E_x$ , resulta que:

$$E(x) = \frac{V}{x \ln(R/r)} \quad \text{V/m}$$

La tensión que alcanza un valor máximo en la superficie del conductor, también se ve incrementada por los efectos debidos al torcimiento del mismo, en cantidad que depende del diámetro de la torcedura, pero que solo alcanza un valor de 15 a 25%. Este incremento se elimina con el empleo de pantallas encintadas de papel metalizado y con cintas de papel carbón negro, en el caso de cables

extruidos, con una pantalla extruida de plástico semiconductor, (por ejemplo cargado de carbón).

El valor mínimo de  $E_r$  como se encuentra a partir del cálculo de:

$$\frac{\partial E}{\partial r} = 0$$

Lo cual sucede cuando:

$$\ln (R/r) = 0$$

Que se obtiene cuando  $R = 2.718 r$ ; Y entonces:

$$E_{min} = \frac{V}{r}$$

Según el comportamiento de  $V$  en  $x$ , se puede lograr una economía en los dieléctricos usando cintas más delgadas cerca del conductor y cintas de mayor grosor conforme aumenta el radio, acercándose al exterior de la protección.

La duración del sistema de aislamiento se ve afectado por los siguientes factores:

a) Temperatura la cual cambia propiedades dieléctricas en el material donde existe una corriente capacitiva que tiene un ángulo de fase en conducción menor de  $90^\circ$  con un ángulo  $\delta$  más pequeño. El factor de potencia esta dado por  $\cos(90-\delta)$  que equivale a  $\sin(\delta)$  que equivale a  $\text{Tang}(\delta)$ , se conoce como tangente de pérdidas. Cambia también las propiedades mecánicas y químicas.

b) Mecánica debido a la diferencia de expansiones entre el aislamiento de la funda que cubre y el conductor y por las fuerzas originadas por corrientes de corto circuito.

c) Presencia de descargas parciales.

d) Oxidación

e) Arborescencias.

El tiempo de duración de un cable a temperatura constante está gobernado por una ecuación empírica.

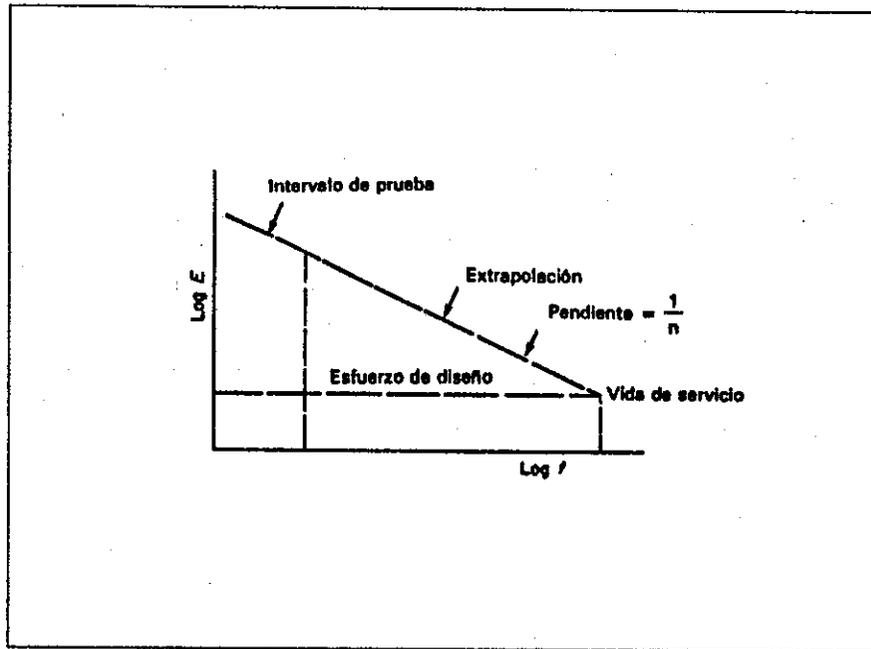
$$tE^n = \text{cte}$$

Siendo E el gradiente de tensión en el dieléctrico y n un exponente obtenido experimentalmente en cada caso.

El experimento consiste en aplicar una tensión constante y medir el tiempo de ruptura.

El tiempo de duración bajo condiciones de servicio que es de 30 años, se obtiene por extrapolación de la línea recta que resulta de graficar log "E" contra log "t" como se muestra en la figura 11.

Figura 11 Curva del tiempo de vida



Esta es la relación tradicional del tiempo de vida y en la practica, se puede interpretar el resultado de este modelo para la longitud total del cable.

### 3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CABLES SUBTERRÁNEOS

La transmisión de potencia eléctrica a través de líneas aéreas es un tema familiar para el ingeniero electricista, quien se encuentra familiarizado con los conceptos, sin embargo en líneas subterráneas el funcionamiento térmico que abarca la transferencia de calor en equipos complejos, representa un aspecto menos familiar, pero que se debe considerar.

#### 3.1 Resistencia efectiva

La resistencia en los conductores subterráneos aislados al igual que en los conductores desnudos es la causa principal de la pérdida de energía, pero deben considerarse tanto la resistencia eléctrica como las resistencias térmicas.

##### 3.1.1 Resistencia eléctrica

Es similar a la resistencia de cables desnudos, pero debe considerarse la manifestación del efecto superficial (existe mayor densidad de corriente cerca de la superficie exterior de un conductor, que cerca del centro, por lo que la resistencia efectiva del conductor es mayor para la corriente alterna que para la directa).

En la tabla I se presentan los coeficientes del efecto superficial y el efecto de proximidad para el cobre y el aluminio.

Tabla I. Valores de resistencia

Tamaño de conductor, AWG o kcmil	Resistencia de cd, $\Omega/1000 \text{ ft a } 25^\circ\text{C}^\dagger$		Multiplicador para la resistencia de ca			
			Cables de un solo conductor <sup>†</sup>		Cables con conductores múltiples <sup>††</sup>	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
8	0.6332	1.071	1.000	1.000	1.00	1.00
6	0.4110	0.6741	1.000	1.000	1.00	1.00
4	0.2581	0.4239	1.000	1.000	1.00	1.00
2	0.1626	0.2666	1.000	1.000	1.01	1.00
1	0.1289	0.2114	1.000	1.000	1.01	1.00
1/0	0.1022	0.1676	1.000	1.000	1.02	1.00
2/0	0.08105	0.1329	1.000	1.001	1.03	1.00
3/0	0.06429	0.1054	1.000	1.001	1.04	1.01
4/0	0.05098	0.08361	1.000	1.001	1.05	1.01
250	0.04315	0.07077	1.005	1.002	1.06	1.02
300	0.03595	0.05897	1.006	1.003	1.07	1.02
350	0.03082	0.05055	1.009	1.004	1.08	1.03
500	0.02157	0.03538	1.018	1.007	1.13	1.06
750	0.01438	0.02359	1.039	1.015	1.21	1.12
1000	0.01079	0.01796	1.067	1.026	1.30	1.19
1500	0.00719	0.01179	1.142	1.058	1.53	1.36
2000	0.00539	0.00885	1.233	1.100	1.82	1.56

FUENTE: Donald G Fink, Tomada del Manual de ingeniería eléctrica, página 102.

†Sólo incluye el efecto superficial (Úselo para cables en ductos separados).

†† Incluye el efecto superficial y el efecto de proximidad (úsese para conductores múltiples o cables en el mismo ducto).

### 3.1.2 Resistencias térmicas

La ecuación  $\theta = R_T q$ , relaciona el aumento de temperatura  $\theta$  ( $^{\circ}$  C) a través de una resistencia  $R_T$  ( $^{\circ}$ C/W), con una velocidad de flujo de calor  $q$  (W). Y es conocida como la ley "Térmica de Ohm".

$$R_T = g \cdot l / A$$

Para un sólido de sección recta constante  $A$  ( $m^2$ ), donde  $g$  es resistividad térmica ( $^{\circ}$ C-m/W) y  $l$ =longitud (m). En la tabla II se muestran los valores de la resistividad térmica ( $g$ ) para diversos materiales aislantes en la ingeniería de cables.

Tabla II Resistividades térmicas

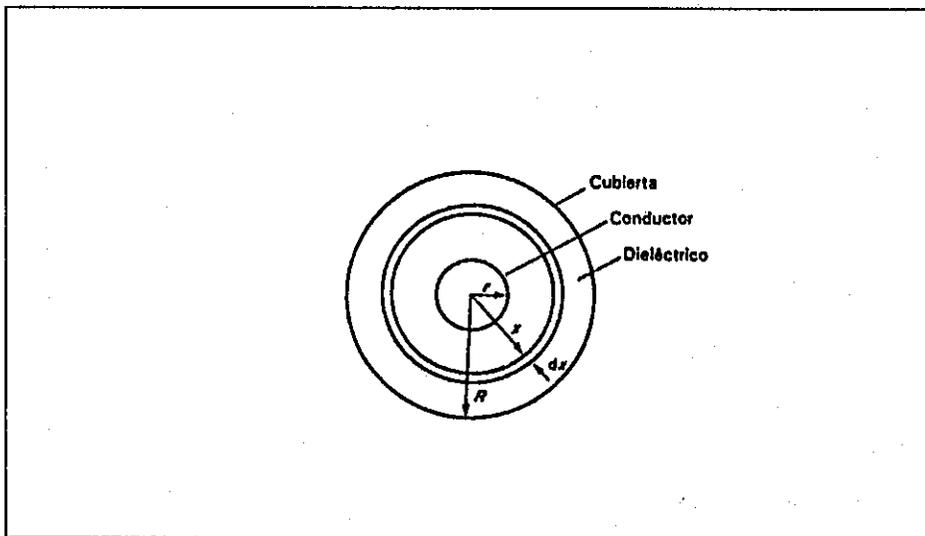
Material	Resistividad térmica $g$ $^{\circ}$ C-m/W
Aislamiento de papel en cables tipo sólido	6.0
Aislamiento de papel en cables llenos con aceite	5.0
Aislamiento de papel en cables con presión de gas externa	5.5
Polietileno	4.0
Cloruro de polivinilo	7.0
Compuesto de yute y materiales fibrosos	6.0

FUENTE: IEC informe Num. 287

### 3.1.2.1 Dieléctrico con un arreglo concéntrico de funda-conductor

La resistencia efectiva de un cable es la resistencia térmica para un cable de un sólo núcleo, con un arreglo concéntrico de funda conductor. En la figura 12 se representa un conductor aislado.

Figura 12 Resistencia térmica de un cable de núcleo simple



El conductor tiene un radio  $r$  y el diámetro exterior es  $R$ . La resistividad térmica del dieléctrico es  $gd$ , entonces a una distancia  $x$  del centro y considerando un espesor  $dx$  el diferencial de resistencia térmica  $dr$  es:

$g_a(dx/2\pi x)$  °C/W por metro de longitud

donde  $g_a$  es la resistividad térmica del dieléctrico, y la resistencia térmica total del conductor con respecto a la funda o a la pantalla, está dada por:

$$R \int_r^R g_a dx/2\pi x \text{ (}^\circ\text{C/w)} = (g_a/2\pi) / \ln(R/r) \text{ (}^\circ\text{C/W)} \quad (3-1)$$

Esta fórmula también se puede usar para la funda, la cama y la cubierta protectora.

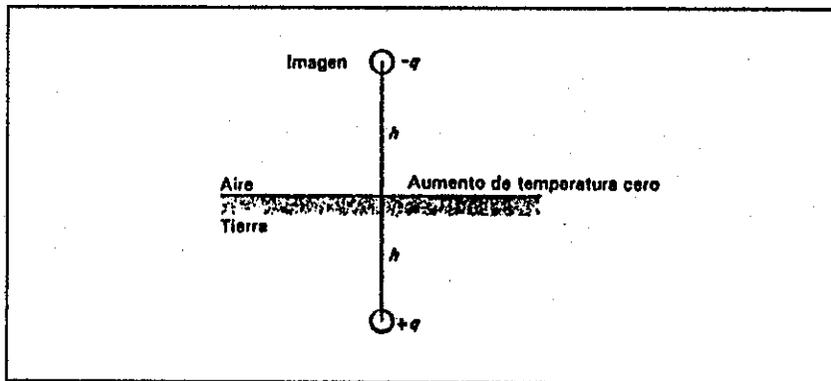
### **3.1.2.2 Resistencia térmica en los alrededores del cable**

Se supone que la superficie de la tierra es un plano isotérmico, la resistividad térmica ( $g$ ) del suelo varía en forma muy amplia conforme a la naturaleza del suelo (arcilla, arena etc.) y a su contenido de humedad. Los valores de  $g$  que se toman con más frecuencia son 1.2 °C-m/W y 0.90 °C-m/W. La política que se sigue para dar especificaciones de un cable, es la de realizar un estudio de la resistividad térmica de la ruta propuesta, esto dará relieve al punto de mayor valor de  $g$ , que es la cantidad que se debe de utilizar para calcular la clasificación de la corriente. Por el contrario, el valor medio de  $g$  es de poco uso, ya que es la sección más caliente del cable la que debe fallar, además, la conducción longitudinal es de cantidades muy pequeñas de

clasificación de la corriente. Por el contrario, el valor medio de  $g$  es de poco uso, ya que es la sección más caliente del cable la que debe fallar, además, la conducción longitudinal es de cantidades muy pequeñas de calor a partir de las secciones de más altas temperaturas.

Se puede encontrar la resistencia térmica externa o de un solo cable o tubo, si se considera la imagen de la línea fuente calor de la figura 13.

Figura 13 Método de las imágenes para determinar la resistencia térmica, debido al terreno que rodea un cable de radio  $r$ .



FUENTE: B. M. Weedy, *Líneas de Transmisión Subterránea*, página 102.

Si  $q$  watt es la pérdida total de un metro de cable,  $g$  la resistividad, la diferencia de temperatura entre la superficie externa del cable y la superficie de la tierra está dada por:

$$\Delta T = \frac{qg}{2\pi} \ln \frac{2h}{r} \quad (3-2)$$

Donde el valor de h es por lo general de un metro. Por lo tanto, la resistencia térmica externa está dada por:

$$\frac{\theta}{q} = \frac{g}{2\pi} \ln \frac{2h}{r} \quad ^\circ\text{C por metro de longitud (3-3)}$$

Se ha empezado el método de imágenes para diversas cargas semejantes a un grupo de cables similares, los cuales no se tocan entre sí, el aumento de temperatura de un cable que pertenezca a un grupo, está dado por su propio aumento independiente y el debido a cada uno de los otros cables. El método de las imágenes se puede aplicar a una fuente múltiple, en la que todos los elementos están sumergidos, pero se derivan grandes problemas de la reflexión de las imágenes, haciendo que estos requieran una gran cantidad de cálculos. En general, para varios cables colocados a diversas profundidades, la resistencia térmica efectiva de un cable de referencia (normalmente el más caliente, que resulta también el central), está dada por:

$$\frac{g}{2\pi} \ln \left[ \left( \frac{h}{r} + \frac{h}{r} - 1 \right)^{1/2} \left( \frac{d'_{ab}}{d_{ab}} \right) \left( \frac{d'_{ac}}{d_{ac}} \right) \left( \frac{d'_{ad}}{d_{ad}} \right) \right] \quad (3-4)$$

Donde  $d_{ab}$  = a la distancia del cable de referencia "a" al cable vecino "b" y  $d'_{ab}$  = a la distancia del cable "a" hasta la imagen "b", y así sucesivamente con respecto a los cables c, d.

Se puede evaluar la resistencia correspondiente en ductos de aire, para valores del diámetro equivalente de núcleos aislados que van de 75 a 125 mm, la resistencia térmica efectiva de la pantalla del cable a la pared del tubo, esta dada por:

$$\frac{100A}{1 + (B + C\theta_m) D_e} \quad \text{°C/W por cm} \quad (3-5)$$

En la tabla III se dan valores de A, B, C. Inicialmente se toma un valor supuesto para  $\theta_m$  y se sigue un proceso repetitivo, es una fórmula empírica que se deberá usar con precaución para dimensiones fuera del intervalo propuesto.

Tabla III Valores de A, B, C.

Instalación	A	B	C
En conduit metálico	5.2	1.4	0.011
En ducto de fibra de aire	5.2	0.83	0.006
En ducto de fibra en concreto	5.2	0.91	0.010
En ducto de asbesto cemento en aire	5.2	1.2	0.006
En ducto de asbesto cemento en concreto	5.2	1.1	0.011
Cable tipo tubo presión de aceite	0.26	0.0	0.0026

FUENTE: Valores tomados del informe Num. 287 del I.E.C

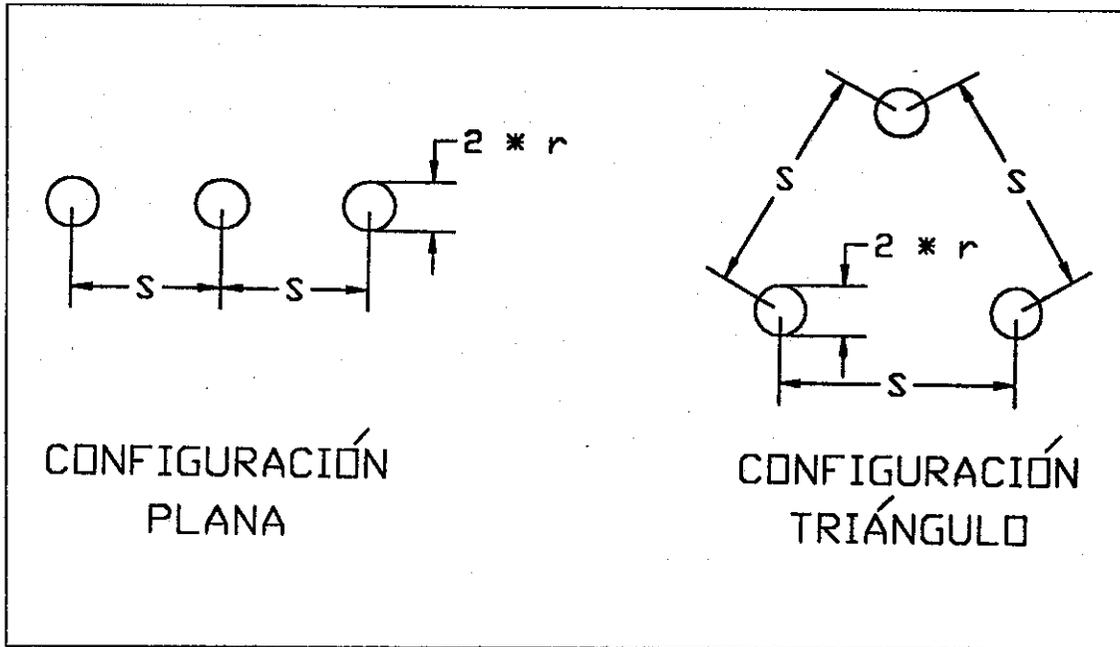
Se debe de tomar en cuenta en el proceso de la resistencia efectiva las características del terreno donde se trabaje. Por lo general, en muchos terrenos el flujo de calor afecta la resistividad térmica del suelo, debido a la evaporación de agua contenida en el suelo; lo cual genera una situación inestable, ya que la temperatura del suelo aumenta, por ende, la del conductor. Con esto, sube la resistencia eléctrica del conductor produciéndose más pérdidas de calor que afecta la resistividad térmica del suelo, y así sucesivamente.

### **3.2 Parámetros de capacitancia e inductancia para cables subterráneos**

Los parámetros capacitancia e inductancia para sistemas subterráneos son de fundamental importancia porque servirán para dimensionar la protección del sistema, y establecer la especificación de compra, no varían mucho de los aéreos. Dependen, fundamentalmente, del tipo de configuración que se utilice y el tipo de

aislamiento, para nuestros propósitos consideraremos únicamente la configuración triangular y plana que se muestran en la figura 14.

Figura 14 Configuraciones



Se utilizan las siguientes fórmulas:

Fórmula para la inductancia tomada de la revista **ABB Power Cables for high and extra-high voltages.**

$$L=0.05+0.2\ln(Ks/r) \quad \text{mH/km}$$

K= 1 formación triángulo

1.26 formación plana

s = distancia entre conductores al eje (mm)

r = radio del conductor (mm)

La fórmula para la reactancia inductiva es:

$$X = 2\pi f * L / 1000 \quad \text{ohm/km}$$

$$I_{\text{cap}} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} * 2\pi f c$$

Tabla IV Valores de inductancia

Inductancia de conductor simple en mH/km por fase				
Sección mm <sup>2</sup>	Clasificación de voltaje, kV			
	IEC 45	IEC 66	IEC --	IEC 110
185	0.41	0.44	0.46	0.48
240	0.39	0.41	0.44	0.45
300	0.38	0.40	0.42	0.42
400	0.36	0.39	0.41	0.41
500	0.35	0.37	0.39	0.39
630	0.34	0.35	0.37	0.37
800	0.33	0.34	0.35	0.37
1000	0.32	0.33	0.33	0.36
1200	0.31	0.32	0.32	0.35

FUENTE: de la revista **ABB Power Cables for high and extra-high voltages**

Fórmula para la capacitancia tomada de la revista **ABB**  
**Power Cables for high and extra-high voltages.**

$$C = \frac{\epsilon_r}{18 \ln(d_2/d_1)} \quad \mu\text{F/km} \quad (3-6)$$

$\epsilon_r$  = permitividad relativa del  
aislamiento

$d_2$  = Diámetro externo del aislamiento (mm)

$d_1$  = Diámetro del conductor incluyendo  
pantalla (mm)

$r$  = 2.3 XLPE  
3.3 Papel

Tabla V Valores de capacitancia

Capacitancia de conductor simple en $\mu\text{F}/\text{km}$ por fase				
Sección $\text{mm}^2$	Clasificación de Voltaje, kV			
	IEC 45	IEC 66	IEC 88	IEC 110
185	0.18	0.14	0.13	0.12
240	0.19	0.16	0.14	0.13
300	0.21	0.18	0.15	0.15
400	0.24	0.20	0.17	0.16
500	0.26	0.21	0.19	0.18
630	0.29	0.25	0.21	0.20
800	0.33	0.31	0.28	0.22
1000	0.35	0.34	0.31	0.24
1200	0.44	0.38	0.33	0.25

FUENTE: Tomada de la revista **ABB Power Cables for high and extra-high voltages**, página 30

### 3.3 Pérdidas eléctricas

La sección transversal de los cables debe ser seleccionada de acuerdo al requerimiento de potencia presente y futura así como de una evaluación técnico-económica que permita evaluar el valor presente de pérdidas totales y la inversión inicial del cable.

Las pérdidas con carga son, básicamente, pérdidas ohmicas  $I^2R$  que ocurren en el conductor, tomando en cuenta el efecto pelicular y de proximidad, esta resistencia depende de la temperatura. Para los cables de polietileno sólido extruido XLPE, pueden ser cargados continuamente a una temperatura de conductor de 85 °C, según las especificaciones AEIC, pero se debe de dejar un margen de seguridad que permita tener pérdidas bajas y evitar la posible inestabilidad térmica. Por ejemplo, podrían tomar  $T=65$  °C si no se dispone de un conocimiento completo de los parámetros térmicos de la tierra, para la ruta completa del cable.

Las pérdidas sin carga son básicamente pérdidas dieléctricas y son significativas únicamente para altos voltajes (mayores de 100kV). Gracias al pequeño ángulo de pérdidas los cables XLPE presentan menos pérdidas que los cables aislados en papel impregnado en aceite.

Para el cálculo de las pérdidas dieléctricas se utiliza la siguiente fórmula tomada de la revista **ABB Power Cables for high and extra-high voltages**.

$$W_d = \frac{V^2}{3} 2\pi f C * \tan\delta \quad W/km \quad (3-7)$$

Donde:

V = Voltaje nominal (kV)

f = Frecuencia (Hz)

C = Capacitancia ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )

$\tan\delta$  = Tangente de pérdidas =  $2 \cdot 10^{-4}$

Para valores mayores de 110 kV. La tabla VI muestra valores de pérdidas dieléctricas para tensiones superiores a 110 kV.

Tabla VI Valores de pérdidas dieléctricas

Perdidas dieléctricas en cables XLPE W/km				
Sección mm <sup>2</sup>	Clasificación de voltaje, kV			
	110	132	150	220
195	30	40		
240	35	40	50	
300	40	50	55	
400	45	55	60	
500	50	60	65	145
630	60	65	80	155
800	60	75	85	165
1000	65	80	90	175
1200	65	80	100	185

FUENTE: Tomada de la revista **ABB Power Cables for high and extra-high voltages**, página 31

### **3.3.1 Pérdidas en la armadura para cables de un solo núcleo**

Las pérdidas en la funda o blindaje, debidas a las corrientes de Eddy inducidas y de circulación (funda de circuito abierto), son el resultado del flujo en la circunferencia del conductor, y se pueden eliminar totalmente con los enlaces cruzados para el caso del polietileno extruido.

### **3.3.2 Pérdidas en el tubo**

Son las pérdidas que dependen de la corriente de Eddy, debidas a cancelación incompleta del campo magnético de los tres conductores, especialmente para cables llenados con fluido a presión.

## **3.4 Corriente de estado estacionario**

La evaluación en la temperatura se facilita usando un circuito térmico constante, que tomado en su totalidad sea equivalente, esto se muestra en la figura 14 para un cable de un sistema de un solo núcleo, enfriado en forma natural. Se observa que la pérdida en el dieléctrico es el punto medio de su resistencia térmica, esta es una aproximación. Si se desea una aproximación más exacta se deberá dividir aun más el dieléctrico. Es frecuente que la resistencia térmica de la funda sea despreciable, y

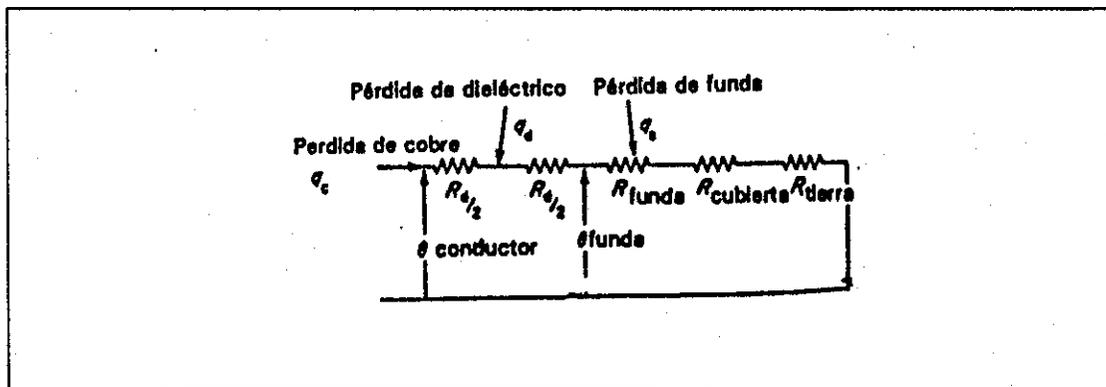
en este caso el aumento de la temperatura del conductor con respecto al ambiente  $\theta_c$ , esta dado por:

$$\theta_c = q_c (R_d + R_{Cub} + R_{Terr}) + q_d (0.5R_d + R_{Cub} + R_{Terr}) + q_s (R_{Cub} + R_{Terr}) \quad (3-8)$$

Donde  $\theta_c$  es la temperatura de operación del conductor, menos la temperatura ambiente, y  $q_c$  es  $I^2 R_{ac}$ , con lo que se obtiene la clasificación de la corriente I.

Es frecuente que la carga esperada en un circuito, sea de naturaleza cíclica al paso del tiempo. Si esto esta bien definido, se deberá utilizar un factor de pérdida de carga para modificar la corriente del conductor y por ende las pérdidas del conductor en la funda y la armadura. La pérdida del dieléctrico no resulta afectada. En la figura 15 se muestra una red térmica donde la pérdida en el dieléctrico es el punto medio de su resistencia térmica y la resistencia de la funda.

Figura 15 Red térmica que representa el cable más caliente en un sistema subterráneo



Un cable de carga total deberá tener un factor de carga de 100%, y un factor de pérdida de carga de 100% o en su defecto se deberá relacionar el factor de pérdida con el factor de carga mediante la relación:

$$\text{Factor de pérdida de carga} = 0.2(FC) + 0.8(FC)^2$$

Tomada del **Manual de Ingeniería Eléctrica** Fink, Donald y Wayne Beaty tomo II capítulo 18 página 122.

Con frecuencia se asume un factor de carga de 75% en circuitos de transmisión principal, por lo que resulta un factor de pérdidas de 57%.

El valor de la  $\tan\delta$ , y por lo tanto el de la pérdida dieléctrica, varia con la temperatura y se harán ajustes en los valores exactos de la temperatura, debido al cambio de la  $\tan\delta$  por lo general, la temperatura del conductor se especifica como un cálculo de estado estacionario; este ajuste no representa ningún problema, pero se deben mantener en mente las situaciones donde no se especifica dicha temperatura.

### **3.5 Operación transitoria**

La temperatura es el punto fundamental en la operación transitoria, por lo tanto se aplican los siguientes regímenes de calor momentáneo:

### **3.5.1 Corto circuito**

Es frecuente suponer que todo el calor desprendido se almacena en el conductor o en la funda, dependiendo de la naturaleza de la falla.

### **3.5.2 Carga cíclica**

En los cálculos se toma como base una curva de carga diaria idealizada con una corriente de carga total durante 8 horas y ausencia de carga de 16 horas. Con esto se tiene como resultado un aumento en la temperatura, comparado con la carga total permanente, la cual es factible de poner en practica si se usan los factores de clasificación cíclica (en la que un sistema no conduce una carga constante pues experimenta una corriente fluctuativa) combinados con los cálculos de estado estacionario.

### **3.5.3 Carga de emergencia por corto tiempo**

Tal vez se pueda sostener una sobrecarga durante varias horas sin alcanzar temperaturas excesivas, debido a la gran constante tiempo-térmica de los cables si están enfriados naturalmente. Puede ocurrir sobrecarga por los requerimientos de operación de un sistema, tales como la interrupción de servicio (en especial por mantenimiento), de un circuito que este en combinación paralela con el afectado.

### 3.6 Consideraciones de cables

Los sistemas subterráneos de uso frecuente que ya están completamente establecidos, se diseñan para eliminar los efectos de la descarga parcial (corona). Debido a su potencialidad, es de gran interés el aislamiento de polietileno extruido basado en enlaces cruzados, (XLPE) con el cual se ha puesto un límite a los problemas de pérdidas en la funda.

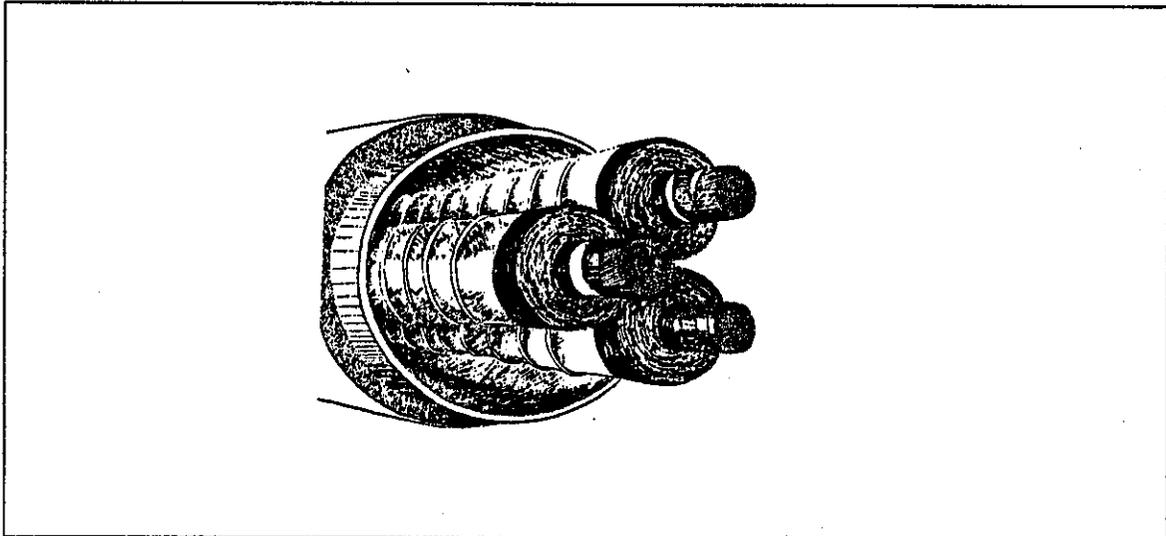
### 3.7 Tipos de cables subterráneos

Los cables para operación a voltajes de transmisión, son dispositivos de alto grado de miniaturización, en comparación con la mayoría de otros aparatos eléctricos. Los tamaños de los conductores y los espesores del aislamiento deben de mantenerse al mínimo congruente con la operación confiable, por razones de manufactura, embarque y restricciones de instalación, así como del costo. Por lo anterior, los esfuerzos dieléctricos de diseño tienden a ser altos e imponen la necesidad de un control escrupuloso de todos los aspectos de un proyecto, cualquiera que sea el sistema de cables que se seleccione. Todos los cables de transmisión deben de estar libres de ionización destructiva a los voltajes más altos que han de experimentar en servicio y es en gran parte la técnica que se utiliza para lograr la libertad de ionización; la que define las diferencias entre los tipos de sistema.

### 3.7.1 Sistema cargado con fluido a alta presión

El sistema de cable del tipo de tubo HPOF (por sus siglas en ingles High Presion Oil Full) comprende: un tubo de acero soldado y recubierto, por lo general protegido catódicamente (en el caso típico de 8"5/8 en los niveles de 138 a 345 kV) en el cual después de probarlo y hacer su secado al vacío, se introducen por tirado a tracción tres cables aislados con papel impregnado de aceite en forma masiva como se muestra en la figura 16.

Figura 16 cable blindado o de tipo de tubo



Fuente: Donald G Fink Manual de ingeniería eléctrica página 109

Este tipo de cable se embarca al sitio de la obra en carretes sellados, típicamente en longitudes de 1 1/2 millas o mayores. La capacidad de instalar el cable en tramos largos posteriormente a su colocación y aterramiento del tubo con relleno tiene una ventaja significativa, en la construcción en áreas urbanas

congestionadas. Después de empalmar, arreglar terminaciones y hacer la evacuación final, el sistema HPPF se carga con fluido dieléctrico de alta calidad y se presuriza al rededor de 200 lb/plg<sup>2</sup> para presumir la ionización y soporta hasta 11 kV/mm<sup>2</sup> para líneas subterráneas hasta de 345 kV. Se pueden formar pequeños huecos durante el manejo subsecuente a su fabricación, se reimpregnan durante este tratamiento final.

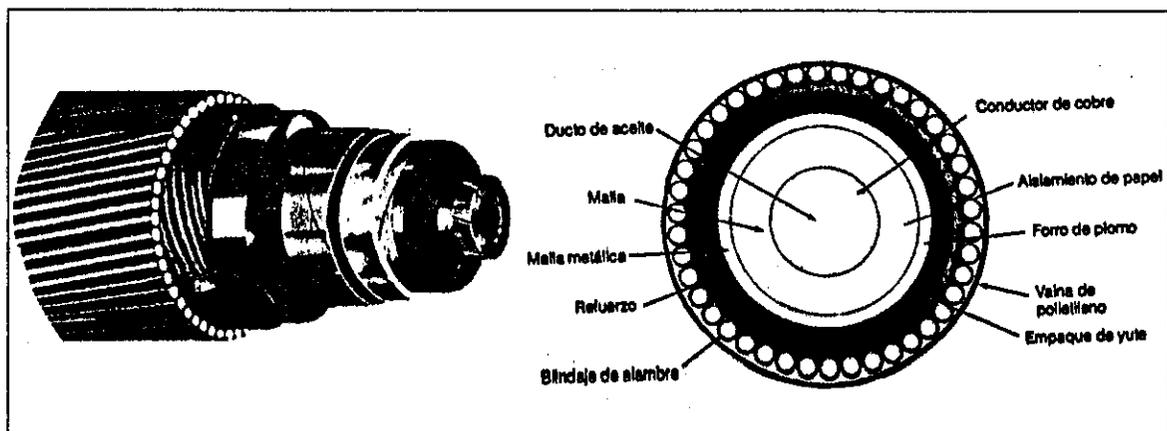
A causa de los grandes volúmenes de fluido dieléctrico que llevan estos sistemas (típicamente 2 gal/pie), se necesitan tanques grandes de almacenamiento (5% de volumen total), así como unidades para el control de presión con bombas y válvulas para aliviar la contracción y la dilatación. Las caídas de presión longitudinal son, por lo general, bajas, ya que los cables ocupan menos de la mitad del volumen del tubo. Esto da la ventaja importante de incorporar la capacidad para hacer circular el fluido; ya sea para bajar la temperatura en las partes calientes localizadas o para inducir enfriamiento forzado e incrementar la capacidad nominal de la línea.

### **3.7.2 Sistemas armados o autocontenidos cargados con líquido (LPOF)**

El sistema de cable SCLF (por sus siglas en inglés Low Presion Oil Full) que se desarrollo a mediados de la década de 1920, opera también bajo el modo libre de ionización en

virtud de su presurización. Un medio de llenado o de carga que es un líquido dieléctrico de baja viscosidad, se mantiene continuamente libre de gas y a presión positiva para evitar la ionización; esta operación comienza desde el tiempo de fabricación y se continua durante todas las fases de instalación, por medio de técnicas bastante estrictas. Los conductores de estos cables se forman en torones con núcleo hueco y este proporciona la trayectoria longitudinal de alimentación y mantiene internamente presurizado el cable recubierto en fabricación con metal de donde proviene el nombre de autocontenido o armado, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 17 Cable armado



Fuente: Donald G. Fink Manual de ingeniería eléctrica página 110

En este tipo de cable no se requiere mayor blindaje o tubo para resistir la presión. El diseño de conductor único, directamente encerrado en su envolvente permite tener espaciamiento entre los cables; tiene características significativas mejores para la disipación del calor que el

cable de tipo tubo HFFF con sus tres conductores alojados en un tubo común.

El núcleo hueco incrementa en forma directa el volumen de los materiales que se requieren para todos los componentes del cable que van sobre el conductor expandido (papel, líquido dieléctrico, cubierta de protección y chaqueta). El núcleo se conserva, por tanto, tan pequeño como sea posible, pero correspondiendo a la caída de presión hidráulica, la cual es inversamente proporcional a la cuarta potencia del diámetro del núcleo e influye en forma importante en el espaciamiento entre los lugares de alimentación.

Se mantienen presiones manométricas normales de 15 a 50 lb/plg<sup>2</sup> por medio de tanques de expansión de baja presión del tipo de fuelle distribuidos a lo largo de la ruta a separaciones que dependen del perfil, la resistencia hidráulica, la temperatura ambiente y las capacidades normal y transitoria. El diseño hidráulico de los cables SCLF tiene un efecto significativo en el costo del sistema, porque cada lugar intermedio de alimentación implica una junta en el sistema de cables, que por lo general incorpora aislamiento de las secciones de fluido (junta de detención).

Los diseños con forro de plomo o forro de aluminio (generalmente corrugados por flexibilidad) ofrecen la oportunidad de obtener ahorros significativos en el costo de accesorios por operar a una presión nominal mayor, lo cual permite incrementar la separación entre las estaciones

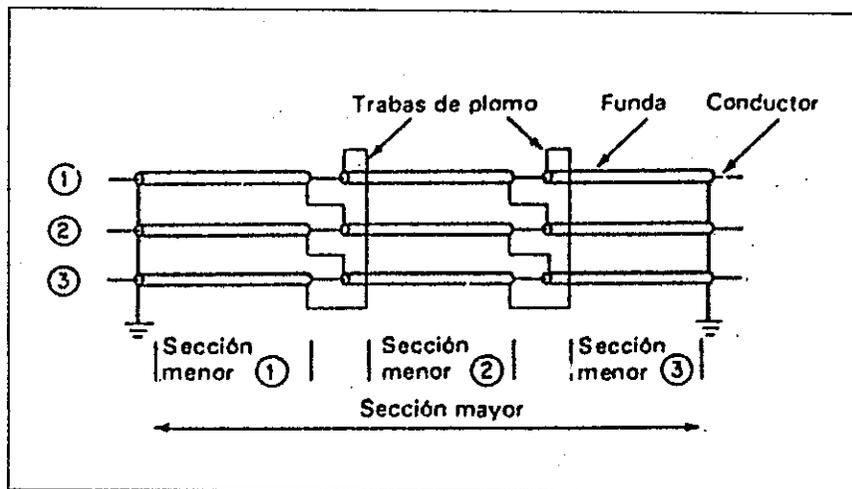
de presurización. Se han especificado presiones hasta de 300 lb/plg<sup>2</sup> para instalaciones en las que intervienen grandes diferencias de elevación. La confiabilidad de los sistemas SCLF depende en primer término de la integridad del forro o cubierta de protección, el cual requiere estar protegido contra la corrosión.

Generalmente se proporcionan chaquetas sintéticas que deben protegerse contra daños mecánicos. En el caso de la operación en circuito abierto o con cobertura cruzada (para reducir las pérdidas en el forro), la chaqueta se protege contra la perforación por sobrevoltaje transitorios utilizando disipadores de sobrevoltaje, los cuales complican aun más el diseño del sistema. Tratándose del diseño de conductor único, se puede emplear un cuarto conductor extra (o séptimo en el caso de los circuitos dobles) en casos especiales para reducir el tiempo de interrupción en caso de una falla.

Por lo general, en el ducto interno circula aceite refrigerante de baja presión, se emplea para líneas desde 115 kV hasta 275 kV. Existe la tendencia a normalizar la construcción segmentada de los conductores, se ha usado la construcción de 6 segmentos para reducir el efecto Piel. Las pantallas protectoras del núcleo y del conductor son de papel carbón y de cintas de papel aislante metalizadas. Las fundas de plomo reforzadas que se usaron en un principio en forma por demás amplia por las fundas de

aluminio reforzadas, la funda del conductor aislado secado al vacío se coloca bajo una ligera presión de aceite. La mayoría de los cables conductores sencillos funcionan con fundas totalmente aisladas en las que se utilizan puntos de enlaces cruzados o simples para minimizar las pérdidas en la funda como se muestra en la siguiente figura:

Figura 18 Enlaces cruzados

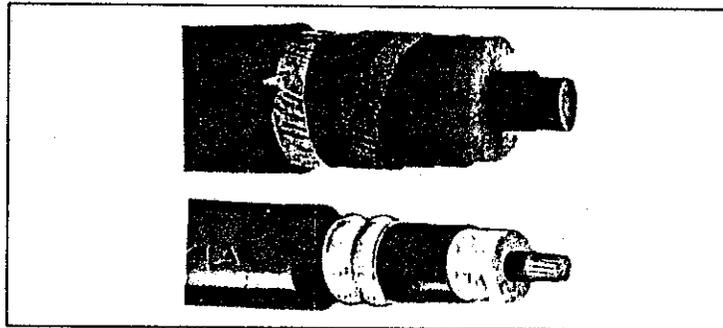


Las conexiones entre las secciones de la funda están hechas entre los enlaces forrados de plomo aislados con PVC y las cajas de empalmes en las cuales se encuentran también las cajas de resistores no lineales, que limitan a un valor seguro el sobrevoltaje excesivo para el aislamiento de la funda.

### 3.7.3 Cable con dieléctrico extruido

Estos sistemas de cables no requieren de equipo de presurización y son, en general, más fáciles de instalar que los cables que llevan papel impregnado. Se utilizan en ellos ya sea aislamiento de polietileno con eslabonamiento cruzado (XLPE), de polietileno de baja o alta densidad (PE), o de hule etileno propileno (EPR). Los cables XLPE y PE tienen pérdidas dieléctricas significativamente más bajas que el cable con papel impregnado, lo cual permite mayores ampacidades. La figura 18 muestra un cable con dieléctrico extruido.

Figura 19 Cable con dieléctrico extruido



Fuente: Donald G. Fink Manual de ingeniería eléctrica página 112

Los cables han entrado en una etapa de uso común en otros países en voltajes hasta de 138kV y hay algunas instalaciones de 161 y 230kV. En Francia se han operado longitudes significativas de cable PE con todo éxito durante más de 25 años y en los años ochenta se instalaron varios circuitos de 400 kV. En los primeros años de la década del 90, se tienen diseños en prototipo para 500 kV

en etapa de prueba. Los problemas de control de calidad que se tuvieron en los primeros años de los setenta, cuando se introdujeron por primera vez los cables con dieléctrico extruido en Estados Unidos retardaron la implantación plena de esta tecnología. A medida de la década de los 1980; sin embargo, los adelantos sustanciales logrados en materiales, manufactura y accesorios, así como el uso extenso de barreras completamente herméticas a la humedad, dieron paso a muchas instalaciones nuevas.

El cable con dieléctrico extruido es adecuado especialmente para aplicaciones tales como lugares urbanos con alta densidad de carga y poco espacio para líneas aéreas.

Entre el conductor y el aislamiento de XLPE existe una capa conductora de polímero la cual elimina el riesgo o peligro de las descargas eléctricas en la interfase entre el conductor y el aislamiento.

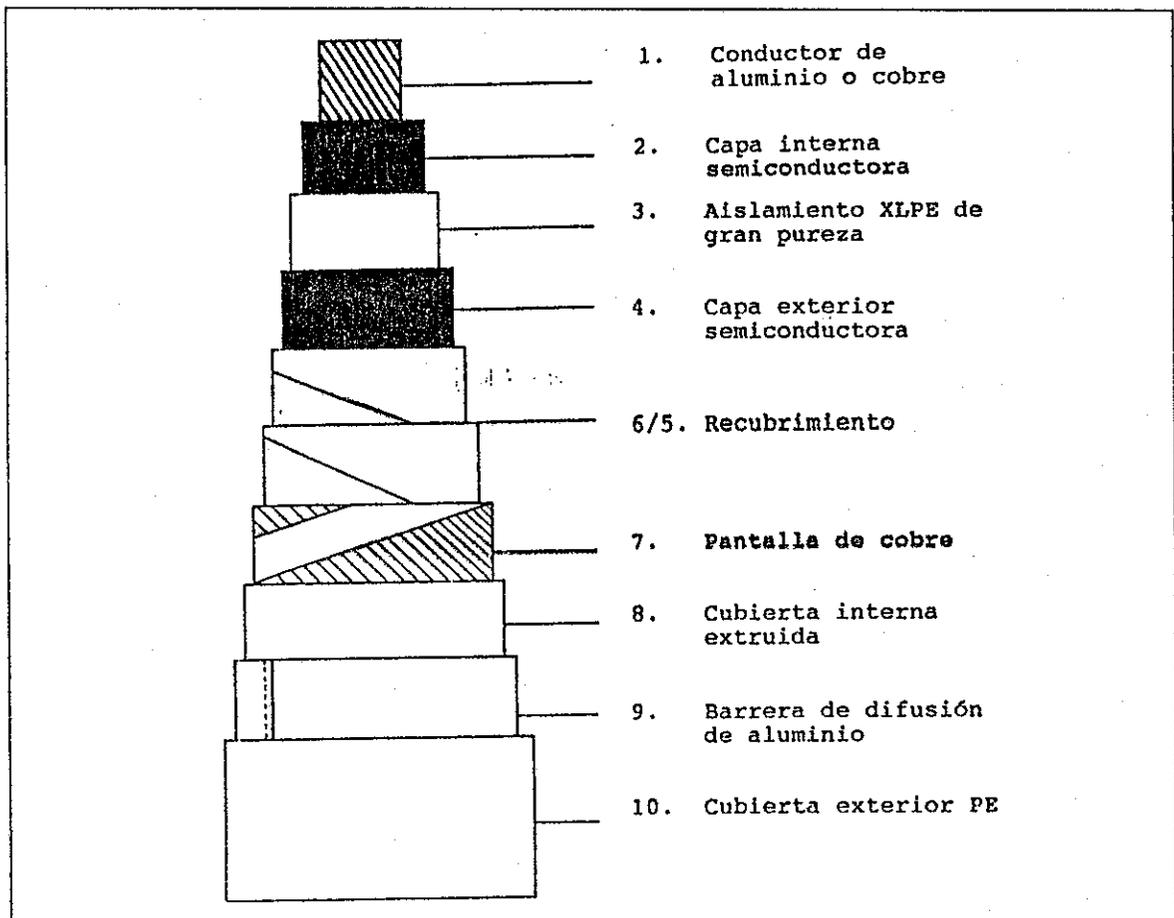
#### **3.7.3.1 Diseño básico**

Vale la pena mencionar que en la superficie de la capa interna conductora debe estar perfectamente lisa; si allí existe cualquier protuberancia, concentraciones en el campo eléctrico dan albercas (altos esfuerzos en el aislamiento XLPE), en la parte superior del aislamiento se coloca otra capa conductora con la misma función que la capa interna. Esta actúa como una capa igualadora entre el aislamiento y la pantalla metálica. Para asegurar la

perfecta adhesión entre el aislamiento y estos polímeros conductores las tres capas son extruidas en la misma operación, esto es conocido como triple extrusión. Una pantalla de alambre de cobre sigue cubierta con una funda externa de pvc.

El diseño básico ha sido debidamente probado en instalaciones submarinas; se tienen, sin embargo, dos variantes con impermeabilización, estas son: radial y longitudinal.

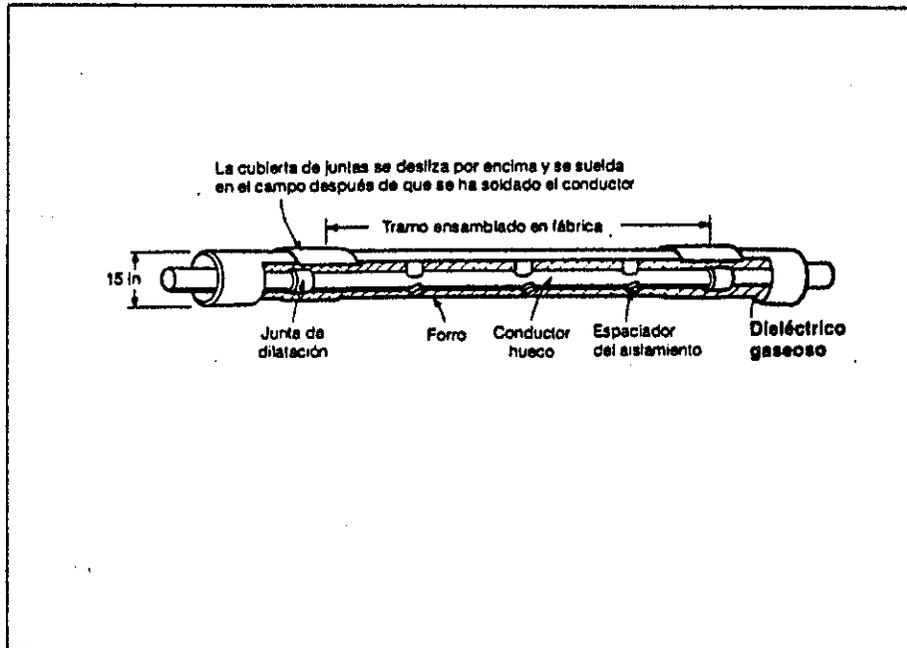
Figura 20 Sección longitudinal de un cable XLPE



### 3.7.4 Sistemas aislados con gas comprimido

Los sistemas con SF<sub>6</sub> gaseoso como aislamiento (figura 21) entre el conductor tubular coaxialmente espaciado y el forro, son sumamente atractivos a niveles de energía muy altos y voltajes extra altos. A la fecha, la experiencia esta limitada a longitudes menores de unos cuantos miles de pies, de las cuales existen muchas en operación a voltajes hasta de 345 kV. Hay dos instalaciones de 800 kV en operación en Sudamérica, dos de 500 kV en Norteamérica y una de 400 kV en Europa. Los diseños que hay a la fecha son rígidos, requieren una junta cada 13 a 18 metros y son de diámetro grande.

Figura 21 Cable aislado con gas comprimido



Fuente: Donald G Fink, Manual de ingeniería eléctrica, página 112

### 3.8 Importancia de su aislamiento

Los materiales aislantes que se emplean en los cables subterráneos son bastante numerosos, más si se tiene en cuenta que las instalaciones de este tipo se extienden desde la gama de bajas tensiones hasta muy altas tensiones, naturalmente cada tensión necesita el aislante que, por sus características eléctricas, mecánicas químicas y económicas, sea el más adecuado.

Entre los materiales aislantes empleados en los cables subterráneos tenemos; el papel impregnado en aceite, los aislantes secos (termoplásticos), aislantes especiales (silicona, teflon).

Debemos mencionar algunas definiciones importantes y relativas a los materiales aislantes como lo es la resistividad, constante dieléctrica, rigidez dieléctrica y factor de pérdidas.

#### 3.8.1. Resistividad

Para caracterizar a un aislante se da la resistencia específica o resistividad en ohmio por cm. a 20° C, determinada una vez ha transcurrido cierto tiempo, la resistividad de los materiales aislantes es muy elevada, del orden de las potencias de 10 y disminuye con la temperatura.

### 3.8.2. Constante dieléctrica

Es el cociente entre la constante dieléctrica absoluta  $\epsilon$ , de un cuerpo y la constante dieléctrica en el vacío  $\epsilon_0$  o sea que se trata de la relación:

$$\epsilon = \epsilon_a / \epsilon_0$$

Y representa, por lo tanto, el número de veces que un cuerpo es más aislante que el vacío. Depende esencialmente de la temperatura, del valor de la tensión y de la frecuencia, no obstante, las variaciones no suelen ser importantes, Especialmente con tensiones alternas. La constante dieléctrica de los materiales aislantes empleados en los cables subterráneos, está comprendida entre 2 y 10. Naturalmente, ningún cuerpo puede tener una constante dieléctrica menor que la unidad.

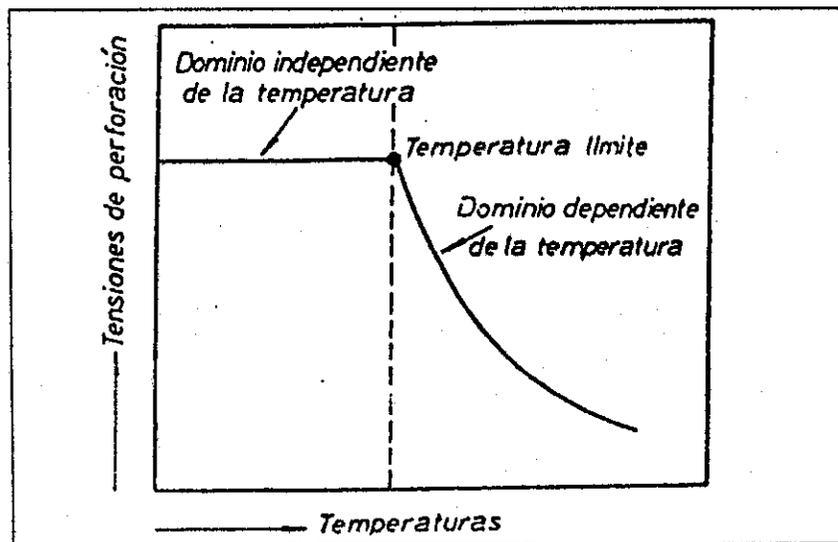
### 3.8.3. Rigidez dieléctrica

Es el cociente entre la tensión de perforación o tensión disruptiva  $U_d$ , y la distancia  $d$  entre las placas del aislante, o sea:

$$E = U_d / d$$

Se mide en kV/mm y se trata por lo tanto de una intensidad de campo eléctrico. Hasta cierta temperatura la rigidez dieléctrica es independiente de la temperatura y espesor del aislante; por encima de esta temperatura límite, está influye mucho en el valor de la rigidez dieléctrica que disminuye rápidamente si aumenta la temperatura. En general, esta temperatura límite esta comprendida entre  $-50$  y  $+50^{\circ}$  C, y su valor resulta de importancia esencial para la elección de un material aislante como se muestra en la figura 22

Figura 22 Curva de tensión de perforación de un dieléctrico en función de su temperatura.



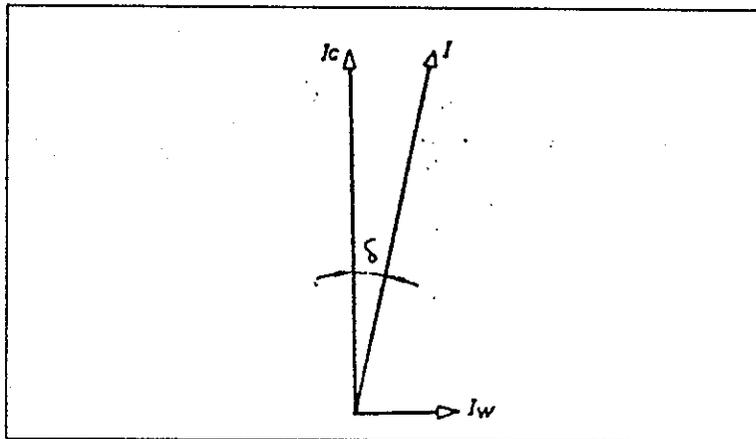
Se habla de perforación eléctrica de un aislante, cuando la descarga disruptiva se produce por debajo de la temperatura límite en cuyo caso, la perforación es debida

exclusivamente a la tensión aplicada. Cuando la perforación se produce por encima de la temperatura límite, se denomina perforación electromecánica, la cual se presenta cuando la tensión aplicada, para una temperatura inicial dada, es insuficiente para provocar la perforación inmediatamente, pero la promueve a causa del calentamiento interno debido a las pérdidas dieléctricas. Al crecer el espesor del aislante, se reduce el valor de la rigidez dieléctrica.

#### 3.8.4. Factor de pérdidas

En la corriente capacitiva de carga de un condensador, aparece siempre una componente activa  $I_w$  de pequeño valor, debida a la conductividad eléctrica del propio conductor. Esta corriente activa provoca calentamiento por efecto joule y por lo tanto, pérdidas de potencia a la relación entre la componente activa y reactiva como se muestra en la figura 23.

Figura 23 Factor de pérdidas



Se le denomina factor de pérdidas y el ángulo  $\delta$  se le llama ángulo de pérdidas y es expresado en Watt/km.

## 4 PROTECCIÓN ELÉCTRICA

### 4.1 Selección del esquema

Las líneas de transmisión subterráneas poseen ventajas y desventajas sobre las líneas de transmisión aéreas, entre las ventajas tenemos que las líneas subterráneas no están expuestas a algunos riesgos que provocan fallas tales como: descargas electroatmosféricas, efectos del viento, riesgos con las aves, vandalismo, choques de vehículos e inclusive aeroplanos. Entre las desventajas tenemos: dificultad en el mantenimiento y la localización de fallas.

Se hará referencia a la protección de la línea de transmisión subterránea y la selección del esquema de protección se basará principalmente en:

- a) El tipo de circuito que se protege es decir, si está constituido por una línea, doble circuito o dos líneas en paralelo, si tiene terminaciones múltiples en los puntos de llegada o salida.
- b) Función de la línea y su importancia, es decir su efecto en la continuidad del servicio, requerimientos reales y prácticos respecto al aislamiento de la falla con respecto al resto del sistema.

- c) Compatibilidad con el equipo y resto del esquema de protección del sistema.

A las tres consideraciones anteriores se deben agregar los aspectos de tipo económico y la experiencia que se tenga del sistema en cuanto a su operación. Existen diferentes esquemas y consideraciones para la protección de los mismos, razón por la cual no es posible dar reglas específicas para la línea de transmisión subterránea.

#### **4.2 Características de las fallas en las líneas subterráneas**

Al existir un problema en cables subterráneos de potencia éste, por lo general, es complejo y la falla dieléctrica en el aislamiento es permanente a diferencia con las líneas de transmisión aéreas en la cual las características dieléctricas del aire se restablecen tan pronto como la corriente de falla se suspende y el arco desaparece.

Las líneas eléctricas subterráneas pueden sufrir averías que entrañan su momentánea puesta fuera de servicio. En la mayoría de los casos, estas averías no pueden localizarse rápidamente al contrario de lo que sucede con las líneas aéreas. Generalmente, lo único que puede constatarse es que la línea no puede ponerse otra vez

bajo tensión, por lo tanto, es preciso investigar el emplazamiento del defecto. Los defectos que podrían dar lugar a una operación de recierre o fuera de servicio se pueden dividir en dos clases:

#### 4.2.1 Defectos de pleno cable

Puede proceder de una causa exterior que provoque la ruptura de la cubierta de plomo, entonces la humedad penetra en el cable por el sitio afectado y llega hasta las capas del aislante, al cabo del tiempo más o menos largo, el aislamiento disminuye y cuando resulta insuficiente, se produce un encebamiento entre la envoltura de plomo y uno o más conductores. Las causas que pueden provocar la ruptura de la cubierta de plomo pueden ser:

1. El rozamiento del cable sobre una parte dura (por ejemplo entrada en una tubería), que desgasta la cubierta exterior y la envoltura de plomo. El rozamiento puede estar provocado por vibraciones, como sucede en el caso de un cruce de cable bajo una vía férrea o una carretera.
2. La cristalización del plomo a consecuencia de vibraciones, por ejemplo: si la canalización atraviesa un puente, un viaducto.

3. La electrólisis del plomo producida por las corrientes que atraviesan la cubierta de plomo del cable. Se produce un desprendimiento del metal donde las corrientes parásitas abandonan la envoltura de plomo.

Por lo tanto, en todos estos casos tendremos defectos por puesta a tierra de uno o más conductores. Los defectos de pleno cable también pueden proceder de una causa interior, por una mala colocación, la cual, puede deformar el cable o provocar un principio de ruptura de los aislamientos lo que, a la larga puede ser una causa de defecto. Estos defectos generalmente se presentan bajo la forma de un cortocircuito entre conductores o entre conductores y plomo. Si la potencia desarrollada en el cortocircuito es de consideración podría dar lugar a la fusión del cable sobre cierta longitud.

#### **4.2.2. Los defectos en los elementos de instalación**

Constituyen la gran mayoría de las averías de las canalizaciones subterráneas. Se pueden presentar bajo diversas formas:

#### 4.2.3. Cortocircuito entre conductores

Puede existir un corto circuito entre conductores con o sin puesta a tierra, ruptura de continuidad, y cortocircuito intermitente. Algunos de estos defectos se manifiestan únicamente por encima de un cierto valor de tensión; para una tensión inferior a esta tensión crítica, la canalización presenta la característica de un cable sano. Generalmente, este defecto procede de una bolsa de aire que puede existir entre dos empalmes debido a la ionización del aire ocluido.

Al existir una desconexión del interruptor del cable subterráneo, para establecer si se trata de un defecto o de una sobrecarga momentánea se puede proceder de la siguiente forma:

Se debe de actuar rápidamente, aislando el cable de todos los puestos que alimentan y se intenta una puesta bajo tensión, después de haber puesto al mínimo el ajuste de los relés de protección del interruptor en la subestación. Si se produce una nueva desconexión es que se trata de un defecto, este procedimiento no es admisible en todos los casos, ya que presupone el desajuste en los relés de protección. Cuando se ha detectado un defecto debe de aislarse el cable de cualquier alimentación y consignarse; antes de tocar los conductores de un cable fuera de tensión, hay que poner a tierra los conductores,

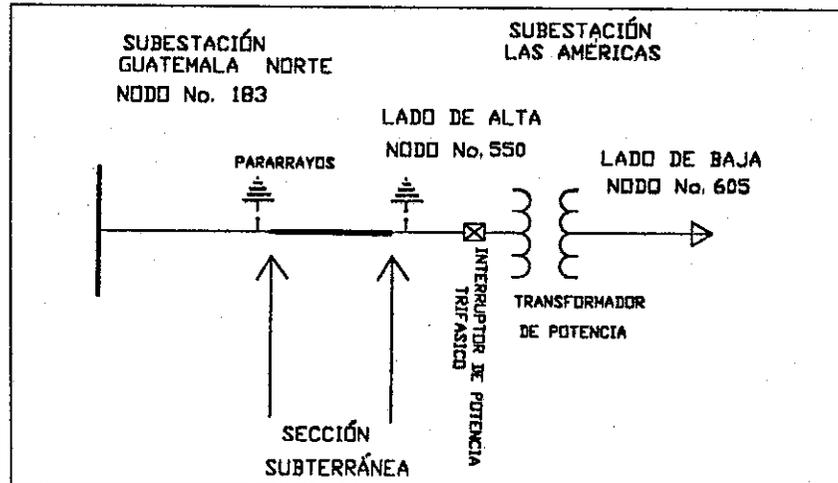
sucesivamente y varias veces; con esta operación se descargarán los conductores, que en un cable son comparados con la armadura de un condensador.

#### **4.3 Protección del sistema radial**

La configuración radial es la más simple y usualmente la opción de menor costo. Los circuitos radiales son alimentados únicamente por un extremo sin interconexión alguna con el otro extremo. Para el sistema típico debe de existir una bajada subterránea, en la cual desciende el cable que va a servir de alimentación del circuito y de acuerdo al esquema propuesto se debe de dimensionar pararrayos para sobrevoltaje y reveladores de distancia y sobrecorriente.

Para nuestra aplicación, considerando la derivación en 69 kV para una nueva subestación de potencia definida considerando un proyecto propuesto para Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. que consiste en: la construcción de una subestación de 69/13.8 kV con una capacidad de 28 MVA, la cual será alimentada por una línea subterránea de 69 kV. El diagrama unifilar se muestra en la figura 24

Figura 24 Diagrama unifilar simplificado.



Consideremos la bajada de la línea de 69 kV, su protección por sobrevoltaje, sobrecorriente, así como su protección de distancia.

#### 4.3.1 Bajada de 69 kV.

El método básico es de tener una bajada de 69 kV, a través de un poste Petit-Jean autosoportado, para poder bajar los cables por el interior del poste, sacando una derivación por cada fase. La derivación por fase comprende:

- conector
- cable desnudo aéreo que conecta al conductor de fase subterráneo.

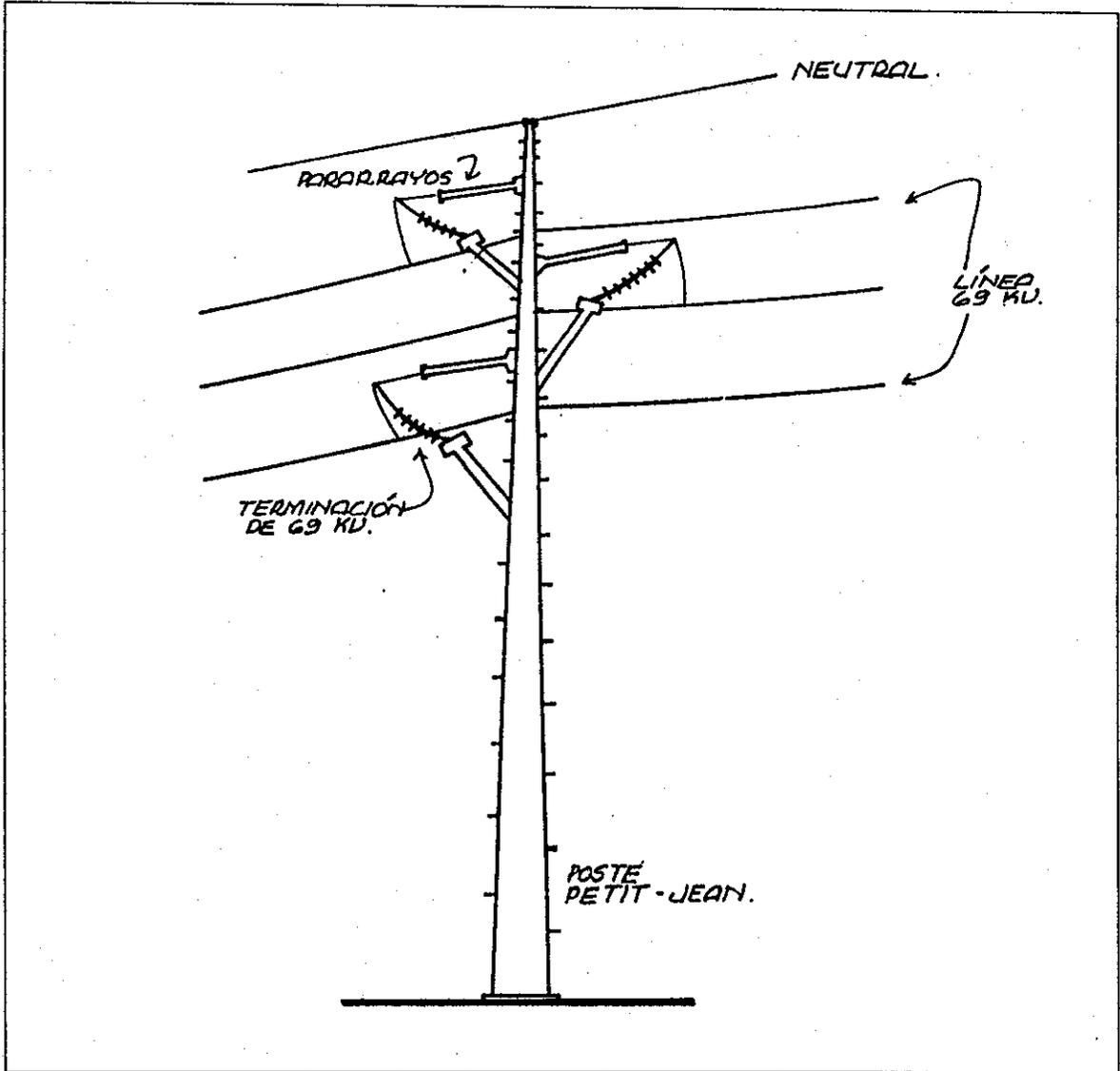
- interfase con el cable aislado (mufa)
- conductor aislado para línea subterránea.
- Poste autoportado.
- Pararrayos.

#### **4.3.2 Protección por sobrevoltaje**

Las consideraciones mayores son las de proteger la línea y el equipo de sobrevoltajes transitorios iniciados sobre lo alto del circuito; especialmente, aquellos ocasionados por relámpagos y rayos que caen sobre la parte aérea del sistema de transmisión.

El método básico de protección por sobrevoltaje es colocar en cada fase un pararrayos: entrando al sistema del cable y utilizando la altura apropiada. Este método, generalmente, provee la protección adecuada para sobrevoltajes para un sistema radial y se muestra en la siguiente figura.

Figura 25 Bajada de 69 kV



El método para seleccionar y clasificar el pararrayos para la línea subterránea de 69 kV es el siguiente: se debe tomar en cuenta el margen de protección para cubrir cualquier incremento en el voltaje residual, y con esto

evitar operaciones innecesarias y que proteja adecuadamente el equipo, por lo que la exactitud es importante.

#### 4.3.2.1 Pararrayos

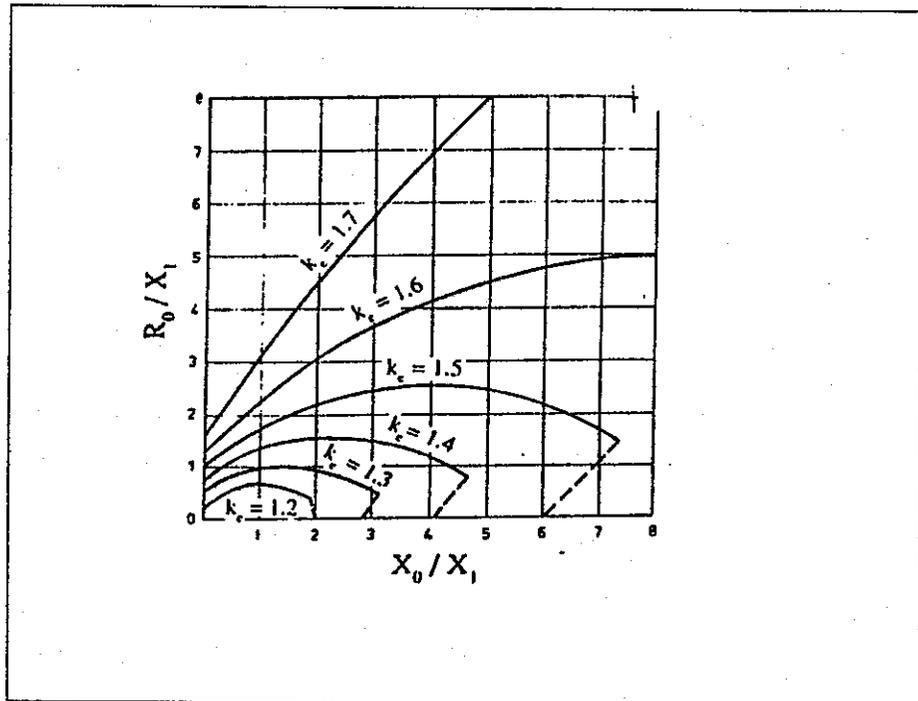
Para seleccionar la tensión nominal del pararrayos uno de los aspectos por considerar es el de las sobretensiones por fallas en el sistema. La más importante falla es la de fase a tierra que es la que produce las sobretensiones, a frecuencia nominal, de mayor magnitud. La magnitud de estas sobretensiones depende de las características del sistema y especialmente de la forma en que están conectados los neutros de los transformadores. Los dos parámetros principales que definen la magnitud de las sobretensiones son las relaciones:

$$X_0/X_1 \quad \text{y} \quad R_0/R_1$$

donde  $X_1$  y  $X_0$  son respectivamente las reactancias de secuencia positiva y cero.

En la gráfica de la figura 26 se muestra la magnitud de las impedancias y para valores dados de  $R_1$  y  $R_2$ , en por ciento antes de ocurrir la falla, en función de las estas relaciones son las que determinan el valor de la constante  $K$  para la tensión nominal por seleccionar y a partir de la cual se especifican los pararrayos adecuados.

Figura 26 Curvas de relación de impedancias para una falla entre fase y tierra (IEC).



Fuente: José Raúl Martín Diseño de subestaciones eléctricas, página 245

Las normas ANSI recomiendan el 83%, una consideración importante en la selección es que al utilizar una tensión inferior al 80%. Este será más barato pero va a operar con mayor frecuencia, exponiéndose a una mayor posibilidad de falla. La tensión nominal o sea la designación del pararrayos convencional, usualmente se calcula en la forma aproximada por la relación

$$V_n = K * V$$

Donde

$V_n$  = Tensión nominal en voltios del pararrayos

$V$  = Tensión nominal del sistema

$K$  = Factor de aterramiento del sistema cuya magnitud depende de las impedancias del sistema (ver figura 5.3).

Para la tensión de 69kV tenemos:

$$V_n = 69 \text{ kV} * 0.83$$

$$V_n = 55.2$$

De un catálogo de fabricante obtenemos las especificaciones que requerimos para el pararrayos:

Características eléctricas del pararrayos

- Voltaje nominal 69kV
- Voltaje máximo 72.5 kV
- Voltaje máximo de operación continua 42 kV
- Voltaje máximo de descarga con una onda de corriente de
- 8x20 microsegundos a 10kA 144kV rms
- Capacidad de absorción de energía kJ/kV 8.9
- Nivel máximo de protección contra ondas por maniobras 112 kV
- Clase Riser Pole
- Terminales para conexión Universal Nema 4
- Distancia de fuga kV/Cm 4.

La condición de operación del pararrayos será a una altitud de 1,000 mts. sobre el nivel del mar, con una humedad relativa de 100% a una temperatura entre 0 y 40

grados centígrados, coeficiente sísmico de 0.2G, velocidad del viento de 37 km/h y para ser instalado en intemperie con clima tropical

#### 4.3.3 Protección por sobrecorriente

Es la más sencilla y la más barata se utiliza en instalaciones con diagramas unifilares sencillos, se emplean dos relevadores de fase y uno de tierra. Se usa con protección de distancia para la falla a tierra, si la protección es de tipo instantaneo, se usan relevadores del tipo bisagra o émbolo y si se usa retardo en el tiempo se usan del tipo disco. Esta protección actúa cuando la corriente alcanza valores superiores al valor nominal de la instalación, el sistema debe ser lo suficientemente sensitivo, de manera que pueda realizar sus funciones y debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe de ser el que "libere" o interrumpa.

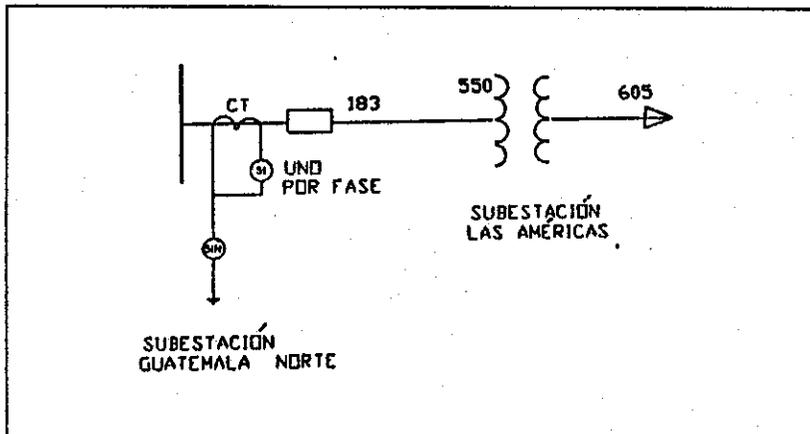
Cada conductor no puesto a tierra deberá tener su protección de sobrecorriente mediante un relevador de sobrecorriente y transformador de corriente. Los interruptores de circuitos subterráneos deberán ser trifásicos para evitar problemas de ferroresonancia y tener sus relevadores de sobrecorriente operados uno por cada fase.

sus relevadores de sobrecorriente operados uno por cada fase.

#### 4.3.3.1 Relevador de sobrecorriente

Para este caso necesitamos conocer la corriente de carga máxima para determinar si la corriente de disparo del relé es mayor que la corriente de carga máxima siendo suficientemente alta para evitar que opere incorrectamente el relevador. Este criterio es para prevenir la posibilidad de operación en condiciones normales, considerando el caso práctico de la subestación las Américas, debemos de obtener su corriente de corto circuito en el punto de la derivación. Para este cálculo preparamos un diagrama de reactancias a partir del diagrama unifilar del sistema interconectado en la parte de la derivación, así como en la barra de la derivación a la nueva subestación como se muestra en la figura 27.

Figura 27 Diagrama unifilar de la derivación de la línea subterránea a la subestación.



las Américas, así como los existentes de la barra de la subestación Guatemala Norte a la derivación de las Américas, para poder aplicar el modelo de corto circuito de la CFE (Comisión Federal de Electricidad) versión 1.1. La longitud de la línea subterránea será aproximadamente de un kilómetro y para un conductor de 500 mcm. su impedancia en  $\Omega/1000$ pies es la siguiente:

-Impedancia de secuencia positiva =  $0.035 + j0.079 \Omega/1000$ pies

-Impedancia de secuencia negativa =  $0.035 + j0.079 \Omega/1000$ pies

-Impedancia de secuencia cero =  $0.035 + j0.079 \Omega/1000$ pies

Considerando un kilómetro de línea tiene los siguientes valores para las impedancias:

-Impedancia de secuencia positiva =  $0.1148 + j0.259 \Omega/Km$

-Impedancia de secuencia negativa =  $0.1148 + j0.259 \Omega/Km$

-Impedancia de secuencia cero =  $0.9220 + j0.528 \Omega/Km$

Calculamos los valores por unidad para lo cual tomamos como base:

Voltaje = 69kV

Potencia = 100MVA

Por lo tanto la impedancia base será:

$$Z_{base} = \frac{69000^2}{100,000,000} = 47.61$$

La impedancia por unidad será:

$$Z_{pu} = \frac{Z_{línea}}{Z_{base}}$$

$$Z_{pu} \text{ secuencia positiva} = 0.002411 + j0.00544 \text{ pu}$$

$$Z_{pu} \text{ secuencia negativa} = 0.002411 + j0.00544 \text{ pu}$$

$$Z_{pu} \text{ secuencia cero} = 0.019365 + j0.01109 \text{ pu}$$

Aplicamos el programa de corto circuito de la CFE considerando un transformador de 28 MVA, el cual nos da como resultado las impedancias de Thevenin y los valores de corriente de corto circuito en los puntos indicados en la figura 26.

$$I_{cc} \text{ en la derivación} = 1.777 \text{ pu}$$

$I_{cc}$  en la derivación = 1.777 pu

$I_{cc}$  en la barra de alta del transformador = 0.974 pu

Trasladamos la corriente de valores por unidad a amperios, para lo cual la corriente base es:

$$I_{base} = \frac{100,000,000}{69,000 \sqrt{3}} = 837.73 \text{ Amperios}$$

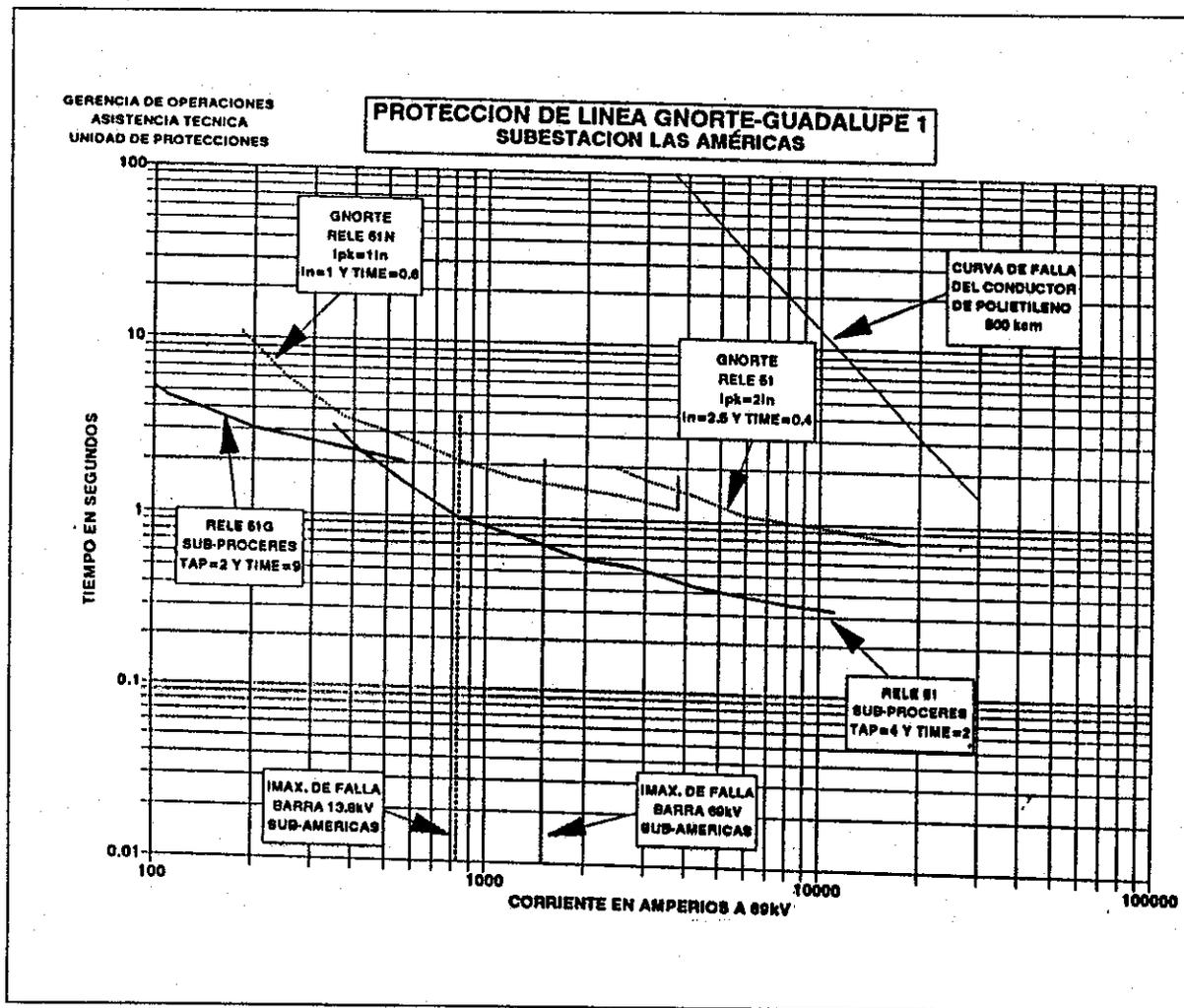
Por lo tanto tenemos que la corriente en los puntos indicados en amperios es la siguiente:

$I_{cc}$  en la derivación = 1,489.00 Amperios

$I_{cc}$  en la barra del transformador = 816.00 Amperios

Estos valores de corriente de corto circuito se grafican en la curva de coordinación de la figura 28 en las que se representan la condiciones de falla máxima en la derivación de 69 kV y falla máxima en la barra de 13.8 kV de la subestación. Se puede observar que la curva de daño del conductor está protegida por el relé de sobrecorriente al quedar por debajo de dicha curva.

Figura 28 Coordinación de protección



#### 4.3.4 Protección de distancia

Esta protección se usa como primaria en transmisión, los relevadores son preferibles a los de sobrecorriente porque no les afectan los cambios en la magnitud de la corriente. Su selectividad se basa más en la impedancia que en la corriente. Para este caso se utiliza una protección de distancia trifásica Raza de diseño estático

de tipo conmutativo, en las redes con neutro aislado o puesto a tierra. La protección funciona para cortos circuitos y fallas a tierra dobles y simples, el tiempo de operación más corto de la protección es de 20 ms.

La protección tiene tres escalones de medida de impedancia direccionales y un cuarto escalón que sigue el ajuste de los reles de arranque. Para el caso de la aplicación, la línea subterránea se derivará de la subestación Guadalupe por lo que se tiene los siguientes valores de la impedancia calculados en el inciso anterior.

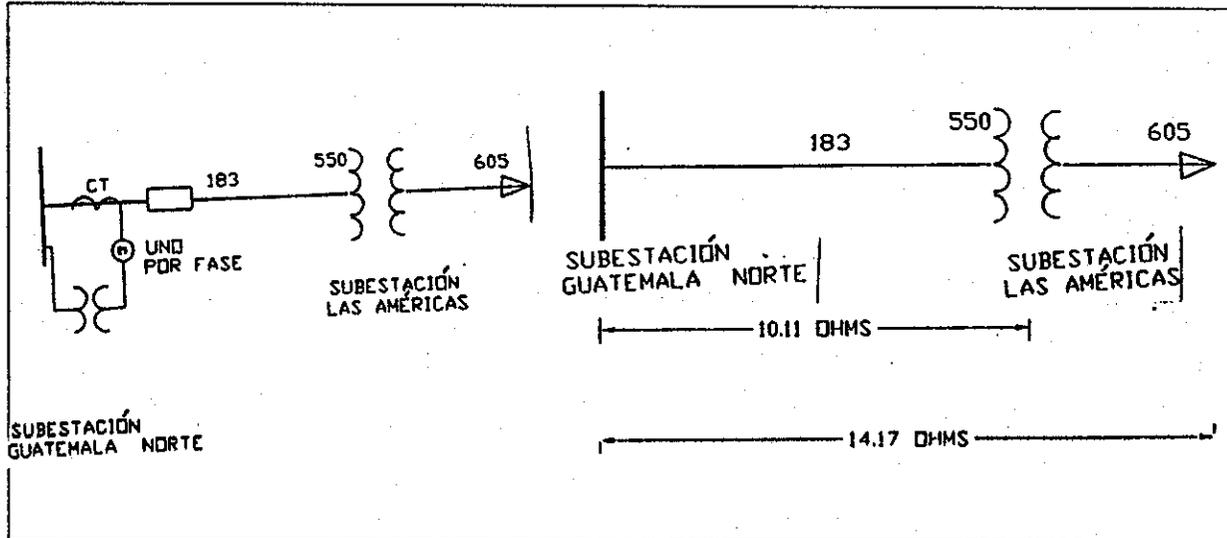
$$Z_{pu} \text{ secuencia positiva} = 0.002411 + j0.00544 \text{ pu}$$

$$Z_{pu} \text{ secuencia negativa} = 0.002411 + j0.00544 \text{ pu}$$

$$Z_{pu} \text{ secuencia cero} = 0.019365 + j0.01109 \text{ pu}$$

Con los que calculamos el alcance en porcentaje de la primer zona en la línea de transmisión de la derivación que es la línea Guate-norte Guadalupe del esquema de la figura 29.

Figura 29 Alcances de la protección de distancia



Los valores de impedancia para la línea Guate-Norte Guadalupe desde la barra de la subestación Guatemala Norte hasta la derivación de la subestación Guadalupe son:

$$\text{Impedancia de secuencia positiva} = 0.0768 + j0.1916$$

$$\text{Impedancia de secuencia Cero} = 0.1512 + j 0.7302$$

A la impedancia de la línea de la subestación Guatemala Norte a la derivación Guadalupe, le agregamos las impedancias de la línea subterránea para tener el valor desde la derivación subterránea hasta la nueva subestación Américas de donde la impedancia del tramo subterráneo es:

$$\text{Impedancia de secuencia positiva} = 0.002411 + j 0.00544$$

$$\text{Impedancia de secuencia Cero} = 0.01936 + j 0.0111$$

por lo que la impedancia de la línea Guatemala Norte a la derivación Américas es:

Impedancia de secuencia positiva =  $0.0792 + j 0.197$

Impedancia de secuencia Cero =  $0.1705 + j 0.7413$

Lo cual nos da una impedancia en Ohms de 10.11 con un ángulo de 68.1 grados.

Los alcances actuales son los siguientes

Primera zona 14.17

Segunda zona 22.15

Tercera zona 26.56

Los alcances de la subestación Américas quedan de la siguiente manera:

Primera zona 18.28%

Segunda zona 54.17%

Tercera zona 74.11%

Por lo que para la nueva impedancia de 10.11 ohm de la subestación Guatemala-Norte hasta la subestación las Américas considerando la línea subterránea su protección queda cubierta en la primera zona, puesto que la impedancia es menor a la fijada en el relevador de distancia.

Por lo tanto, esta línea con su protección actual cubre totalmente la línea subterránea en su primera zona.

#### **4.3.5. Protección del equipo**

Debe existir un sistema de tierras al cual se conectaran todos los elementos de la red subterránea, para evitar daños. Se debe tener accesibles los planos actualizados de la instalación en los cuales se indique la localización precisa en el terreno de la instalación subterránea y las características generales de la misma para poder realizar los mantenimientos que se requieran, pues un mal funcionamiento podrían repercutir en la operación del sistema eléctrico.

## 5 CONSIDERACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS

Es necesario conocer la solución menos costosa para un proyecto de transmisión, aunque los aspectos técnicos constituyan la mayor parte de temas, en los circuitos subterráneos con sus altos costos inherentes en comparación con los circuitos elevados equivalentes, la solución económica parece estar alejada, pero teniendo en consideración aspectos de espacio y medio ambiente, la opción subterránea se torna atractiva.

Las expresiones que dan las condiciones para establecer los costos de líneas y cables son un mínimo que fue obtenido por Kelvin, desafortunadamente estas expresiones no son aplicables a los cables subterráneos, donde la corriente está limitada en forma severa por las restricciones térmicas. Un método consiste en evaluar el costo de un proyecto en términos del costo por MW/año de la energía transmitida por km, a esto se hace referencia como el costo unitario, utilizando el costo del capital más la capitalización de las pérdidas a su valor actual sobre el tiempo de vida especificado para la instalación, o conversión del pago del capital a un pago anual, más el costo anual de las pérdidas.

## 5.1 Diseño

Se debe de considerar como aspecto importante en el diseño la selección de voltaje (que para nuestro caso el voltaje nominal es de 69 kV y un máximo de 72 kV) las cargas individuales, la carga total, la densidad de carga y la naturaleza de las mismas, el área a cubrir y el tipo del sistema. Es importante estimar cuidadosamente la cantidad de carga que debe de llevar el circuito, tomando en cuenta los futuros crecimientos de la densidad de carga, para poder abastecer la demanda del sector a corto y mediano plazo. El área a cubrir por el nuevo circuito se debe de calcular con base a una evaluación económica pues se debe de considerar la cantidad de cable requerido, se deberá tener en cuenta que el área de un circuito es inversamente proporcional a la densidad de carga.

Debido a los constantes requerimientos de demanda en puntos especiales de la ciudad capital la alimentación en 69 kV se ve cada vez más solicitada implicando con esto la integración del sistema de transmisión de 69 kV a las regiones con mayor densidad de carga del área metropolitana guatemalteca. Esto provoca el surgimiento de inconformidad en el vecindario en lo que respecta a las líneas de transmisión de 69 kV aéreas y el temor por la contaminación electromagnética, la cual hasta la fecha no se ha comprobado.

### 5.1.1 Longitud y capacidad del conductor

La longitud del conductor se deriva de la localización de la subestación que depende de un estudio de Densidades de Carga (Estudio de planeación a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación el centro de carga de la región) y la distancia más cercana a la interconexión de la línea de 69 kV existente que es aproximadamente de 1 Km

La demanda se fija considerando la demanda actual y tomando en cuenta el incremento en el crecimiento de la misma durante los siguientes 4 años.

El área seleccionada comprende los UTMS (ver anexo 2) que tienen la siguiente densidad de carga para el año 2,005 considerando una tasa de crecimiento del 10.59 %:

Tabla VII Densidad de carga

UTM	Demanda kVA/km <sup>2</sup>
G-1365	5,576
G-1366	5,585
G-1367	5,067
G-1466	4,760
G-1467	10,549

Fuente: Informe del análisis de densidades de carga 1998, GO-DID-337-98 EEGSA.

La carga total trifasica para esa área será de 31,537.18 kVA por lo que la capacidad del conductor será:

$$I=31,537.18\text{kVA}/69\sqrt{3} \text{ kV}= 264 \text{ Amperios}$$

De la tabla de ampacidad del anexo y considerando que el transformador a utilizar es un 15/28 MVA, el conductor será un 500 MCM.

Al analizar la opción de la transmisión subterránea en 69 kV para alimentar una subestación de potencia de 28 MVA, debe considerarse que dentro del sistema de distribución, se tendrán que hacer las modificaciones respectivas en los circuitos de distribución primaria. Para la línea de transmisión subterránea, considerando el cable de polietileno, porque está libre de la necesidad de aceite, gas y equipo de presurización, requiere menos mantenimiento, utilizamos cualquiera de los siguientes cables:

1. Cable de polietileno sólido extruido XLPE de 500 MCM.
2. Cable Kerite de polietileno de 500 MCM.

#### **5.1.2 Especificaciones técnicas**

Para la selección final del cable se elaboran a continuación las especificaciones técnicas del mismo. Tomando como modelo el cable polietileno extruido así como el Kerite, que por sus características es el más apropiado al sistema. El objeto de estas especificaciones es cubrir

lo concerniente al diseño de construcción, instalación, y medición del cable de 69 kV y sus accesorios para el proyecto de la Empresa Eléctrica de Guatemala que consiste en una línea subterránea entre la subestación Guadalupe a la nueva subestación Las Américas o que sirva de modelo para cualquier otro proyecto de línea de transmisión subterránea de 69 kV en el área metropolitana. Los tamaños de diseño han sido considerados para determinar la condición de operación del cable, el tamaño del conductor, las hojas metálicas y otras partes del cable están incluidas en las especificaciones y las consideraciones en el diseño y abastecimiento de empalmes para cables de cobre aislado para 69 kV.

En el anexo se muestran las especificaciones técnicas para cable aislado de 69 kV con conductor de cobre XLPE para barrera de humedad y con cubierta de PVC, cables de potencia y accesorios.

### 5.1.3 Ruta de diseño

Antes de definir la ruta para la transmisión subterránea es necesario establecer que para optimizar la construcción como mínimo se debe satisfacer los siguientes requerimientos:

1. Requerirá introducirse un cable por fase en cada ducto de la canalización.

2. El peso del conductor que oscila entre 10 y 20 kg por metro, dependiendo del tipo, necesitará el uso de winch en su tendido.
3. La profundidad a que van los conductores se estima entre uno y dos metros.
4. La protección por aislamiento y por rozamiento de los cables será pvc fundido a lo largo de la canalización.
5. Con respecto a la canalización, se tendrá que considerar el cuidado de la existencia de drenajes de aguas negras, cañería de agua potable, cable de teléfono y tragantes de agua pluvial.
6. Dentro de los costos de la canalización y cajas de registro, deberá presupuestarse lo concerniente a permisos con la municipalidad para romper las calles, movimientos de tierra, materiales para la construcción, ornato de la parte superior, mano de obra, imprevistos y los costos de impacto ambiental que estos trabajos generen.
7. Dentro de otros costos se tomará en cuenta lo referente a la subestación ya sea a intemperie o subterráneo y las salidas de los circuitos primarios.

Cuando se han colocado, los cables subterráneos y su canalización ya no son visibles, por lo que debe fijarse cuidadosamente su posición y señalarla en planos que han de

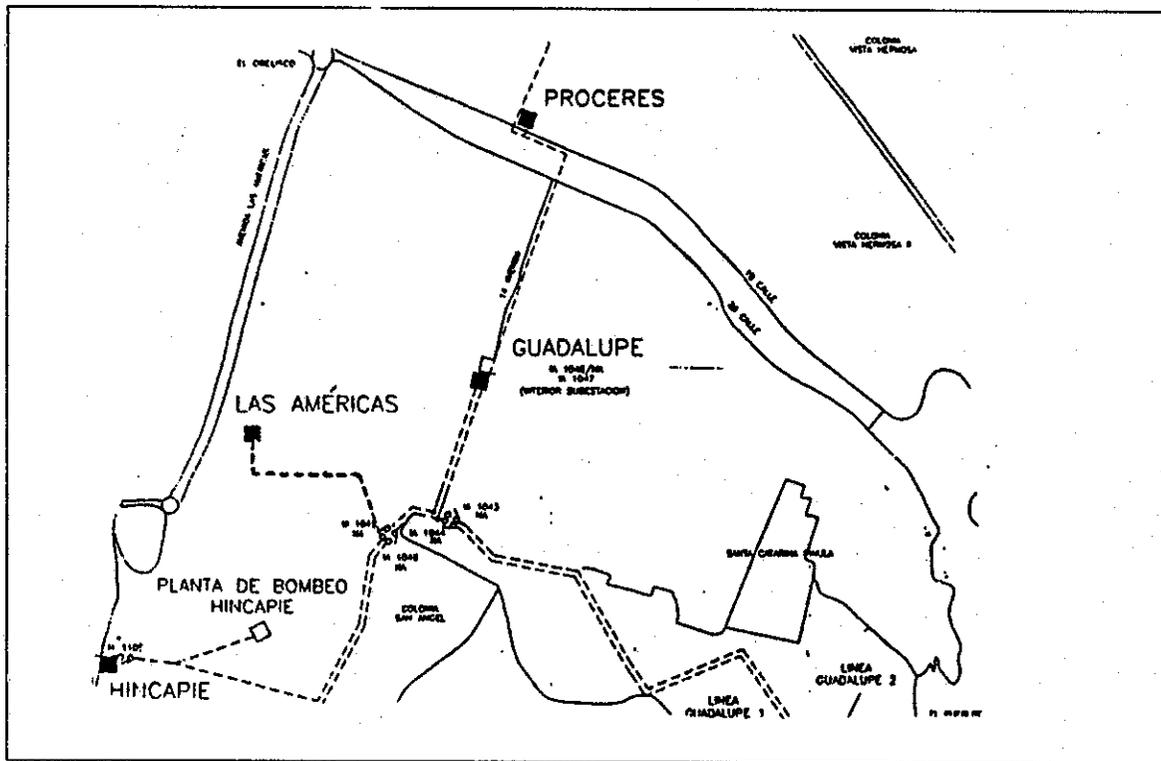
conservarse para futuras reparaciones. Siempre que sea posible ha de elegirse el tramo más corto y más económico, factores que no siempre se cumplen simultáneamente, por ejemplo el tramo más corto puede conducir a una calle en donde levantar la pavimentación puede resultar muy costosa. Por lo tanto, debe realizarse un cuidadoso estudio del trazado del cable. En las calles previstas de aceras el tendido se realizará sobre estas; de esta forma su disposición se puede coordinar fácilmente con interconexiones futuras; o con canalizaciones de agua o de teléfono. Basándonos en las reglamentaciones vigentes debe de procederse previamente al trazado del cable de la siguiente manera:

1. Emplear un mapa del área de escala 1:15,000 que permita visualizar la ruta.
2. Procurar que la longitud del cable sea lo más corta y que el trazado sea de preferencia rectilíneo.
3. Evitar obstáculos para que exista libertad en el movimiento de maquinaria y equipo.
4. Debe exigir un mínimo trabajo de movimiento de tierras

Debe de procurarse en lo posible el montaje en el sentido longitudinal de las vías públicas, ya que esta circunstancia permite un acceso fácil al cable, en el caso de trabajos posteriores o de investigación de defectos.

A continuación se estudiará el trazado pero sobre un plano a escala para tener mayor precisión y se buscará sobre este plano los posibles obstáculos del recorrido. Un reconocimiento directo del terreno permitirá conocer más exactamente cual habrá de ser este recorrido, estos obstáculos cuidadosamente señalados, servirán más tarde como puntos de referencia para encontrar la canalización en caso de averías, mediante estos puntos de referencia y otros puntos fijos (casas carriles y otros), se acota el plano de posición de cables. Se considera conectar en forma subterránea La subestación Las Américas, la ruta podría ser Avenida Los Próceres-Avenida Las Américas como se muestra en la figura 30.

Figura 30 Ruta de diseño

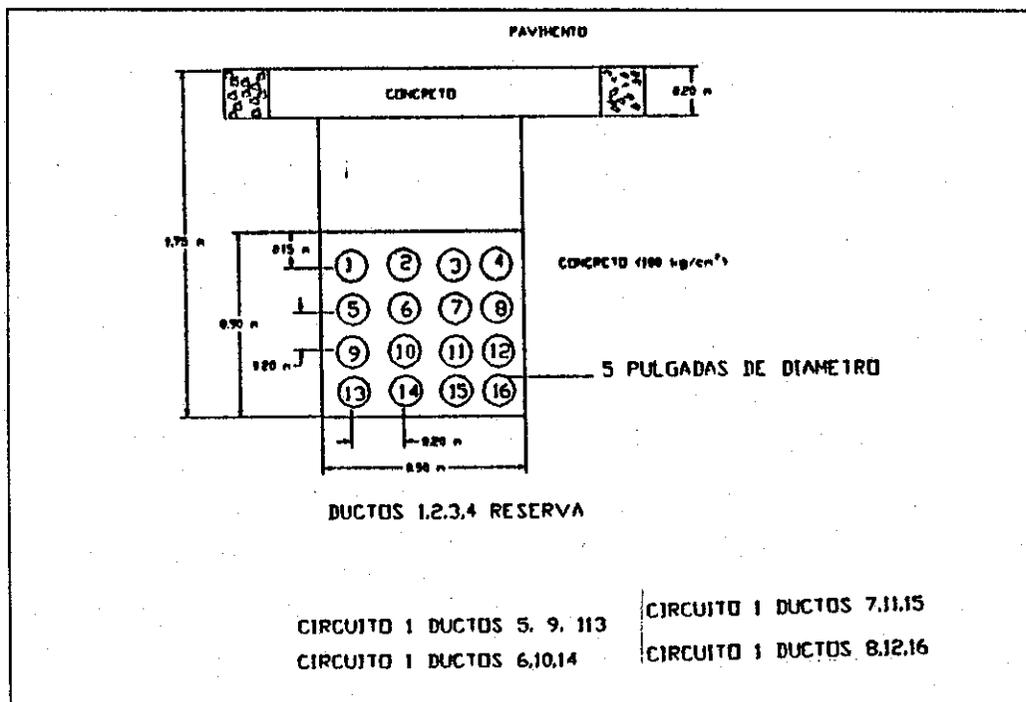


## 5.2 Construcción

Para la construcción de los circuitos el procedimiento comprende:

1. Obtener un diseño preliminar por ingeniería un estudio y sus permisos y un diseño definitivo por ingeniería.
2. Romper el pavimento para la canalización, las tuberías son de 5 pulgadas de pvc o fibra de vidrio no metálica, rígida reforzada con sistema epóxico, cubierta de concreto; como en la figura 31.

Figura 31 Canalización subterránea.



3. Instalar secciones de 40 a 80 pies de tubo prerrecubierto, suelde, pruebe y aplique recubrimiento anticorrosivo en las áreas soldadas.

4. Instalar registros de empalmes en las separaciones que dicten los cálculos de tensión de tiro típicamente 2000 a 5000 pies, dependiendo del tamaño del conductor, del cable y la ruta.

5. Colocar el relleno a medida que avance la instalación del tubo. Puede usarse un relleno de resistividad térmica controlada si las condiciones térmicas lo justifican. Los reglamentos locales limitan, por lo general, la longitud de trinchera abierta a unos cuantos centenares de pies.

6. Restaure el pavimento.

7. Los trabajos de empalmado se efectúan típicamente en un ambiente húmedo. El empalme debe de hacerse completo.

8. Instale las terminaciones en los extremos de las terminales.

9. Realice una prueba de aceptación.

Los cables pueden instalarse en ductos, enterrados directamente en conduit, en bandejas o en escalerillas, es importante el uso de compuestos lubricantes durante la instalación del cable en ductos o en conduit, pues esto facilita notablemente la operación, pues reduce el

coeficiente de fricción entre el cable y el ducto o conduit, reduciendo así la fuerza necesaria para halar el cable, sin embargo debe de evitarse el uso de compuestos lubricantes que contengan aceites minerales. Los carretes de los cables son de 100 a 1,000 metros, y por lo general deberán de realizarse empalmes, pero con cables de la misma sección podría existir la necesidad de hacer alguna derivación. Para una buena construcción todos los elementos no deben de perjudicar ninguna de las cualidades mecánicas eléctricas y químicas del cable; por lo tanto un buen elemento de instalación para cable subterráneo a de tener las siguientes propiedades inferiores a la de un sólo conductor. El aislamiento de los empalmes ha de ser tan efectivo como el aislamiento propio de los conductores, conservándose por tanto las propiedades eléctricas.

### **5.3 Empalmes en cables subterráneos de 69 kV**

En el caso que sea necesario realizar empalmes, el cable subterráneo de 69 kV debe de procederse de la siguiente manera: básicamente la colocación de cables aislado con dieléctrico XLPE, la cual empieza por hacer el corte adecuado del material aislante para hacer la conexión o unión entre el conductor del cable y la terminal o tensor. A continuación se pone el aislamiento correspondiente mediante la aplicación de la pintura conductiva y la colocación de los tubos termocontractiles; compuesto de control de descarga y el tubo negro de control

de tensión; luego se aplican los sellantes, las chaquetas, las abrazaderas, el tubo rojo de no-seguimiento, las campanas, también termocontráctiles, que protegen la unión permitiendo escurrir el agua y aumentando la distancia de fuga. La instalación de estos accesorios se hace mediante un quemador de gas propano.

Los empalmes deberán de estar convenientemente protegidos para evitar el deterioro mecánico y la entrada de humedad. El empalme deberá de resistir los esfuerzos electromecánicos provocados al producirse un cortocircuito, así como el efecto térmico de las corrientes, tanto en régimen normal de servicio como en el caso de sobrecarga y cortocircuito.

#### 5.4 Operación

Al energizar el transformador que alimenta la línea subterránea, pondrá en operación el sistema, a partir de ese momento la línea estará en operación. Los requisitos de operación y mantenimiento son mínimos en comparación con la mayoría de los cables de energía eléctrica.

## 5.5 Mantenimiento

El mantenimiento consistirá básicamente en llevar controles periódicos mensuales de como se ha comportado con respecto a la corriente y el voltaje, el ramal de la línea subterránea.

También será necesario realizar revisiones físicas con la misma frecuencia para establecer la nitidez de los empalmes, porque pudiera existir alguno con defecto como consecuencia de la vibración curación, sobrevoltaje, sobrecarga o sobreintensidad. Si se encontrara algún empalme aberrado cambiarlo totalmente, considerando no tomar medidas de seguridad sobre un cable antes de tener la completa seguridad de que esta completamente aislado del transformador y tomando en cuenta que el aislamiento de los conductores es relativamente frágil, por lo tanto, no debe de tratarse bruscamente.

## 5.6. Costos del proyecto de línea subterránea de 69 kV.

La distribución de costos del proyecto de Línea subterránea de 69 kV depende básicamente en los costos de planificación, ejecución, materiales y equipo y los costos de operación y mantenimiento, el tiempo de duración depende de la complejidad del mismo. Una distribución de costos en

forma porcentual de acuerdo con las principales áreas de ingeniería que intervienen es la siguiente:

Planificación

El costo de las horas/hombre de la planificación del proyecto civil y del proyecto eléctrico, permisos de la municipalidad y medio ambiente es de Q50,000.00

Material de la obra eléctrica

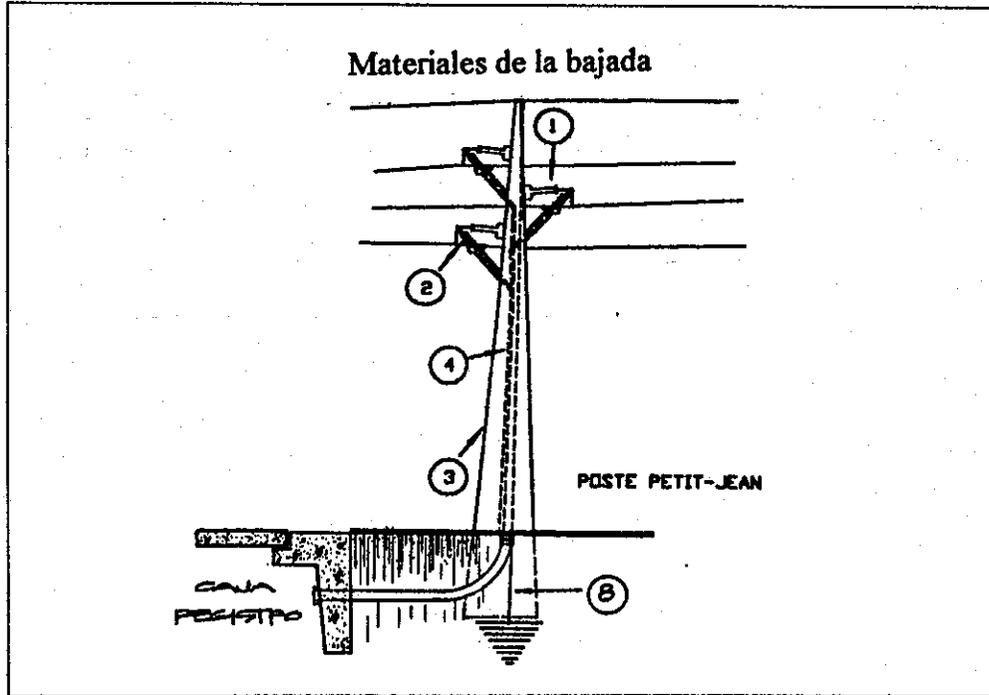
En el cuadro siguiente se desglosa los materiales eléctricos del proyecto

Cuadro 1 Materiales eléctricos

No	Material	Unidad	Costo Q	Cantidad	Total Q.
1	Pararrayos	U	6630.40	9	59673.00
2	Terminales para 69 kV	U	2000.00	7	14000.00
3	Poste Petit jean de 45 metros	U	45000.00	1	45000.00
4	Cable de polietileno extruido 500 MCM	km	254073.00	3	762220.8
5	Montura para terminaciones	U	540.00	2	1080.00
6	Lubricante para cable	U	90.00	10	900.00
7	Masilla para sellar ductos	U	72	10	720.00
8	Varillas de tierra	U	85.37	16	1365.00
Total.....					884958.80

La siguiente figura incluye los materiales de la bajada de 69 kv.

Figura No. 32 Materiales de la bajada



El siguiente cuadro incluye los materiales de la obra civil

Cuadro No. 2 Material de la obra civil

Descripción	Cantidad	Costo U	Total
Recubrimiento de concreto para canalización	1000 m	162.00	162000.00
Cajas de registro	3	1874.00	5622.00
Tubería PVC	6000	24.96	149760.00
Total.....			317382.00

### Mano de obra

El costo de la mano de obra incluye la obra civil y eléctrica.

Cuadro No. 3 Costo de la mano de obra

Descripción	Costo Q.
Mano de obra civil	32124.00
Montaje	42000.00
Total	74124.00

### Integración de costos

La integración de costos incluye los materiales de la obra civil, eléctrica y la mano de obra.

Cuadro No. 4 Integración de costos

Descripción		Costo Q.
Planificación		19150.00
Materiales	Eléctricos	884958.80
	Civil	317382.00
Mano de obra		74124.00
Total		1295614.80

El costo de la opción aérea es de Q.371,000.00 pero tiene el inconveniente del derecho vía para la línea de transmisión aérea, por lo cual con esta opción no se podría realizar el proyecto.

En el esquema subterráneo los costos son totalmente modificables por las variaciones de los precios a nivel internacional, considerando que la mayor parte de equipos deben importarse, por lo tanto este esquema intenta solamente fijar los conceptos de la inversión que se debe realizar, tomando en cuenta las características técnicas particulares del equipo a instalar, para brindar el mayor grado de seguridad a la instalación tanto para el personal de E.E.G.S.A como para el propio equipo.



## CONCLUSIONES

1. La línea subterránea en 69 kV para alimentar subestaciones de distribución de 69kV a 13.2kV se torna potencialmente necesaria en puntos especiales de la capital guatemalteca donde la densidad de carga es de 10.59%, las líneas aéreas son ambientalmente inaceptables y no tienen disponibilidad de derechos de vía.
2. El conductor más apropiado para el sistema propuesto es de polietileno sólido extruido o el cable kerite; el calibre para una subestación de 28 MVA debe de ser de 500 MCM.
3. La selección de un sistema subterráneo no se basa únicamente en consideraciones de tipo económico, pues si es este el único factor en consideración, el sistema no se tornaría atractivo. Deben de tomarse en cuenta otros como: derechos de vía, impacto ambiental, confiabilidad del servicio, interés público, seguridad y entorno ecológico.
4. Los conductores cargados con fluido a presión no son convenientes para nuestro medio, pues el volumen del fluido en el sistema necesita tanques grandes de almacenamiento, lo cual constituye una elevación en los costos.

## RECOMENDACIONES

- 1 Instalar un circuito de forma inicial, pero en el diseño de la canalización y tubería subterránea dejar habilitado para adicionar otro, de manera que se lleven dos circuitos de 69kV, considerando en un futuro la ampliación de la subestación y la confiabilidad del sistema.
- 2 Señalizar, de una forma visible, la ruta de la línea subterránea e informar a las empresas de servicio de agua, teléfono y caminos, el peligro al que pueden exponer a los trabajadores al realizar labores de excavación en la parte de la ruta subterránea.
- 3 Instruir al personal de mantenimiento de E.E.G.S.A. en los trabajos relacionados con el montaje y mantenimiento del cable sólido extruido, para poder realizar mantenimientos periódicos.
- 4 Que los ingenieros electricistas así como los estudiantes de ingeniería eléctrica conozcan las disposiciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para líneas subterráneas.

## BIBLIOGRAFÍA

1. WEEDY, B. M. **Líneas de transmisión subterránea.**  
Department of Electrical Engineering. The University  
of Southampton. Editorial Limusa, S.A. 1983.  
Primera Edición
2. FINK, Donald y Wayne Beaty. **Manual de ingeniería  
eléctrica.** Decimotercera edición. México: Editorial  
McGraw-Hill, 1996.
3. MARTIN, José Raúl. **Diseño de Subestaciones  
Eléctricas.** Editorial McGRAW-HILL de México, S.A.  
1987
4. URRUTIA Pérez, Carlos Alberto. **Distribución Subterránea  
de Energía Eléctrica en 13.2 KV.** Tesis.
5. PANSINI, Anthony. **Electrical Distribution Engineering.**  
Singapore: Editorial McGraw-Hill 1986.
6. VASQUEZ, José R. **Instalaciones Eléctricas Generales.**  
Enciclopedia CEAC de electricidad. Ediciones CEAC,  
S.A. Barcelona 1974.
7. WESTINGHOUSE Electric Corporation. **Electrical  
transmission and distribution reference book.** Fourth  
edition. U.S.A., Pennsylvania: s.e., 1964.
8. SIEMENS Energy & Automation, Inc. **Introduction to  
voltage regulation.** U.S.A., s.e 1981.
9. TAYLOR, Georg. **Ingeniería económica.** 2ª. Edición.  
México: Editorial Limusa, 1990.
10. WESTINGHOUSE Electric Corporation. **Electrical  
transmission and distribution reference book.** Fourth  
edition. U.S.A., Pennsylvania: s.e., 1964.

**APÉNDICE 1**  
**MÉTODO DE CÁLCULO PARA LAS**  
**RESISTENCIAS TÉRMICAS**

En las ecuaciones utilizadas se ha supuesto que las pérdidas sean constantes. En la práctica, la pérdida de  $I^2R$  aumenta a medida que sube la temperatura debido a la resistencia del coeficiente de temperatura.

Ejemplo de aplicación:

Se tienen instalados en un ducto de concreto enterrados dos circuitos de 3 fases 138 kV y 60Hz que comprenden seis cables autocontenidos, extruido de conexión cruzada de polietileno. Calcule la potencia indicada de los circuitos en MVA si se supone que la temperatura máxima del aislamiento es de 80° C y la temperatura ambiente es de 5° C.

Datos:

Área del conductor	760mm <sup>2</sup>
R <sub>ac</sub>	32μΩ/m
Diámetro en todo el conductor	36mm
Diámetro en el aislamiento	76mm
Diámetro en la cubierta exterior	90mm
g del terreno	1.2°C m/km
g del polietileno	4
g del ducto fibra	4.80
g del concreto	0.85

Diámetro interior de cada ducto 0.13 m

X 0.5m

Y 0.7m

Espacio axial entre las líneas de los ductos vertical y horizontal 0.25m.

Profundidad al centro del ducto intermedio  $h=1.1m$

Solución:

Se supone que la pérdida en el dieléctrico es despreciable.

1) Resistencia térmica del dieléctrico por metro

$$R_d = (g_d / 2\pi) * \ln(R/r) = (4/\pi) * \ln(76/36) = 0.475 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

2) Resistencia térmica de la cubierta protectora

$$R_{cov} = (7/2\pi) * \ln(90/76) = 0.19 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

3) Resistencia térmica de la superficie del cable a la pared del ducto

A

$$R_{c-d} = \frac{A}{1 + (B + C \theta_m) D_e}$$

Donde  $\theta_m$  es igual a la temperatura media de la abertura de aire, que se supone esta a 40°C. De la tabla III se toman los siguientes valores, A=5.2 B= 0.91 C = 0.01

5.2

$$R_{c-d} = \frac{5.2}{1 + (0.91 + 0.01 \cdot 40) 9}$$

$$R_{c-d} = 0.41 \text{ } ^\circ\text{C-m/W por metro de longitud}$$

Para la resistencia térmica  $R_t$  de los ductos al ambiente, asumimos en primer lugar que los ductos están en un medio homogéneo  $g = 85 \text{ } ^\circ\text{C-m/W}$

La térmica del cable intermedio (incluyendo los efectos del calentamiento mutuo) al ambiente es

$$R_{a-s} = \frac{g_c}{2\pi} \ln \left[ \frac{h}{R_d} + \sqrt{\left( \frac{h}{R_d} \right)^2 - 1} \right] \frac{(d'_{ab} d'_{ac} d'_{af} d'_{ad} d'_{ae})}{d_{ab} d_{ac} d_{af} d_{ad} d_{ae}}$$

De los datos iniciales tenemos:  $h=1.1\text{m}$   $Rd=0.13$

$$\frac{d'_{ab}}{d_{ab}} = \frac{2.45}{0.25}$$

$$\frac{d'_{ac}}{d_{ac}} = \frac{1.95}{0.25}$$

$$\frac{d'_{af}}{d_{af}} = \frac{2.46}{0.3535}$$

$$\frac{d'_{ad}}{d_{ad}} = \frac{2.25}{0.25}$$

$$\frac{d'_{ae}}{d_{ae}} = \frac{1.86}{0.3535}$$

de aquí que

$$Ra-s = \frac{0.85}{2\pi} \ln [8.46 + \sqrt{71.58 - 1}]^{1/2} (24742.4)$$

$$=1.75 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

La corrección considerada para el concreto se agrega algebraicamente a  $R_{a-s}$  y es:

$$\frac{N(g_s - g_c)}{2\pi} \ln \left[ \left( \frac{L_d}{R_{ed}} \right) + \left[ \left( \frac{L_d}{R_{ed}} \right)^2 - 1 \right]^{1/2} \right]$$

donde  $N$  = número de cables cargados = 6       $R_{ed}$  = radio equivalente del concreto depositado (cm) el cual está dado por:

$$\log_{10} R_{ed} = 0.5(x/y) (4/\pi - x/y) \log_{10} (1 + y^2/x^2) + \log_{10} (x/2)$$

Donde  $x$  está dada en cm y  $L_d$  = profundidad al centro del deposito =  $h = 1.1$  m. Por lo que la corrección es:

$$\frac{6(1.2 - 0.85)}{2\pi} \ln \left[ \left( \frac{110}{31.6} \right) + \left[ \left( \frac{110}{31.6} \right)^2 - 1 \right]^{1/2} \right] = 0.64 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

Por lo tanto:

$$R_{a-s} = 1.75 + 0.64 = 2.39 \text{ } ^\circ\text{C/W}$$

La pérdida en el dieléctrico es:

$$2\pi \cdot 60 \cdot (138000/\sqrt{3})^2 \cdot C \cdot 0.0005 \text{ W/m} = 0.2 \text{ W/m por cable}$$

donde:

$$C = \frac{2\pi \cdot 8.85 \cdot 10^{-12} \cdot 2.3}{\ln(76/36)} = 0.000171 \mu\text{F/m}$$

Para calcular la potencia indicada de corriente por cable (I), se usa una cadena de resistencias térmicas, con pérdidas conectadas. De aquí que:

$$I^2 R_{ac} (3.46) + 0.2 (2.895) = 80 - 5 = 75$$

y

$$I = 816 \text{ A}$$

El MVA total del sistema será

$$\sqrt{3} \cdot 138000 \cdot 816 \cdot 2 = 390 \text{ MVA}$$

## **ANEXOS**

**AMPACIDADES DE CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS DE COBRE  
KERITE DE 46 y 69 kV**

Tamaño del conductor AWG/kcmil	Un conductor por ducto para sistema subterráneo								
	1 circuito factor de carga			2 circuitos factor de carga			4 circuitos factor de carga		
	50	75	100	50	75	100	50	75	100
4/0	405	377	348	375	335	297	330	280	239
250	446	414	381	412	367	325	362	306	261
350	541	500	459	497	440	389	434	365	311
500	662	610	557	606	534	470	526	439	372
750	831	761	692	756	661	579	650	539	455
1000	972	886	803	879	765	667	751	620	522
1250	1087	989	893	981	861	740	834	686	576
1500	1190	1079	973	1070	925	803	905	743	623
1750	1280	1158	1042	1148	989	856	967	791	662
2000	1360	1227	1102	1215	1045	903	1021	833	696

ESPECIFICACIONES DEL CABLE

NO	CARACTERÍSTICAS Y CONSIDERACIONES TÉCNICAS	
1	VOLTAJE NOMINAL	
	69 KV	
	VOLTAJE MÁXIMO DE DISEÑO	
	72.5 KV	
	CONDUCTOR	TIPO
		TAMAÑO
		MÁXIMA CORRIENTE CORTO CIRCUITO
		CABLE CONDUCTOR NO ESTANADO, HILOS DE ALTA CONDUCTIVIDAD ALAMBRE DE CABLE Y DE BAJO COMPACTADO CIRCULAR BASADO EN LA NORMA ICEA STANDAR S-66-S24 Y ASTM CLASE B.
		500 MCM
		32.3 KA PARA 1.25 SEGUNDOS
2	BANDA SEMICONDUCTORA	
	XLPE SEMICONDUCTOR EXPULSADO SOBRE EL CONDUCTOR	
3	AISLAMIENTO	
	POLIETILENO DE ENLACES CRUZADOS XLPE	
	ESPESOR TÉRMINO MEDIO MÍNIMO (m.m.) 16.51	
	NIVEL BÁSICO DE IMPULSO BIL 350 KV	
	MÁXIMA TEMPERATURA DE DISEÑO	NORMAL 90 C EMERGENCIA 130 C CORTO CIRCUITO 250 C
MÁXIMA TEMPERATURA DE OPERACIÓN	NORMAL 80 C EMERGENCIA 95 C CORTO CIRCUITO 250 C	
4	FORRO DEL AISLAMIENTO	
	LOS SEMICONDUCTORES XLPE PARA AISLAMIENTO DEBEN TENER UNA CAPA DE AISLAMIENTO FIRME Y BIEN ASEGURADA	
5	FORRO METÁLICO	TIPO
		MÁXIMO CORTO CIRCUITO
		FUEDE SER HECHO DE HILOS DE COBRE, ELECTROLITOS Y ESTANADOS
		32.3 KA PARA 1.25 SEGUNDOS
6	BARRERA DE HUMEDAD	
	EL SELLO DEBE SER GARANTIZADO EN ORDEN, PARA EVITAR EL INGRESO DE HUMEDAD. DEBE DE APLICARSE SOBRE LA PANTALLA METÁLICA FIRMEMENTE LIGADA AL INTERIOR DE LA SUPERFICIE DE LA CHAQUETA EXTERNA	
7	CUBIERTA EXTERNA	
	HECHA DE PVC NEGRO Y DISEÑADO PARA SOPORTAR ALTAS TEMPERATURAS DESARROLLADAS DURANTE EL CORTO CIRCUITO Y NO SE DEGRADA POR RAYOS ULTRAVIOLETA	

## DENSIDADES DE CARGA POR UTM

Los cálculos eléctricos de dimensionamiento de un sistema de potencia se hacen cuando la instalación está definida, es decir se conoce el punto de alimentación y la ubicación precisa de las cargas, sin embargo, en la planificación de un sistema de distribución no es posible conocer la ubicación precisa de las cargas, porque generalmente se está considerando una situación correspondiente al futuro.

En este caso, conviene utilizar el concepto de densidad de carga en el cual la carga se considera distribuida uniformemente en cada kilómetro cuadrado. La distribución uniforme es válida porque simplifica la aprehensión de la distribución y facilita los procesos de cálculo, por otro lado, la dimensión del área en la que se uniformiza la carga -Área Unitaria- es un compromiso entre la exactitud buscada y la facilidad de cálculo. Se tomó el kilómetro cuadrado porque una subestación de distribución comprende varios kilómetros cuadrados, además esta área unitaria corresponde a una de las divisiones localizadas geográficamente en los mapas, denominada UTM (Universal Transversal Mercator) y esta identifica por unidades de longitud y latitud. esto da una ubicación definida por parámetro geográfico para cada dato de densidad de carga.

