

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA  
CURSOS ABIERTOS  
I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS  
MODULO I:  
SISTEMAS DE DISTRIBUCION  
Del 19 al 30 de septiembre, 1994.

FECHA	HORARIO	TEMA	PROFESOR
LUNES 19	17 A 19 HRS. 19 A 21	INTRODUCCION. ESTRUCTURAS FUNDAMENTALES.	M. EN I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA M. EN I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA
MARTES 20	17 A 19 19 A 21	CALCULO DE REDES DE DISTRIBUCION. CARACTERISTICAS DE LA CARGA.	ING. RUBEN LOPEZ AGUILERA M. EN I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA
MIERCOLES 21	17 A 21	PRINCIPIOS FUNDAMENTALES PARA LA PLANEACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION.	M. EN I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA ING. JAVIER CASTRO LOPEZ
JUEVES 22	17 A 21	CABLES SUBTERRANEOS.	ING. JULIO LUNA
VIERNES 23	17 A 19 19 A 21	TRANSFORMADORES. REDES AUTOMATICAS.	ING. ARMANDO VIVANCO ING. SALVADOR GUERRERO RODARTE ING. FERNANDO FLORES LARIOS
LUNES 26	17 A 19 19 A 21	INSTALACIONES REDES VERTICALES. CALCULO CORTO CIRCUITO.	ING. FELIPE MENDES LUNA ING. FERNANDO GOMEZ VARGAS
MARTES 27	17 A 19 19 A 21	PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES. FUSIBLES DE BAJA TENSION.	ING. FERNANDO GOMEZ VARGAS ING. ALFONSO AVILA CASTILLO
MIERCOLES 28	17 A 19 19 A 21	ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES METODOS DE PROTECCION.	ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY DR. FRANCISCO DE LA ROSA
JUEVES 29	17 A 21	SISTEMAS DE TIERRA.	ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY
VIERNES 30	17 A 21	PRINCIPIOS BASICOS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION.	ING. ROBERTO ESPINOSA Y LARA

## EVALUACION DEL PERSONAL DOCENTE

I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS  
 CURSO: MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCCION  
 FECHA: DEL 19 AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 1994.

CONFERENCISTA	DOMINIO DEL TEMA	USO DE AYUDAS AUDIOVISUALES	COMUNICACION CON EL ASISTENTE	PUNTUALIDAD
M. EN I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA				
ING. RUBEN LOPEZ AGUILERA				
ING. JAVIER CASTRO LOPEZ				
ING. JULIO LUNA				
ING. ARMANDO VIVANCO				
ING. SALVADOR GUERRERO RODARTE				
ING. FERNANDO FLORES LARIOS				
ING. FELIPE MENDES LUNA				
ING. FERNANDO GOMEZ VARGAS				
ING. ALFONSO AVILA CASTILLO				
ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY				
DR. FRANCISCO DE LA ROSA				

### EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

ORGANIZACION Y DESARROLO DEL CURSO	
GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL CURSO	
ACTUALIZACION DEL CURSO	
APLICACION PRACTICA DEL CURSO	

### EVALUACION DEL CURSO

CONCEPTO	CALIF.
CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL CURSO	
CONTINUIDAD EN LOS TEMAS	
CALIDAD DEL MATERIAL DIDACTICO UTILIZADO	

ESCALA DE EVALUACION: 1 A 10

1.- ¿LE AGRADO SU ESTANCIA EN LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA?

SI	NO
----	----

SI INDICA QUE "NO" DIGA PORQUE.

2.- MEDIO A TRAVES DEL CUAL SE ENTERO DEL CURSO:

PERIODICO EXCELSIOR		FOLLETO ANUAL		GACETA UNAM		OTRO MEDIO	
PERIODICO EL UNIVERSAL		FOLLETO DEL CURSO		REVISTAS TECNICAS			

3.- ¿QUE CAMBIOS SUGERIRIA AL CURSO PARA MEJORARLO?

---

---

4.- ¿RECOMENDARIA EL CURSO A OTRA(S) PERSONA(S)?

SI		NO	
----	--	----	--

5.- ¿QUE CURSOS LE SERVIRIA QUE PROGRAMARA LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA.

---

---

6.- OTRAS SUGERENCIAS:

---

---



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

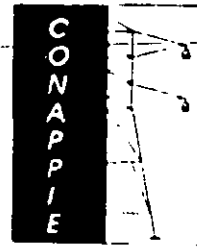
**CURSOS ABIERTOS**

**I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION E INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA  
INDUSTRIA**

**MODULO I :  
SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

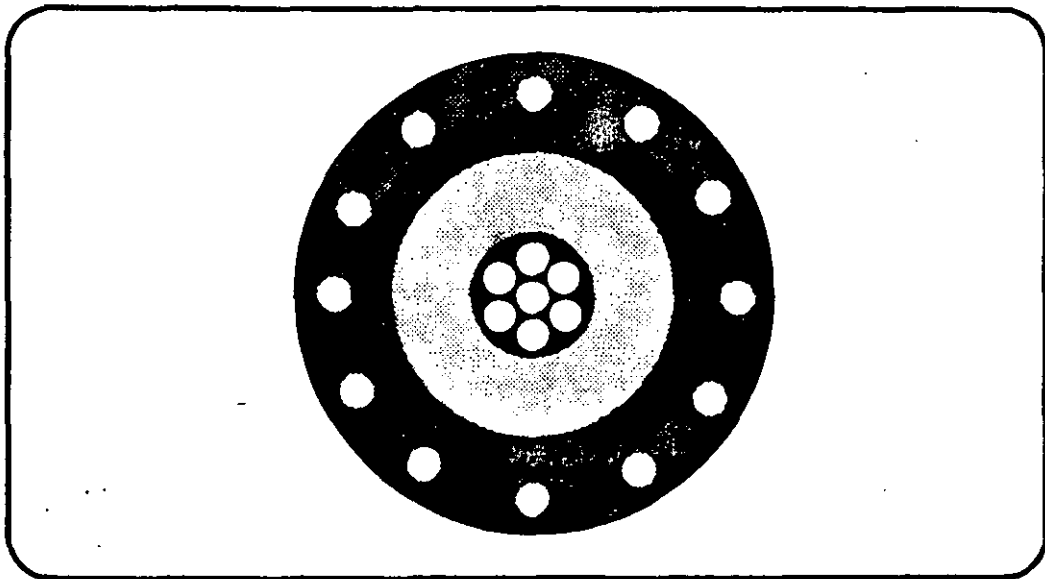
**TEMA: CABLES**

**AUTOR Y EXPOSITOR:  
ING. JULIO LUNA CASTILLO**



# COLEGIO DE INGENIEROS MECANICOS Y ELECTRICISTAS

COMITE NACIONAL PERMANENTE DE PERITOS  
EN INSTALACIONES ELECTRICAS  
(CONAPPIE)



## CABLES DE ENERGIA PARA DISTRIBUCION SUBTERRANEA I

ING. JULIO LUNA CASTILLO  
ING. MIGUEL MARTINEZ ARTEAGA

NOVIEMBRE - 1993

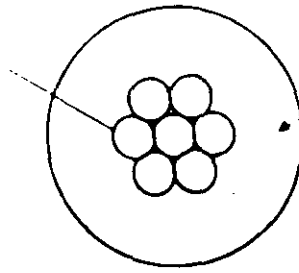
Para llevar a cabo la distribución subterránea de energía eléctrica, es necesario disponer de cables aislados de baja y de mediana tensión. Los cables empleados para llevar a cabo esta función deben ser lo suficientemente confiables para evitar que se lleven a cabo trabajos innecesarios de mantenimiento. Es por esto que todos y cada uno de los elementos que constituyen un cable tienen una función que cumplir y continuamente se hacen esfuerzos por mejorar sus características inherentes.

La estructura de un cable de baja tensión es muy diferente que la de un cable de mediana tensión. Esta diferencia se debe fundamentalmente a la tensión de operación de ambos cables. En un cable de baja tensión de aislamiento sólido el número de componentes es relativamente pequeño: conductor y aislamiento. Uno de mediana tensión, tiene más elementos: conductor, aislamiento, pantallas y cubierta protectora. Ver figura 1.

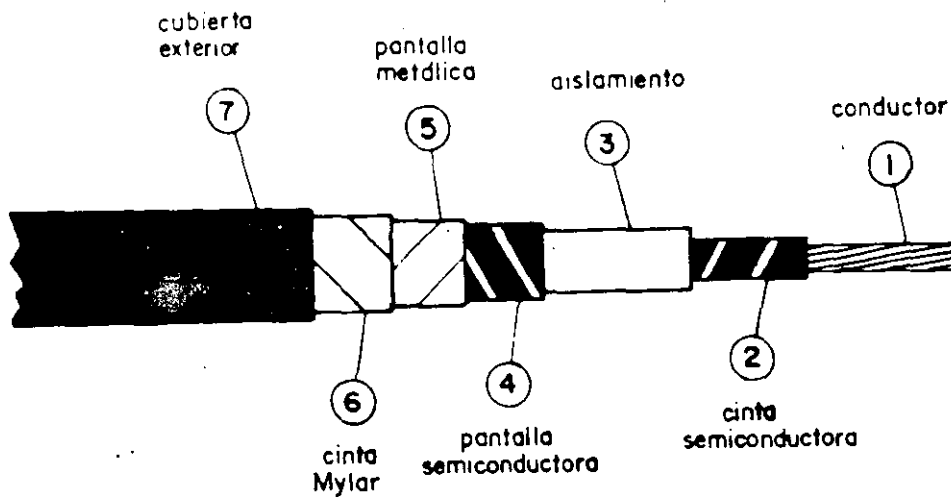
En los temas siguientes, se explican las principales funciones de los elementos que constituyen los cables aislados, haciendo referencia a sus propiedades que influyen en el comportamiento del cable.

conductor

aislamiento



Cable baja tensión



Elementos que constituyen un cable de 5-69 kV con aislamiento sólido.

Figura 1. Cables de baja y mediana tensión.

## I. HISTORIA DE LOS CABLES AISLADOS.

La historia de los cables aislados está llena de nombres de personas que en su afán por mejorar la situación de la tecnología que prevalecía en su tiempo, se dieron a la tarea de tratar de mejorar las condiciones de vida, llevando a cabo una serie de experimentos e investigaciones. El caso más antiguo de un cable aislado, que se tiene noticia, es el que fabricó el Barón Milling en 1812 para una mina en Inglaterra, este cable estaba formado por conductores de cobre y aislamiento de hule de la India.

Uno de los primeros ejemplos de una instalación subterránea, lo representa el sistema de telégrafos en Hammersmith, Inglaterra (1816), en el que los cables consistían de conductores sólidos de cobre instalados en gruesos tubos de vidrio. Toda la unidad se protegió con madera tratada con material bituminoso. Muchos de los intentos iniciales empleados para llevar a cabo instalaciones subterráneas de energía eléctrica, fueron infructuosos; sin embargo, algunas de estas ideas han sido modificadas y adoptadas para usarse en los sistemas actuales. Uno de los primeros cables aislados que originó una tecnología que habría de durar por muchos años, lo presenta el que fue fabricado por Young y Menair en 1845; en este cable el aislamiento consistía de una mezcla de asfalto, hule y resina que se aplicaba al conductor, al sumergirlo en una tina con la mezcla aislante fundida y posteriormente se pasaba a través de un hueco circular para proporcionar un espesor uniforme al aislamiento. Finalmente el conductor y el aislamiento eran introducidos en un tubo en donde se vertía plomo fundido para formar una cubierta metálica sobre el aislamiento.

Dentro de los materiales empleados en la elaboración de los cables aislados, está la Guta Percha (Gutta Percha en Inglés) y el hule de la India, el cual debido al escaso conocimiento que se tenía en esos tiempos, de los métodos de aplicación, no resultó en un elemento aislante que ofreciera fuertes deseos de empleo.

El primer aislamiento de hule no era vulcanizado y tenía muy corta vida, se logró una mejora cuando se mezcló el hule con un aceite vegetal vulcanizado y aunque Goodyear había patentado el hule vulcanizado en 1844, no fue sino hasta 1860 cuando el uso de hule vulcanizado se generalizó en sistemas telegráficos y hasta 1890 para cables de alumbrado eléctrico. Durante esos años se desarrolló un aislamiento de hule bajo el nombre comercial de Kerite, el cual fue el antecesor de los posteriores cables con aislamiento de hule. En 1897 se instaló un cable de papel de 11 kV para la Compañía Cataract Power and Conduit Co. de Buffalo N.Y., el último de estos cables se retiró en 1928. En 1900 Henry Floyd instaló un cable de hule de 25,000 Volts, en St. Paul y Minneapolis, pudiéndose decir que ésta fue una de las últimas instalaciones con este elemento como aislamiento en cables para instalaciones subterráneas.



El cable con aislamiento de papel que daría lugar a una tecnología que había de imperar por muchos años, fue elaborado en 1872 por John H. Wortendyhe, fabricante de papel de Richmond Virginia. Aparentemente Wortendyhe no hizo ningún intento para comercializar su cable a pesar de que era el inventor de una rudimentaria máquina para encintar el aislamiento de papel sobre el conductor. Fue hasta 1884 cuando Edwin D. McCracken solicitó una patente que cubría: "Un alambre eléctrico con una cubierta consistente de una cinta de papel enrollada a lo largo del conductor, en la que el papel de fibra vegetal hace las veces del aislamiento del cable".

El primer cable de papel impregnado en aceite con una cubierta de plomo extruída, fue un cable telefónico diseñado por John A. Barret de la American Telephone and Telegraph Co. La impregnación de esta cable se efectuó por inmersión en aceite caliente con la idea de que el calor sacaría la humedad por evaporación y el aire por la expansión. Fue J.T. Jacques de Boston, Mass., entonces asociado con la Faraday Electric Cable Co. quien patentó en 1885 un proceso para combinar el secado en vacío con la impregnación en caliente a presión. El año de 1895, marco el comienzo del cable de papel impregnado; cuando varias compañías iniciaron su fabricación. El primer cable aislado de papel de 13 kV fue fabricado por la National Conduit and Cable Co. en 1897 e instalado en Minneapolis y St. Paul, Minn. Este desarrollo representó un cambio en la construcción de cables con conductores sólidos previamente empleados por Ferranti en Inglaterra. Tal fue el progreso del cable de papel que en diciembre de 1898 en la revista técnica Engineering News se escribió: "Las prácticas actuales de alumbrado eléctrico están divididas entre el uso de cables con aislamiento de papel y cables con aislamiento de hule, ambos con cubierta de plomo".

La incertidumbre acerca de la confiabilidad del cable con aislamiento de papel persistía en 1899, año en que se proyectó un sistema de 25 kV para St. Paul y Minneapolis, ya que se decidió instalar cables con aislamiento de hule así como de papel. Es interesante hacer notar que el cable de papel seguía en operación hasta que se rediseñó la línea en 1928. Para el año de 1902 el aislamiento de papel estaba completamente establecido como un elemento de uso corriente en la elaboración de cables aislados. Los primeros cables se impregnaron con una mezcla de aceite con hea seca y madera. Este impregnante fue reemplazado después de la primera guerra mundial por una mezcla de resina y petróleo, bien seca. Finalmente a mediados de la década de 1920 se empleó el aceite mineral como impregnante.

Por último, en la década de los cincuentas se introdujeron en el mercado los cables con aislamiento de polietileno, los que tuvieron una aceptación muy modesta y no fue sino hasta fines de la siguiente década cuando se empezaron a emplear los cables de polietileno de cadena cruzada y posteriormente los de etileno propileno.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, la evolución de los cables ha sido muy grande y de ninguna manera se puede decir que ya se ha dicho la última palabra, sino todo lo contrario. Ya que con el continuo avance de la tecnología y de las necesidades, seguramente que el futuro nos ha de dar la oportunidad de ver nuevos adelantos en este campo.

## II. FUNDAMENTOS.

Enseguida se explican las características fundamentales y las funciones principales de los elementos que constituyen los cables aislados, haciendo referencia a las propiedades que influyen en el comportamiento del cable.

### II.1. COMPONENTES DE LOS CABLES AISLADOS.

Los componentes principales de los cables aislados, son:

- a) Conductores.
- b) Aislamientos.
- c) Pantallas.
- d) Cubiertas protectoras.

#### II.1.1. Conductores de cables aislados.

En la historia de la distribución de energía eléctrica, dos elementos han ocupado el plano más importante en la fabricación de cables de distribución, ellos son el cobre y el aluminio. Los cables de cobre fueron los primeros en emplearse en la industria eléctrica, este elemento ofrece las mejores características eléctricas y mecánicas que puede requerir un cable de energía para instalaciones subterráneas. Durante muchos años prevaleció el cobre como el elemento conductor más empleado en la fabricación de cables aislados, hasta que en la época de los sesentas el precio del cobre subió a alturas insospechadas y convenció a muchas compañías eléctricas que debían cambiar al aluminio, especialmente en los países en que se lograban ahorros considerables en el precio del producto terminado y en los que la fabricación dependía de la facilidad para lograr el abastecimiento del cobre.

El aluminio ha reemplazado al cobre y al plomo en conductores y pantallas. Las pantallas de aluminio se introdujeron durante la década de los cuarentas, cuando se presentó una escasez de plomo. Sin embargo, a pesar de esto, actualmente se emplea mucho cable de cobre en aplicaciones industriales. Para cada calibre de aluminio hay un cable de cobre cuyo calibre es equivalente (por lo que se refiere a capacidad de conducción), por ejemplo: un cable de aluminio de 300 mm<sup>2</sup> es equivalente a 185 mm<sup>2</sup> de cobre; sin embargo esta regla es aproximada y además existe la circunstancia de que un cable de aluminio requiere más aislamiento, pantalla, armado y cubierta, que uno de cobre de similar capacidad de conducción, siendo la diferencia menor a medida que se incrementa la tensión a que ha de trabajar el cable.

Además del aluminio y el cobre, también se ha empleado el sodio como conductor eléctrico en los cables de distribución.

## II.1.2. Aislamientos.

Los materiales empleados en la fabricación de aislamientos para cables de distribución han sido muy diversos. Los avances de la Química han ayudado a producir una serie de aislamientos plásticos que han desplazado paulatinamente al principal aislamiento empleado durante muchos años: el papel. A pesar de esto el aislamiento de papel es de reconocida confiabilidad y sólomente se justifica un cambio a un cable de aislamiento plástico, cuando se garantice un ahorro en el plano económico y una operación igualmente confiable que la que ofrece el aislamiento de papel. Los materiales aislantes de tipo seco más comunes son: el polietileno, el XLPE, el EPR, el PVC y el hule butilo. Estos aislamientos tienen diferentes características con respecto a su temperatura máxima de operación, resistencia al calor, resistencia a la humedad, resistencia a las descargas por efecto corona, rigidez dieléctrica, flexibilidad y espesor de aislamiento requerido.

Durante la década de los cincuentas, se empezaron a emplear cables con aislamiento de polietileno en instalaciones de distribución de mediana tensión, estos cables encontraron una modesta aceptación debido a sus limitaciones térmicas principalmente. A principio de la década de los sesentas se introdujo un método que mejoró el comportamiento del polietileno. Este proceso obtuvo una unión química entre las moléculas aisladas de polietileno, dando lugar al polietileno de cadena cruzada. El aislamiento de cadena cruzada permanece en estado sólido, arriba del punto de fusión del polietileno ordinario y normalmente puede operarse a 90 °C.

El compuesto más pesado de la familia de los hidrocarburos, después del etileno es el propileno, este elemento cuando se polimeriza (polipropileno) se hace muy duro, con una temperatura de fusión cercana a los 170 °C. Su excesiva dureza lo hace poco adecuado para aislamiento de cables, pero cuando el etileno y el propileno se polimerizan juntos se obtiene un material flexible que combina muchas de las propiedades deseables del polietileno y el polipropileno. Este aislamiento recibe el nombre de polietileno propileno, pero comunmente se le conoce como etileno-propileno, o EPR. Al igual que el polietileno, las moléculas del EPR se pueden unir de tal forma que se tenga un compuesto termofijo con un alta temperatura de fusión. Su temperatura nominal de operación es de 90 °C.

Todos los aislamientos basados en el polietileno o el etileno-propileno se han encontrado tan satisfactorios, que el espesor del aislamiento se redujo a casi el 50% en comparación con los primeros cables de hule a igualdad de condiciones.

La Tabla II.1, muestra las principales características de los cuatro aislamientos sólidos más populares actualmente, y del papel. El polietileno natural y el cloruro de polivinilo son materiales termoplásticos, los que se han aplicado ampliamente en la industria eléctrica; además son relativamente baratos y en la elaboración del cable, se aplican fácilmente por un proceso de extrusión. Debido a que estos aislamientos tienen una estructura

molecular lineal, que comprende grandes cadenas de átomos, éstos se pueden mover libremente, incrementándose el movimiento a medida que aumenta la temperatura. Esto origina que la resistencia mecánica de los materiales termoplásticos disminuya a altas temperaturas y que arriba de los 100 °C la deformación resultante sea mayor. Esto se ilustra en la figura II.1, en la que se muestra la variación de la resistencia mecánica de los aislamientos con la de la temperatura. Esta desventaja claramente fija límites, relativamente bajos, del comportamiento térmico de cables aislados con PVC y polietileno. Esta es la razón por la que estos aislamientos se han limitado a aplicaciones en donde el riesgo de excesivas sobrecargas térmicas es pequeño.

TABLA II.1  
Principales características de los aislamientos  
para cables de energía eléctrica.

CARACTERISTICA	A I S L A M I E N T O				
	PVC	PE	XLPE	EPR	PAPEL
Peso específico.	1.4	0.9	0.9	1.2	0.9
Resistividad térmica (°C-cm/W).	600	350	350	500	600
Resistividad volumétrica (Ω-cm).	10 <sup>13</sup>	10 <sup>15</sup>	10 <sup>15</sup>	10 <sup>15</sup>	10 <sup>12</sup>
Constante dieléctrica.	8.0	2.3	2.3	3.0	3.5
Factor de potencia (cos φ) a 90 °C.	9	0.02%	0.02%	0.5-1%	0.25-0.4%
Temperatura máxima de operación (°C).	70	70	90	90	65-80
Temperatura máxima de cortocircuito (°C).	150-160	130	250	250	160-250

Para tensiones mayores de 6.6 kV el uso de cables con PVC ha sido muy restringido, y solamente algunas compañías lo han empleado en sus redes de distribución. Este se debe a su alto factor de pérdidas y gran permitividad.

Debido a la rígida estructura, inherente al XLPE y al EPR, su resistencia a la deformación a elevadas temperaturas y su resistencia mecánica, son superiores a las del PVC y el polietileno. Aunque el XLPE y el EPR tienen similares características eléctricas y térmicas, el XLPE es considerablemente más barato y ha sido la selección preferente.

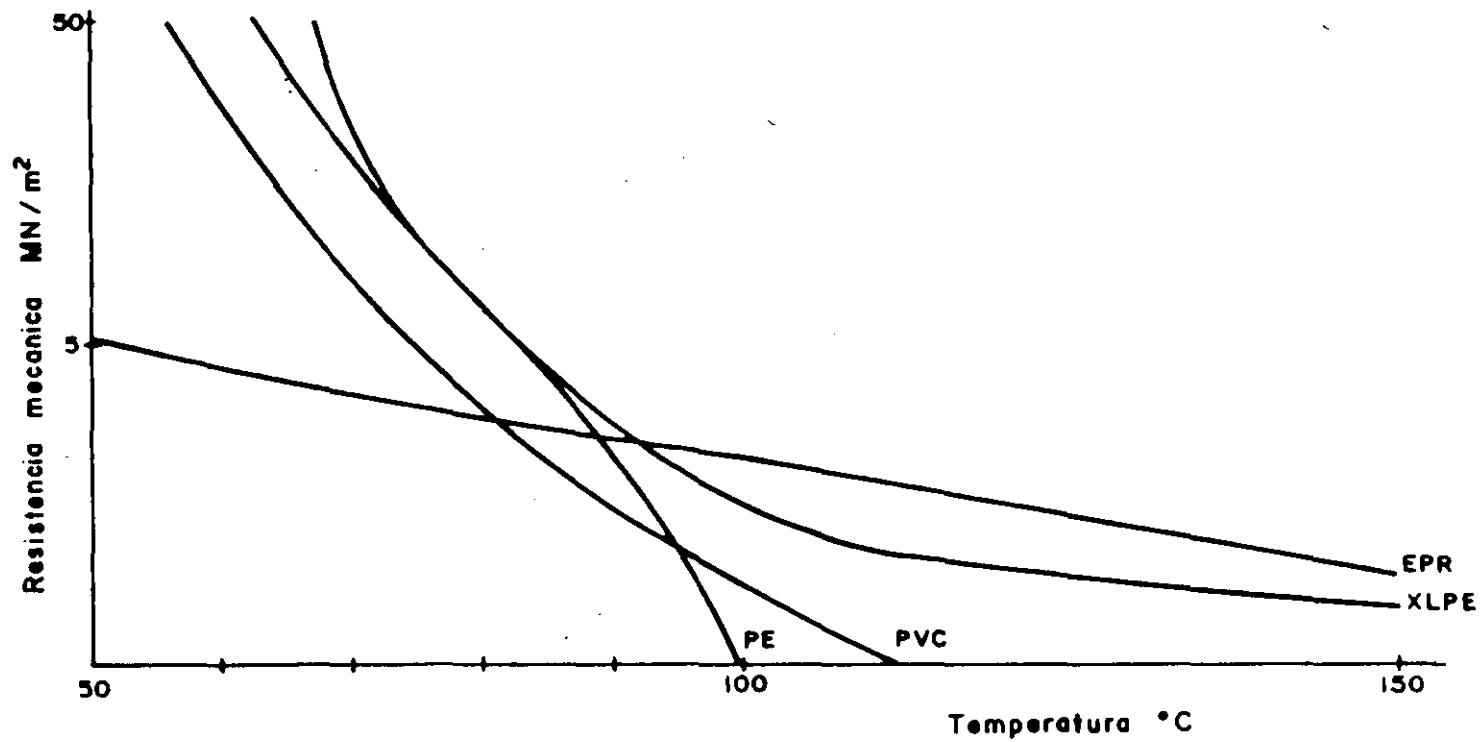


Figura II.1 Comportamiento térmico de los aislamientos sintéticos.

### II. 1. 3. Pantallas.

La historia de las pantallas para cables de energía eléctrica se remonta al año de 1883, cuando George F. Baker de los Estados Unidos obtuvo una patente para instalar una capa conductora alrededor de los conductores aislados. El propósito de esta pantalla era el de prever una protección contra tensiones inducidas de cables adyacentes y no para controlar los esfuerzos eléctricos dentro del aislamiento del cable.

La instalación de pantallas en cables de energía eléctrica para el expreso propósito de confinar el campo eléctrico en el dieléctrico, generalmente se le ha acreditado a Martin Hochstader quien obtuvo una patente en Alemania en 1913 y otra en Estados Unidos en 1916. En ese tiempo los cables eran tripolares con aislamiento de cambray barnizado o con aislamiento de papel y del tipo "encintado" (en este caso "encintado" significa que a los tres cables monopolares se les aplicaba una cinta aislante para formar un cable tripolar). Con la aceptación de la idea de Hochstader, la cinta adicional fue omitida en los cables tripolares.

La construcción de los cables monopolares, por lo que se refiere a la pantalla, consistía de una cubierta trenzada la que protegía una delgada cubierta metálica que evolucionó hasta llegar a ser un forro de plomo. En Europa el sistema Hochstader empleaba una fina cubierta protectora, la que servía únicamente como una pantalla electrostática, mientras que en Estados Unidos se empleaba una cinta de cobre comparativamente más gruesa, la que servía para transportar la corriente de carga, la corriente neutra y la corriente de falla.

Como un refinamiento posterior de la idea de Hochstader, P.H. Chase patentó en 1917 un cable que consistía de una cinta de cobre perforada, aplicada alrededor de los conductores, que restringía las corrientes de Eddy y mejoraba la disipación de calor. En 1925 la mayoría de los cables de papel impregnado en aceite eran fabricados con una pantalla, siendo este el diseño preferido para cables de alta tensión mientras tanto los cables de cambray barnizado se fabrican sin la pantalla para tensiones de 5,000 y 8,000 Volts; siendo esta la razón por la que estos cables tuvieron un pobre desempeño.

Actualmente se emplean pantallas metálicas (generalmente cintas o hilos de cobre) y pantallas de material aislante denominadas pantallas de material semiconductor ya que no conducen en la misma forma que las pantallas metálicas. La pantalla semiconductor instalada sobre el aislamiento nunca se emplea sola, sino se utiliza con la pantalla metálica, las que están en íntimo contacto.

Debido a la presencia de huecos en la superficie exterior del aislamiento, los que pueden ser tan nocivos como los que se encuentran dentro del aislamiento, es práctica usual que la pantalla semiconductor se instale en íntimo contacto con el aislamiento. Esta pantalla se ha aplicado en dos formas: inicialmente se empleo una cinta aislante que se enrollaba

alrededor del aislamiento, pero debido a que la cinta permitía que quedaran pequeños huecos en los puntos en los que se traslapaba la cinta, creando zonas en donde los esfuerzos se concentraban, se decidió extruir la cinta sobre el aislamiento.

La aplicación de la pantalla satisface las siguientes funciones:

- 1.- Confina el campo eléctrico dentro del aislamiento.
- 2.- Crea una distribución radial simétrica de la tensión dentro del dieléctrico, eliminando los esfuerzos de tensión.
- 3.- Protege el cable de tensiones inducidas por circuitos eléctricos cercanos.
- 4.- Elimina los puntos de alto esfuerzo eléctrico en el aislamiento.
- 5.- Reduce el peligro de shock eléctrico en la superficie exterior del cable.
- 6.- Limita la radio-interferencia.
- 7.- Conduce las corrientes de carga, las de cargas desbalanceadas y las de cortocircuito.
- 8.- Proporciona una protección mecánica para el aislamiento y dependiendo del tipo, puede proporcionar una protección plena contra los contaminantes externos (como ejemplo de esto, es la función que realiza la cubierta de plomo).
- 9.- Previene la ignición de gases volátiles.

La componente metálica de la pantalla puede ser de:

- 1.- Cintas de cobre aplicadas helicoidalmente con un traslape.
- 2.- Hilos de cobre concéntricos aplicados helicoidalmente y uniformemente separados entre sí.
- 3.- Combinación de alambres y cintas.
- 4.- Tiras de cobre concéntricas aplicadas helicoidalmente y sin traslape.
- 5.- Cinta corrugada de cobre aplicada longitudinalmente con traslape.
- 6.- Cinta trenzada de cobre.
- 7.- Pantalla de plomo.
- 8.- Materiales conductores no magnéticos.

Todas las pantallas metálicas están hechas de materiales no ferrosos, para evitar pérdidas magnéticas, las que pueden ser de consideración cuando se trate de cables monopolares.

La componente no metálica de la pantalla puede ser de cualquiera de los materiales siguientes:

- 1.- Un polímero termoplástico semiconductor extruido.
- 2.- Un polímero termofijo semiconductor extruido.
- 3.- Una cinta tejida semiconductor.
- 4.- Un polímero termoplástico o termofijo extruido de alta constante dieléctrica.

Al seleccionar el componente metálico de la pantalla, el usuario debe considerar si ésta es únicamente para propósitos electrostáticos, para llevar la corriente de desbalance y/o para conducir la corriente de falla. La pantalla para esfuerzos



electrostáticos requiere un mínimo de cobre; si se trata de cinta de cobre, se requiere de una cinta de 2.5 milésimas de espesor como mínimo y si es de alambres de cobre, 5,000 por pulgada de diámetro de cable. Mayor área de la pantalla será necesaria para satisfacer las necesidades cuando se requiere que la pantalla conduzca corrientes por el neutro o corrientes de falla. Cuando los cables se emplean en circuitos monofásicos, se requiere una pantalla metálica para proporcionar una trayectoria de regreso a la corriente. En los circuitos trifásicos, la pantalla en los cables es necesaria para conducir la resultante de las corrientes trifásicas y para proporcionar una conexión a tierra.

Una de las mejores maneras para describir la necesidad de que un cable de más de 2,000 Volts tenga una pantalla, es comparando la distribución de tensión dentro del dieléctrico del cable, para uno con pantalla y otro sin pantalla.

La figura II.2, ilustra la posición de las líneas de fuerza y la distribución de la tensión representada por anillos equipotenciales, en un cable con pantalla y en uno sin pantalla. La distribución de la tensión en el dieléctrico es uniforme y el campo eléctrico se confina enteramente dentro del dieléctrico. Es obvio que no pueda haber esfuerzos tangenciales o longitudinales en la superficie del cable en este caso. Para el cable sin pantalla, las líneas equipotenciales están confinadas dentro del aislamiento solamente en el punto donde el cable descansa sobre la tierra, estas líneas salen del dieléctrico e imponen esfuerzos tangenciales al dieléctrico. En un cable tripolar sin pantalla, las líneas de fuerza y las líneas equipotenciales se superponen unas sobre las otras debido a su relación trifásica, minimizando el esfuerzo tangencial.

Los esfuerzos longitudinales se presentan cuando un cable sin pantalla esta en contacto con el suelo en algunos puntos y en otros esta despegado del suelo, o cuando el cable pase de tierra húmeda a seca o de tierra seca a un tubo. En cada caso el campo eléctrico no se hace cero en la superficie exterior del aislamiento; y, si debido a contaminantes, agua, suciedad, etc., la resistencia superficial decrece, viajan entonces corrientes de carga a tierra y producen erosión superficial conocida como "tracking". Con el tiempo el "tracking" puede causar una ruptura al aislamiento. Por esta razón muchos ingenieros consideran que es una buena práctica usar pantallas en cables de más de 2,000 Volts entre fases.

Las pantallas son requeridas por el Código Nacional Eléctrico de los Estados Unidos y por las Normas ICEA. Estas últimas establecen, que los cables de aislamiento sólido monopoles que operen arriba de los 2,000 Volts en instalaciones permanentes deben ser resistentes a las descargas y deben ser construidos con pantallas, bien se trate de cables monopoles o tripolares con pantallas metálicas o con armado, se considera que hasta 5 kV no es necesario proveerlos de una pantalla semiconductor entre el aislamiento y la pantalla metálica o el armado. Arriba de 5 kV es necesaria esta pantalla.

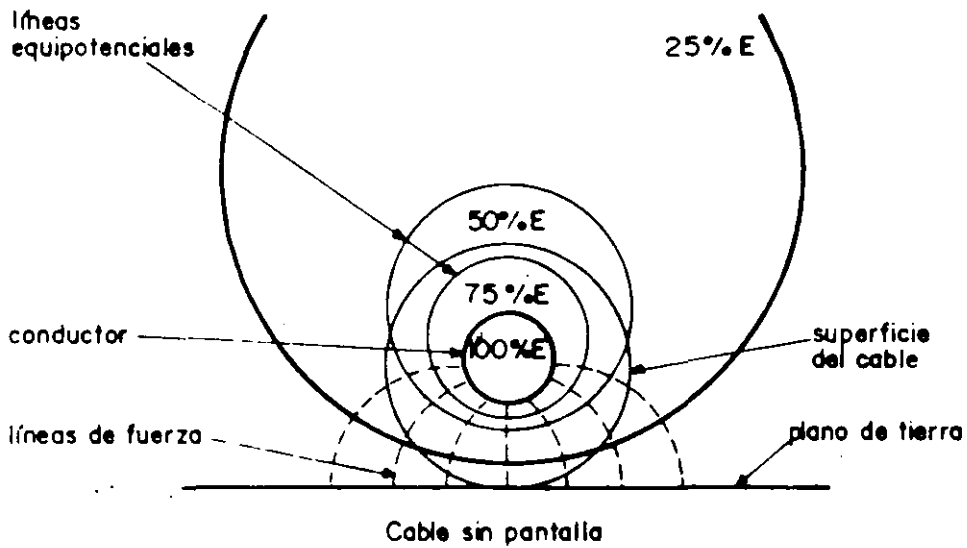
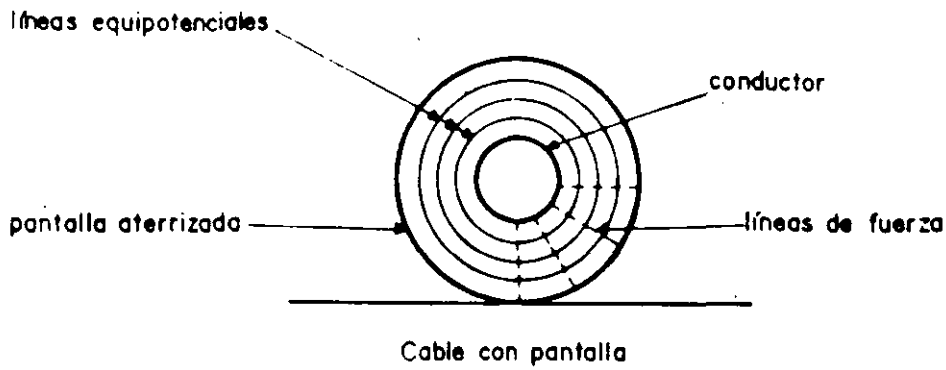


Figura II.2 Distribución del Campo Eléctrico en cables con y sin pantalla

#### II.1.4. Cubiertas protectoras.

Las cubiertas protectoras para cables se emplean para proporcionar protección mecánica, protección contra la humedad y agentes químicos que puedan atacar el aislamiento. Las cubiertas no metálicas generalmente están hechas de: neopreno, cloruro de polivinilo y polietileno. En realidad la única barrera para evitar la humedad en cables de energía la proporcionan las pantallas metálicas. Muchos de los compuestos usados como cubiertas no metálicas son afectados relativamente poco por la humedad y pueden tener muy bajas propiedades como elementos ávidos de humedad.

Si el aislamiento es un material que se degrada por la humedad, como lo es el papel impregnado en aceite, entonces es necesaria una cubierta metálica para protegerlo contra agentes externos. Para cables que se han de instalar en lugares secos, se pueden emplear cables con cubiertas no metálicas, por el contrario para cables que se han de instalar en ambientes húmedos, como por ejemplo en ductos o directamente enterrados, entonces puede usarse una cubierta metálica. Hasta ahora, el plomo es uno de los materiales más comunmente empleados para cubiertas metálicas, cuando se requiere preservar el aislamiento contra la humedad; sin embargo, en lugares en donde la corrosión del plomo puede llegar a ser un problema se puede emplear una cubierta no metálica para mejorar su comportamiento.

La mayoría de los aislamientos termoplásticos y termofijos son razonablemente resistentes a la humedad. Cuando las cubiertas se usan con estos compuestos, ofrecen un buen número de ventajas, algunas de las cuales son: poco peso, resistencia a la corrosión y facilidad para elaborar empalmes y terminales. Como se mencionó anteriormente, uno de los propósitos de las cubiertas es proporcionar una protección mecánica para el cable, esta es la función principal de una cubierta no metálica, las otras son secundarias. Sin embargo, las cubiertas deben ser capaces de soportar el medio ambiente en el que van a operar. Con esta idea en mente consideremos cada uno de los tres materiales más empleados para cubiertas: el neopreno, el cloruro de polivinilo y el polietileno.

Cubiertas de neopreno. Hay más de 2,000 compuestos de neopreno reconocidos en la industria y es posible producir un compuesto con casi cualquier característica deseada, claro está que esto trae como resultado que otras propiedades se vean disminuidas. Hasta ahora no ha sido posible fabricar un compuesto en que todas las propiedades sean sobresalientes. Lo que se necesita es un compuesto balanceado que puede no ser el mejor en alguna propiedad especial, pero que sea lo suficientemente bueno para proporcionar el mejor servicio como cubierta de cable.

Una cubierta de neopreno debe tener una aceptable alta resistencia mecánica. No es necesaria una extra alta resistencia mecánica, ya que la naturaleza de la aplicación no lo requiere. Más importante es tener una cubierta resistente a la compresión y al corte.

Uno de los criterios más comunmente empleados pero menos válidos, es que para mejorar la calidad de la cubierta es necesario aumentar el porcentaje de neopreno en el compuesto. Generalmente, a mayor cantidad de neopreno mayor resistencia mecánica. Sin embargo, como anteriormente se estableció, esto no tiene importancia para la cubierta de un cable, ya que no va a estar sometido a altos esfuerzos mecánicos, además una cubierta con alto porcentaje de neopreno tiene una baja resistencia al aceite y una tendencia a tener un envejecimiento rápido.

El porcentaje de neopreno en un compuesto no es un criterio de la calidad de la cubierta o del comportamiento esperado de ella. De hecho no puede usarse una sola propiedad como la medida de calidad, el ingeniero de distribución necesita tener un balance de las propiedades necesarias para una aplicación dada. Y también es responsabilidad del fabricante diseñar una cubierta que se adapte satisfactoriamente a las condiciones de operación del cable.

Cubiertas de cloruro de polivinilo. En general las propiedades físicas del cloruro de polivinilo son muy similares a las del neopreno, la principal diferencia es que el cloruro de polivinilo es un material termoplástico y funde a altas temperaturas. Para algunas aplicaciones tiene ventajas definitivas, una de ellas es su uso para cubierta para cables sin pantalla de 5 kV, ya que el cloruro de polivinilo tiene una muy alta resistencia a las descargas eléctricas, las que se presentan cuando el cable sin pantalla está en contacto intermitente con un ducto o un tubo.

Otra aplicación en la que el cloruro de polivinilo ofrece una ventaja es cuando el cable está expuesto al aceite, debido a su alta resistencia a la mayoría de los aceites. Una ventaja adicional del cloruro de polivinilo es que los colorantes empleados para identificar al cable no reducen ninguna de sus propiedades. Esta característica no la tiene ni el neopreno ni el polietileno.

Cubiertas de polietileno. Por lo que al polietileno se refiere, como elemento empleado para cubiertas protectoras de cables, el tipo que más comunmente se emplea es el polietileno de alto peso molecular. Este material tiene buena resistencia a los agentes externos, es casi igual al neopreno cuando se comparan sus propiedades físicas y tiene la ventaja de presentar una resistencia superior a los agentes químicos; tiene un bajo coeficiente de fricción, lo que se traduce en una fácil forma de jalarlo en ductos y tubos de acero. Sin embargo, tiene una muy pobre resistencia a las descargas eléctricas y por esta razón no se recomienda emplearlo en cables sin pantalla mayores de 5 kV.

## II.2 CONCEPTOS GENERALES.

Un cable aislado desde el punto de vista electrostático es un capacitor, en el que el conductor central y la pantalla son las placas y el aislamiento del cable el dieléctrico del capacitor. Los parámetros distribuidos de un cable se pueden representar por un circuito equivalente como el de la figura II.3. Desde el punto de vista electromagnético es un transformador con el conductor como primario y la pantalla trabajando como secundario al cortar las líneas magnéticas producidas por la corriente que transporta el conductor. Este aspecto de los cables se tratará en el tema de tensiones inducidas en pantallas.

### II.2.1. Esfuerzos electrostáticos en cables aislados.

Para seleccionar el material correcto y el espesor adecuado de un cable aislado, es necesario tomar en cuenta las condiciones bajo las que el material va a trabajar, tales como esfuerzos electrostáticos y temperatura. El esfuerzo eléctrico es función de la tensión aplicada, calibre del conductor y espesor del aislamiento; es máximo, en la superficie del conductor y disminuye a un mínimo en la superficie exterior del aislamiento.

La deducción de la ecuación que relaciona el esfuerzo eléctrico con la tensión de operación, el radio del conductor y el radio del aislamiento se lleva a cabo con ayuda de la siguiente figura II.4. En esta figura,  $r$  es el radio del conductor,  $R$  el radio del aislamiento y  $x$  el radio de un círculo comprendido entre  $r$  y  $R$ .

Va que por definición, el gradiente de tensión  $g$ , está dado por:

$$g = \frac{dE}{dx} \quad \text{II.1}$$

$E$  = Potencial del conductor con respecto a tierra.

$$dE = g dx \quad \text{II.2}$$

pero:

$$g = \frac{q}{2\pi \epsilon_0 \epsilon x} \quad \text{II.3}$$

en donde:

- $g$  = Gradiente de tensión en un radio  $x$ .
- $q$  = Carga en Coulombs por metro de longitud axial.
- $\epsilon$  = Permitividad relativa del dieléctrico.
- $\epsilon_0$  = Permitividad del aire.

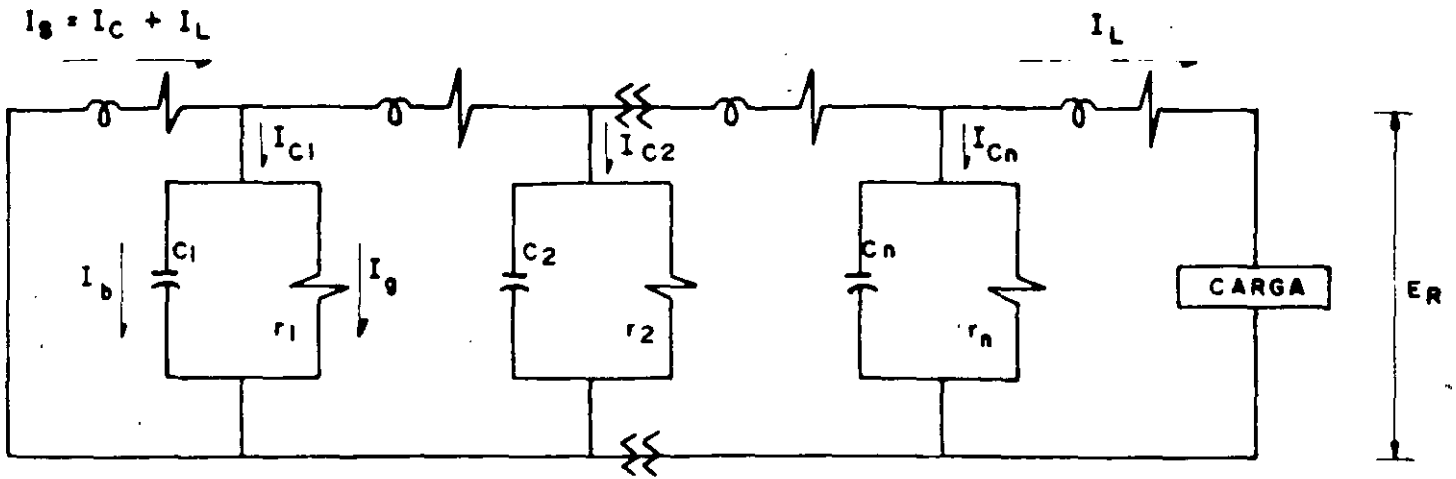


Figura II.3 Circuito eléctrico de un cable aislado.

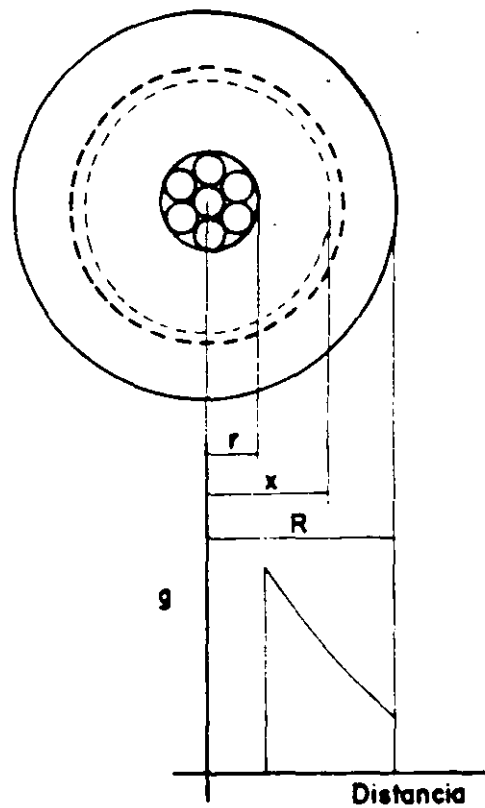


Figura II.4 Gradiente de tensión en un cable aislado.

Al sustituir la ecuación II.3 en II.2 e integrando:

$$E = \int g \, dx = \int_1^R \frac{q \, dx}{2\pi \epsilon_0 \epsilon x} = \frac{q}{2\pi \epsilon_0 \epsilon} \int_1^R \frac{dx}{x}$$

$$E = \frac{q}{2\pi \epsilon_0 \epsilon x} \ln \frac{R}{r} \quad \text{II.4}$$

Al despejar a  $q$  en la ecuación II.4, se tiene:

$$q = \frac{2\pi \epsilon_0 \epsilon E}{\ln \frac{R}{r}} \quad \text{II.5}$$

Al sustituir el valor de  $q$  (ecuación II.5) en la ecuación II.3:

$$g = \frac{2\pi \epsilon_0 \epsilon}{2\pi \epsilon_0 \epsilon} \frac{E}{x \ln \frac{R}{r}} = \frac{E}{x \ln \frac{R}{r}} \quad \text{II.6}$$

que es la ecuación buscada.

El máximo gradiente de tensión ocurre cuando  $x$  tiene su mínimo valor posible, es decir cuando  $x = r$ , en este caso:

$$g_{\max} = \frac{E}{r \ln \frac{R}{r}} \quad \text{II.7}$$

El mínimo valor del gradiente ocurre cuando  $x = R$ , o sea:

$$g_{\min} = \frac{E}{R \ln \frac{R}{r}} \quad \text{II.8}$$

Las ecuaciones del gradiente de potencial se obtuvieron considerando que el conductor es un círculo perfecto, pero en la realidad la superficie irregular del cable incrementa el valor del

gradiente máximo, en 20%. Esto se elimina en la práctica, al cubrir el conductor con una fina pantalla semiconductor. Para valores dados de  $E$  y  $R$  hay un cierto valor del radio  $r$  que da un mínimo gradiente de potencial en la superficie del conductor. La expresión de  $g_{\max}$  tiene un valor mínimo cuando  $r \ln R/r$  es máximo.

Esto ocurre cuando  $\ln R/r$  es igual a la unidad, o cuando la relación  $R/r$  es igual a 2.7181, que es el número  $e$ .

EJEMPLO:

En un cable monopolar con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLPE), de 4 mm de radio interno y 14 mm de radio externo, diseñado para trabajarse en un sistema de 23 kV, se desea determinar: a) El máximo y mínimo gradiente de tensión a que trabaja el cable. b) El valor del radio interno  $r$ , que produce el mínimo valor del gradiente máximo, cuando el radio  $R$  es igual a 14 mm. c) Manteniendo  $r = 4$  varíe  $R$  y determine  $g_{\max}$ . Grafique los resultados.

SOLUCION:

a) El gradiente máximo de tensión:

$$g_{\max} = \frac{E}{r \ln R/r} = \frac{23/\sqrt{3}}{4 \ln 14/4} = 2.65 \text{ kV/mm}$$

El gradiente mínimo de tensión:

$$g_{\min} = \frac{E}{R \ln R/r} = \frac{23/\sqrt{3}}{14 \ln 14/4} = 0.757 \text{ kV/mm}$$

b) El valor de  $r$ , que da lugar al mínimo de  $g_{\max}$ , cuando  $R$  es igual a 14 mm:

Dado que la relación de los radios debe ser igual al número  $e$ , se tiene:

$$R/r = e$$

al despejar el valor de  $r$  y substituirlo en la ecuación de  $g_{\max}$ :

$$r = 14/2.7181 = 5.15 \text{ mm}$$



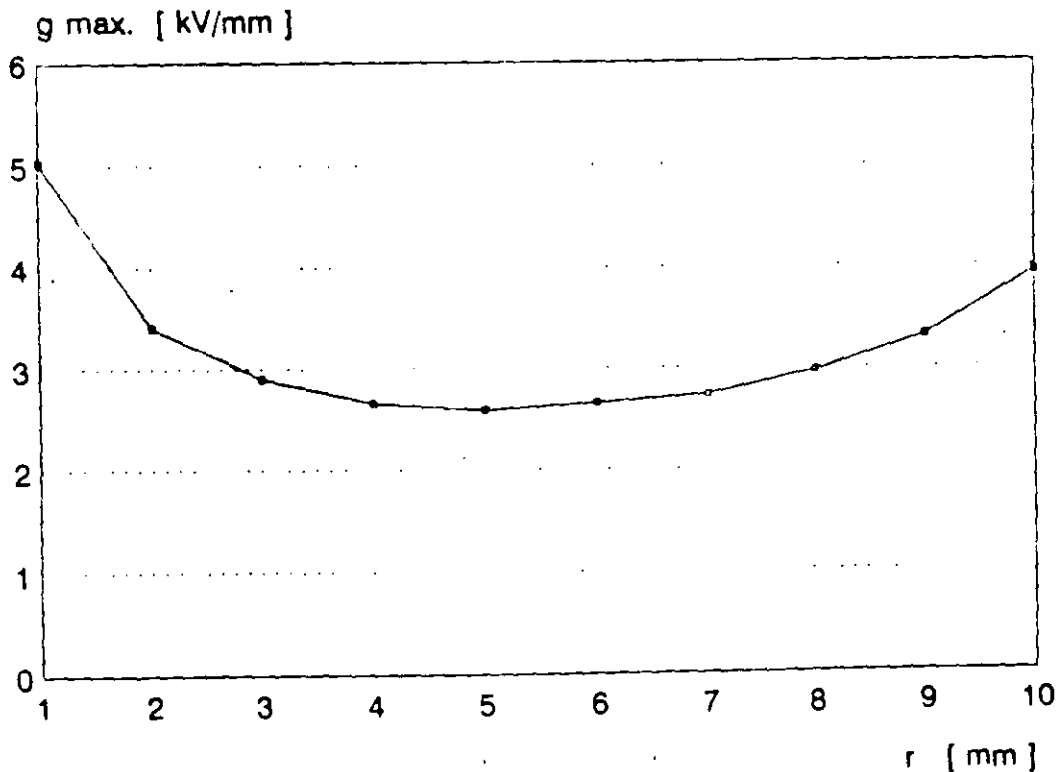
entonces el valor mínimo de  $g_{max}$  es:

$$g_{max} = \frac{23/\sqrt{3}}{5.15 \ln 14/5.15} = 2.58 \text{ kV/mm}$$

Como una comprobación de este resultado se pueden tomar distintos valores de  $r$ , mantener  $R$  y  $E$  constantes y calcular los correspondientes de  $g_{max}$ .

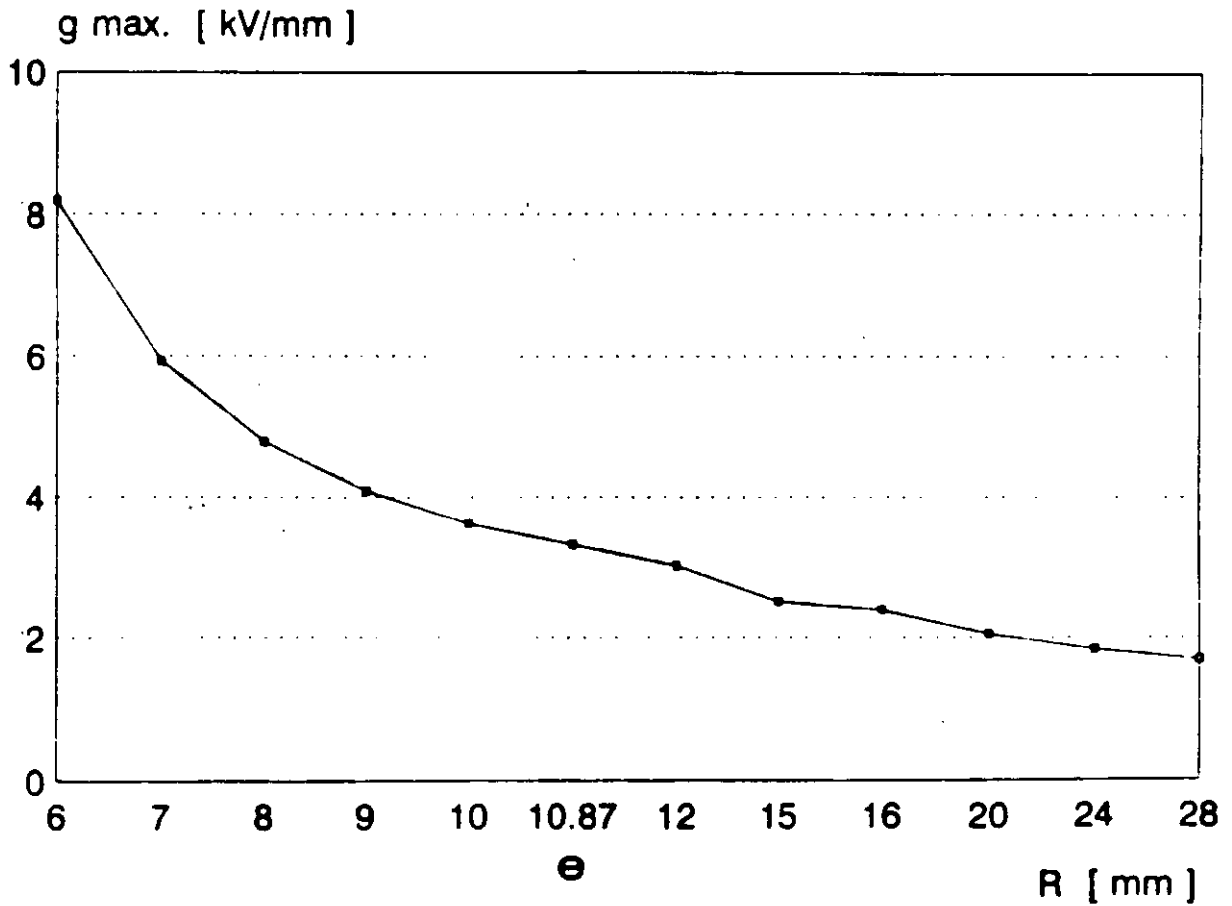
R (mm)	r (mm)	R/r	$g_{max}$ (kV/mm)
14	1	14.0	5.03
14	2	7.0	3.41
14	3	4.6	2.90
14	4	3.5	2.65
14	5	2.8	2.58
14	6	2.3	2.65
14	7	2.0	2.73
14	8	1.7	2.96
14	9	1.5	3.31
14	10	1.4	3.94

Al graficar estos resultados, se obtiene la curva siguiente:



c) Al mantener  $r$  y  $E$  constantes se calcula  $g_{max}$  y se grafica.

$r$ (mm)	$R$ (mm)	$R/r$	$g_{max}$ (kV/mm)
4	6	1.50	8.19
4	7	1.75	5.93
4	8	2.00	4.79
4	9	2.25	4.09
4	10	2.50	3.62
4	10.87	$e$	3.32
4	12	3.00	3.02
4	15	3.75	2.51
4	16	4.00	2.39
4	20	5.00	2.05
4	24	6.00	1.84
4	28	7.00	1.70



## II.2.2. Capacitancia de cables aislados.

La capacitancia de un cable unipolar, en donde la pantalla es concéntrica, está dada por la ecuación siguiente:

$$C = \frac{0.02414 \text{ SIC}}{\log \frac{R}{r}} \quad (\mu\text{F}/\text{km}) \quad \text{II.9}$$

en donde SIC es la constante dieléctrica (permeabilidad relativa del aislamiento),  $r$  el radio del conductor y  $R$  el radio interno de la pantalla. Esta también es la capacitancia de la línea a neutro para el caso de tres cables unipolares con pantallas conectadas a tierra, formando un arreglo trifásico, ya que las líneas de campo eléctrico son radiales entre conductores y pantalla.

Un cable bipolar, en el que los cables no tienen pantallas separadas, tiene dos capacitancias una entre los cables y otra entre los cables y la pantalla común, la que normalmente se aterriza. La figura II.5, muestra estas capacitancias y el circuito equivalente, en donde  $C_a$  y  $C_b$  son las capacitancias de cada cable a tierra (generalmente son iguales) y  $C_{ab}$  es la capacitancia entre conductores. Para este arreglo la capacitancia entre los dos conductores es:

$$C = C_{ab} + \frac{C_a C_b}{C_a + C_b} \quad \text{II.10}$$

En un cable tripolar hay seis capacitancias: tres entre cada cable monopolar y la pantalla ( $C_0$ ) y tres entre conductores ( $k$ ), ver figura II.6. Estas tres capacitancias en delta pueden reemplazarse por tres capacitancias  $C_i$  en estrella por medio de una transformación delta - estrella. La transformación delta - estrella aplicada a la delta formada por los elementos  $Z_{12}$ ,  $Z_{21}$  y  $Z_{31}$  se puede escribir:

$$Z_{01} = \frac{Z_{12} Z_{13}}{Z_{12} + Z_{21} + Z_{31}} \quad \text{II.11}$$

como:

$$Z_{12} = Z_{23} = Z_{31} = \frac{1}{\omega k} \quad \text{II.12}$$

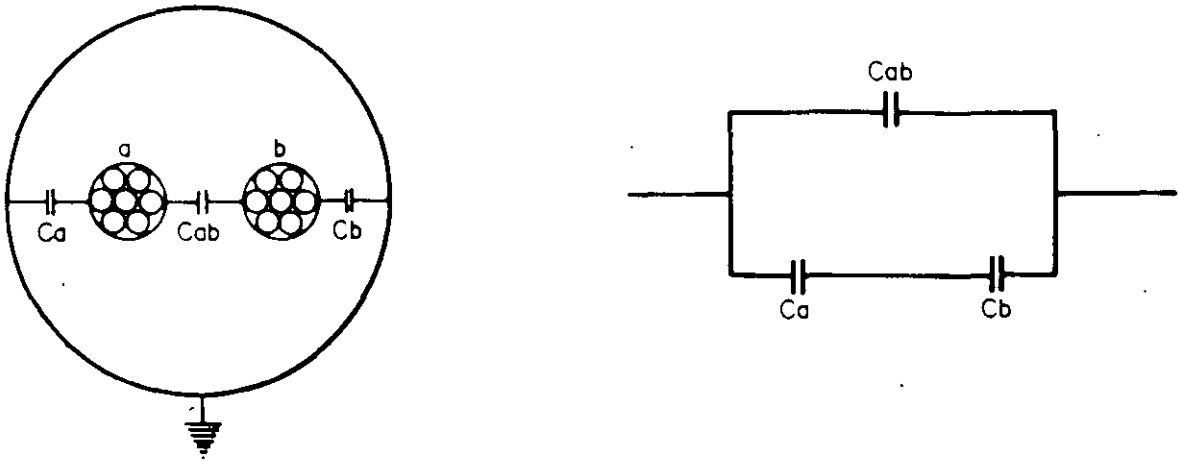


Figura II.5 Capacitancia en un cable bipolar.

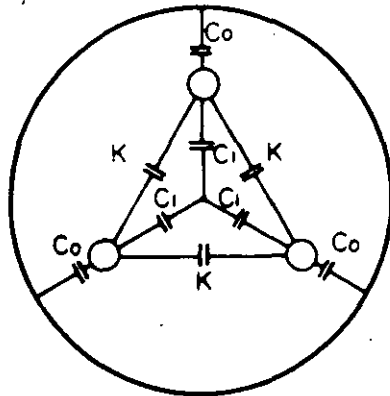


Figura II.5 Capacitancia en un cable tripolar.

haciendo la transformación delta - estrella:

$$\omega C_1 = \frac{1}{\frac{1}{\omega k} + \frac{1}{\omega k} + \frac{1}{\omega k}} \quad \text{II.13}$$

$$C_1 = 3 k \quad \text{II.14}$$

La capacitancia equivalente en estrella es:

$$C = C_0 + 3k = C_0 + C_1 \quad \text{II.15}$$

Se requieren dos mediciones de capacitancia para determinar las capacitancias  $C_0$  y  $C_1$ , como se muestra en la figura II.7. La capacitancia  $C_A$  es la que se tiene entre los tres cables monopolares y la pantalla, así:

$$C_A = 3 C_0 \quad \text{II.16}$$

Para la prueba de la figura II.7, dos de los tres cables monopolares se unen entre sí y el tercero se conecta a la pantalla; así del circuito equivalente:

$$C_b = 2 C_0 + 2 C_1 \quad \text{II.17}$$

de aquí que la capacitancia total del cable, en términos de la capacitancia medida es:

$$C = C_0 + 3 k = 3/2 C_b - 2/3 C_A \quad \text{II.18}$$

Las conexiones de prueba entre conductores y entre conductores y pantalla se deben hacer en ambos extremos del cable.

Un efecto importante de cables en sistemas de distribución y transmisión es la corriente de carga tomada por cada cable, esta corriente se determina con la ecuación siguiente:

$$I_c = \frac{\omega C V 10^{-3}}{\sqrt{3}} \quad \text{[A/km]} \quad \text{II.19}$$

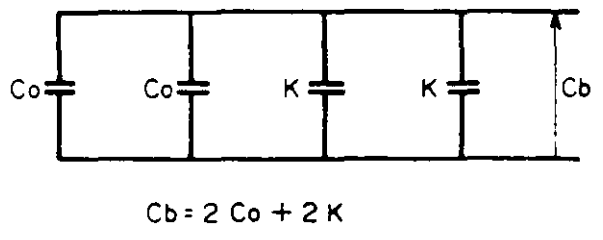
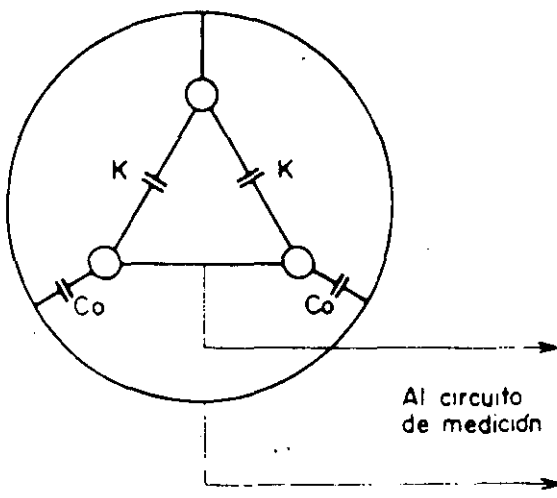
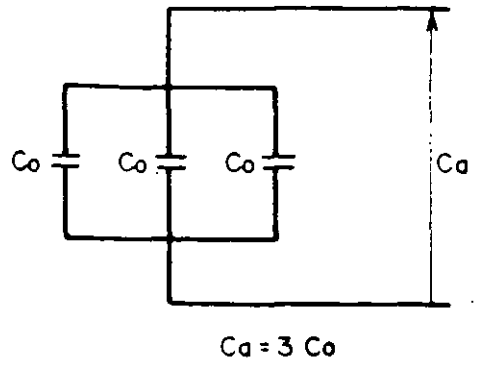
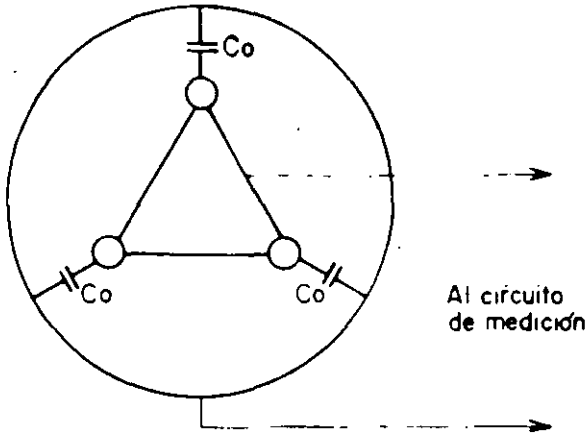


Figura II.7 Conexiones necesarias para determinar la capacitancia equivalente de un cable tripolar.

en donde  $C$  es la capacitancia equivalente en estrella de un cable, en microfaradios por kilómetro y  $V$  la tensión entre fases en kilovolts.

EjemPlo:

Determine la corriente de carga por kilómetro de un cable monopolar con aislamiento de papel de 240 mm<sup>2</sup> de sección, cuyo diámetro del conductor es de 20 mm y el diámetro sobre el aislamiento es de 38 mm. El cable trabajará en un sistema de 23 kV a una frecuencia de 60 Hz.

SOLUCION:

$$C = \frac{0.02414 \text{ SIC}}{\log \frac{R}{r}} = \frac{0.02414 (3.5)}{\log \frac{19}{10}} = 0.303 \text{ } \mu\text{F/km}$$

La corriente de carga:

$$I_c = \frac{\omega CV 10^{-3}}{\sqrt{3}} = \frac{2 \pi (60) (0.303) (13.29) 10^{-3}}{\sqrt{3}}$$

$$I_c = 1.517 \text{ A/km}$$

### III. DISEÑO DE CABLES.

#### III.1 CONDUCTOR.

Para el diseño del calibre del conductor es necesario conocer los siguientes parámetros :

- a) Tensión de operación entre fases (nominal y máxima en kV).
- b) Frecuencia (Hz).
- c) Tipo de conductor monofásico o trifásico.
- d) Potencia a transmitir en (kVA).
- e) Longitud.
- f) Regulación.
- g) Temperatura de operación.
- h) Factor de carga.
- i) Material del conductor.
- j) Flexibilidad.
- k) Forma del conductor.
- l) Resistividad térmica del terreno ( $^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ ).
- m) Resistividad térmica de los ductos ( $^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ ).
- n) Resistividad térmica del aislamiento y pantallas ( $^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ ).
- o) En general las características térmicas del conductor, aislamiento, cubierta, etc.

##### III.1.1 Material.

Las materias primas más utilizadas en los conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, en la tabla III.1, se dan algunas propiedades de estos dos metales.

Metal	Densidad gr/cm <sup>3</sup>	Temperatura de fusión °C	Conductividad eléctrica %IACS*	Esfuerzo a la tensión	Resistividad $\Omega\text{-mm}^2/\text{km}$
Cobre suave o recocido	8.89	1,083	100	25	17.241
Aluminio	2.703	660	61	10	28.28

Tabla III.1 Algunas propiedades del cobre y del aluminio.  
\* IACS - International Annealed Copper Standard

De la tabla anterior podemos resumir que el peso del aluminio es el 30% menor al cobre; su conductividad es del 60% menor al cobre, el esfuerzo de tensión a la ruptura es del 60% menor al cobre y su resistividad volumétrica es 60% mayor a la del cobre.



### III.1.2. Flexibilidad.

Hablar de flexibilidad en cables de energía de un mismo calibre es muy relativo ya que la flexibilidad del cable depende también del tipo de aislamiento y la cubierta que se utilice y no nada más del conductor.

Enfocandonos únicamente al conductor y considerando que se utilizará para su construcción el cobre electrolítico suave (100% IACS) ó aluminio del tipo 1350-H 12 (61% IACS) podemos decir que la flexibilidad del conductor esta en función del número de alambres que lo forman y del paso de torcido.

La operación de reunido de varios alambres se le conoce como clase de cableado y es designado por letras normalizadas internacionalmente; por ejemplo: la clase "AA" se utiliza para cables desnudos generalmente para líneas aéreas, la clase "A" se utiliza para cables aislados tipo intemperie ó cables desnudos que requieren mayor flexibilidad que el cableado clase "AA", la clase "B" para cables aislados de mayor flexibilidad que el clase "A".

En el diseño de cables de energía normalmente se utiliza el cableado clase "B", a menos que el cliente solicite otro cableado.

### III.1.3. Formas.

Las formas que pueden adoptar los conductores para el uso en cables de energía son las siguientes:

- a) Redondo.
- b) Concéntrico circular (abierto, compreso y compacto).
- c) Sectorial.
- d) Anular.
- e) Segmental.

En la figura III.1, se muestran las formas de los conductores enunciadas anteriormente.

- a) Redondo.

Esta constituido por un solo alambre cuya sección transversal es circular, se utiliza para calibres del 8 AWG y menores.

- b) Concéntrico circular.

- b.1) Abierto.

Esta constituido de varios alambres del mismo diámetro, y estan torcidos helicoidalmente en capas concéntricas sobre el núcleo central. La dirección del torcido de la última capa debe ser en sentido izquierdo y la de las capas internas debe ser alternadas.

Si se desea encontrar el número de alambres que tiene un conductor, conociendo el número de capas, se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$\text{No. alambres} = 3x^2 - 3x + 1$$

donde  $x$  = Número de capas incluyendo el alambre del centro.

#### b.2) Compreso.

Esta forma es similar al abierto, reduciendo únicamente su diámetro exterior del conductor hasta un 3% respecto al abierto. Con esto se logra reducir los espacios entre los alambres (intersticios), sin reducir el área de la sección transversal del conductor, obteniendo un conductor con la superficie exterior más homogénea que nos ayudará a reducir los efectos del campo eléctrico.

#### b.3) Compacto.

En esta forma se disminuye el diámetro exterior del conductor mayor al 3% hasta el 10% respecto al abierto; obteniendo con esto un conductor prácticamente circular con un mínimo de intersticios que nos darán como resultado las siguientes ventajas:

- Un campo eléctrico homogéneo.
- Facilitar el proceso de extensión con vulcanizado continuo.
- Se reduce la cantidad de material semiconductor a utilizar en el cable.

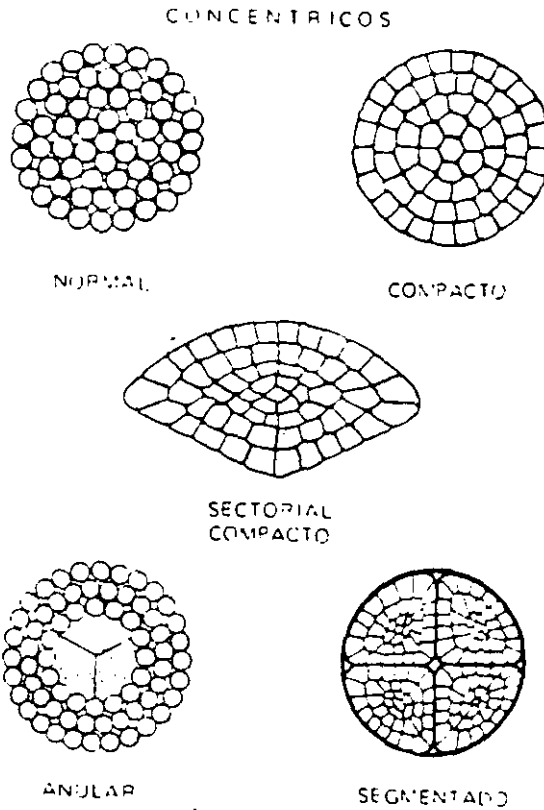
#### c) Sectorial.

Este tipo de conductores se obtienen comprimiendo un conductor concéntrico circular de manera que su forma sea el sector de un círculo. Aislado cada conductor cuya sección transversal sea el sector de un círculo de 120 °C, se puede obtener un cable trifásico de menor diámetro exterior que el construido con conductores concéntricos, obteniendo con esto menor peso y un costo más bajo.

#### d) Anular.

Los conductores anulares consisten, de alambres trenzados helicoidalmente, en capas concéntricas, sobre un núcleo que puede ser de material fibroso ó una helice metálica, con lo cual se disminuye el efecto superficial (skin) y por lo tanto la resistencia a la corriente alterna.

Es frecuente el uso de estos cables para calibres de 1000 kCM a 60 Hz y 1600 kCM a 25 Hz, además tienen una gran ampacidad, debido a que se incrementa el área de disipación de calor.



**Figura III.1 Formas de los cables de energia.**

**e) Segmental.**

Este tipo de cable de cables se obtienen a partir de la compactación de un concéntrico circular. Cada conductor esta formado por 3 ó 4 conductores sectoriales, separados eléctricamente por medio de cintas de papel y rellenos de yute, al tocarse cada sector, varía la posición del conductor segmental total, reduciendo la resistencia a la corriente alterna del cable, con lo cual se tendrían menos pérdidas al conducir altas corrientes.

### III.1.4. Dimensiones.

Existen dos escalas de calibres utilizadas en los conductores eléctricos, siendo éstas: AWG (American Wire Gage) y milimétrica.

En las dos escalas se representan los pasos sucesivos del proceso de estirado o trefilado de los alambres.

#### a) Escala AWG.

En esta escala los números son regresivos, un número mayor representa un alambre de menor diámetro, correspondiente a los pasos de estirado, como se muestra en la tabla III.2. Esta escala se formó, fijando 2 diámetros y estableciendo una ley de progresión geométrica para diámetros intermedios, los diámetros base seleccionados son 0.4600" (calibre 4/0 AWG) y 0.0050" (calibre 36 AWG), existiendo 38 dimensiones entre estos dos calibres; la razón entre un diámetro cualquiera y el diámetro siguiente en la escala AWG, esta dada por la relación:

$$\sqrt[39]{\frac{0.4600}{0.0050}} = \sqrt[39]{92} = 1.1229$$

Por lo tanto la relación entre dos diámetros consecutivos en la escala AWG, es constante e igual a 1.1229.

Ejemplo: Conociendo el diámetro exterior de un cable 1/0 (9.47 mm), se desea conocer el diámetro exterior de los calibres 2/0 y 1 AWG.

$$D_{2/0} = (1.1229) (9.47) = 10.63 \text{ mm}$$

$$D_1 = \frac{9.47}{1.1229} = 8.43 \text{ mm}$$

Para los calibres mayores a 4/0 AWG, el cable se define por su área en "Circular Mil" (CM) o en Mil Circular Mil (MCM), cabe aclarar que de acuerdo a las normas internacionales y nacionales el múltiplo correspondiente a mil, es el kilo (k) por lo tanto la nomenclatura correcta para abreviar MCM es kCM (ver NOM-J-12).

Recordando que un CM, es el área de un círculo cuyo diámetro es de 0.001 pulgadas, podemos obtener las relaciones siguientes:

Tabla III.2 Construcción normal de cables concéntricos.

Designación del conductor	Clase AA	Clase A		Clase B		Clase C		Clase D			
		No. de alambres	Diámetro de alambres	No. de alambres	Diámetro de alambres	No. de alambres	Diámetro de alambres	No. de alambres	Diámetro de alambres		
0.5000	-	-	-	-	-	7	0.302	19	0.183	-	-
0.5191	20	-	-	-	-	7	0.307	19	0.187	-	-
0.7500	-	-	-	-	-	7	0.369	19	0.224	-	-
0.8235	18	-	-	-	-	7	0.387	19	0.235	-	-
1.000	-	-	-	-	-	7	0.426	19	0.259	-	-
1.307	16	-	-	-	-	7	0.488	19	0.296	-	-
1.500	-	-	-	-	-	7	0.522	19	0.317	-	-
1.651	15	-	-	-	-	7	0.548	19	0.333	-	-
2.082	14	-	-	-	-	7	0.615	19	0.374	37	0.268
2.500	-	-	-	-	-	7	0.674	19	0.409	37	0.293
3.307	12	-	-	-	-	7	0.776	19	0.471	37	0.337
4.000	-	-	-	-	-	7	0.853	19	0.518	37	0.371
5.260	10	-	-	-	-	7	0.978	19	0.594	37	0.425
6.000	-	-	-	-	-	7	1.045	19	0.634	37	0.454
8.367	8	-	-	-	-	7	1.234	19	0.749	37	0.537
10.00	-	-	-	-	-	7	1.349	19	0.819	37	0.587
10.55	7	-	-	-	-	7	1.385	19	0.841	37	0.603
13.30	6	-	-	-	-	7	1.555	19	0.944	37	0.677
16.00	-	-	-	-	-	7	1.706	19	1.035	37	0.742
16.76	5	-	-	-	-	7	1.746	19	1.060	37	0.759
21.15	4	3	2.996	7	1.961	7	1.961	19	1.191	37	0.853
25.00	-	3	3.257	7	2.132	7	2.132	19	1.294	37	0.928
26.67	3	3	3.364	7	2.203	7	2.203	19	1.337	37	0.958
33.62	2	3	3.777	7	2.473	7	2.473	19	1.501	37	1.076
35.00	-	3	3.854	7	2.523	7	2.523	19	1.531	37	1.097
42.41	1	3	4.243	7	2.777	19	1.686	37	1.208	61	0.941
50.00	-	7	3.016	7	3.016	19	1.830	37	1.312	61	1.022
53.48	1/0	7	3.119	7	3.119	19	1.893	37	1.357	61	1.057
67.43	2/0	7	3.502	7	3.502	19	2.126	37	1.523	61	1.186
70.00	-	7	3.568	7	3.568	19	2.166	37	1.552	61	1.209
85.01	3/0	7	3.932	7	3.932	19	2.387	37	1.710	61	1.332
95.00	-	7	4.157	7	4.157	19	2.523	37	1.808	61	1.408
107.2	4/0	7	4.416	7	4.416	19	2.680	37	1.921	61	1.496
120.0	-	12	3.568	19	2.836	37	2.032	61	1.583	91	1.296
126.7	250	12	3.667	19	2.914	37	2.088	61	1.626	91	1.331
150.0	-	12	3.989	19	3.170	37	2.272	61	1.769	91	1.449
152.0	300	12	4.016	19	3.192	37	2.287	61	1.781	91	1.458

Tabla III.2 (concluye).

Designación del conductor		Clase AA		Clase A		Clase B		Clase C		Clase D	
Área de la sección transversal nominal en mm <sup>2</sup>	Calibre AWG o ICR	No. de alambres	Diámetro de alambres en mm	No. de alambres	Diámetro de alambres en mm	No. de alambres	Diámetro de alambres en mm	No. de alambres	Diámetro de alambres en mm	No. de alambres	Diámetro de alambres en mm
177.3	350	12	4.337	19	3.447	37	2.470	61	1.924	91	1.575
185.0	-	12	4.430	19	3.521	37	2.523	61	1.965	91	1.609
202.7	400	19	3.686	19	3.686	37	2.641	61	2.057	91	1.684
228.0	450	19	3.909	37	2.801	37	2.801	61	2.182	91	1.786
240.0	-	19	4.010	37	2.874	37	2.874	61	2.238	91	1.832
253.4	500	19	4.121	37	2.953	37	2.953	61	2.300	91	1.883
278.7	550	37	3.097	37	3.097	61	2.412	91	1.975	127	1.672
300.0	-	37	3.213	37	3.213	61	2.502	91	2.049	127	1.734
304.0	600	37	3.234	37	3.234	61	2.519	91	2.062	127	1.746
329.4	650	37	3.367	61	2.622	61	2.622	91	2.147	127	1.817
354.7	700	37	3.494	61	2.721	61	2.721	91	2.228	127	1.886
380.0	750	37	3.616	61	2.816	61	2.816	91	2.306	127	1.952
400.0	-	37	3.710	61	2.889	61	2.889	91	2.366	127	2.003
405.4	800	37	3.735	61	2.909	61	2.909	91	2.382	127	2.016
456.0	900	37	3.961	61	3.085	61	3.085	91	2.526	127	2.138
500.0	-	37	4.148	61	3.231	61	3.231	91	2.645	127	2.239
506.7	1 000	37	4.176	61	3.252	61	3.252	91	2.663	127	2.254
557.4	1 100	-	-	61	3.411	91	2.793	127	2.364	169	2.049
608.0	1 200	-	-	61	3.562	91	2.917	127	2.469	169	2.140
630.0	-	-	-	61	3.626	91	2.969	127	2.513	169	2.179
633.4	1 250	-	-	61	3.636	91	2.977	127	2.520	169	2.184
658.7	1 300	-	-	61	3.708	91	3.036	127	2.570	169	2.228
709.4	1 400	-	-	61	3.848	91	3.151	127	2.667	169	2.312
760.1	1 500	-	-	61	3.983	91	3.261	127	2.761	169	2.393
800.0	-	-	-	91	3.346	127	2.832	169	2.455	217	2.167
810.7	1 600	-	-	91	3.368	127	2.851	169	2.471	217	2.181
861.4	1 700	-	-	91	3.472	127	2.939	169	2.547	217	2.248
886.7	1 750	-	-	91	3.522	127	2.982	169	2.585	217	2.281
912.1	1 800	-	-	91	3.572	127	3.024	169	2.621	217	2.313
962.7	1 900	-	-	91	3.670	127	3.107	169	2.693	217	2.377
1 000	-	-	-	91	3.741	127	3.166	169	2.745	217	2.422
1 013	2 000	-	-	91	3.765	127	3.187	169	2.763	217	2.438
1 250	-	-	-	91	4.182	127	3.540	169	3.069	217	2.708
1 267	2 500	-	-	91	4.210	127	3.564	169	3.090	217	2.727
1 520	3 000	-	-	127	3.904	169	3.384	217	2.986	271	2.672
1 600	-	-	-	127	4.005	169	3.472	217	3.064	271	2.742
1 773	3 500	-	-	127	4.216	169	3.655	217	3.225	271	2.886
2 000	-	-	-	169	3.882	217	3.426	271	3.065	271	3.065
2 027	4 000	-	-	169	3.908	217	3.449	271	3.086	271	3.086
2 280	4 500	-	-	169	4.145	217	3.658	271	3.273	271	3.273
2 534	5 000	-	-	169	4.369	217	3.856	271	3.450	271	3.450

$$1 \text{ CM} = \frac{\pi}{4} (0.001)^2 = 7.854 \times 10^{-7} \text{ pulg.}^2$$

$$1 \text{ CM} = 5.067 \times 10^{-4} \text{ mm}^2$$

$$1 \text{ kCM} = 0.5067 \text{ mm}^2$$

#### b) Escala milimétrica.

Esta escala es la más utilizada a nivel mundial, ha sido normalizada por IEC (International Electrotechnical Commission), ésta nos da la medida directa del área de la sección transversal de los calibres, en milímetros cuadrados, tal como se muestra en la tabla III.2.

### III.2 PANTALLA SOBRE EL CONDUCTOR.

Sobre el conductor debe aplicarse un material semiconductor, termofijo, compatible tanto con el conductor como con el aislamiento, capaz de soportar las temperaturas de operación del conductor.

Como se mencionó en la construcción del cable, este material semiconductor debe ser extruido de modo que distribuya el campo eléctrico de manera uniforme.

Por otro lado, la superficie externa del semiconductor debe ser cilíndrica y estar firmemente adherida al aislamiento para evitar los huecos de aire que pudieran generarse en la interface semiconductor -aislamiento, evitándose la producción de ozono por ionización y el envejecimiento prematuro del aislamiento y semiconductor; así también la formación de arborescencias eléctricas.

#### III.2.1. Características dimensionales.

Respecto de los espesores, se recomiendan los indicados en la tabla III.3, no obstante éstos pueden ser modificados de acuerdo con la fórmula del gradiente de potencial (esfuerzo dieléctrico).

#### III.2.2. Características físicas.

El material semiconductor deberá cumplir con las características físicas que se indican en la tabla III.4.

#### III.2.3. Características eléctricas.

El material semiconductor deberá tener una resistividad volumétrica máxima de 1000  $\Omega$ -m, según las normas AEIC-CS5 y AEIC-CS6, cuando se mida a temperatura ambiente, 90 °C y 130 °C según procedimiento de prueba indicado en las normas NOM-J-204 e ICEA-S-66-524.

Tabla III.3 Espesor de la pantalla semiconductor extruída sobre el conductor.

Designación del conductor		Espesor		
mm	AWG o kCM	Mínimo en cualquier punto mm	Mínimo promedio mm	Máximo promedio mm
8.267 a 107.2	8 a 4/0	0.30	0.38	0.42
127.7 a 253.4	250 a 500	0.41	0.51	0.57
304.0 a 506.7	600 a 1000	0.51	0.64	0.71
Mayor de 506.7	Mayor de 1000	0.61	0.76	0.85

NOTAS:

1) La norma UL 1072-1991, especifica que el espesor promedio mínimo es de 0.20 mm (0.008") y el espesor mínimo en cualquier punto es de 0.13 mm (0.005") para todos los calibres.

2) Para efectos de tolerancias permitidas en huecos y protuberancias se recomienda usar la norma AEIC CS5-87 parte "C".

Tabla III.4 Características físicas del material semiconductor.

Característica	Valor de prueba	Método de Prueba
Alargamiento a la ruptura después de envejecida en horno a $121 \pm 1^\circ\text{C}$ durante 168 h.	100% mínimo	NOM-J-186
Fragilidad en frío	$-10^\circ\text{C}$	NOM-J-91
Doblez en frío como cable completo enfriado a $-35 \pm 2^\circ\text{C}$ durante 1 h	Sin daños	NOM-J-193

NOTAS:

1) El objeto de la prueba de envejecimiento es determinar que el material será compatible con la temperatura de operación del aislamiento.

2) Las pruebas de fragilidad y doblez en frío, tienen relación con las características físico mecánicas que debe cumplir el cable en condiciones extremas de baja temperatura



### III.3. AISLAMIENTO.

#### III.3.1. Generalidades.

Como se indico en la construcción del cable, el aislamiento tiene como función principal, confinar la corriente eléctrica dentro del conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa.

Las propiedades eléctricas más importantes a considerar en los aislamientos para cables de energía son:

- a) Rigidez dieléctrica.
- b) Constante dieléctrica.
- c) Resistencia de aislamiento.
- d) Factor de potencia y factor de disipación.
- e) Capacitancia.

#### a) Rigidez dieléctrica.

En todos los materiales sólidos, la conducción se origina por la migración de partículas cargadas eléctricamente.

En el caso de los aislantes, al tener muy pocos electrones libres, ocasionan una resistividad alta. Debido a la alta resistividad de los aislamientos, los efectos de polarización determinan el flujo de corriente alterna y transitoria. Sin embargo, cuando se incrementa el esfuerzo eléctrico en un aislamiento a un nivel suficientemente alto, la resistividad cambiará repentinamente de un valor alto a un valor bajo, comparable al de los conductores. Este cambio se le denomina, ruptura dieléctrica y determina la rigidez dieléctrica del aislamiento.

En otros términos, el valor de la rigidez dieléctrica, es la tensión eléctrica que puede soportar un material antes de que se perfora; la unidad de medida normalmente se expresa en kV/mm de espesor de material.

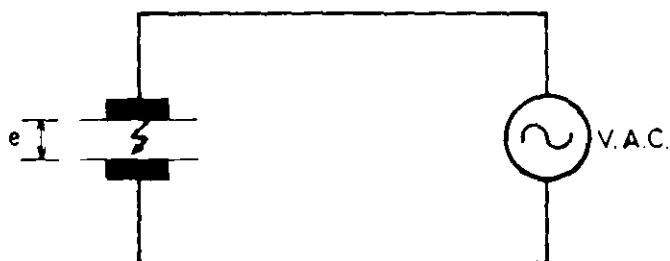


Figura III.2 Prueba de rigidez dieléctrica del aislamiento.

En la figura III.2 se muestra en forma simplificada la prueba de rigidez dieléctrica de un aislamiento con un espesor ( $e$ ) expresado en mm y una tensión aplicada ( $V$ ) en kV, por lo tanto:

$$\text{Rigidez Dieléctrica} = \frac{V}{e} \quad [\text{kV/mm}]$$

b) Constante dieléctrica (ver figura III.3).

La constante dieléctrica de un aislamiento (SIC), es conocida también como permitividad relativa del aislamiento, se puede definir como la relación existente entre la capacitancia de un capacitor cuyo dieléctrico es el material a probar ( $C_1$ ) y la capacitancia de un capacitor similar cuyo dieléctrico es el aire ( $C_0$ ), de esta manera tendremos:

$$\text{Constante Dieléctrica} = \frac{C_1}{C_0}$$

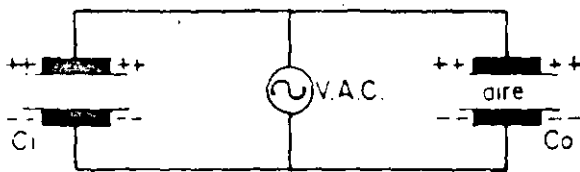


Figura III.3 Constante dieléctrica

La constante dieléctrica SIC, es una propiedad intrínseca de cada material y se determina con valores de tensión y frecuencia normalizados; los valores típicos para cables de potencia, son: 2.3 para XLPE y 2.7 para EPR.

Es importante destacar que la constante dieléctrica no es proporcional a la rigidez dieléctrica en los materiales aislantes, por lo que deben ser analizadas en forma independiente.

c) Resistencia de aislamiento.

Cuando un aislamiento es sometido a una diferencia de potencial de corriente directa, sobre él circulará una pequeña corriente de fuga. La resistencia que se opone al paso de esta corriente se le conoce como resistencia de aislamiento. La fórmula general en que se expresa la resistencia de aislamiento es la siguiente:

$$R_a = K \text{Log}_{10} \left( \frac{D}{d} \right) f_T f_L$$

Donde:

$R_a$  = Resistencia de aislamiento ( $M\Omega$ -km).

$D$  = Diámetro sobre el aislamiento (mm).

$d$  = Diámetro sobre la pantalla del conductor (mm).

$K$  = Valor constante propio del material, ver tabla III.5.

$f_T$  = Factor de corrección por temperatura, ver tabla III.6.

$f_L$  = 1000 m / longitud de la muestra en m.

Aislamiento	K a 15.6°C en MΩ-km
PVC, Bajo voltaje	150
Polietileno (Normal)	15250
Polietileno de cadena cruzada (XLP)	6100
Etileno Propileno (EP)	6100
Papel Impregnado	3000

Tabla III.5 Constante de resistencia de aislamiento (K).

d) Factor de potencia y factor de disipación.

Al someter a un aislamiento a una diferencia de potencial (V) de corriente alterna, circularán por él una corriente capacitiva ( $I_c$ ) y una corriente resistiva ( $I_r$ ) como se muestra en la figura III.4.

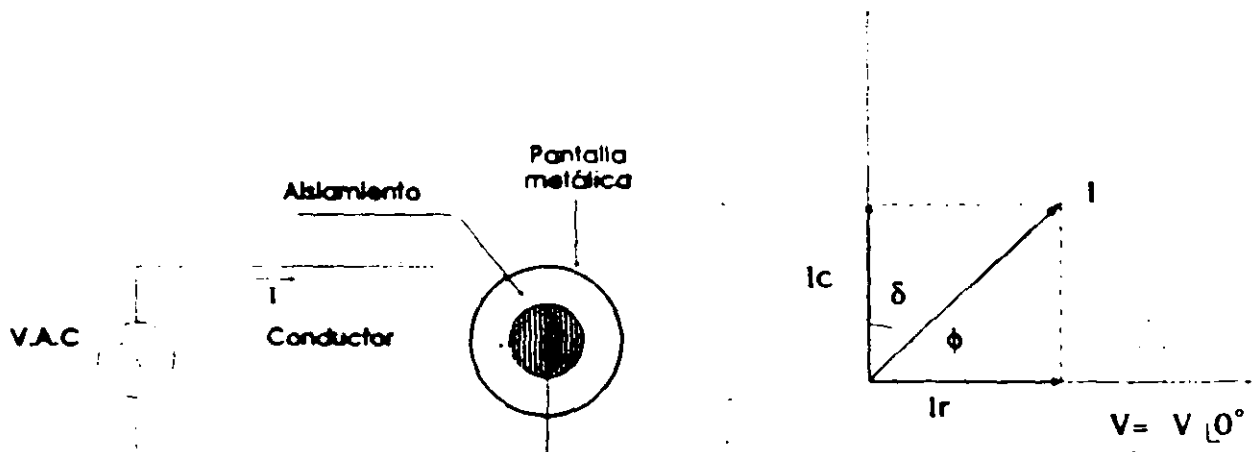


Figura III.4

Del diagrama vectorial de la figura III.4 podemos definir que el factor de potencia es:

$$\cos \phi = \frac{I_r}{I}$$

Donde:

$I$  = La suma vectorial de  $I_r$  e  $I_c$ .

Podemos deducir que cuando " $I_r$ " disminuye se tendrá un factor de potencia más bajo y la calidad del aislamiento mejora. Si " $I_r$ " aumenta nos indica presencia de humedad o deterioro del aislamiento y el factor de potencia aumenta.

Tabla III.6 Factores de corrección por temperatura a 15.6 °C  
(60 °F) para resistencia de aislamiento.

Temperatura Ambiente		EPR	XLP
		Coeficiente por 0.55°C (1°F)	
°F	°C	1.03	1.05
50	10.0	0.75	0.62
51	10.6	0.77	0.65
52	11.1	0.79	0.68
53	11.7	0.82	0.71
54	12.2	0.84	0.75
55	12.8	0.87	0.78
56	13.3	0.89	0.82
57	13.9	0.92	0.87
58	14.4	0.94	0.91
59	15.0	0.97	0.96
60	15.6	1.00	1.00
61	16.1	1.03	1.05
62	16.7	1.06	1.10
63	17.2	1.09	1.16
64	17.8	1.13	1.22
65	18.3	1.16	1.28
66	18.9	1.20	1.35
67	19.4	1.23	1.41
68	20.0	1.27	1.48
69	20.0	1.31	1.55
70	21.1	1.35	1.63
71	21.7	1.39	1.72
72	22.2	1.43	1.80
73	22.8	1.47	1.89
74	23.3	1.52	1.98
75	23.9	1.56	2.08
76	24.4	1.61	2.19
77	25.0	1.66	2.30
78	25.6	1.71	2.41
79	26.1	1.76	2.53
80	26.7	1.81	2.66
81	27.2	1.87	2.80
82	27.8	1.92	2.94
83	28.3	1.98	3.08
84	28.9	2.04	3.23
85	29.4	2.10	3.40

Con la prueba del factor de potencia se puede determinar el factor de pérdidas, conocido como el factor de disipación, siendo éste el factor que nos indica las pérdidas de energía eléctrica transformada en calor y estará dado por la siguiente relación:

$$\tan \delta = \frac{I_r}{I_c}$$

e) Capacitancia.

La capacitancia de un cable con pantalla, es la relación de la carga (q) entre el conductor y la pantalla con respecto a la diferencia de potencial (V) aplicado entre ellos, de tal forma:

$$C = \frac{q}{V}$$

Donde:

C = Capacitancia.

q = Carga entre conductor y pantalla.

V = Diferencia de potencial.

En el caso de capacitores cilíndricos (como el cable), la capacitancia se determina mediante la relación siguiente:

$$C = \frac{0.02413 \text{ (SIC)}}{\log_{10} \left( \frac{D}{d} \right)}$$

Donde:

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

SIC = Constante dieléctrica del aislamiento.

D = Diámetro sobre el aislamiento (mm).

d = Diámetro sobre la pantalla del conductor (mm).

0.0241 = Constante para conversión de logaritmos y para obtener la capacitancia en  $\mu\text{F} / \text{km}$ .

No obstante que los parámetros anteriores nos indiquen buenas características para efectos de seleccionar el material para el diseño del aislamiento, son las pérdidas en el dieléctrico las que nos darán una idea comparativa del costo que implicará operar el cable.

La capacitancia debe ser considerada para el cálculo de las pérdidas en el aislamiento.

Haciendo un resumen de lo dicho anteriormente, es conveniente que los materiales aislantes tengan.

Desde el punto de vista eléctrico:

- Alta rigidez dieléctrica.
- Alta constante de resistencia de aislamiento (K).
- Baja constante dieléctrica (SIC).
- Bajo factor de potencia ( $\cos \phi$ ).

Desde el punto de vista térmico:

- Resistencia a temperatura de operación, sobrecarga y cortocircuito.
- Resistencia a la deformación por calor.
- Resistividad térmica.
- Manejo a baja temperatura.

Estas propiedades tienen gran incidencia en la capacidad de carga del conductor, ya que éste al conducir una intensidad de corriente tiene pérdidas por efecto Joule ( $RI^2$ ) que elevan su temperatura hasta el límite impuesto por la resistencia del aislamiento a alta temperatura. Además es importante la resistividad térmica del aislamiento para que el calor generado por las pérdidas pueda disiparse con facilidad.

Por otro lado, la resistencia a la deformación por calor, tiene gran relevancia cuando el sistema opera con sobrecorriente debida a sobrecarga o cortocircuito.

Respecto de las propiedades de manejo u operación a baja temperatura, es importante considerarlas, cuando el conductor sea instalado en condiciones extremas.

Las propiedades térmicas típicas de algunos aislamientos sólidos, se muestran en la tabla III.7.

Aislamiento	Temperaturas °C			Resistividad térmica °C-cm/W	Resistencia a la deformación	Temp. mín. de instalación
	Operación	Sobrecarga	Cortocircuito			
PE	75	90	150	400	Malo	-40
XLPE	90	130	250	590	Bueno	-40
EPR	90	130	250	590	Excelente	-40

Tabla III.7 Propiedades térmicas típicas de los aislamientos.

Para la mejor selección de los aislamientos, además de tomar en cuenta las propiedades eléctricas y térmicas, debe tomarse en cuenta que estos materiales ofrezcan un balance de propiedades físicas y químicas que garanticen una estabilidad de forma y composición, ya que son determinantes en la vida útil del cable.

Las propiedades físicas principales a considerar, son las siguientes:

- Resistencia al esfuerzo de tensión.
- Baja deformación permanente.
- Resistencia al envejecimiento acelerado.
- Retención de la elongación.
- Retención de la resistencia al esfuerzo de tensión.

Respecto de las propiedades químicas, las más importantes, son:

- Baja absorción de la humedad.
- Alta resistencia al ozono.
- Alta resistencia al efecto corona.
- Alta resistencia a la formación de arborescencias.

### **III.3.2. Material.**

El material a usar como aislante, será del tipo polietileno de cadena cruzada (XLPE) o elastómero de etileno propileno (EPR). Las características físicas y eléctricas se indican en la tabla III.8; aplicado en un proceso de extrusión triple y curado con vapor o con nitrógeno (curado en seco).

### **III.3.3. Espesores.**

Los espesores promedio mínimo y máximo serán los establecidos en la tabla III.9.

En dicha tabla, se muestran dos categorías para el nivel de aislamiento, que corresponden a las clases, 100% y 133%.

Cualquier conductor no contemplado en la tabla III.9, podrá diseñarse de acuerdo con la fórmula de gradiente de potencial, indicada en las bases de diseño.

La categoría III (173%), debe diseñarse con el criterio anterior.

### **III.4 PANTALLA SOBRE EL AISLAMIENTO.**

La pantalla sobre el aislamiento, consta de 2 componentes: un material semiconductor, más un material metálico no magnético.

Las funciones para las que se diseña esta pantalla, se indican en el tema, la construcción del cable.

NOTA: Para los niveles de tensión de 5 kV y cuando por razones de instalación no es posible aterrizar la pantalla, el cable a diseñar no debe llevar la pantalla sobre el aislamiento, debido a:

Tabla III.8

**Propiedades físicas**

Estas propiedades deben determinarse de acuerdo a lo estipulado en NOM-J-178, NOM-J-186 y NOM-J-191, según corresponda.

	XLP	EPR
-Esfuerzo por tensión a la ruptura. Valor mínimo en MPa (kgf/cm <sup>2</sup> ).	12.4 (126.4)	4.8 (49)
-Alargamiento por tensión a la ruptura. Valor mínimo en %.	250	250
-Envejecimiento a 121 ± 1 °C durante 168 h. Valor mínimo en % de los valores sin envejecer. Retención de esfuerzo por tensión y alargamiento.	75	75
-Alargamiento en caliente y deformación permanente a 150°C ± 2°C Máximo alargamiento en % Máxima deformación permanente en %	175 10	50 5

**Propiedades eléctricas.**

Estas propiedades deben determinarse de acuerdo a lo establecido en NOM-J-205, NOM-J-294 y NOM-J-40.

	XLP	EPR
-Constante dieléctrica a 60 Hz y temperatura ambiente. Valor máximo.	3.5	4.0
-Factor de disipación FD a la tensión nominal de fase a tierra 60 Hz y temperatura ambiente. Valor máximo en %.	0.1	1.5
-Constante de resistencia al aislamiento K a 15.6°C. Valor mínimo en MΩ-km.	6100	6100
-Absorción de humedad método eléctrico. Constante dieléctrica después de 24 h. de inmersión en agua a 75°C y determinada a 3150 V/mm 60 Hz.	3.5	4.0



Tabla III.8 (concluye).

	XLP	EPR
-Incremento en la capacitancia a 75°C y determinada a 3150 V/mm 60 Hz. Valor máximo en %.		
De 1 a 14 días	3.0	3.5
De 7 a 14 días	1.5	1.5
-Factor de ionización después de 14 días a 75°C con tensiones de 3150 V/mm y 1575 V/mm a 60 Hz. Valor máximo en %.	1.0	1.0
-Variación del factor de ionización de 1 a 14 días a 75°C con tensiones de 3150 V/mm y 1575 V/mm a 60 Hz. Valor máximo en %.	0.5	0.5

\* Solamente requiere cumplir uno de los dos valores, no ambos.

Tabla III.9 Espesores recomendados del aislamiento.

Tensión nominal de fase a fase kV	Designación del conductor		Espesores en mm					
			Categoría I (100% N.A.)			Categoría II (133% N.A.)		
	Área de la sección transversal mm <sup>2</sup>	Calibre AWG o kcm	Mínimo en un punto	Mínimo promedio	Máximo promedio	Mínimo en un punto	Mínimo promedio	Máximo promedio
5	de 8.37 a 506.7	de 8 a 1000	2.06	2.29	2.42	2.63	2.92	3.05
	Mayor de 506.7	Mayor de 1000	3.20	3.56	3.69	3.20	3.56	3.69
8	de 13.30 a 506.7	de 6 a 1000	2.63	2.92	3.05	3.20	3.56	3.69
	Mayor de 506.7	Mayor de 1000	4.00	4.45	4.58	4.00	4.45	4.58
15	de 33.62 a 506.7	de 2 a 1000	4.00	4.45	4.58	5.03	5.59	5.72
	Mayor de 506.7	Mayor de 1000	5.03	5.59	5.72	5.03	5.59	5.72
25	de 42.41 a 1013	de 1 a 2000	5.94	6.60	6.73	7.88	8.76	8.89
35	de 53.48 a 1013	de 1/0 a 2000	7.88	8.76	8.89	9.60	10.67	10.80

-En un cable con pantalla sin aterrizar se inducen tensiones en ella que pueden alcanzar hasta la tensión de operación del conductor de fase a tierra (dependiendo de la longitud del conductor).

Lo anterior provocará ruptura de la cubierta ya que ésta no está diseñada para cumplir como aislamiento eléctrico, lo que podrá atentar contra la vida de las personas y provocar siniestros en ambientes de alto riesgo.

### III.4.1. Componente semiconductor.

Sobre el aislamiento, debe aplicarse un material semiconductor, termofijo, extruido, compatible tanto con el aislamiento, como con el material metálico; y capaz de soportar las temperaturas máximas de operación de la pantalla metálica. La superficie de contacto entre el semiconductor y el aislamiento deberá de ser continua, uniforme, firmemente unida y libre de burbújas o cavidades e irregularidades, para cumplir con un buen diseño; ya que estas variables afectarán en la vida útil del cable debido a la formación de descargas parciales y arborescencias eléctricas.

#### a) Características físicas.

Este material debe cumplir con los requerimientos dados en la tabla III.4. Además debe ser fácilmente desprendible del aislamiento.

#### b) Características eléctricas.

El material semiconductor debe tener una resistividad volumétrica no superior a  $500 \Omega\cdot m$  cuando se mide a temperatura ambiente,  $90^\circ C$  y  $130^\circ C$ .

#### c) Características dimensionales.

Respecto de los espesores, se recomienda utilizar los indicados en la tabla III.10.

Diámetro calculado sobre el aislamiento  mm	Espesor mm		
	Mínimo en cualquier punto	Mínimo promedio	Máximo promedio
Hasta 25.4	0.76	1.01	1.11
Mayor de 25.4 hasta 38.1	1.02	1.36	1.49
Mayor de 38.1 hasta 50.8	1.40	1.75	1.88
Mayor de 50.8	1.40	1.75	1.88

Tabla III.10 Espesor del componente semiconductor sobre el aislamiento.

## II.4.2. Componente metálico.

Como se mencionó anteriormente, la pantalla sobre el aislamiento consta también de un material metálico no magnético, eléctricamente continuo aplicado a todo lo largo del cable sobre el material semiconductor.

Este componente metálico puede estar constituido de alambres y/o cintas lisas de cobre suave, aplicadas helicoidalmente, de tal forma, que el cable pueda ser doblado a su radio de curvatura mínimo, sin afectar o interrumpir su continuidad eléctrica. Existen otros tipos de pantallas metálicas, tales como: alambres de cobre trenzados con fibras textiles, cintas corrugadas, cubiertas metálicas, etc., que cumplen objetivos particulares, como protección mecánica del cable.

El componente metálico se debe diseñar para que cumpla con los siguientes propósitos:

- a) Como pantalla electrostática.
- b) Para conducir corriente de falla.
- c) Como neutro del sistema.

La tabla III.11, establece una comparación en el uso de cintas y alambres para el componente metálico de la pantalla.

- a) Pantalla electrostática.

Se deben instalar una o dos cintas de cobre traslapadas o sobrepuestas cuando menos en un 10% de su ancho; y tener un espesor mínimo de 0.064 mm (según normas ICEA-66-524 y NOM-J-142) si el ángulo lo permite; se recomienda aplicar dos cintas para que el sistema de aplicación se mantenga balanceado; manteniendo el espacio entre espiras de una misma cinta, de modo que el traslape siga siendo no inferior al 10% y no superior al 20%.

En el caso de pantallas compuestas de alambre de cobre, el área de la sección transversal de ésta debe ser de a lo menos 1 mm<sup>2</sup> por cada centímetro de diámetro sobre el aislamiento (según normas ICEA-66-524 y NOM-J-142).

- b) Para conducir corrientes de falla.

Para el cálculo de la pantalla, que deba conducir las corrientes de falla, ver Anexo A.

Es necesario tomar en consideración que la capacidad de cortocircuito del sistema y el tiempo de duración de la falla la debe proporcionar el usuario.

Tabla III.11 Pantalla de cintas v.s. Pantalla de alambres.

Tipo de pantalla	Ventajas	Desventajas
1. A base de cintas	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Proporciona una pantalla electrostática adecuada.</li> <li>-Reduce el ingreso de humedad en el aislamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Propiedades eléctricas inconsistentes, debido a que en el manejo se afecta el traslape.</li> <li>-Requiere de radio de curvatura mayores que para cables con pantalla de alambres.</li> <li>-Construcción vulnerable durante la instalación.</li> <li>-En empalmes y terminales se requiere de mayor tiempo y habilidad para ejecutar adecuadamente los cortes</li> </ul>
2.- A base de alambres	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Proporciona una pantalla electrostática adecuada.</li> <li>-Las características eléctricas de la pantalla son consistentes y controlables.</li> <li>-Fácilmente se incrementa la capacidad modificando el número de alambres.</li> <li>-No requiere de gran destreza para realizar cortes en empalmes y terminales.</li> <li>-Son menos vulnerables durante la instalación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Permite el paso de la humedad libremente. (1)</li> <li>-Requiere precauciones para evitar desplazamientos de los alambres durante la instalación</li> </ul>

**NOTA:**

1) Esta desventaja actualmente es disminuida con el uso de cintas bloqueadoras de agua, que se expanden al contacto con la humedad, bloqueando el ingreso de agua.

c) Como neutro del sistema.

La pantalla metálica sobre el aislamiento, también puede diseñarse para ser utilizada como neutro del sistema, esta pantalla debe estar formada por alambres de cobre aplicados helicoidalmente sobre el componente semiconductor; para eliminar el efecto de corrosión sobre el neutro, los alambres que lo forman pueden ser estañados o encapsulados por la cubierta plástica del cable.

El paso de cableado recomendado de estos alambres, no debe ser menor de 8, ni mayor de 10 veces el diámetro sobre los alambres del neutro.

Para definir el número de alambres de esta pantalla, consultar las normas ICEA-S-66-524 y NOM-J-142.

### III.5 CUBIERTA PROTECTORA.

La función principal de la cubierta, es proteger el cable de los efectos mecánicos, físicos y químicos que se encuentran en el medio donde va a ser instalado y que afectan la vida útil del cable. Estas cubiertas pueden ser de los tipos siguientes:

- a. Metálicas.
- b. Termoplásticas.
- c. Termofijas.

#### a) Cubiertas metálicas.

Normalmente se utiliza el plomo, que además puede cumplir con la función de pantalla metálica.

Este tipo de cubierta se usa en ambientes altamente húmedos y químicos, donde los riesgos de daño mecánico son mínimos.

#### b) Cubiertas termoplásticas.

Los materiales normalmente usados, son compuestos de policloruro de vinilo (PVC) y polietileno negro de alta y baja densidad.

Estas cubiertas deben cumplir con los requisitos mínimos indicados en las normas NOM-J-292, ICEA-S-61-402 Y UL-1072.

Respecto de los espesores se recomienda, utilizar los indicadores en la tabla III.12.

#### c) Cubiertas termofijas.

Los materiales normalmente usados, son el neopreno (policloropreno), polietileno clorosulfurado (Hpylon) que deben cumplir con las características mínimas indicadas en la norma NOM-J-43, ICEA-S-68-516 y UL-1072. Los espesores recomendados para este tipo de cubiertas, son los mismos que para las cubiertas termoplásticas.

Diámetro calculado bajo la cubierta mm	Espesor de la cubierta mm <sup>(1)</sup>		
	Mínimo en cualquier punto	Mínimo promedio	Máximo promedio
De 6.35 a 10.8	0.91	1.14	1.21
De 10.81 a 17.8	1.22	1.52	1.64
De 17.81 a 38.0	1.62	2.03	2.16
De 38.01 a 63.5	2.23	2.79	2.92
Mayores de 63.51	2.85	3.56	3.69

Tabla III.12 Espesor de cubierta termoplástica.

En la tabla III.13, se muestra un cuadro comparativo de materiales para cubiertas, mencionadas en esta sección.

La aplicación de esta cubierta debe hacerse mediante un proceso que garantice una deformación mínima de la pantalla al efecto de expansión térmica del aislamiento, durante el proceso de curado por calor.

### III.6 ARMADURAS.

Cuando el conductor, va a ser instalado en ambientes donde puede estar expuesto a abuso mecánico, éste se debe proteger para resguardar su operación normal. Para este efecto existen diferentes alternativas de armadura, que se indican a continuación.

#### III.6.1. Cable monoconductor.

La protección mecánica recomendable para este cable, es que sea de un material no magnético, con la finalidad de evitar pérdidas de energía por efecto del campo electromagnético. Para este funcionamiento, es recomendable el uso de alambre de cobre de temple duro, aleación de aluminio 6201 y bronce, otro material adecuado.

#### III.6.2. Cables tripolares.

Para efectos de proteger mecánicamente a estos conductores, normalmente se usan las alternativas siguientes:

a) Armadura de alambres de acero.

Esta armadura cumple la función de proteger al cable contra golpes y particularmente contra el esfuerzo a la tensión (jalado). Esta armadura se usa normalmente, en cables para uso submarino (para soportar corrientes marinas y posibles jalados de las anclas de embarcaciones) y también es usada cuando el cable es instalado en lugares con mucha pendiente y particularmente cuando es suspendido en un extremo.

b) Armaduras de flejes de acero.

Este tipo de armadura, es usado particularmente donde el cable está expuesto a golpes; debido a que la superficie de contacto del acero con el conductor es mayor y como consecuencia el impacto se distribuye en el área de fleje.

Es importante mencionar, que esta armadura es la más efectiva para proteger el cable contra los ataques de roedores.

c) Armadura mixta (fleje y alambre de acero).

Este tipo de armadura se usa frecuentemente en ambientes donde el cable puede estar expuesto tanto a golpes fuertes, como a esfuerzos de tensión (jalado). Esta armadura ha sido reemplazada por soleras de acero delgadas en espiral.

d) Armadura de alambre de acero doble.

Esta armadura se aplica en dos capas de alambre de acero, con sentido de paso de cableado opuesto entre ellas.

Esta armadura se usa habitualmente en lugares donde las condiciones del terreno, obligan a cambiar continuamente la dirección del conductor. Esta armadura elimina el efecto de resorteo que se presenta en las armaduras mencionadas anteriormente. Adicionalmente tiene excelentes características para efectos de soportar el efecto a la tensión (jalado).



Tabla III.13 Propiedades de cubiertas.

Características	P.V.C.	Poliéstero Baja densidad	Poliéstero Alta densidad	Nitrógeno	Poliéstero Clorosulfato. Hypalon	Fluoro
Resistencia a la humedad	R	MB	E	M	MB	E
Resistencia a la abrasión	B	B	E	MB	MB	M
Resistencia a golpes	B	B	MB	E	E	M
Flexibilidad	B	B	R	E	E	R
Doble en frío	R	E	MB	B	R	-
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	B	-
Resistencia a la intemperie	MB	*E	*E	B	*E	MB
Resistencia a la flama	MB	M	M	B	B	B
Resistencia al calor	B	M	R	MB	E	MB
Resistencia a la radiación nuclear	R	B	B	B	MB	E
Resistencia a la oxidación	E	R	R	MB	E	B
Resistencia al ozono	E	E	E	B	E	E
Resistencia al efecto corona	E	B	B	R	B	E
Resistencia al corte por compresión	B	B	B	MB	B	M
Resistencia a ácidos:						
-30% sulfúrico	E	E	E	R	B	E
-3% sulfúrico	E	E	E	R	R	E
-10% nítrico	R	E	E	R	R	M
-10% clorhídrico	B	E	E	R	R	R
-10% fosfórico	E	E	E	R	R	B
Resistencia a álcalis y sales:						
-10% Hidróxido de sodio	E	E	E	M	R	B
-2% Carbonato de sodio	B	E	E	R	R	B
-10% Cloruro de sodio	E	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes químicos orgánicos:						
-Acetona	M	B	B	B	B	E
-Tetracloruro de carbón	B	B	B	M	M	E
-Aceites	E	B	B	B	B	E
-Gasolina	B	B	B	B	B	E
-Cresolita	R	B	B	M	M	-
Rango de temperatura de operación (°C)	MIN. MAX.	-55 +75	-60 +75	-30 +90	-30 +105	
Peso específico		1.4	0.9	1.0	1.3	1.2
Principales aplicaciones:	Uso general, cables para interiores y exteriores cubiertos.	Cables a la intemperie. Cubiertas sobre plomo.	Idem, pero cuando se requiere mayor resistencia a la abrasión.	Cables flexibles. Cables para minas.	Cables flexibles de alta calidad.	Cables con aislamiento de papel impregnado. Cables para refinarias de petróleo y plantas petrolquímicas.

E = Excelente MB = Muy Buena B = Buena R = Regular M = Mala \* Sólo en color negro, conteniendo negro de humo

Ver notas axexas.

## NOTAS DE LA TABLA III. 13.

1) El P.V.C. es bueno a la resistencia al aceite y a la flama, altamente resistente a ácidos inorgánicos, soluciones alcalinas e hidrocarburos alifáticos, pero son atacados por hidrocarburos aromáticos, cetonas, ésteres e hidrocarburos clorados. La descomposición del P.V.C. bajo flama lleva a la emisión de cloro y ácido clorhídrico.

2) El polietileno tiene excelente resistencia a sustancias químicas como ácidos y bases, pero ofrece menor resistencia a los aceites y no son recomendados cuando van a estar en contacto con hidrocarburo; tiene excelentes propiedades a baja temperatura. La principal desventaja es que propaga la flama y el incendio.

3) Neopreno (Policloropreno). Su resistencia al desgarre, a la compresión y a la abrasión son excelentes. Su resistencia a sustancias químicas, luz solar e intemperie, al envejecimiento, ozono, son excelentes; y tiene una considerable resistencia a la propagación de la flama. Tiene excelente resistencia a los hidrocarburos alifáticos, aceites y grasas, hidrocarburos fluorinados, ácidos minerales diluidos, soluciones alcalinas, y todas las sales, excepto aquéllas de naturaleza oxidante. Tienen también buena resistencia a la oxidación. Es atacado por hidrocarburos aromáticos y por los hidrocarburos clorados.

4) PE clorosulfonado (HYPALON). Puede ser utilizado para cubiertas de uso extra rudo en cables portátiles y para cables usados en lugares donde el cable este expuesto a la abrasión y al desgarre. La resistencia a la intemperie, luz solar y a la humedad es excelente. Es resistente a ácidos, alcális, aceites y grasas derivadas del petróleo, alcohol, cetonas, a la oxidación y tienen buena resistencia a la propagación de incendio. Su resistencia a hidrocarburos alifáticos e hidrocarburos aromáticos es regular y deben tomarse ciertas precauciones.

**A.1 CORTO CIRCUITO EN PANTALLAS METALICAS.**

La fórmula para determinar la corriente de cortocircuito máxima permisible en la pantalla metálica es idéntica a la fórmula para el cálculo de la corriente de corto circuito en el conductor; de esa forma:

$$(I_{cc}/A)^2 t = k \log_{10} [(T_2 + T)/(T_1 + T)]$$

donde:

- $I_{cc}$  = Corriente de cortocircuito (A).
- $A$  = Area efectiva de la sección transversal de la pantalla metálica (circular mils).
- $t$  = Tiempo de duración de la falla (s).
- $k$  = Constante que depende del material de la pantalla.
- $T_2$  = Temperatura transitoria máxima admisible en la pantalla (°C).
- $T_1$  = Temperatura de operación de la pantalla (°C).
- $T$  = Temperatura (bajo cero) en la cual el material tiene resistencia eléctrica teóricamente nula (°C).

De la ecuación anterior si despejamos la corriente de cortocircuito tendremos:

$$I_{cc} = (A/\sqrt{t}) \sqrt{[k \log_{10} (T_2 + T)/(T_1 + T)]}$$

haciendo

$$Y = \sqrt{[k \log_{10} (T_2 + T)/(T_1 + T)]}$$

tendremos

$$I_{cc} = YA/\sqrt{t}$$

o

$$t = (YA/I_{cc})^2$$

o también

$$A = (I_{cc}\sqrt{t})/Y$$

Los valores de Y dependen de las características físicas de la pantalla, en este caso para conocer su valor, primero determinamos la temperatura de operación de la pantalla ( $T_1$ ) en función de la temperatura del conductor, ver tabla A.1.

## ANEXO A

**Tabla A.1** Temperatura de operación de la pantalla.

TENSION kV	T <sub>1</sub> (°C); A LAS TEMPERATURAS DEL CONDUCTOR DE:			
	90°C	85°C	80°C	75°C
5	85	80	75	70
15	85	80	75	70
25	85	80	75	70
35	80	75	70	65

El valor de Y para una pantalla de cobre utilizamos la tabla k.2.

**Tabla A.2.**

MATERIAL DE CUBIERTA	VALOR DE "Y", A UNA TEMPERATURA DE LA PANTALLA DE:				
	85°C	80°C	75°C	70°C	65°C
TERMOPLASTICO	0.063	0.065	0.066	0.068	0.070
TERMOFIJO	0.089	0.090	0.091	0.092	0.093

NOTA: Ver norma ICEA P-45-482, 1979.

### A.2 FORMULAS PARA EL CALCULO DE LAS PANTALLAS.

Una vez determinada el área de la pantalla "A" conociendo la corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ), el tiempo de duración (t) de la falla y el factor Y, podemos determinar con las siguientes fórmulas:

a) Para pantallas de alambre aplicados helicoidalmente.

$$A = nd^2$$

donde

A = Área de la pantalla (CM).

n = Número de alambres.

d = Diámetro de los alambres (mils).

b) Cintas aplicadas helicoidalmente no traslapadas.

$$A = 1.27nwb$$

donde

n = Número de cintas.

w = Ancho de la cinta (mils).

b = Espesor de la cinta (mils).

c) Cintas aplicadas helicoidalmente con traslape.

$$A = 4bd_m \sqrt{[100/(2*(100-L))]}$$

donde

b = Espesor de la cinta (mils).

$d_m$  = Diámetro promedio de la pantalla (mils).

L = Traslape de las cintas (%).

#### IV. CARACTERISTICAS ELECTRICAS.

Para elaborar un buen diseño de los sistemas eléctricos de distribución utilizando cables subterráneos, es importante conocer las características eléctricas de los mismos, que a continuación se indican:

##### IV.1. RESISTENCIA A LA CORRIENTE DIRECTA ( $R_{cd}$ ).

Como es sabido, los conductores eléctricos presentan una resistencia al paso de la corriente eléctrica, la cual es importante para el cálculo de las pérdidas por efecto Joule. La fórmula utilizada para obtener la resistencia a la corriente directa o también conocida como resistencia óhmica para un sólo alambre, es la siguiente:

$$R_{cd} = \rho \frac{L}{A} \quad (\Omega) \quad \text{IV.1}$$

donde:

L = longitud del conductor (km).

A = área de la sección transversal del conductor ( $\text{mm}^2$ ).

$\rho$  = resistividad volumétrica ( $\Omega\text{-mm}^2/\text{km}$ ).

para el cobre  $\rho = 17.241 \Omega\text{-mm}^2/\text{km}$

para el aluminio  $\rho = 28.280 \Omega\text{-mm}^2/\text{km}$

##### IV.1.1. Efecto de cableado y temperatura.

Debido a que los cables de energía, están formados por varios alambres trenzados (ver Capítulo III), la resistencia del conductor, será la resistencia de cada uno de los alambres; además, la resistencia aumenta con la temperatura, con lo cual para fines prácticos podemos utilizar la fórmula siguiente, para el cálculo de la resistencia óhmica de los conductores:

$$R_{cd} = \rho \frac{L}{A} (1 + k_c) (f) \quad (\Omega) \quad \text{IV.2.}$$

donde:

$k_c = 0.020$  para cables abiertos, compresos y compactos.

f = factor de corrección por temperatura (ver Tabla IV.1.)

La resistencia eléctrica nominal de corriente directa (C.D.) y 20 °C para los cables concéntricos de cobre, se puede encontrar en la Tabla 4 de la norma NOM-J-12, para los cables de aluminio ver la norma NOM-J-32 ó también los catálogos de los fabricantes.

#### IV.2 RESISTENCIA A LA CORRIENTE ALTERNA ( $R_{ca}$ ).

Si se hace circular una corriente alterna por un conductor, la resistencia será mayor, que al hacer circular una corriente directa, de magnitud igual al valor eficaz de la corriente alterna.

Este incremento es ocasionado por los fenómenos conocidos como efecto superficial y efecto de proximidad.

- Efecto superficial, piel o Kelvin.

Al circular una corriente alterna en un conductor de varios alambres trenzados, se produce un flujo alterno, que al cortar los alambres inducirá una FEM en cada alambre, opuesta a la diferencia de potencial aplicada al conductor, con esto los alambres centrales se eslabonan con más líneas de fuerza que los alambres de la superficie y la fuerza contra-electromotiz inducida en los alambres centrales será mayor que en los superficiales o sea que la densidad de corriente, será mayor en la superficie del conductor que en el centro. Por lo mencionado anteriormente, este efecto equivale a una disminución de la sección del conductor y por lo tanto a un aumento en la resistencia óhmica.

- Efecto proximidad.

El efecto proximidad consiste en que el flujo producido por la corriente en un conductor, al cortar a otro conductor, modifica la distribución de corriente en la sección de éste; si se trata de conductores próximos, recorridos por corrientes de signo contrario, la densidad de la corriente es mayor en la parte más próxima al otro conductor, con lo cual aumentará la resistencia óhmica.

Tabla IV.1

Factores de corrección por temperatura (f) para el cálculo de resistencias de conductores eléctricos.

Temperatura del conductor en °C	Cobre	Aluminio
0	0.9216	0.9191
5	0.9416	0.9398
10	0.9615	0.9596
15	0.9803	0.9803
20	1.0000	1.0000
25	1.0204	1.0204
30	1.0395	1.0405
35	1.0593	1.0604
40	1.0787	1.0810
45	1.0989	1.1013
50	1.1185	1.1210
55	1.1376	1.1415
60	1.1507	1.1614
65	1.1764	1.1820
70	1.1961	1.2019
75	1.2165	1.2224
80	1.2360	1.2422
85	1.2562	1.2626
90	1.2755	1.2820

Tomando en cuenta los conceptos indicados anteriormente, podemos encontrar la resistencia a la C.A. con la fórmula siguiente :

$$R_{ca} = R_{cd} ( 1 + S + P ) \quad \text{IV.3.}$$

donde:

S = factor debido al efecto superficial.

P = factor debido al efecto proximidad.

Tanto "S" como "P", dependen de la frecuencia del sistema; en la Tabla IV.2 se indica la relación de resistencias de C.A. y de C.D., para conductores con cableado concéntrico normal, donde ya están considerados los factores mencionados.



Tabla IV.2

Relación de resistencia C.A./C.D. para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60 Hz. Cableado concéntrico normal.

Calibre conductor AWG ó kCM	C A S O A		C A S O B	
	COBRE	ALUMINIO	COBRE	ALUMINIO
3 y menores	1.000	1.000	1.00	1.00
2	1.000	1.000	1.01	1.00
1	1.000	1.000	1.01	1.00
1/0	1.001	1.000	1.02	1.00
2/0	1.001	1.001	1.03	1.00
3/0	1.002	1.001	1.04	1.01
4/0	1.004	1.001	1.05	1.01
250	1.005	1.002	1.06	1.02
300	1.006	1.003	1.07	1.02
350	1.009	1.004	1.08	1.03
400	1.011	1.005	1.10	1.04
500	1.018	1.007	1.13	1.06
600	1.025	1.010	1.16	1.08
750	1.039	1.015	1.21	1.11
1000	1.067	1.026	--	1.19
1250	1.102	1.040	--	1.27
1500	1.142	1.058	--	1.36
1750	1.185	1.079	--	1.46
2000	1.233	1.100	--	1.56
2500	1.326	---	--	--

CASO A:

- Conductor monofásicos sin pantalla metálica, instalados en aire ó en ductos no metálicos.
- Conductor monofásico con pantalla metálica y cubierta, instalado en ductos no metálicos.

CASO B:

- Cables trifásicos con pantalla metálica.
- Dos o múltiplo de dos conductores monofásicos sin pantalla, instalados en ducto metálico.

### IV.3 REACTANCIA INDUCTIVA.

Para el cálculo de la reactancia inductiva en cables de energía, se deben tomar dos criterios importantes; siendo estos: cuando no existen corrientes inducidas en las pantallas o cubiertas metálicas, o cuando existen corrientes inducidas en dichas pantallas. Para efectos prácticos, en cables con pantalla a base de alambres o cintas de cobre, con conexión a tierra de la pantalla, en dos o más puntos, se producirán corrientes circulantes en ésta; pero la sección de la pantalla es muy pequeña y por lo tanto su resistencia eléctrica es muy alta, lo que limitará las corrientes circulantes a valores despreciables y en tal caso puede utilizarse la expresión siguiente, para el cálculo de la reactancia inductiva:

$$X_L = 2 \pi f L \quad \text{IV.4}$$

donde:

$X_L$  = reactancia inductiva ( $\Omega/\text{km}$ )

$f$  = frecuencia del sistema (Hz)

$L$  = inductancia (H/km)

#### IV.3.1. Inductancia.

La inductancia de un cable esta dada por la suma de la inductancia propia, más la inductancia mutua.

La inductancia propia del conductor es constante y depende unicamente de su construcción, la inductancia mutua depende de la separación y disposición de los cables.

La fórmula generalizada, tomando en cuenta los conceptos anteriores, es la siguiente:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad \text{IV.5}$$

donde:

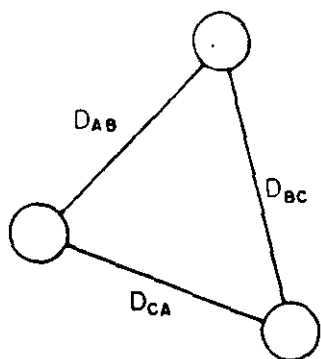
$L$  = inductancia (H/km)

DMG = distancia media geométrica (mm)

RMG = radio medio geométrico (mm)

Cálculo de la distancia media geométrica (DMG)

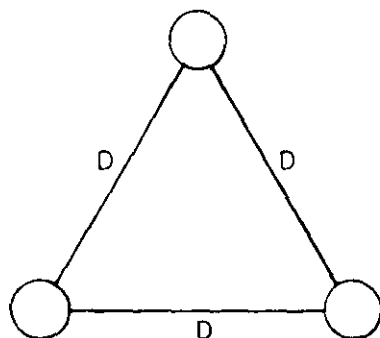
a) Disposición en triángulo.



$$DMG = \sqrt[3]{D_{AB} \times D_{BC} \times D_{CA}}$$

$$D_{AB} \neq D_{BC} \neq D_{CA}$$

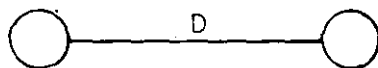
b) Disposición en triángulo equilátero.



$$DMG = \sqrt[3]{D \times D \times D}$$

$$DMG = D$$

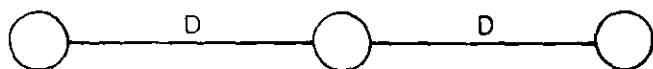
c) Disposición plana, 2 conductores.



$$DMG = \sqrt[2]{D \times D}$$

$$DMG = D$$

d) Disposición plana, 3 conductores.



$$DMG = \sqrt[3]{D \times D \times 2D}$$

$$DMG = \sqrt[2]{2} D = 1.26 D$$

## Cálculo del Radio Medio Geométrico (RMG).

Para el cálculo del Radio Medio Geométrico, podemos utilizar la Tabla IV.3.

Tabla IV.3

Radio medio geométrico de conductores más usuales, de un sólo conductor.

CONSTRUCCION DEL CONDUCTOR	RMG
Alambre sólido	0.779 r (1)
7 hilos	0.726 r
19 hilos	0.758 r
37 hilos	0.768 r
61 hilos	0.772 r

Nota:

1) r = radio del conductor (mm).

### IV.4 REACTANCIA CAPACITIVA.

La fórmula generalizada para el cálculo de la reactancia capacitiva, es la siguiente:

$$X_c = \frac{1}{2\pi fC} \quad \text{IV.6}$$

donde:

$X_c$  = reactancia capacitiva (M $\Omega$ -km)  
 $f$  = frecuencia del sistema (Hz)  
 $C$  = capacitancia ( $\mu$ F/km)

#### IV.4.1. Capacitancia (C).

El cable de energía con pantalla o forro metálico, constituye un condensador, en el cual el conductor que ésta al potencial de la línea, será una de las placas y el forro o pantalla que esta a tierra, será la otra placa, quedando el aislamiento del cable como el dieléctrico del condensador.

En este curso se analizarán dos casos: cable monofásico con pantalla o cubierta metálica y cable trifásico con cubierta metálica común.

a) Cable monofásico con pantalla o cubierta metálica.

Como se vió en el Capítulo III, la capacitancia a tierra de un cable en el que el campo eléctrico tiene una disposición radial y uniforme, debido a la presencia de la pantalla o cubierta metálica, esta dada por la expresión siguiente:

$$C = \frac{(0.02413) (SIC)}{\log_{10} \left( \frac{D}{d} \right)} \quad IV.7$$

donde:

- C = capacitancia ( $\mu F/km$ ).
- SIC = constante dieléctrica del aislamiento.
- D = diámetro sobre el aislamiento (mm).
- d = diámetro sobre la pantalla del conductor (mm).

Nota:

SIC = 2.3 para XLP.

SIC = 2.6 para EPR.

b) Cable trifásico con cubierta metálica común.

La capacitancia de los cables trifásicos con cubierta metálica común, puede establecerse considerando el sistema formado por las cargas eléctricas de cada conductor y las cargas de sus imágenes con respecto a la cubierta metálica (ver figura IV.1).

Para este caso, la capacitancia esta dada por la relación siguiente:

$$C = \frac{(0.1665) (SIC)}{G_3} \quad IV.8$$

donde:

- C = capacitancia ( $\mu F/km$ )
- SIC = constante dieléctrica del aislamiento.
- $G_3$  = factor geométrico del cable.

$$G_3 = \frac{3}{2} \text{Ln} \frac{3a^2 (r^2 - a^2)}{r^2 (r^6 - a^6)} \quad (\text{ver figura IV.1})$$

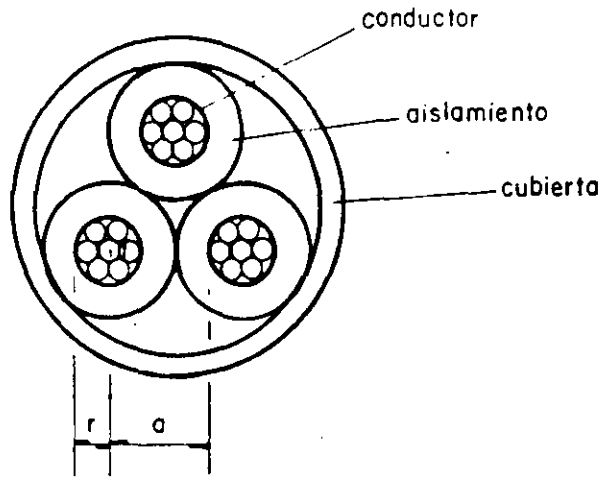


Figura IV.1 Cable trifásico con cubierta común.

#### IV. 5 IMPEDANCIA.

Cuando un circuito constituido por elementos lineales es excitado por una fuente de tensión, que es una función sinusoidal del tiempo a una frecuencia (f), circulará por éste una corriente que depende del tiempo y de la misma frecuencia (f) y cuya amplitud y ángulo de fase dependen de la tensión aplicada, de la resistencia, inductancia y capacitancia del circuito.

Podemos definir a la Impedancia, como la representación compleja de las funciones sinusoidales que nos permite relacionar la amplitud y el ángulo de fase de la corriente y la tensión.

Partiendo de la Ley de Ohm generalizada, tendremos:

$$Z = \frac{\bar{V}}{\bar{I}} \quad \text{IV.9}$$

donde:

$$Z = \left( R_{ca} + j ( X_L - X_C ) \right) = |Z| \angle \phi \quad \text{IV.10}$$

$$|Z| = \sqrt{R_{ca}^2 + (X_L - X_C)^2}$$

$$\phi = \text{tg}^{-1} \frac{(X_L - X_C)}{R_{ca}}$$

Z = impedancia ( $\Omega/\text{km}$ )  
 $X_L$  = reactancia inductiva.  
 $X_C$  = reactancia capacitiva.

Para cables de energía aislados de mediana tensión, con longitudes menores a 10 km, se puede despreciar la reactancia capacitiva ( $X_C$ ), tratando su análisis como una línea corta; de esa manera la ecuación IV.10, se reduce a:

$$Z = \left( R_{ca} + j X_L \right) \quad (\Omega/\text{km}) \quad \text{IV.11}$$

Para practicar los conceptos vistos hasta ahora en este capítulo, resolveremos el ejemplo siguiente:

EJEMPLO.

Se tiene una instalación en ductos subterráneos, formada por 3 cables monofásicos como se muestra en la figura; el conductor es de cobre compacto, calibre 1/0 AWG, 19 hilos, con aislamiento XLP, 90 °C para 25 kV y cubierta de PVC, sus dimensiones son:

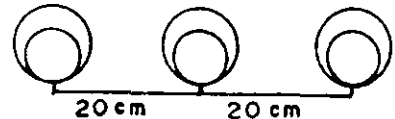
Area = 53.84 mm<sup>2</sup>.

$D_c$  = diámetro del conductor = 9.46 mm.

$e_{rs}$  = espesor de la pantalla semiconductora = 0.38 mm.

$e_a$  = espesor del aislamiento = 6.60 mm.

$e_c$  = espesor de la cubierta = 2.03 mm.



Se desea encontrar lo siguiente:

- a)  $R_{ca}$  ( $\Omega/\text{km}$ ).
- b)  $X_L$  ( $\Omega/\text{km}$ ).
- c)  $X_C$  ( $M\Omega/\text{km}$ ).
- d) Z ( $\Omega/\text{km}$ )

SOLUCION:

a) Resistencia en corriente alterna del conductor.

Utilizando la fórmula IV.2, tendremos:

$$R_{cd} = \rho \frac{L}{A} (1 + k_c) f$$

$$\rho = 17.241$$

$$A = 53.48$$

$$k_c = 0.020$$

f = 1.2755 para calcular la resistencia a la temperatura de operación del cable que es de 90°C (ver Tabla IV.1).

Sustituyendo:

$$R_{cd_{90^{\circ}C}} = \frac{17.241}{53.480} (1 + 0.020) 1.2755 = 0.4194 \quad \Omega/\text{km}$$

Para calcular la resistencia a la C.A., utilizamos los factores dados en la Tabla IV. 2, de donde:

$$\frac{R_{ca_{90^{\circ}C}}}{R_{cd_{90^{\circ}C}}} = 1.001$$

$$R_{ca_{90^{\circ}C}} = (0.4194) (1.001) = 0.4198 \quad \Omega/\text{km}$$

b) Reactancia inductiva (Xl).

Para calcular la inductancia (L), utilizamos la ecuación IV.5.

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG}$$

Del arreglo de la instalación, tenemos:

$$DMG = \sqrt[3]{DAB \ DBC \ DCA} = \sqrt[3]{(20) \ (20) \ (40)} = 252 \text{ mm}$$



$$RMG = 0.726 r \text{ (según Tabla IV.3 para 19 hilos)}$$

$$= 0.726 \left( \frac{9.46}{2} \right) = 3.43 \text{ mm}$$

Sustituyendo valores, tendremos:

$$L = 2 \times 10^{-4} \text{ Ln} \frac{252}{3.43} = 8.60 \times 10^{-4} \text{ H/km}$$

tomando  $f = 60$  Hz que es la frecuencia del sistema y utilizando la ecuación IV.4, obtenemos:

$$X_L = 2\pi (60) (8.6 \times 10^{-4}) = 0.3242 \text{ } \Omega/\text{km}$$

c) Reactancia capacitiva ( $X_C$ ).

Utilizando la ecuación IV.7 para cables monofásicos, tendremos:

$$C = \frac{0.02413 \text{ (SIC)}}{\log_{10} \frac{D}{d}}$$

Tomando como SIC = 2.3 para XLP y de los datos del problema, tendremos:

$$D = ( D_c + 2 e_{ps} + 2 e_a ) = 9.46 + 2 (0.38) + 2 (6.60) = 23.42 \text{ mm}$$

$$d = ( D_c + 2 e_{ps} ) = 9.46 + 2 (0.38) = 10.22 \text{ mm}$$

$$C = \frac{(0.02413) (2.3)}{\log_{10} \frac{23.42}{10.22}} = 0.1541 \text{ } \mu\text{F/km}$$

Utilizando la ecuación IV.6, se tendrá:

$$X_c = \frac{1}{2\pi fC} = \frac{1}{2\pi (60) (0.1541)} = 0.01721 \text{ M}\Omega\text{-km}$$

d) Impedancia (Z).

Utilizando la ecuación IV.11 y sustituyendo los valores encontrados anteriormente:

$$Z = 0.4198 + j 0.3241 = 0.5303 \angle 37.66^\circ \text{ }\Omega/\text{km}$$

#### IV.6 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO.

Cuando una corriente de secuencia cero fluye a lo largo de los conductores de fase de un circuito trifásico, debe retornar por tierra, o por las pantallas de los cables, o por una combinación en paralelo de la tierra y de las pantallas. Una corriente de secuencia cero que fluye por un conductor encuentra la resistencia de corriente alterna, y cuando regresa por tierra o por las pantallas encuentra la resistencia de esos caminos. La corriente de secuencia cero que fluye en una fase encuentra la reactancia propia del conductor, la reactancia debida a la inductancia mutua con los otros dos conductores de fase, y a la reactancia debida a la inductancia propia de las trayectorias de retorno. Cada uno de estos efectos inductivos no siempre puede identificarse en forma individual de las ecuaciones usadas para cálculos de reactancia. Los efectos de la resistencia y de la reactancia, están interrelacionados tan estrechamente que son tratados simultáneamente.

Las pantallas de los cables deben estar unidas y conectadas a tierra en varios puntos a lo largo del circuito, lo que permite que la mayoría de corriente de secuencia cero fluya por la pantalla. Sin embargo, cuando se emplea algún método para limitar las corrientes de secuencia cero, la mayoría de corriente de retorno fluye por tierra. Es por esto que el método de unir y conectar a tierra las pantallas y los neutros, tiene un efecto importante en la impedancia de secuencia cero de los cables.

Cualquier instalación de cables aislados debe considerarse dentro de cualquiera de los tres casos siguientes:

- a) La corriente de retorno fluye por la pantalla y por tierra.
- b) La corriente regresa por la pantalla únicamente.
- c) La corriente regresa por tierra únicamente.

a) La corriente de retorno fluye por la pantalla y por tierra.

Este caso es similar al de una línea de transmisión aérea con cables de guarda, la impedancia de secuencia cero estará dada por:

$$Z_{00} = Z_{00C} - \frac{Z_{00M}^2}{Z_{00F}} \quad \text{IV.12}$$

donde:

$Z_{00C}$  = impedancia propia de secuencia cero del grupo de tres conductores.

$Z_{00F}$  = impedancia propia de secuencia cero de la pantalla o cubierta metálica.

$Z_{00M}$  = impedancia mutua de secuencia cero entre los tres conductores y las tres cubiertas metálicas.

b) La corriente regresa por la pantalla únicamente.

Este caso puede presentarse cuando las pantallas o las cubiertas metálicas están aisladas de tierra, la impedancia de secuencia cero estará dada por la expresión siguiente:

$$Z_{00} = Z_{00C} + Z_{00F} - 2 Z_{00M} \quad \text{IV.13}$$

c) La corriente regresa únicamente por tierra.

Este caso es similar a una línea de transmisión aérea sin cables de guarda, o cuando los cables de energía no cuentan con cubierta o pantalla metálica (cables para aeropuerto de 5 kV). La impedancia de secuencia cero es igual a la impedancia de secuencia cero de los tres conductores, o sea:

$$Z_{00} = Z_{00C} \quad \text{IV.14}$$

#### IV.6.1 Para cables monofásicos.

La impedancia propia de secuencia cero ( $Z_{00c}$ ), del grupo de 3 conductores, estará dada por la expresión siguiente:

$$Z_{00c} = r_c + 0.002964 f + j 0.008676 f \log \frac{658 \sqrt{\frac{P}{f}}}{\sqrt[3]{\text{RMG} (\text{DMG})^2}} \quad \Omega/\text{km} \quad \text{IV.15}$$

donde:

$r_c$  = resistencia a la corriente alterna del conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

$f$  = frecuencia del sistema (Hz).

$\rho$  = resistividad del terreno ( $\Omega\text{-m}$ ).

RMG = radio medio geométrico de cada conductor (cm).

DMG = distancia media geométrica entre los tres conductores:

$$\sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}} \quad (\text{cm})$$

La impedancia propia ( $Z_{00F}$ ) de secuencia cero de la pantalla o cubierta metálica, esta dada por la expresión siguiente:

$$Z_{00F} = r_F + 0.002964 + j 0.008676 f \log \frac{658 \sqrt{\frac{P}{f}}}{\sqrt[3]{r_0 (\text{DMG})^2}} \quad \Omega/\text{km} \quad \text{IV.16}$$

donde:

$r_F$  = resistencia eléctrica de la pantalla o cubierta metálica ( $\Omega/\text{km}$ ), ver tabla IV.4 para el cálculo de este concepto.

$$r_0 = \text{radio medio de la pantalla o foro metálico} = \frac{r_e + r_i}{2} \quad (\text{cm})$$

$r_e$  = radio exterior.

$r_i$  = radio interior.

DMG = distancia media geométrica (cm).

La impedancia mutua entre los tres conductores y las tres pantallas o cubiertas metálicas, esta dada por la expresión siguiente:

$$Z_{00M} = 0.002964 f + j 0.008676 f \log \frac{658 \sqrt{\frac{P}{f}}}{\sqrt[3]{r_0 (DMG)^2}} \quad \Omega/\text{km}$$

IV.17

Tabla IV.4 Fórmulas para el cálculo de la resistencia eléctrica de las pantallas y cubiertas metálicas.

Pantalla de alambres.

$$r_F = \rho \frac{1.02}{(0.7854) (n) (d^2)} \quad \Omega/\text{km}$$

donde:

$\rho$  = resistividad eléctrica del material ( $\Omega\text{-mm}^2/\text{km}$ ).

cobre = 17.241

$n$  = número de alambres.

$d$  = diámetro de los alambres (mm).

Cubierta de plomo.

$$r_F = \frac{\rho}{(\Pi) (d_m) (e)} \quad \Omega/\text{km}$$

donde:

$\rho = 241 \quad \Omega\text{-mm}^2/\text{km}$ .

$d_m = \text{diámetro medio} = \frac{d_e + d_i}{2}$

$e = \text{espesor (mm)}$ .

Pantallas de cintas de cobre traslapadas.

$$r_F = \frac{5.33 \rho K}{(d_m) (e)} \quad \Omega/\text{km}$$

donde:

$$\rho = 17.241 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}.$$

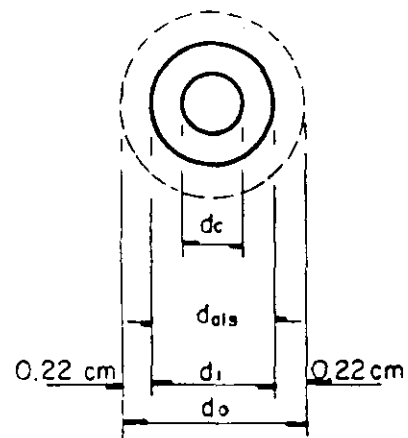
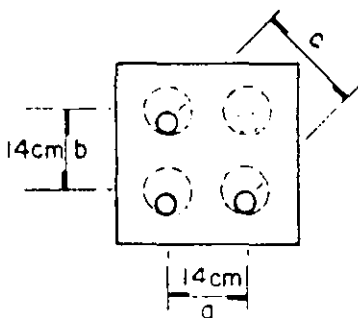
K = constante para incrementar la resistencia, debido al contacto en el traslape (K=1 en cables nuevos, K=2 para cables en servicio).

$d_m$  = diámetro medio (mm).

e = espesor de la pantalla (0.12 mm aprox.).

Ejemplo:

Determine la impedancia de secuencia cero de 3 cables monopolares de 240 mm<sup>2</sup> de sección transversal, cada uno con 37 alambres, con aislamiento de EPR y cubierta de plomo; instalados en un banco de ductos, como se muestra en la figura. El diámetro de cada conductor es de 2.012 cm, el espesor del aislamiento es de 0.61 cm y el espesor de la cubierta de plomo es de 0.22 cm. Considere la resistividad de tierra igual a 100  $\Omega$ -cm, la resistencia del conductor es de 0.1088 a 60 Hz.



$$\begin{aligned} d_c &= 2.012 \text{ cm} \\ d_{ais} &= 3.232 \text{ cm} \\ d_o \text{ (plomo)} &= 3.672 \text{ cm} \end{aligned}$$

Solución:

Para el cálculo de la impedancia propia de secuencia cero, utilizamos la expresión IV.15.

$$Z_{00C} = 0.1088 + 0.002964 (60)$$

$$+ j 0.008676 (60) \log$$

$$\frac{658 \sqrt{\frac{100}{60}}}{\sqrt[3]{\text{RMG (DMG)}^2}}$$

Cálculo del radio medio de la cubierta:

$$r_0 = \frac{r_c + r_1}{2} = \frac{1.836 + 1.616}{2} = 1.726 \text{ cm}$$

DMG = 15.71 cm (calculada anteriormente).

Sustituyendo valores, tendremos:

$$Z_{\text{OOF}} = 1.01 + 0.17784 + j 0.5205 \log \frac{849.47}{\sqrt[3]{(1.726) (15.71)^2}}$$

$$Z_{\text{OOF}} = 1.1878 + j 1.068 \quad \Omega/\text{km}$$

$$Z_{\text{OOF}} = 1.597 \angle 41.96^\circ \quad \Omega/\text{km}$$

Para el cálculo de la impedancia mutua de los tres conductores, utilizamos la relación IV.17.

$$Z_{\text{OOM}} = 0.002964 (60) + j 0.008676 (60) \log \frac{658 \sqrt{\frac{100}{60}}}{\sqrt[3]{(1.726) (15.71)^2}}$$

$$Z_{\text{OOM}} = 0.17784 + j 1.068 \quad \Omega/\text{km}$$

$$Z_{\text{OOM}} = 1.082 \angle 80.54^\circ \quad \Omega/\text{km}$$

El radio medio geométrico (RMG), de cada conductor de 37 hilos, será:

$$\text{RMG} = 0.768 r = 0.768 \left( \frac{2.012}{2} \right) = 0.7726 \text{ cm}$$

La distancia media geométrica (DMG), será:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{14 \times 14 \times 19.8} = 15.71 \text{ cm}$$

Sustituyendo valores tendremos:

$$Z_{00C} = 0.1088 + 0.17784 + j 0.52056 \log \frac{849.47}{\sqrt[3]{(0.7726) (15.71)^2}}$$

$$Z_{00C} = 0.28664 + j 1.129 = 1.164 \angle 75.75^\circ \quad \Omega/\text{km}$$

Para el cálculo de la impedancia propia de secuencia cero de la cubierta, utilizamos la expresión IV.16.

$$Z_{00F} = r_F + 0.002964 (f) + j 0.008676 (f) \log \frac{658 \sqrt{\frac{100}{60}}}{\sqrt[3]{r_o (DMG)^2}}$$

Cálculo de la resistencia de la pantalla ( $r_F$ ), utilizaremos la Tabla IV.4.

$$r_F = \frac{\rho}{\pi d_m e}$$

$$d_m = \frac{d_o + d_i}{2} = \frac{3.672 + 3.232}{2} = 34.52 \text{ mm}$$

$$r_F = \frac{241}{(\pi) (34.52) (2.2)} = 1.01 \quad \Omega/\text{km}$$

Haciendo el cálculo de la impedancia de secuencia cero, para las tres condiciones mencionadas en la teoría, tendremos:

a) Cuando la corriente fluye por la pantalla y por tierra.

$$Z_{00} = Z_{00C} - \frac{(Z_{00K})^2}{Z_{00F}}$$



$$Z_{00} = 0.28864 + j 1.129 - \frac{(1.082 \angle 80.54^\circ)^2}{1.579 \angle 41.96^\circ}$$

$$Z_{00} = 0.6451 + j 0.489 \quad \Omega/\text{km}$$

b) Cuando la corriente regresa únicamente por la pantalla.

$$Z_{00} = Z_{00c} + Z_{00f} + 2Z_{00m}$$

$$Z_{00} = 0.28864 + j 1.129 + 1.1874 + j 1.068 - 0.3556 - j 2.136$$

$$Z_{00} = 1.12 + j 0.061 \quad \Omega/\text{km}$$

c) Cuando la corriente regresa únicamente por tierra.

$$Z_{00} = Z_{00c} = 0.28664 + j 1.129 \quad \Omega/\text{km}$$

## V. COMPORTAMIENTO DE LOS CABLES AISLADOS.

### V.1 Caída de tensión y regulación.

Caída de tensión. Las aplicaciones generales de cables aislados para media tensión implican rara vez distancias mayores a los 10 km, lo que nos permite calcular estos cables como una línea de transmisión corta. El valor de la reactancia capacitiva en derivación es despreciable, para los efectos de cálculo, y sólo se considera el circuito equivalente a la resistencia y reactancia inductiva en serie como se ilustra en la figura V.1

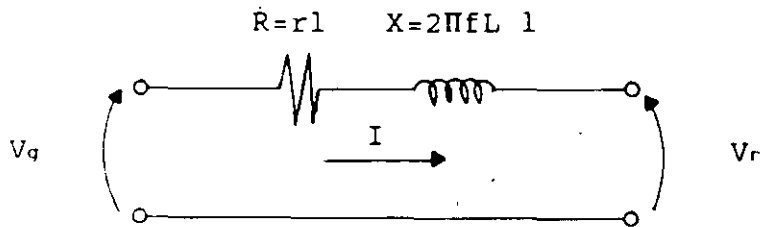


Figura V.1 Circuito monofásico equivalente de un cable.

El circuito anterior, se analiza mediante la ecuación:

$$V_g = V_r + I ( R + j X ) = V_r + IZ \quad V.1$$

donde:

$V_g$  = tensión al neutro de envío.

$V_r$  = tensión al neutro recibida.

$I$  = corriente enviada o recibida.

$Z$  = impedancia total (  $R + j X$  )

$IZ$  = caída de tensión en el cable.

Regulación. La regulación de tensión de un circuito eléctrico, es el incremento de tensión en el extremo de recepción, expresado como un porcentaje de la tensión a plena carga, cuando se retira la carga a un cierto factor de potencia, mientras que la tensión en el extremo de envío permanece constante.

La finalidad de calcular y conocer la regulación del sistema es vigilar y garantizar que no se excedan los valores permisibles de operación (máximo y mínimo), propios de los aparatos que se van a conectar al sistema.

De acuerdo con la definición dada, la expresión matemática para el cálculo de la regulación es:

$$\% \text{Reg.} = \frac{|V_0| - |V_r|}{|V_r|} \times 100 \quad \text{V.2}$$

donde:

$\% \text{Reg.}$  = Regulación en por ciento.

$|V_0|$  = Magnitud de la tensión en el punto de recepción después de desconectar la carga; es equivalente a la tensión en vacío del sistema.

$|V_r|$  = Magnitud de la tensión en el punto de recepción a plena carga, es decir, con la totalidad de la carga conectada.

$|V_0| - |V_r|$  = Elevación de la tensión, es aproximadamente igual a la caída de tensión debida a la carga.

#### EJEMPLO.

Se tiene una instalación eléctrica industrial, con las características generales siguientes:

- Dos subestaciones tipo interior: una receptora y otra transformadora.
- Potencia nominal : 500 kVA.
- Tensiones nominales: 23 kV / 440-254 V.
- Línea de alta tensión enlazando las dos subestaciones:  
Cable Syntenax, calibre 1/0 AWG.  
Longitud: 16m.  
Disposición equilátera, con ductos de 4" (10 cm) de diámetro.
- Factor de potencia en la carga de 0.85 (-).

Calcular el % de regulación, considerando el cable como una línea de transmisión corta.

#### SOLUCION:

1.- Cálculo de la distancia media geométrica. Para realizar este cálculo se toma en cuenta la disposición física de los conductores, la cual se muestra en la figura siguiente:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} = \sqrt[3]{(4)^3} = 4 \text{ pulgadas} = 0.333 \text{ pies}$$

2.- Se evalúa la inductancia y reactancia inductiva del cable.

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{0.333}{0.0113} = 6.797 \times 10^{-4} \text{ (H/km)}$$

$$X = 2\pi fL = 2\pi (60) (6.797 \times 10^{-4}) = 0.256 \text{ (\Omega/km)}$$

3.- Se calculan la impedancia unitaria y la impedancia total de la línea.

$$z = r + jx = 0.377 + j 0.256 = 0.456 \angle 34.2^\circ \text{ (\Omega/km)}$$

$$Z = zl = (0.456 \angle 34.2^\circ) (0.016) = 0.0073 \angle 34.2^\circ \text{ (\Omega)}$$

4.- Determinación de la tensión en el extremo de envío, utilizando la ecuación V.1, se tiene:

$$V_g = V_r + IZ = 13,221 \angle 0^\circ + [ (12.55 \angle -31.8^\circ) (0.0073 \angle 34.2^\circ) ]$$

$$V_g = 13,221 \angle 0^\circ + 0.092 \angle 2.4^\circ$$

$$V_g = 13,221.092 \angle 0.004^\circ \text{ (V)}$$

5.- Cálculo de la regulación. Para aplicar la ecuación V.2 es necesario observar en el circuito de la figura V.1, que la tensión  $|V_o|$  que va a aparecer en el extremo de recepción al desconectar la carga es precisamente la tensión de envío  $V_g$ . Por lo tanto:

$$\%Reg = \frac{13,221 - 13,221}{13,221} \times 100 = 0.0007$$

$$Reg = 0.0007 \%$$

## V.2 Pérdidas en conductores.

Los conductores metálicos utilizados en cables de energía, no son conductores perfectos, ya que ofrecen alguna resistencia  $R$  al flujo de corriente  $I$ . Por esta razón, se presentan pérdidas en el conductor del cable, las cuales son proporcionales a la resistencia y al cuadrado de la corriente circulante, éstas son conocidas como pérdidas " $I^2R$ ". Estas pérdidas normalmente representan la fuente más grande de calor en el cable y pueden ser reducidas limitando la corriente, reduciendo la resistencia, o reduciendo ambas. En un cable de energía con una potencia de transmisión dada, la corriente de carga decrece en tanto la tensión de transmisión se incrementa. La resistencia puede ser reducida usando conductores de mayor sección o empleando circuitos múltiples con 2 o más conductores en paralelo.

En términos de potencia de pérdidas, podemos escribir:

$$P_c = I^2 R_{ca} \times 10^{-3} \quad (\text{kW/km}) \quad \text{V.3}$$

La corriente  $I$  se da en amperes y  $R_{ca}$  en  $\Omega/\text{km}$ , esta resistencia efectiva deberá ser calculada a la temperatura de operación del conductor y tomar en cuenta los efectos de piel y proximidad, según las condiciones de instalación y operación.

### V.3 Pérdidas dieléctricas.

Un cable aislado desde el punto de vista electrostático es un capacitor, en el que el conductor central y la pantalla son las placas y el aislamiento del cable el dieléctrico del capacitor. Desde el punto de vista electromagnético es un transformador con el conductor como primario y la pantalla trabajando como secundario al cortar las líneas magnéticas producidas por la corriente que transporta el conductor. Este aspecto de los cables se tratará en el tema V.4.

Las características eléctricas de los cables incluyen: la constante dieléctrica, también conocida como la capacitancia inductiva específica, el factor de potencia dieléctrico y la rigidez dieléctrica a la frecuencia de tensiones transitorias. Otros parámetros de diseño incluyen características mecánicas tales como flexibilidad y elongación; así como, características físicas y químicas tales como compatibilidad de diferentes materiales y su confiabilidad después de sufrir envejecimiento ante esfuerzos eléctricos y variaciones térmicas.

La constante dieléctrica del aislamiento de un cable se usa para determinar la capacitancia del cable y posteriormente la corriente de carga. La magnitud de la corriente de carga requerida por el cable, que es una función de la tensión de operación y de las dimensiones geométricas del cable, se determina directamente de la capacitancia.

Las pérdidas dieléctricas y el factor de disipación también deben considerarse en el diseño del cable. La corriente tomada por el dieléctrico de un cable tiene dos componentes: la corriente capacitiva  $I_c$  y la componente  $I_g$  que produce el calentamiento dieléctrico en el aislamiento. Estas dos componentes de corriente se representan vectorialmente y dan lugar a otros dos términos: Factor de disipación o  $\tan \delta$  y factor de potencia dieléctrico o  $\cos \phi$ ; los dos valores son prácticamente iguales. Estos términos se utilizan para calificar la calidad de un aislamiento. El efecto de calentamiento de  $I_g$  se expresa en Watts de pérdidas por longitud del cable. A altas tensiones de operación el factor de potencia y las pérdidas dieléctricas  $P_d$  por fase, resultantes en el aislamiento son de gran importancia y se determinan por la ecuación:

$$P_d = V^2 \omega C \tan \delta \cdot 10^{-3} \quad [\text{W/m}] \quad \text{V.4}$$

en donde  $V$  es la tensión de línea neutro en kV,  $C$  es la capacitancia en microfaradios por km y  $\tan \delta$  es la tangente de pérdidas.

EJEMPLO.

Determine las pérdidas dieléctricas, por fase, en un cable monopolar de XLP de 23 kV de un kilómetro de longitud, cuyo diámetro del conductor es de 18 mm y el diámetro externo del aislamiento es de 50 mm, el  $\cos \phi$  del aislamiento es igual a 0.002, la constante dieléctrica es igual a 2.3 y la frecuencia 60 Hz. Sabiendo que la resistencia del conductor es igual a 0.096  $\Omega$ /km, determine las pérdidas por efecto Joule cuando circule una corriente de 300 A por el cable. Compare este resultado con las pérdidas dieléctricas.

SOLUCION:

La capacitancia del cable:

$$C = \frac{0.02414 \text{ SIC}}{\log \frac{R}{r}} = \frac{0.02414 (2.3)}{\log \frac{25}{9}} = 0.125 \text{ } \mu\text{F/km}$$

Las pérdidas dieléctricas:

$$P_d = \omega C V^2 \tan \delta \times 10^{-3} \text{ W/m}$$

$$P_d = 2\pi (60) (13.29)^2 (0.125) (0.002) \times 10^{-3}$$

$$P_d = 16.6 \text{ W/km}$$

Las pérdidas por efecto Joule por fase:

$$P_c = RI^2 = 0.096 (300)^2 = 8,640 \text{ W/km}$$

Las pérdidas dieléctricas representan de las pérdidas  $RI^2$ :

$$\frac{P_d}{P_c} \times 100 = \frac{16.6}{8,640} = 0.192 \%$$

#### V.4 Tensiones inducidas en las pantallas.

Los cables monopolares normalmente se construyen con una pantalla concéntrica la que nominalmente está al potencial de tierra. Cuando un cable de este tipo conduce una corriente alterna, se inducen tensiones en la pantalla concéntrica y fluyen corrientes a través de ella, si ésta se conecta de tal forma que se tenga un circuito cerrado, por ejemplo si se conecta a tierra en ambos extremos del cable. Estas corrientes son indeseables debido a que causan pérdidas  $RI^2$ , las que reducen la capacidad de conducción del cable, razón por la que se han desarrollado métodos para interconectar entre si y a tierra las pantallas de los cables, de tal forma que se eliminen o reduzcan estas corrientes en las pantallas.

Para circuitos con cables monopolares que conducen corrientes en exceso de 500 amperes, es cuando es económicamente deseable utilizar algún método para reducir las pérdidas  $RI^2$ . No está perfectamente definido en que punto es conveniente introducir algún método especial de interconexión de las pantallas. Además cuando se emplee algún método de interconexión de las pantallas de los cables, este debe compararse con el costo de un conductor mayor que compense la reducción en la capacidad de conducción debido a las corrientes circulares con el costo del equipo adicional y el mantenimiento que representa un sistema con interconexiones en las pantallas.

Cualquier conductor "p" que se instale en paralelo con tres conductores que conducen corriente trifásica balanceada tendrán un gradiente de tensión inducido a lo largo de su trayectoria, el que esta dado por:

$$E_p = j\omega I 2 (10)^{-7} \left[ \frac{1}{2} \ln \frac{S_{1P} S_{3P}}{S_{2P}^2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{S_{3P}}{S_{1P}} \right] \quad V.5$$

en donde:

I = Corriente en amperes.

$\omega$  = Frecuencia angular.

$S_{1p}$  = Separación entre el conductor p y el conductor de fase número 1.

$E_p$  = Tensión inducida en el cable p, en V/m.



En esta ecuación se considera que la rotación de fases es tal que:

$$I_1 = aI; \quad I_3 = a^2I; \quad a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

A medida que aumenta la separación del conductor en paralelo con los cables del circuito trifásico, las tensiones inducidas tienden a cero. Si los tres cables se transponen, las tensiones inducidas en el conductor  $p$  suman cero en un ciclo completo de transposición.

La tensión inducida en la pantalla de un cable se puede considerar como un caso especial en el que el conductor paralelo es una pantalla a una distancia del conductor que rodea, igual al radio medio de la pantalla. Si no se tiene cercano ningún otro conductor que lleve corriente, las tensiones inducidas en las pantallas (para cualquier arreglo) cuando transportan corrientes balanceadas:

$$E_1 = j\omega I \cdot 2 \cdot (10)^{-7} \left[ -\frac{1}{2} \ln \frac{2 S_{12}^2}{d S_{13}} + \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{2 S_{13}}{d} \right] \quad V.6$$

$$E_2 = j\omega I \cdot 2 \cdot (10)^{-7} \left[ \frac{1}{2} \ln \frac{4 S_{12} S_{23}}{d^2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{S_{23}}{S_{12}} \right] \quad V.7$$

$$E_3 = j\omega I \cdot 2 \cdot (10)^{-7} \left[ -\frac{1}{2} \ln \frac{2 S_{23}^2}{d S_{13}} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{2 S_{13}}{d} \right] \quad V.8$$

en donde:

$d$  = diámetro de la pantalla.

$S_{12}$  = Distancia entre el conductor 1 y el 2.

Para la configuración en triángulo en donde la separación entre ellos es la misma o sea:  $S_{12} = S_{23} = S_{13}$ , estas ecuaciones se reducen a:

$$E_1 = j\omega I 2 (10)^{-7} \left[ -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right] \ln \frac{2 S}{d} \quad \text{V.9}$$

$$E_2 = j\omega I 2 (10)^{-7} \ln \frac{2 S}{d} \quad \text{V.10}$$

$$E_3 = j\omega I 2 (10)^{-7} \left[ -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right] \ln \frac{2 S}{d} \quad \text{V.11}$$

Para el arreglo en línea, en el que la separación entre cables adyacentes es igual a  $S$ , las tensiones inducidas son:

$$E_1 = j\omega I 2 (10)^{-7} \left[ -\frac{1}{2} \ln \frac{S}{d} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{4 S}{d} \right] \quad \text{V.12}$$

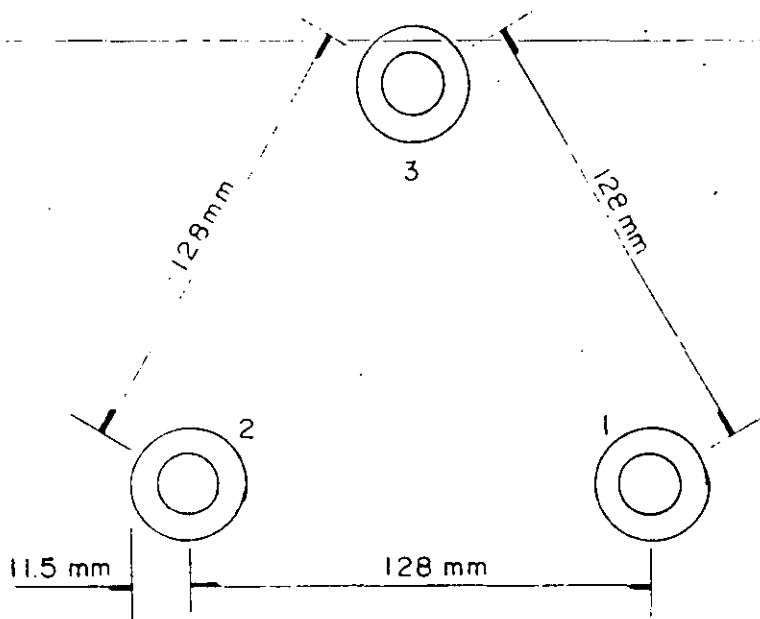
$$E_2 = j\omega I 2 (10)^{-7} \ln \frac{2 S}{d} \quad \text{V.13}$$

$$E_3 = j\omega I 2 (10)^{-7} \left[ -\frac{1}{2} \ln \frac{S}{d} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \ln \frac{4 S}{d} \right] \quad \text{V.14}$$

En estas ecuaciones las tensiones inducidas  $E_1$ ,  $E_2$  y  $E_3$  están dadas en V/m.

### Ejemplo

Tres cables monopolares de pantalla de plomo, conducen una corriente trifásica de 300 A por fase. Calcule la tensión inducida en cada pantalla, cuando los cables están instalados en un arreglo en triángulo tal como se muestra en la figura. La longitud del circuito es de un kilómetro y la frecuencia de operación es de 60 Hertz. Considere que la pantalla está aterrizada en un solo punto, al inicio del circuito.



Solución.

La tensión inducida en la pantalla del cable 1:

$$\begin{aligned}
 E_1 &= j\omega I_2 (10)^{-7} \left[ -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right] \ln \frac{2 S}{d} \\
 &= j 6.28 (60) (300) (2) ( - 0.5 + j 0.86 ) \ln \frac{(2) (128)}{23} 10^{-7} \\
 &= 54.4 \angle 210^\circ \text{ V/km}
 \end{aligned}$$

La tensión inducida en la pantalla del cable 2.

$$\begin{aligned}
 E_2 &= j\omega I_2 (10)^{-7} \ln \frac{2 S}{d} \\
 &= 54.4 \angle 90^\circ \text{ V/km}
 \end{aligned}$$

La tensión inducida en la pantalla del cable 3.

$$\begin{aligned}
 E_3 &= j\omega I_2 (10)^{-7} \left[ -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \right] \ln \frac{2 S}{d} \\
 &= 54.4 \angle -30^\circ \text{ V/km}
 \end{aligned}$$

## V.5 AMPACIDAD.

La capacidad de conducción de corriente (ampacidad) de un cable de energía, depende principalmente de la temperatura que pueda soportar su aislamiento y pantallas semiconductoras del cable, la resistencia del medio que rodea al cable y la temperatura del medio ambiente. La corriente que circula por un conductor genera calor, el que se disipa a través de su aislamiento, pantallas, cubierta protectora y la tierra que lo circunda. Cuando el calor generado es igual al calor disipado, se establece un equilibrio, diciéndose que el sistema es "estable", si el calor generado es mayor que el calor disipado, se dice entonces que el sistema es "inestable" y esto puede originar que el aislamiento envejezca prematuramente y falle.

El mecanismo de flujo de calor para el caso de un cable monopolar se puede efectuar mediante un circuito térmico equivalente, el conductor de cobre está conectado a un polo de la fuente de calor, la superficie de la tierra representa al otro polo, de tal forma que la diferencia de temperatura (análoga a la fuerza electromotriz de un circuito eléctrico) está dada por la diferencia entre la temperatura del conductor y la del medio ambiente. El calor fluye a través del aislamiento del cable ( $R_{ais}$ ), de la pantalla semiconductor sobre el aislamiento ( $R_p$ ), de la cubierta protectora ( $R_c$ ), y de la resistencia térmica del suelo ( $R_s$ ).

De acuerdo con lo anterior, el calor generado es igual al producto del cuadrado de la corriente que circula por el cable, por la resistencia óhmica por cm de longitud del conductor de cobre, a la temperatura de operación, y por el número de cables considerado; lo que matemáticamente puede expresarse con la expresión siguiente:

$$C_g = I^2 R_{co} \quad V.15$$

en donde:

$C_g$  = Calor generado (W/cm).

$I$  = Corriente que conduce el cable (A).

$R_{co}$  = Resistencia a la temperatura máxima de operación del conductor ( $\Omega$  /cm).

El calor disipado lo podemos encontrar con la relación siguiente:

$$C_d = \frac{\theta}{R_t} \quad W/cm \quad V.16$$

en donde:

$C_d$  = Calor disipado (W/cm).

$\theta$  = Diferencia de temperatura ( $^{\circ}$ C).

$R_t$  = Resistencia térmica total ( $^{\circ}$ C - cm/W).

Al considerar que se alcanza un nivel de estabilidad cuando el calor disipado es igual al calor generado, tendremos:

$$I^2 R = \frac{\theta}{R_t} \quad \text{V.17}$$

la corriente que puede conducir el cable, será:

$$I = \left[ \frac{\theta}{R_{c0} R_t} \right]^{1/2} \quad \text{V.18}$$

Como se mencionó anteriormente, el elemento que influye para limitar la elevación de temperatura, es el circuito térmico que rodea al conductor, ya que el calor generado debe ser disipado a través de éste. En este curso se analizarán los cables que están directamente enterrados y los instalados en ductos.

#### V.5.1. Ampacidad de cables directamente enterrados.

Los cálculos de capacidad de conducción (ampacidad) para un cable instalado directamente enterrado, se basan en el hecho de que las pérdidas caloríficas debidas a las corrientes, se disipan finalmente en la atmósfera, lo que significa que tienen que superar la resistencia térmica del cable y del suelo así como la resistencia térmica de transición en la superficie del suelo. Para simplificar el problema se considera que la resistividad térmica del suelo y la temperatura ambiente son constantes y que la resistencia térmica de transición en la superficie del suelo es tan pequeña que se puede despreciar.

La capacidad de conducción de un cable de energía, instalado directamente enterrado se puede determinar con la siguiente ecuación, la que es similar a la anterior con la salvedad de que se ha substituído el valor de  $\theta$ .

$$I = \left[ \frac{T_c - T_a - T_d}{R_{c0} R_t} \right]^{1/2}$$

en donde:

$I$  = Corriente del cable (A).

$T_c$  = Temperatura permisible de operación del cable ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$T_d$  = Elevación de temperatura debida a las pérdidas dieléctricas ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$T_a$  = Temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ).

$R_{co}$  = Resistencia del conductor ( $\Omega/\text{cm}$ ).

$R_t$  = Resistencia térmica total del circuito, que es igual a la suma de las resistencias térmicas del aislamiento, pantallas y cubierta del cable y la resistencia térmica del suelo. O sea:

$$R_t = R_{ais} + R_p + R_c + R_s \quad (\Omega\text{-cm/W})$$

Substituyendo el valor de  $R_t$  en la ecuación anterior:

$$I = \left[ \frac{T_c - T_a - T_d}{R_{co} (R_{ais} + R_p + R_c + R_s)} \right]^{1/2} \quad \text{V.19}$$

en donde:

$R_{ais}$  = Resistencia térmica del aislamiento ( $^{\circ}\text{C} - \text{cm/W}$ ).

$R_p$  = La suma de las resistencias térmicas de las pantallas ( $^{\circ}\text{C} - \text{cm/W}$ ).

$R_c$  = Resistencia térmica de la cubierta ( $^{\circ}\text{C} - \text{cm/W}$ ).

$R_s$  = Resistencia térmica del suelo ( $^{\circ}\text{C} - \text{cm/W}$ ).

El valor de las resistencias térmicas,  $R_{ais}$ ,  $R_p$  y  $R_c$ , se puede encontrar con la relación siguiente:

$$R = \frac{\rho}{2\pi} \ln \frac{D}{d} \quad \text{V.20}$$

en donde:

$\rho$  = Resistividad térmica del material aislante ( $^{\circ}\text{C} - \text{cm/W}$ ).  
Ver Tabla V.1.

$D$  = Diámetro sobre el material aislante (cm).

$d$  = Diámetro del conductor (cm).

Para el cálculo de la resistencia térmica del suelo, se puede utilizar la expresión siguiente:

$$R_s = \frac{\rho_s}{2 \pi} \ln \frac{4h}{D} \quad \text{V.21}$$

en donde:

$\rho_s$  = Resistividad térmica del suelo ( $^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ ), entre 80 y 130.

$h$  = Profundidad del cable (cm).

$D$  = Diámetro exterior del cable (cm).

Para efectos prácticos, se puede despreciar la resistencia térmica de las pantallas semiconductoras ( $R_p$ ) y la resistencia térmica de la cubierta ( $R_c$ ), debido a que las pérdidas en éstas representan un valor pequeño y el grado de error que se comete es mínimo, asimismo podemos despreciar la temperatura por pérdidas dieléctricas ( $T_d$ ), quedando la expresión V.19, como sigue:

$$I = \left[ \frac{T_c - T_a}{(R_{a+s} + R_s) R_{co}} \right]^{1/2} \quad \text{V.22}$$

La ecuación anterior nos permite calcular la ampacidad de un cable de energía, cuando éste se opera con una corriente constante, es decir cuando el factor de Carga (F.C.), es igual al 100%

Tabla V.1 Resistividad térmica de los materiales aislantes.

MATERIAL	RESISTIVIDAD $\rho$ ( $^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ )
Papel	600
Polietileno (*)	350
XLPE	350
EPR	500
PVC	600

Nota importante: (\*) Para cálculos más exactos de la ampacidad, se puede considerar la resistividad del polietileno como la resistividad de las pantallas semiconductoras, aunque estas no son exactamente materiales aislantes.

Cuando los circuitos de distribución que se emplean en el sistema de distribución son trifásicos, la ecuación anterior sólo permite calcular la capacidad de conducción para un cable monopolar, es entonces necesario emplear una expresión que permita determinar "I" en función de las condiciones impuestas para circuitos de "n" cables. Esto se logra aplicando la ecuación anterior con la salvedad de que se modifica la resistencia térmica del suelo  $R_s$  en función de las separaciones entre los cables y de su profundidad de instalación.

De acuerdo con lo anterior el nuevo valor de la resistencia térmica del suelo  $R_s$ , se puede calcular con la siguiente expresión:

$$R_{s1} = R_s + \sum_{j=1}^n B_{ij} \quad \text{V.23}$$

en la ecuación anterior  $B_{ij}$  es función del número de cables, de su separación y de la profundidad a la que estén enterrados. Esta sumatoria representa un incremento de la resistencia térmica del suelo  $R_{s1}$  y por lo tanto también se expresa en C-cm/W. El valor de  $B_{ij}$  se determina con la siguiente ecuación:

$$B_{ij} = \frac{\rho_s}{2\pi} \ln \left[ 1 + \frac{2h}{x_{ij}} \right] \quad \text{V.24}$$

en donde  $x_{ij}$  es la separación (cm), entre el cable "i" y el cable "j", y "h" la profundidad (cm) de los cables. Para aplicar la ecuación anterior a un cable "i" del circuito en cuestión, se mantiene constante la "i", y la "j" se varía de 1,2,3 a "n" cables del circuito, a medida que se calculan las diferentes  $B_{ij}$ . A continuación se explican los pasos necesarios para calcular la resistencia térmica  $R_{s1}$ , en un caso particular:

- a) Calcule la resistencia térmica del suelo  $R_s$  (ecuación V.21).
- b) Calcule  $B_{ij}$  para cada uno de los cables con la ecuación V.24. En cada caso  $x_{ij}$  es la distancia entre centros del cable "i" y el cable "j".
- c) Sume los diferentes valores de  $B_{ij}$  obtenidos en el paso "b" y agréguele el valor de  $R_s$ , obtenido en el paso "a". Esto da el valor de  $R_{s1}$  para el cable 1.



d) Repita los pasos a,b,c para el cable 2, ( $i=2$ ). Esto da el valor de  $R_{s1}$  para este cable.

e) Repita los pasos a,b,c para cada uno de los otros cables de la trinchera, para obtener su  $R_{s1}$  correspondiente.

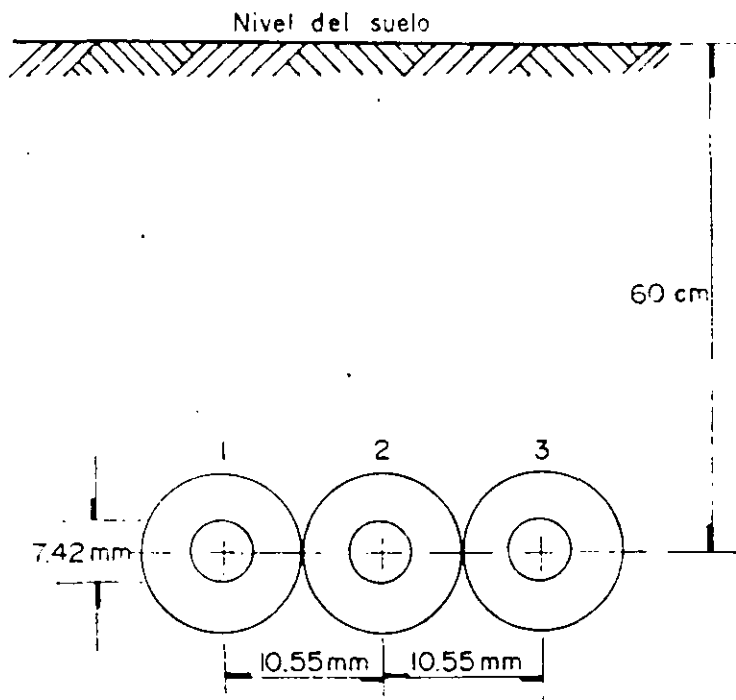
Si todos los cables son similares y conducen la misma corriente, el cable localizado en el centro del circuito tendrá el más alto valor de resistencia  $R_{s1}$ . Esta es la razón por la cual no es absolutamente necesario calcular la capacidad de conducción de todos los cables (en circuitos balanceados), sino únicamente la del caso más crítico.

Quando los cables no conduzcan la misma corriente, el valor de  $B_{ij}$  para el cable "i" debe multiplicarse por la relación: pérdidas en el cable j/pérdidas en el cable "i", al efectuar el cálculo de  $R_{s1}$  para el cable "i". Se deben emplear relaciones similares cuando se calculan  $R_{s1}$  para cada uno de los otros cables que componen el circuito. en la figura se muestra el diagrama de flujo empleado para escribir un programa para calcular la capacidad de conducción en cables aislados.

#### Ejemplo

Determine la capacidad de corriente de los cables de energía de 25 kV, con aislamiento XLPE, directamente enterrados como se muestra en la figura, los cables son de  $35 \text{ mm}^2$ , tienen una resistencia óhmica de  $0.666 \Omega/\text{km}$  y un diámetro de 7.42 mm.

La resistividad del suelo es de  $120 \text{ }^\circ\text{C-cm/W}$  y la del aislamiento de los cables de  $350 \text{ }^\circ\text{C-cm/W}$ . La temperatura ambiente es de  $30 \text{ }^\circ\text{C}$  y la máxima temperatura de operación del cable bajo condiciones normales, de  $90 \text{ }^\circ\text{C}$ .



Solución:

La resistencia térmica del aislamiento del cable, se calcula con la ecuación V.20, teniendo así:

$$R_{ais} = \frac{\rho_{ais}}{2\pi} \ln \frac{D}{d} = \frac{350}{6.28} \ln \frac{10.55}{7.42} = 19.6 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

La resistencia térmica del suelo  $R_s$  para los cables 1,2,3 se puede calcular con la ecuación V.21, donde tenemos:

$$R_s = \frac{\rho_s}{2\pi} \ln \frac{4h}{D} = \frac{120}{6.28} \ln \frac{240}{1.055} = 103.65 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

Ahora calcularemos los valores de  $B_{ij}$ , utilizando la ecuación V.24:

$$B_{12} = \frac{\rho_s}{2\pi} \ln \left( 1 + \frac{120}{1.055} \right) = \frac{120}{6.28} \ln 114 = 90.58 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

$$B_{23} = B_{12} = 90.58 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

$$B_{13} = \frac{\rho_s}{2\pi} \ln \left( 1 + \frac{120}{2.11} \right) = \frac{120}{6.28} \ln 57.87 = 77.5 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

El nuevo valor de la resistencia térmica del suelo para los cables 1, 2 y 3:

$$R_{s1} = 103.7 + 90.58 + 77.50 = 271.78 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

$$R_{s2} = 103.7 + 90.58 + 90.58 = 284.86 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

$$R_{s3} = 103.7 + 90.58 + 77.50 = 271.78 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

Ahora para encontrar la corriente nominal de cada cable, utilizaremos la ecuación V.22:

$$I_1 = \left[ \frac{60 (10)^5}{0.666 (271.78 + 19.6)} \right]^{1/2} = 176 \text{ A}$$

$$I_2 = \left[ \frac{60 (10)^5}{0.666 (284.86 + 19.6)} \right]^{1/2} = 172 \text{ A}$$

$$I_3 = I_1 = 176 \text{ A}$$

La corriente nominal del circuito que se tomará, es igual a 172 Amperes.

#### V.5.2. Ampacidad de cables instalados en ductos.

Los cálculos de capacidad de conducción para cables instalados en ductos, son un poco diferentes de los que se efectúan para cables directamente enterrados en el suelo. La diferencia estriba en el cálculo de la resistencia térmica del ducto, ya que al introducir éste, las condiciones del circuito térmico cambian. La resistencia térmica del ducto consiste de tres partes:

- 1 La resistencia térmica del aire entre la superficie externa del cable y la superficie interna del ducto ( $R_{air}$ ).
- 2 La resistencia térmica del ducto ( $R_d$ ).
- 3 La resistencia térmica externa al ducto ( $R_e$ ).

La resistencia total del banco de ductos es igual a la suma de las tres.

$$R_s = R_{air} + R_d + R_e \quad \text{V.25}$$

- Resistencia del aire ( $R_{air}$ ).

Para cables cuyo diámetro fluctúa entre 2.5 y 10 cm se puede emplear la siguiente fórmula para calcular la resistencia del aire.

$$R_{\text{cable}} = \frac{100 A}{1 + (B + C\theta_m) D_e} \quad \text{°C-cm/W} \quad \text{V.26}$$

en donde A, B y C son constantes que dependen de la instalación y están dadas en la Tabla V.2.  $D_e$  diámetro exterior del cable (cm) y  $\theta_m$  es la temperatura del medio que se tiene entre el cable y el ducto (°C).

Instalación	A	B	C
Conduit metálico.	5.2	1.4	0.011
Ducto de fibra en aire.	5.2	0.83	0.006
Ducto de fibra en concreto.	5.2	0.91	0.010
Ducto asbesto cemento en aire.	5.2	1.2	0.006
Ducto asbesto cemento en concreto.	5.2	1.1	0.011

TABLA V.2.- Valores de las constantes A, B y C.

- Resistencia térmica del ducto ( $R_d$ ).

La resistencia térmica del ducto  $R_d$  se puede calcular con la ecuación siguiente:

$$R_d = 0.366 \rho_d \log \frac{D_o}{D_d} \quad \text{°C-cm/W} \quad \text{V.27}$$

en donde:

$D_o$  = Diámetro externo del ducto (cm).

$D_d$  = Diámetro interno del ducto (cm).

$\rho_d$  = Resistividad térmica del material del ducto en °C-cm/W, para ductos metálicos se puede tomar igual a cero, para asbesto cemento 200, para concreto 85 y para PVC 600.

- Resistencia térmica externa al ducto ( $R_e$ ).

Esta resistencia está formada por la resistencia del suelo  $R_s$  más una resistencia  $R_e'$  que toma en cuenta el efecto térmico de la masa de los ductos.

La resistencia  $R_s$  del suelo para el caso de varios cables instalados en un banco de ductos (incluyendo los efectos mutuos de calentamiento) está dada por:

$$R_s = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left\{ \left( u + \sqrt{u^2 - 1} \right) \left[ \frac{d_{ab'}}{d_{ab}} \frac{d_{ac'}}{d_{ac}} \dots \frac{d_{an'}}{d_{an}} \right] \right\} \quad \text{V.28}$$

en donde:

$\rho_T$  = Resistividad térmica del material en que están embebidos los ductos ( $^{\circ}\text{C-cm/W}$ ).

$u = L/r_e$ .

$L$  = Profundidad del cable más caliente (cm).

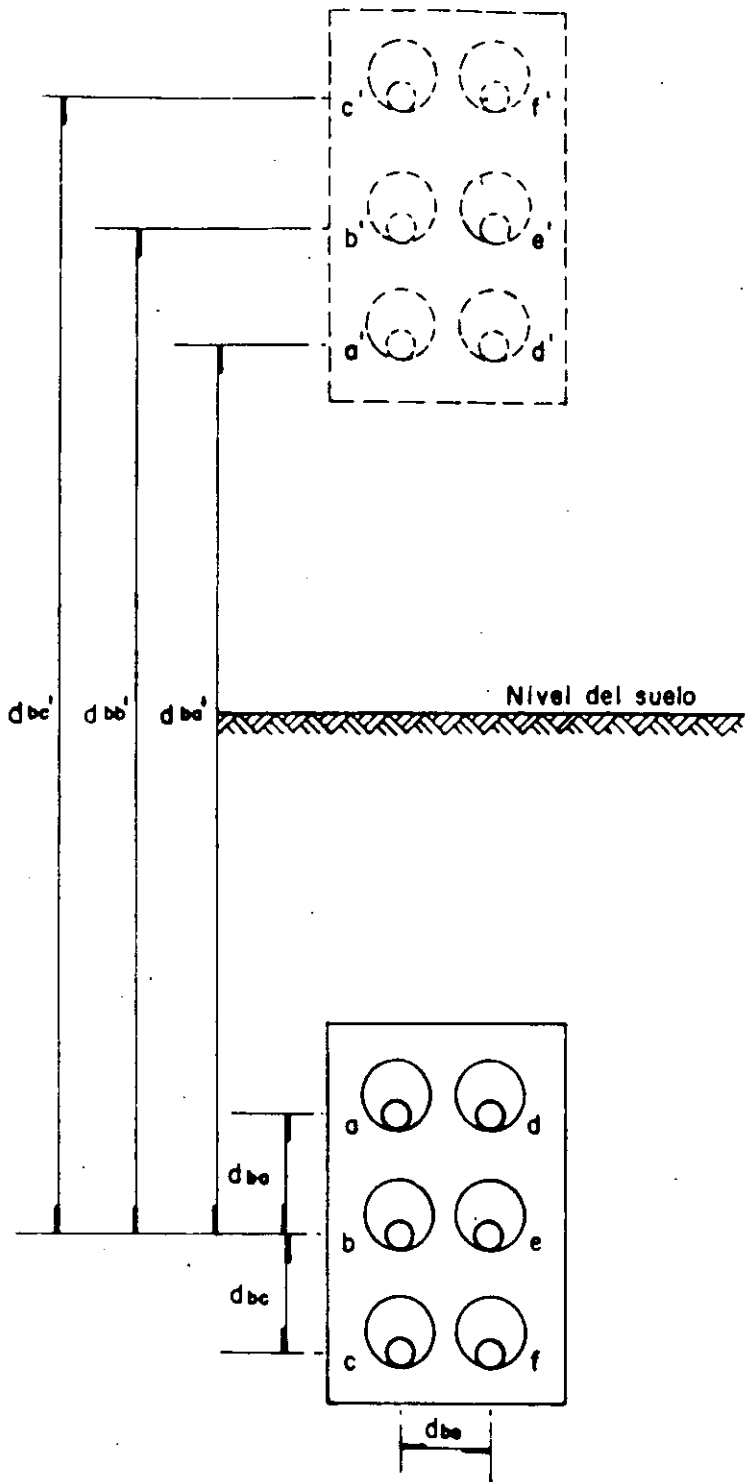
$r_e$  = Radio externo de un cable (cm).

las distancias  $d_{ab'}$ ,  $d_{ac'}$ ,  $d_{ab}$ ,  $d_{ac}$ , etc. son las separaciones entre conductores reales y entre conductores reales e imaginarios. Ver figura V.2. Para relaciones de  $L/r_e \geq 10$  ( $u \geq 10$ ) se puede emplear la ecuación siguiente:

$$R_s = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left\{ 2u \left[ \frac{d_{ab'}}{d_{ab}} \frac{d_{ac'}}{d_{ac}} \dots \frac{d_{an'}}{d_{an}} \right] \right\} \quad \text{V.29}$$

La resistencia externa  $R_e'$ , esta dada por la ecuación siguiente:

$$R_e' = 0.366 N (\rho_s - \rho_c) \log 2u_b \quad \text{V.30}$$



$$d_{bd'} = (d_{be}^2 + d_{be}^2)^{1/2}$$

$$d_{be'} = (d_{be}^2 + d_{bb}^2)^{1/2}$$

$$d_{bf'} = (d_{be}^2 + d_{bc}^2)^{1/2}$$

Figura V.2 Separación entre conductores reales y entre conductores reales e imaginarios

en donde:

$N$  = Número de cables en el banco de ductos.

$\rho_s$  = Resistividad térmica del suelo alrededor del banco de ductos ( $^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ ).

$\rho_c$  = Resistividad térmica del concreto ( $^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ ).

$u_b = L_q / r_b$

$L_q$  = Profundidad al centro del banco de ductos (cm).

$r_b$  = Radio equivalente del banco de concreto (cm) y se puede encontrar con la expresión siguiente:

$$\log r_b = \frac{x}{2y} \left( \frac{4}{\pi} - \frac{x}{y} \right) \log \left( 1 + \frac{y^2}{x^2} \right) + \log \frac{x}{2} \quad \text{V.31}$$

en donde  $x$  y  $y$  son los lados (ancho y largo) del banco de ductos, sin importar su posición.

#### Ejemplo

En la siguiente figura se muestra el arreglo de tres cables de 25 kV, de aislamiento de polietileno de cadena cruzada y cubierta de PVC, en ductos de asbesto cemento embebidos en un banco de concreto. Determine la capacidad de conducción del circuito considerando que la temperatura ambiente máxima es igual a  $35^{\circ}\text{C}$ , la temperatura máxima de operación del cable es de  $90^{\circ}\text{C}$  y la temperatura media del aire en el ducto es de  $40^{\circ}\text{C}$ . Los detalles del cable y ductos son:

Area del conductor (una fase) =  $53.5 \text{ mm}^2$  (1/0 AWG).

Resistencia en c.a. del conductor =  $0.429 \text{ } \Omega/\text{km}$  ( $90^{\circ}\text{C}$ ).

Diámetro del conductor = 0.87 cm.

Diámetro externo del aislamiento = 3.1 cm.

Diámetro externo de la cubierta = 3.7 cm.

Resistividad térmica del suelo =  $120^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ .

Resistividad térmica del XLP =  $350^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ .

Resistividad térmica de la cubierta PVC =  $700^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$

Resistividad térmica del asbesto cemento =  $200^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ .

Resistividad térmica del concreto =  $85^{\circ}\text{C}\text{-cm/W}$ .

Diámetro interno del ducto = 10.6 cm.

Diámetro externo del ducto = 12 cm.

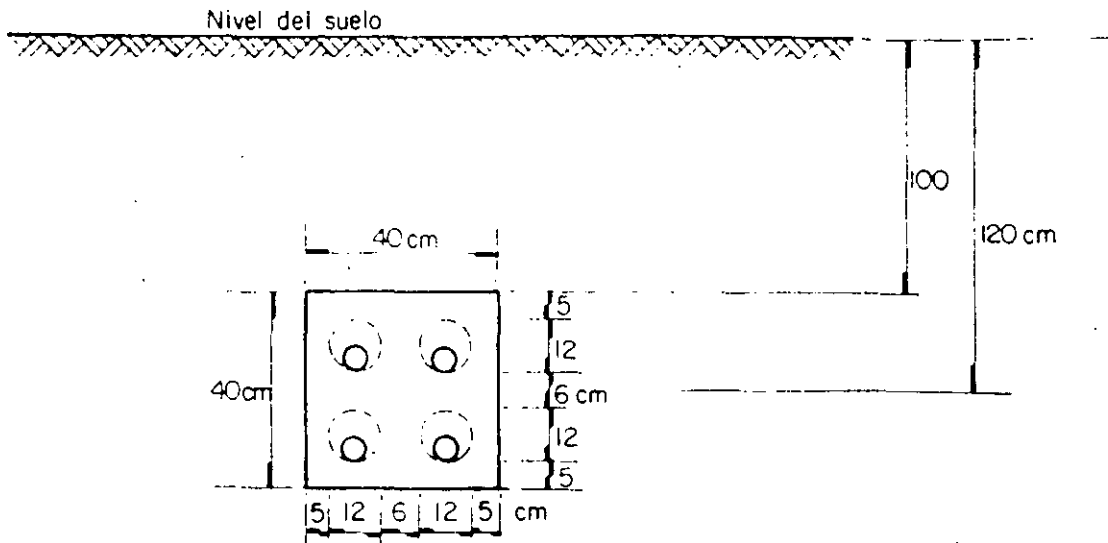
X (ancho del banco de ductos) = 40 cm.

Y (largo del banco de ductos) = 40 cm.

Separación entre centros de ductos = 18 cm.

Profundidad al centro del banco = 120 cm.

Disposición del banco de ductos y cables:



Solución.

La resistencia térmica del aislamiento, se puede calcular con la ecuación V.20:

$$R_{\text{ais}} = \frac{350}{2\pi} \ln \frac{3.1}{0.87} = 70.78 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

La resistencia térmica de la cubierta protectora, será:

$$R_c = \frac{700}{2\pi} \ln \frac{3.7}{3.1} = 19.71 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

La resistencia térmica de la superficie externa del cable a la pared interna del ducto:

$$R_{\text{air}} = \frac{100 A}{1 + (B + C\theta_m) D_c}$$

De la Tabla V.2, tendremos:

A = 5.2, B = 1.1 y C = 0.011; de los datos del problema  $\theta_m = 40 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$R_{\text{air}} = \frac{100 (5.2)}{1 + [1.1 + 40 (0.011)] 3.7} = 77.63 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$



La resistencia térmica del ducto, será:

$$R_d = 0.366 \rho_d \log \frac{D_n}{D_d}$$

$$= 0.366 (200) \log \frac{12}{10.6} = 3.94 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

La resistencia térmica externa al ducto:

Considerando que los ductos están en un medio homogéneo de  $\rho_c = 85 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$ . La resistencia térmica del cable que recibe más calor (incluyendo efectos mutuos de calentamiento) :

$$R_s = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left\{ 2u \left[ \frac{d_{ab'}}{d_{ab}} \frac{d_{ac'}}{d_{ac}} \right] \right\}$$

de la figura:  $d_{ab} = 18 \text{ cm}$ ;  $d_{ac} = 18 \text{ cm}$ ;  $d_{ab'} = 270.6 \text{ cm}$ ;

$d_{ac'} = 252 \text{ cm}$ ;  $u = L/r_c = 135/1.85 = 73$

$$R_s = \frac{85}{2} \ln \left[ 146 \left( \frac{270.6}{18} \right) \left( \frac{252}{18} \right) \right] = 139.85 \text{ } ^\circ\text{C-cm/W}$$

el valor de  $r_b$  :

$$\log r_b = \frac{x}{2y} \left( \frac{4}{\pi} - \frac{x}{y} \right) \log \left( 1 + \frac{y^2}{x^2} \right) + \log \frac{x}{2}$$

$$\log r_b = \frac{40}{80} \left( \frac{4}{\pi} - 1 \right) \log (1 + 1) + \log 20 = 1.34$$

$$\therefore r_b = 22 \text{ cm}$$

La resistencia térmica externa  $R_e'$ , será:

$$R_e' = 0.366 N (\rho_s - \rho_r) \log 2u_b$$

$$R_e' = 0.366 (3) (120 - 85) \log \frac{2 (120)}{22}$$

$$= 40 \text{ }^\circ\text{C-cm/W}$$

La resistencia térmica del circuito:

$$R_T = R_{ais} + R_c + R_{air} + R_d + R_s + R_e'$$

$$= 70.81 + 19.72 + 77.63 + 3.94 + 139.85 + 40$$

$$= 351.95 \text{ }^\circ\text{C-cm/W}$$

La capacidad de conducción del cable, se encuentra utilizando la ecuación V.22, despreciando la temperatura por pérdidas dieléctricas ( $T_d$ ).

$$i = \left[ \frac{(90 - 35) 10^5}{0.429 (351.95)} \right]^{1/2} = 190 \text{ A}$$

## V.6 ANALISIS DE CORTO CIRCUITO EN CABLES AISLADGS.

Cuando ocurre una falla de aislamiento, se produce una alta corriente de corto circuito que fluye de la fuente al punto en que el aislamiento se ha degradado. Bajo estas condiciones casi toda la energía debe aparecer como calor en los conductores y debido al corto tiempo en que se tiene la falla (si es que se tiene un medio de protección como fusibles o interruptores que aislen la falla), se puede considerar que el total del calor generado es absorbido por el conductor.

Para prevenir daño al aislamiento ante corrientes de corto circuito, se han aplicado los siguientes límites de temperatura:

Para aislamiento de papel: 160 °C.

Para aislamientos termofijos (XLPE, EPR): 250 °C.

Para aislamiento de Cloruro de Polivinilo (PVC): 130 °C.

Para pantallas de plomo la temperatura de corto circuito se ha limitado a 250 °C. En la práctica es muy raro que se encuentren cables dañados en los que la falla se pueda atribuir a los efectos de las corrientes de corto circuito, esto se puede deber a varias causas:

- 1.- Los niveles de corto circuito son menores que los que puede soportar el cable.
- 2.- La rápida operación de los equipos de protección que limitan el tiempo de falla a valores bajos.
- 3.- La mayoría de las fallas son de fase a tierra (como se sabe, ésta difícilmente es la condición más desfavorable).
- 4.- La instalación premeditada de impedancias en el neutro de la instalación para disminuir las corrientes de falla.
- 5.- La ocurrencia de fallas con arco.
- 6.- Una baja temperatura de operación del cable cuando ocurre la falla.

En la práctica es muy difícil decir qué situación es más peligrosa, una alta corriente de corto circuito que se elimina en un corto tiempo o una sobrecarga que se interrumpe en un tiempo mayor de 10 segundos. Ante esta situación el calibre del cable debe ser lo suficientemente grande para conducir la sobrecorriente (por corto circuito o sobrecarga) durante un tiempo tal que permita la operación del fusible, y el aislamiento no alcance una temperatura que lo dañe térmicamente. La determinación de los límites térmicos se basa en la magnitud de la corriente y en el tiempo durante el cual fluye por el cable.

Para la condición de altas corrientes de corto circuito, la capacidad térmica del aislamiento se evalúa bajo la consideración de que el intervalo de tiempo no excede de 10 segundos, quedando el calor generado contenido dentro del conductor, sin que se libere por conducción o radiación. Para la condición de bajas corrientes de corto circuito o sobrecarga, los intervalos de tiempo que se deben tomar, son mayores de 10 segundos.

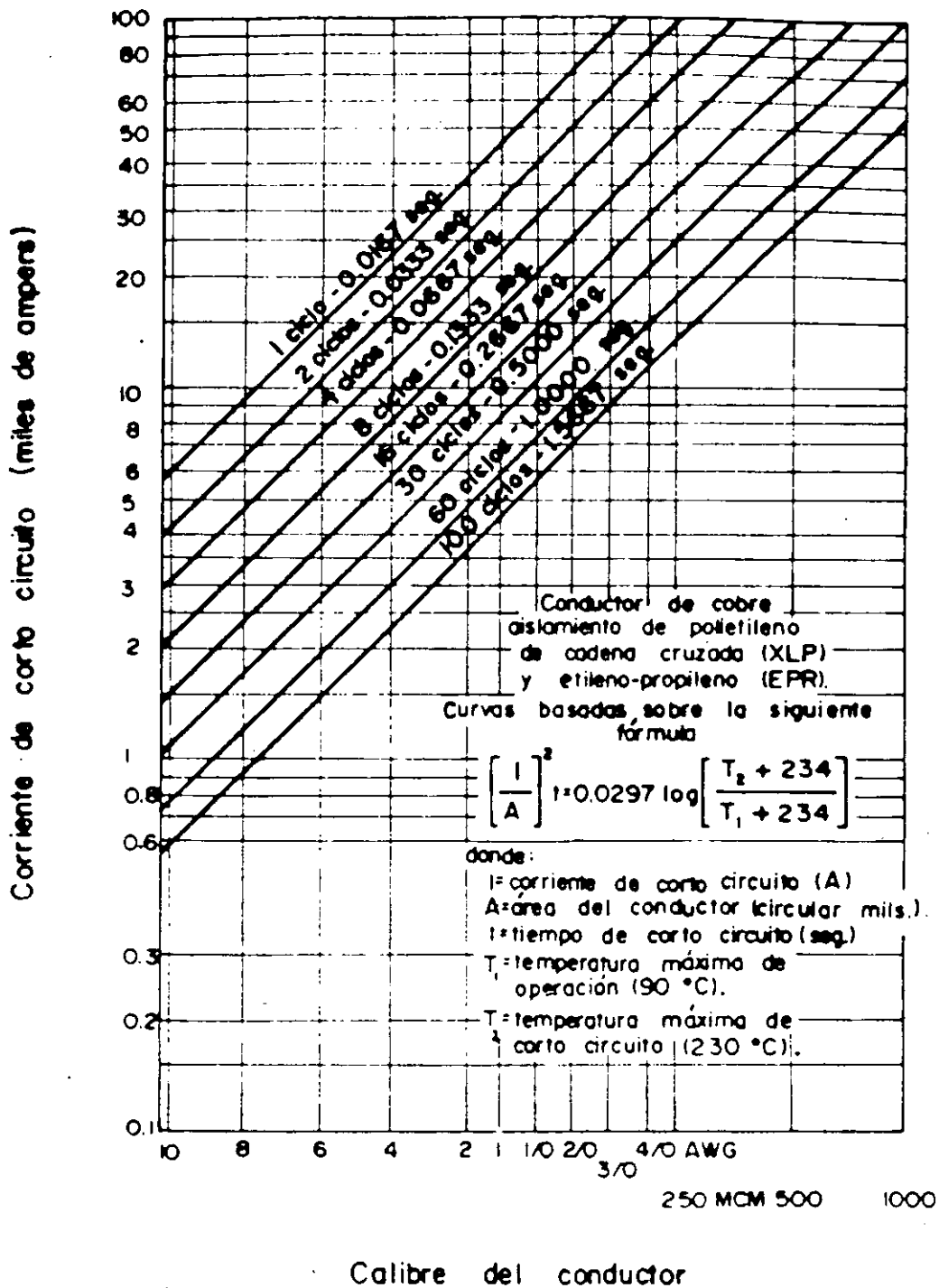


Tabla V.3 Corriente de corto circuito permisible para cables aislados con conductor de cobre.

Durante muchos años han existido curvas de daño de los cables que permiten determinar su capacidad térmica ante corrientes de corto circuito. En estas curvas, cada una representa el tiempo máximo que soportan los diferentes calibres de los cables, ver figura V.3. Estas curvas son proporcionadas por los fabricantes y son las que en la mayoría de los casos se usan para determinar el comportamiento térmico de los cables en función de las corrientes de corto circuito. La dificultad de aplicar este método para seleccionar el calibre correcto, estriba en que es necesario verificar el calibre del cable para cada valor de la corriente de corto circuito y del tiempo correspondiente.

Un método alternativo de análisis da lugar a otra familia de curvas, cuando se grafican en el mismo papel logarítmico las curvas de daño de los cables en el que se graficaron las curvas características tiempo-corriente de los fusibles. Usando ecuaciones para diferentes calibres, materiales de conductores y aislamientos se pueden obtener curvas de daños para cables de energía, las que representan una forma diferente en el estudio de coordinaciones térmicas de los cables y fusibles ante corrientes de corto circuito.

A continuación se muestran las consideraciones técnicas que se deben seguir para deducir las ecuaciones que permiten determinar las curvas de daño térmico de cables aislados ante una corriente de corto circuito.

Se considera que la resistencia de un conductor varía en forma lineal con el cambio de temperatura, como se muestra en la figura V.4 siguiente:

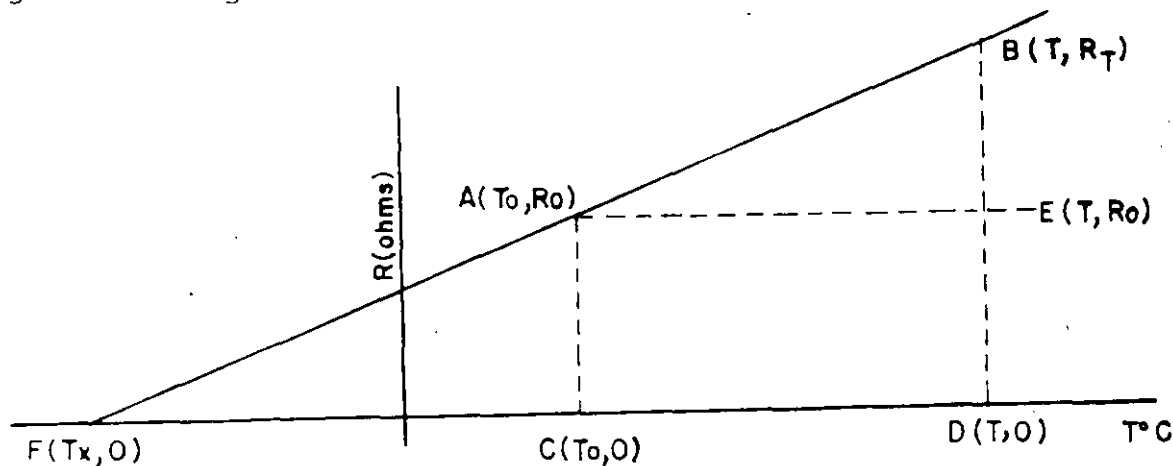


Figura V.4 Variación de la resistencia de un conductor con respecto a la temperatura

De los triángulos semejantes AFC y FDB se tiene:

$$\frac{R}{R_0} = \frac{T - T_x}{T_0 - T_x} \quad \text{V. 32}$$

en donde " $R_0$ " es la resistencia del conductor a la temperatura ambiente " $T_0$ " (generalmente igual a  $20^\circ\text{C}$ ), " $R_T$ " es la resistencia del conductor a la temperatura " $T$ " (que es menor que la máxima temperatura de operación), " $T_x$ " es la temperatura que se tiene para " $R$ " igual a cero. Para conductores de cobre  $T_x = -234^\circ\text{C}$  y para conductores de aluminio es igual a  $-228^\circ\text{C}$ .

Despejando a  $R_T$  de la ecuación V.32, tendremos:

$$R_T = R_0 \frac{T - T_x}{T_0 - T_x} \quad \text{V.33}$$

Haciendo la siguiente consideración:

$$R_T = R_0 (1 + \alpha_{20} \Delta T) \quad \text{V.34}$$

en donde  $\alpha_{20}$  = coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura:

$$\alpha_{20} = \frac{1}{T_0 - T_x} \quad \text{V.35}$$

$$\Delta T = T - T_0$$

si consideramos que  $T_1$  es la temperatura de operación del conductor y  $T_2$  es la temperatura de corto circuito del cable, para el caso de un cable con conductor de cobre, tendremos:

$$R_2 = R_1 \frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \quad \text{V.36}$$

para conductores de aluminio:

$$R_2 = R_1 \frac{T_2 + 228}{T_1 + 228} \quad \text{V.37}$$

Por otra parte, sabemos que la resistencia de un conductor, viene dada por las expresiones siguientes:

$$R_T = \rho_T \frac{L}{A} \quad \text{V.38}$$

$$R_0 = \rho_0 \frac{L}{A} \quad \text{V.39}$$

en donde  $R_T$  y  $R_0$  ( $\Omega$ ), son las resistencias del conductor a las temperaturas  $T$  °C y  $0$  °C respectivamente,  $\rho_T$  y  $\rho_0$  ( $\Omega\text{-m}$ ) son las resistividades específicas del conductor a  $T$  °C y  $0$  °C respectivamente,  $L$  (m) es la longitud del conductor y  $A$  ( $\text{m}^2$ ) es el área de la sección transversal del conductor. Haciendo la relación  $R_T/R_0$ , tendremos:

$$\rho_T = \rho_0 (1 + \alpha_{20} \Delta T) \quad \text{V.40}$$

La deducción de la ecuación que permite determinar la capacidad térmica de un cable ante corrientes de corto circuito, se basa en la consideración de que la corriente de corto circuito fluye durante un tiempo muy corto, y por tanto el calor generado queda contenido dentro del conductor, despreciándose la cantidad de calor liberada por conducción o radiación. La fórmula se obtiene al igualar el calor generado por las pérdidas  $RI^2$  con el calor almacenado en el conductor " $mc\Delta T$ ", durante el tiempo  $\Delta t$ , así:

$$R_T I^2 \Delta t = mc\Delta T \quad \text{V.41}$$

en donde  $R_T$  es la resistencia del cable en Ohms, " $I$ " es la corriente en Amperes, " $\Delta t$ " es el tiempo que fluye la corriente de corto circuito (en segundos),  $m$  es la masa del conductor del cable (en kg), " $c$ " es el calor específico del conductor ( $\text{J/kg-}^\circ\text{C}$ ) y  $\Delta T$  ( $^\circ\text{C}$ ) es la elevación de temperatura del conductor durante el tiempo de falla. De acuerdo con la definición de peso específico, tendremos:

$$p = \frac{m}{AL} \quad \text{V.42}$$

en donde "p" es el peso específico del material del conductor (kg/m<sup>3</sup>), "L" es la longitud del conductor (m) y "A" es el área de la sección transversal del conductor (m<sup>2</sup>).

Al sustituir el valor de "m" en la ecuación V.41, se tendrá:

$$R_T I^2 \Delta t = AL pc \Delta T \quad V.43$$

Al sustituir el valor de  $R_T$  de la ecuación V.38 en V.43, tendremos:

$$\rho_T \left( \frac{I}{A} \right)^2 \Delta t = pc \Delta T \quad V.44$$

Al sustituir el valor  $\rho_T$  de la ecuación V.40 en la ecuación V.44, se tiene la siguiente ecuación diferencial:

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 dt = \frac{pc}{\rho_0} \frac{dT}{1 + \alpha_{20}(T - T_0)} \quad V.45$$

Sustituyendo el valor de  $\alpha_{20}$  de la ecuación V.35 en la ecuación anterior, se tendrá:

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 dt = \frac{pc}{\rho_0} \frac{dT}{1 + \frac{T - T_0}{T_0 - T_x}} \quad V.46$$

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 dt = \frac{pc}{\rho_0} \frac{T_0 - T_x}{T - T_x} dT \quad V.47$$

Al integrar la expresión anterior, tendremos:

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 t = \frac{pc}{\rho_0} (T_0 - T_x) \int_{T_1}^{T_2} \frac{dT}{T - T_x} \quad V.48$$



$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 t = \frac{pc}{\rho_0} \left( T_0 - T_x \right) \ln \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \quad V.49$$

La ecuación anterior permite determinar la capacidad térmica de cables aislados ante corrientes de corto circuito. De esta ecuación se puede deducir que el calor de los cables aislados no depende de su longitud. Para evitar daño térmico indeseable a los aislamientos de los cables, es necesario diseñar los sistemas de protección y seleccionar los cables de tal forma que los límites térmicos no se vean excedidos al calcularlos con ecuación V.49.

En la Tabla V.3 se muestran valores de las características físicas de los elementos conductores más empleados en la fabricación de cables aislados.

Material	$\rho$ (g/cm <sup>3</sup> )	$c$ (cal/g°C)	$\rho_0$ ( $\mu\Omega$ -cm)	$T_x$ (°C)
Cobre	8.89	0.092	1.724	-234
Aluminio	2.703	0.214	2.826	-228

Tabla V.3 de características de los elementos conductores.

Para los aislamientos XLPE y EPR, considerar  $T_1 = 90^\circ\text{C}$  y  $T_2 = 250^\circ\text{C}$ .

La ecuación V.49 está escrita en una forma muy general y para aplicarla se debe escribir en una forma que sea consistente con el sistema de unidades en que se está trabajando, así cuando la sección del conductor esta dada en circular mils (CM), la corriente en Amperes, la densidad en g/cm<sup>3</sup>, el tiempo en segundos y el calor específico en cal/g°C, una expresión más simplificada es:

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 t = 1.077 (10)^{-4} \frac{pc}{\rho_0} \left( T_0 - T_x \right) \ln \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \quad V.50$$

sustituyendo los datos dados en la Tabla V.3 para el cobre, se tiene:

$$\begin{aligned} \rho &= 8.89 \text{ g/cm}^3 \\ c &= 0.092 \text{ cal/g-}^\circ\text{C} \\ \rho_0 &= 1.724 \text{ } \mu\Omega\text{-cm} \end{aligned}$$

$$T_x = 234 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_0 = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$$

tendremos:

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 t = 0.0129 \ln \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \quad \text{V.51}$$

cambiando de logaritmos:

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 t = 0.0297 \log \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \quad \text{V.52}$$

Haciendo las operaciones similares para el aluminio, tendremos:

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 t = 5.43 (10)^{-3} \ln \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \quad \text{V.53}$$

cambiando de logaritmos

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 t = 0.0125 \log \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \quad \text{V.54}$$

Con estas expresiones podemos calcular el valor de la corriente de cortocircuito "I" en Amperes, cuando el área del conductor este dada en circular mils (CM). Cabe mencionar que estas ecuaciones se pueden utilizar para comprobar que el área de la sección transversal del conductor (calculada por ampacidad o caída de tensión), puede soportar la corriente de cortocircuito a la que va a ser sometido el cable durante una falla en el sistema.

Similarmemente, cuando la sección del conductor esta dada en  $\text{mm}^2$ , la densidad en  $\text{g/cm}^3$ , el tiempo en segundos, el calor específico en  $\text{cal/g} \cdot ^\circ\text{C}$  y la corriente en Amperes, tendremos:

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 t = 418 \frac{\text{pc}}{\rho_0} \left( T_0 - T_x \right) \ln \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \quad \text{V.55}$$

Al sustituir  $p = 8.89 \text{ g/cm}^3$ ,  $C = 0.092 \text{ cal/g}^\circ\text{C}$   
 $\rho_0 = 1.724 \mu\Omega\text{-cm}$ ,  $T_x = -234 \text{ C}$ ,  $T_0 = 20 \text{ C}$ , se tendrá:

$$\left( \frac{I}{A} \right)^2 t = 5.036 (10)^4 \ln \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \quad \text{V.56}$$

Ejemplo:

Determine el máximo valor de la corriente de corto circuito, que puede conducir un cable con conductor de cobre de 500 kCM y aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLPE), durante 1 y 5 segundos, sin que sufra daño térmico.

Solución.

Dado que el aislamiento es de polietileno de cadena cruzada (XLPE),  $T_2 = 250^\circ\text{C}$  y  $T_1 = 90^\circ\text{C}$ . Utilizando la ecuación V.51 podemos calcular la corriente que soporta el cable durante un segundo:

$$I = A \left\{ \frac{0.0129}{t} \ln \left[ \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \right] \right\}^{1/2}$$

$$I = 500\ 000 \left\{ 0.0129 \ln \left[ \frac{250 + 234}{90 + 234} \right] \right\}^{1/2} = 35\ 977 \text{ A}$$

Para un tiempo  $t$  igual a 5 segundos:

$$I = 500\ 000 \left\{ \frac{0.0129}{5} \ln \left[ \frac{250 + 234}{90 + 234} \right] \right\}^{1/2} = 16\ 088 \text{ A}$$

Ejemplo:

Determine el máximo valor de la corriente de corto circuito, que puede conducir un cable con conductor de cobre de 253 mm<sup>2</sup> de sección transversal y aislamiento de polietileno de cadena cruzada, durante 1 y 5 segundos, sin que sufra ningún daño térmico.

Solución.

Al igual que en el caso anterior, el aislamiento es de polietileno de cadena cruzada; entonces, T<sub>2</sub> y T<sub>1</sub> son iguales a 250°C y 90°C respectivamente. Con la ayuda de la ecuación V.56 calcularemos la corriente que soporta el cable en un segundo:

$$I = A \left\{ \frac{5.036 (10)^4}{t} \ln \left[ \frac{T_2 - T_x}{T_1 - T_x} \right] \right\}^{1/2}$$

$$I = 253 \left\{ 5.036 (10)^4 \ln \left[ \frac{250 + 234}{90 + 234} \right] \right\}^{1/2} = 35\,966 \text{ A}$$

Para un tiempo t igual a 5 segundos:

$$I = 253 \left\{ \frac{5.036 (10)^4}{5} \ln \left[ \frac{250 + 234}{90 + 234} \right] \right\}^{1/2} = 16\,085 \text{ A}$$

Como se puede ver los resultados obtenidos son iguales que en el ejemplo anterior debido a que un cable de 500 kCM es igual a uno de 253 mm<sup>2</sup> de sección. Esto sirve para probar la validez de las ecuaciones.

## BIBLIOGRAFIA

- 1 REDES DE DISTRIBUCION  
Juan Yebra Morón  
Ed. Limusa (en imprenta)
- 2 UNDERGROUND POWER CABLES  
S.Y. King, N.A. Halfer  
Ed. Longman
- 3 UNDERGROUND SYSTEMS REFERENCE BOOK  
Edison Electric Institute  
EEI - Publication
- 4 REDES ELECTRICAS TOMO 1 Y 2  
Jacinto Viqueira Landa  
Representaciones y Servicios de Ingeniería, S. A.
- 5 UNDERGROUND POWER TRANSMISSION  
Peter Graneau  
Ed. John Wiley & Sons Inc.
- 6 THERMAL BEHAVIOUR OF ELECTRICAL CONDUCTORS  
Vicent T. Morgan  
Ed. John Wiley & Sons Inc.
- 7 MANUAL ELECTRICO (CUARTA EDICION)  
Conelec
- 8 MANUAL TECNICO DE CABLES DE ENERGIA (SEGUNDA EDICION)  
Condumex, Mc Graw-Hill
- 9 LINEAS DE TRANSMISION SUBTERRANEAS  
B.M. Weedy  
Ed. Limusa
- 10 NORMAS APLICABLES:
  - NOM-J-12 Productos eléctricos - conductores - cables de cobre con cableado concéntrico para usos eléctricos.
  - NOM-J-43 Productos eléctricos - conductores - cubiertas protectores de materiales termofijos, para conductores eléctricos.
  - NOM-J-59 Productos eléctricos - conductores - cable de cobre con cableado redondo compacto para usos eléctricos.
  - NOM-J-62 Productos eléctricos - conductores - cable concéntrico compacto de aluminio para usos eléctricos.

NOM-J-129 Determinación del área de la sección transversal de conductores eléctricos cableados.

NOM-J-142 Productos eléctricos - conductores - cables de energía con pantalla metálica, aislados con polietileno de cadena cruzada o a base de etileno-propileno para tensiones de 5 a 115 kV.

NOM-J-177 Determinación de espesores de pantallas semiconductoras, aislamientos y cubiertas protectoras de conductores eléctricos.

NOM-J-292 Productos eléctricos - conductores - cubiertas protectoras a base de materiales termoplásticos para cables de energía de baja, media y alta tensión.

UL-1072 Standard For Medium - voltage power cables.

ICEA/NEMA S-61-402 Thermoplastic - insulated wire and cable for the transmission and distribution of electrical energy,

ICEA/NEMA S-66-524 Cross - linked - thermosetting - polyethylene - insulated wire and cable for the transmission and distribution of electrical energy.

ICEA/NEMA S-68-516 Ethylene - propylene - rubber insulated wire and cable for the transmission and distribution of electrical energy.

ICEA-P-45-482 Short circuit performance of metallic shields and sheaths of insulated cable.

AEIC-CS5 Specification for thermoplastic and cross - linked polyethylene insulated shielded power cables rated 5 through 35 kV.

AEIC-CS6 Specification for ethylene - propylene rubber insulated shielded power cables rated 5 through 69 kV.

AEIC-CS7 Specification for thermoplastic and cross - linked polyethylene insulated shielded power cables rated 46 through 138 kV.

IEC-287 Calculation of the continuous current rating of cables.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION E INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA  
INDUSTRIA**

**MODULO I:  
SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

**TEMA: TRANSFORMADORES**

**AUTOR Y EXPOSITOR:  
ING. ARMANDO VIVANCO MEJIA**

ING. AERMANO VIVANCO  
MEJIA

TRANSFORMADORES

## **INDICE**

- I. PRINCIPIOS DEL FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR
- II. CONEXIONES DE LAS BOBINAS
- III. CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION
- IV. PRUEBAS NORMALIZADAS PARA LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION
- V. DEFINICION Y APLICACION LyF DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION
- VI. SELECCION DE TRANSFORMADORES



Las limaduras de hierro espolvoreadas sobre un cartón atravesado por un conductor recorrido por una corriente, se distribuyen alrededor del conductor formando circunferencias concéntricas. *Figura 1-2*

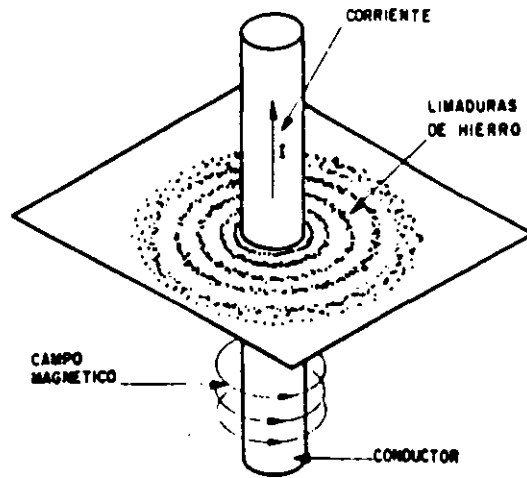


FIG. 1 - 2

Los conductores con corriente se repelen o se atraen mutuamente. Si llevan la misma dirección se atraen, si las corrientes son de direcciones opuestas, se repelen. *Figura 1-3*

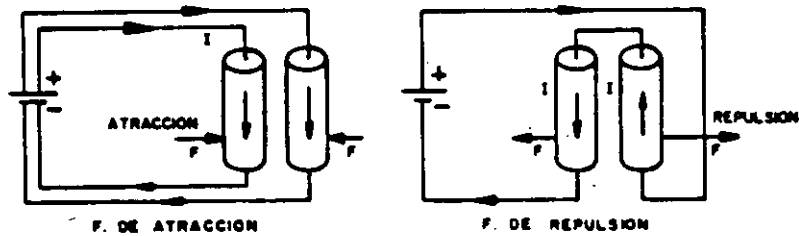


FIG. 1 - 3

En base a los fenómenos ilustrados se puede considerar que la corriente eléctrica genera un campo magnético por la acción de su fuerza magnetizante, y a esta fuerza, se le conoce como fuerza magnetomotriz (f.m.m.).

# I. PRINCIPIOS DEL FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR (ELECTRICO)

## Definición del transformador.

El transformador es un dispositivo eléctrico, que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos, a la misma frecuencia y transformando usualmente los valores de tensión y corriente.

## NOCIONES DEL ELECTROMAGNETISMO

La corriente eléctrica que circula por un conductor, genera alrededor de éste, un campo magnético. La existencia de este campo, se puede conocer por los fenómenos que producen.

El campo magnético existente alrededor del conductor, hace que la aguja imantada de una brújula se desvie, la cual se orienta perpendicularmente al eje del conductor. *Figura 1-1*

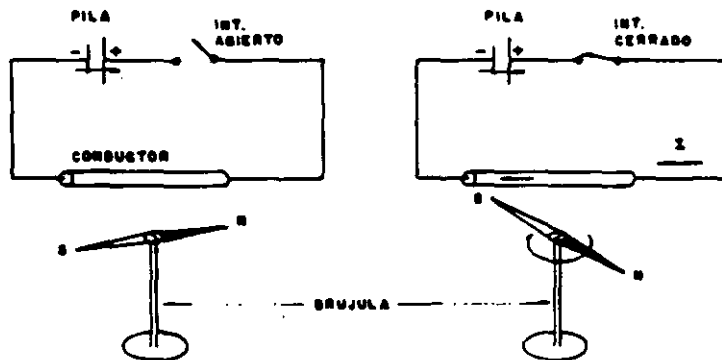


FIG. 1-1

Relación entre la dirección de la corriente y la del campo magnético que genera. Existe una relación bien definida entre la dirección de la corriente en el conductor y la dirección del campo magnético que se genera alrededor de dicho conductor. Existen dos reglas para recordar esta relación.

**Regla de la mano derecha.** Si se toma el conductor con la mano derecha, de tal manera que el dedo pulgar señale la dirección de la corriente, los demás dedos nos señalarán la dirección de las líneas de flujo.

**Figura 1-4**

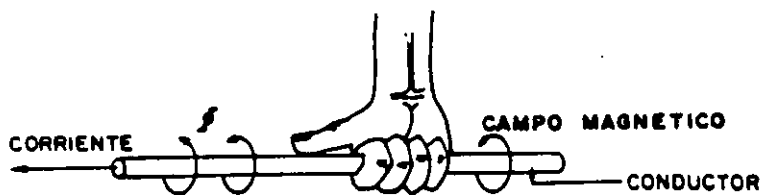


FIG. 1-4

**Regla del sacacorchos.** La dirección de la corriente y la del campo magnético resultante, están en igual relación que el avance de un sacacorchos y la dirección en que se hace girar, siendo la dirección del avance el sentido de la corriente.

**Campo magnético en una espira.** Si al conductor por el que circula una corriente le damos la forma de una curva cerrada, producirá un campo semejante al que se ilustra en la *figura 1-5*. Este campo magnético generado tiene un polo Norte (N)

y un polo Sur (S), el cual adquiere todas las propiedades de los polos de una barra corta imantada. La aguja magnética colocada en este campo , se sitúa en la posición mostrada en la figura, el polo Norte señalará la dirección de las líneas magnéticas generadas por la corriente en la espira.

Figura 1-5

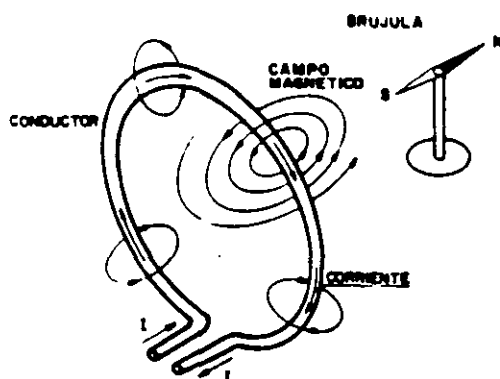


FIG. 1 - 5

Campo magnético en un selenoide. El conductor eléctrico devanado en forma helicoidal, constituye un selenoide. El funcionamiento de todo electroimán se basa fundamentalmente en las propiedades del selenoide. La figura 1-6 representa un selenoide simple, y el campo magnético que se produce cuando circula una corriente por el conductor.

Figura 1-6

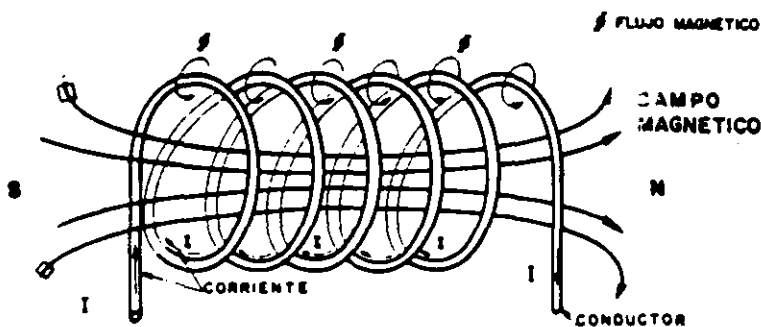


FIG. 1 - 6

El selenoide puede considerarse como un conjunto de espiras colocadas una al lado de otras. El arrollamiento de un selenoide puede construirse también por varias capas como el representado en la *Figura 1-7*

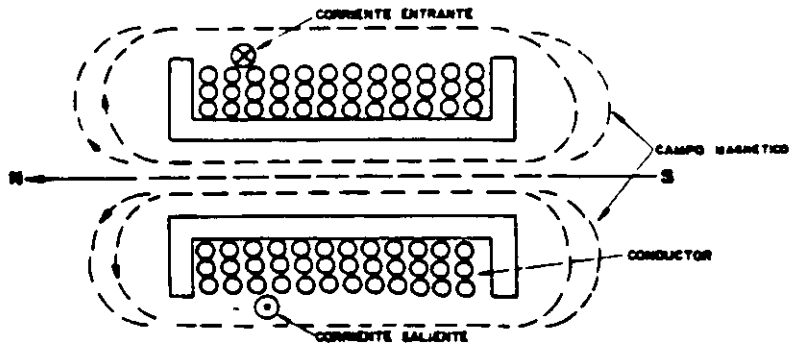


FIG. 1 - 7

La dirección entre la corriente en las espiras y la del flujo magnético, se puede determinar por medio de la regla de la mano o del sacacorchos.

## AUTOINDUCCION E INDUCCION MUTUA

**Fuerza electromotriz inducida.** Si en las terminales de una bobina aislada *figura 1-8* se conecta un medidor de corriente como es el galvanómetro, y hacemos que el campo magnético generado por una barra imantada, o por algún otro medio actúe sobre la bobina, notaremos que la aguja del galvanómetro se desviará momentá

neamente y luego volverá a su posición original, esto nos demuestra que temporalmente se ha generado una fuerza electromotriz en la bobina, (**LEY DE FARADAY**), la cual ha hecho que la aguja se desvie. Cuando el flujo que atraviesa la bobina deja de moverse, la fuerza electromotriz (f.e.m.) dejará de existir. Si se investiga la causa de ello se encontrará que la dirección de la f.e.m. inducida es la indicada en la figura, y si ésta tensión genera una corriente eléctrica, tendrá una dirección que repele la barra imantada hacia afuera de la bobina, o lo que es lo mismo, se opondrá a que la barra penetre en la bobina.

Si se retira la barra del interior de la bobina *figura 1-8* la aguja del galvanómetro volverá a desviarse momentáneamente pero el sentido de la desviación será en sentido opuesto al producido anteriormente.

*Figura 1-8*

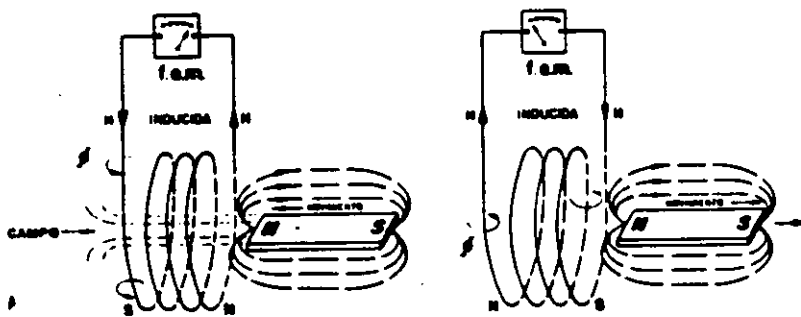


FIG. 1 - 8

La dirección de la f.e.m. inducida en este caso es tal que, si produce una corriente, ésta tenderá a oponerse a que la barra magnética sea retirada del interior de la bobina.

La fuerza electromotriz es en todos los casos transitoria, y cesa de generarse en cuanto deja de variar el flujo que corta a la bobina.

Si se mide con cuidado el valor de la f.e.m. inducida se deduce que ésta depende:

1. Del número de espira  $N$  que tenga la bobina.
2. De la rapidez con la que se mueve la barra imantada o sea con la velocidad con que varía el flujo que corte a la bobina,  $A\Phi/At$

La f.e.m. media inducida viene dada por la siguiente expresión matemática.

$$e = -N \frac{A\Phi}{At} \text{ volts}$$

en donde:  $N$  = Número de espiras

$A\Phi$  = Incremento del flujo magnético en webers.

$At$  = ~~Incremento~~ <sup>VARIACION</sup> del tiempo en segundos.

El signo menos indica que la f.e.m. inducida se opone con la causa que la produce. El efecto de que la corriente producida por la f.e.m. inducida se oponga a la causa que la produce, debe tenerse

siempre en cuenta, por que esta reacción se manifiesta en la práctica en todos tipos de máquinas eléctricas. Este principio fue enunciado primeramente por F. LENZ, por lo cual a este fenómeno eléctrico se le conoce como la Ley de Lenz, que dice lo siguiente:

EN TODOS LOS CASOS DE INDUCCION ELECTROMAGNETICA, LA TENSION INDUCIDA ES DE DIRECCION TAL QUE LA CORRIENTE QUE GENERA SE OPONE A LA CAUSA QUE LA PRODUCE.

Esta Ley se basa también en la conservación de la energía, es decir, la corriente producida por la tensión inducida, se obtiene debido a la Energía Mecánica requerida para mover el imán hacia el interior de la bobina, o bien para retirarlo de ella, y esta corriente se opone a estos movimientos. Se tiene también el caso de una f.e.m. inducida en un circuito por la variación de la corriente que circula por éste. Esta f.e.m. inducida se origina en este caso, por la variación del flujo y la intensidad de la corriente.

**Autoinducción.** Si se conecta una bobina a una batería y se cierra el interruptor *figura 1-9* comenzará a circular una corriente por la bobina. Esta corriente producirá un flujo magnético, y a la vez este flujo al crecer debe inducir una f.e.m. en la bobina, la magnitud que tendrá la f.m.m. dependerá del número de espiras que tenga, así como de la velocidad de variación del flujo. Según la Ley de Lenz, la f.m.m. así inducida debe tener una dirección tal



que se oponga a que crezca el flujo producido por la bobina, y por lo tanto debe oponerse a un aumento de corriente. *Figura 1-9*

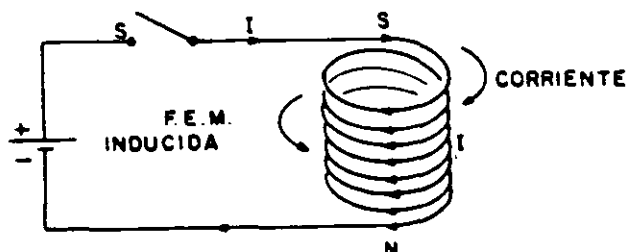


FIG. 1-9

En la *figura 1-9* que representa la vista de una bobina, la dirección de la corriente en el arrollamiento, es la de las agujas de un reloj, la dirección del flujo es descendente y la dirección de la f.e.m. inducida es de sentido opuesto, o sea, que se opone a la corriente. La corriente no puede por lo tanto, alcanzar inmediatamente su valor máximo, sino que sufrirá un retardo debido a la f.e.m. generada por ella misma. Esta f.e.m. que se produce en el circuito de la corriente que la produce, es la llamada **Fuerza Electromotriz de AUTOINDUCCION.**

**INDUCCION MUTUA.** En la *figura 1-10* se representan dos bobinas **A** y **B**. La bobina **A** se conecta a una fuente de voltaje por medio de un interruptor **S**, la bobina **B** se coloca de manera que su eje coincida con el de la bobina **A** y que éstas queden muy

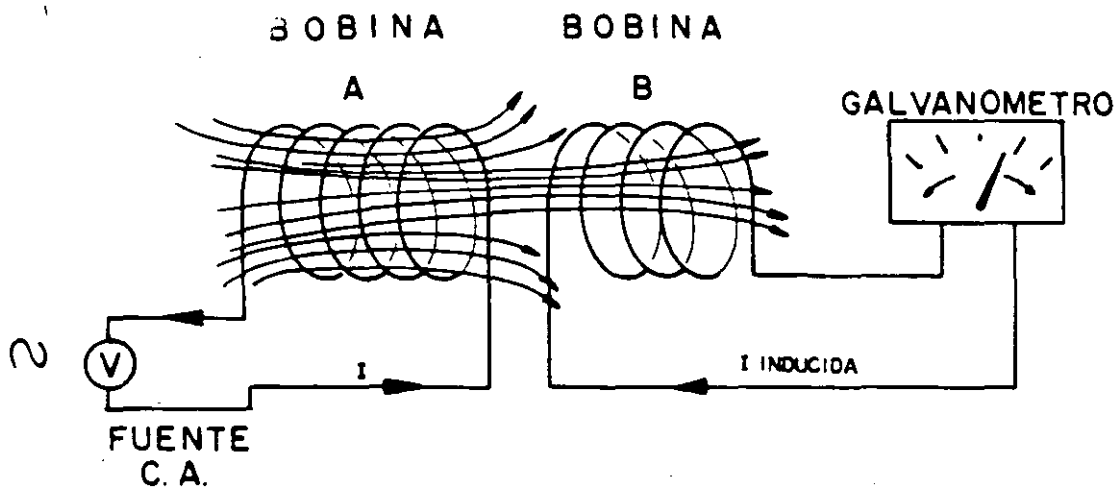


FIG. 1 - 10

próximas. Cuando se cierre el interruptor S, la corriente circulará por la bobina A creando un campo magnético que la rodea. La cercanía de las bobinas, hará que una parte considerable del flujo de A corte al mismo tiempo B, por lo tanto, si se varía la corriente en A abriendo el interruptor S, o bien variando su intensidad, se producirá simultáneamente una variación del flujo que corta a B, lo que inducirá una f.e.m. en la bobina B. Este efecto de inducción se podrá apreciar si en la bobina B se conecta un galvanómetro. Al cerrar el interruptor, la aguja del galvanómetro se desviará momentáneamente y volverá a cero, lo que revela que se ha producido una f.e.m. transitoria en la bobina B. Al abrir el interruptor la aguja se desviará en sentido contrario, lo que prueba que la f.e.m. inducida al abrir el circuito, es de dirección opuesta a la que se genera al cerrar el interruptor. A esta interrelación de las bobinas se le conoce como **Inducción Mutua**.

El fenómeno de **Inducción Mutua** se emplea ampliamente en los dispositivos electrotécnicos, y en particular es el principio fundamental de la construcción de transformadores y motores.

## TRANSFORMADOR

El transformador es un aparato estático empleado para transferir la energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro, sin que cambie su frecuencia. Esta transferencia va acompañada generalmente de un cambio del valor de tensión y, o corriente.

El transformador puede recibir energía y transferirla a una tensión más elevada, en este caso se le conoce como transformador elevador, o puede transferirle a una tensión más baja, en este caso es un transformador reductor.

El transformador como no tiene partes giratorias, requiere por lo tanto de poca vigilancia y escasos gastos de mantenimiento, su costo por kva es bajo, comparado con otros aparatos y su eficiencia es bastante alta debido a las pocas pérdidas de energía que necesita para su operación.

Como sus bobinas pueden sumergirse en líquidos refrigerantes y aislantes, no es muy difícil obtener un buen aislamiento para muy altas tensiones con dimensiones reducidas de construcción.

Las características antes mencionadas hacen que el transformador sea un equipo de gran utilidad en aplicaciones prácticas. Como puede modificar el valor de la tensión transformando una tensión baja a otra tensión mayor o viceversa, y de una manera confiable y económica, a él se debe en gran escala la extensa utilización que ha alcanzado la energía eléctrica, y por lo mismo el desarrollo tecnológico, económico, científico, social, etc. de la humanidad.

### Principios del funcionamiento del transformador.

El transformador se basa en el principio físico de la auto-inducción electromagnética anteriormente analizado, el cual como

se vió, la energía eléctrica puede transferirse por inducción de un arrollamiento a otro dispuesto en el mismo circuito magnético, ésta transferencia de energía se efectúa con alta eficiencia.

Las fuerzas electromotrices se inducen por la variación del flujo magnético.

En un generador de voltaje, el flujo magnético se considera esencialmente constante y la variación de este flujo se consigue mediante el movimiento mecánico de las espiras, haciendo que éstas corten las líneas de flujo. En el transformador tanto las espiras como el circuito magnético están en reposo uno con respecto al otro, y la fuerza electromotriz se inducirá por la variación del valor del flujo magnético en función del tiempo.

El núcleo de un transformador monofásico está formado por láminas delgadas de acero eléctrico super puestas de forma generalmente rectangular *Figura 1-11*

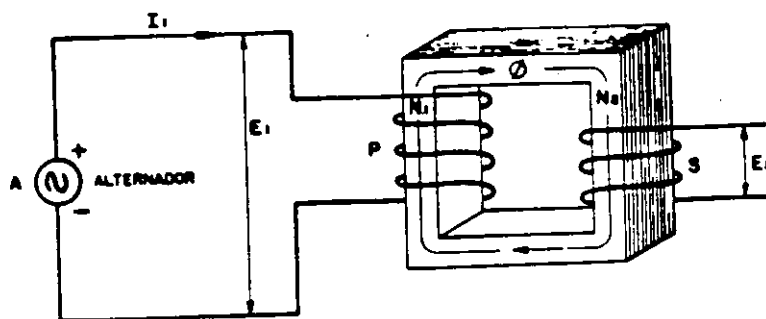


FIG. 1 - II

En una de las piernas del núcleo de acero eléctrico se arrolla un devanado primario " P " y en la otra pierna otro devanado secundario " S " en la práctica los dos devanados se colocan en la misma pierna en forma concéntrica, con el objeto de reducir la dispersión del flujo magnético. Los devanados pueden tener el mismo número de espiras o ser diferentes. Una fuente de tensión alterna o alternador A suministrará corriente al devanado primario, el cual producirá un flujo  $\phi$  alterno en el núcleo del transformador. Las espiras del devanado S se verán abrazadas por el flujo, que al ser alternativo, inducirá en el una f.e.m. de la misma frecuencia que el flujo, debido a esta tensión inducida, el arrollamiento secundario será capaz de suministrar una corriente y a la vez energía eléctrica. Por este fenómeno podemos decir que se transfiere energía del primario al secundario por medio de un flujo magnético.

Si consideramos el instante en que la corriente entra en el devanado primario por la parte superior, este tendrá una polaridad positiva, entonces la dirección del flujo de acuerdo con la regla de la mano derecha, el flujo tendrá la dirección señalada en la *figura 1-11* o sea el del sentido de las agujas de un reloj.

El arrollamiento que recibe la energía del exterior, se le designa como primario. El arrollamiento que suministra la energía a la carga se le llama secundario. En el transformador cualquiera de los devanados puede hacer de devanado primario P, correspondiendo al otro arrollamiento hacer de secundario S, sólo depende su

designación de cuál de los dos es que recibe la energía y cuál la suministra.

**Fuerza electromotriz inducida.** El flujo común  $\phi$  a los dos devanados al circular por el núcleo abraza tanto al devanado secundario como al primario, por lo tanto induce una f.e.m. en ambos devanados. Como el flujo es el mismo en cada uno de ellos, debe inducir el mismo voltaje por cada espira, y la f.e.m. total inducida en cada arrollamiento debe ser proporcional al número de espiras que lo compone, es decir:

$$\frac{\text{f.e.m. primaria}}{\text{número de espiras primaria}} = \frac{\text{f.e.m. secundaria}}{\text{número de espiras secundaria}}$$

Expresada esta proporción en forma simple será

$$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2}$$

Siendo  $E_1$  y  $E_2$  las f.e.m. inducidas y  $N_1$  y  $N_2$  la cantidad de espiras en los devanados primario y secundario respectivamente. En la realidad en los transformadores, la tensión en las terminales solamente difiere de la f.e.m. inducida en un porcentaje muy pequeño, de modo que para fines prácticos se puede decir que las tensiones en terminales del primario y el secundario son proporcionales a sus números de espiras.

La fuerza electromotriz inducida, depende de tres factores; el número de espiras  $N$  del devanado, el valor del flujo  $\phi$  m instantáneo máximo, y la frecuencia  $f$ , de la tensión de alimentación del transformador.

Suponiendo que el flujo tenga una variación según una Ley Senoidal como sucede en la práctica, la magnitud de la f.m.m. inducida, puede deducirse como sigue:

La *figura 1-12* representa la variación de un flujo  $\phi$  según una Ley Senoidal en función del tiempo. Entre los puntos  $a$  y  $b$ , la variación

*Figura 1-12*

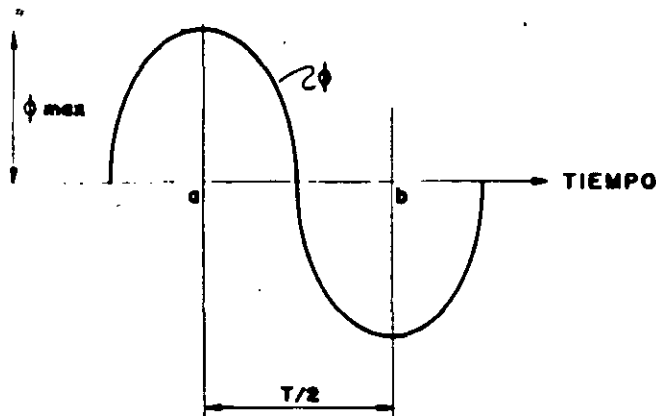


FIG. 1 - 12

del flujo es  $2\phi_{max}$  maxwells. Esta variación se efectúa en un tiempo  $T/2$  segundos, siendo  $T$  el tiempo necesario o período para que la onda complete un ciclo. Si  $T/2 = \frac{1}{2f}$  segundos

La f.e.m. media inducida es igual a la variación total del flujo dividida entre el tiempo, es decir.



$$e' = - N \frac{2\theta \max}{T:2} 10^{-8} \text{ volts}$$

$$= - N \frac{2\theta \max}{1:2f} \times 10^{-8} \text{ volts}$$

$$= - 4fN \theta_m 10^{-8} \text{ volts}$$

Conociendo de antemano que la relación entre el valor eficaz y el valor medio es de 1.11, la f.e.m. eficaz inducida será:

$$E = -1.11 \times 4 fN\theta_{\max} 10^{-8} \text{ volts}$$

suprimiendo el signo negativo

$$= 4.44 fN\theta_{\max} 10^{-8} \text{ volts}$$

Amper espiras. Analizando un transformador con sus bobinas primaria y secundaria como el mostrado en la *figura 1-13*

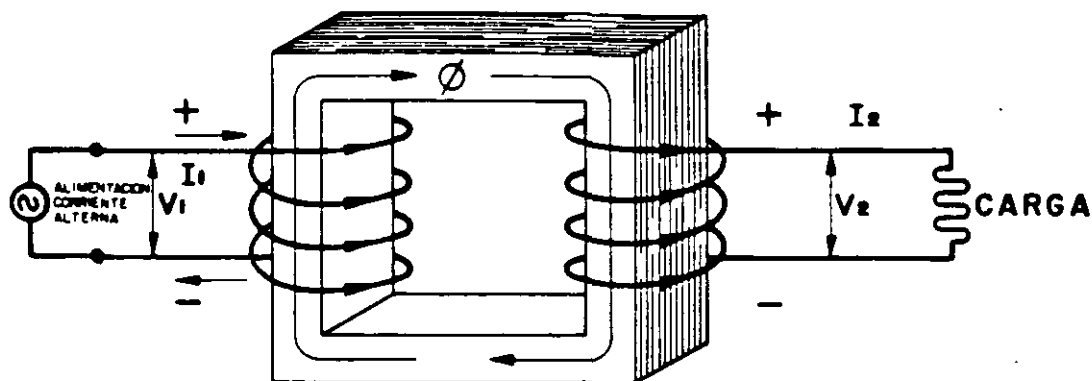


FIG. 1-13

Las direcciones del flujo de las tensiones y de las corrientes, son las indicadas en la figura, en el instante en que entra la corriente en el conductor superior y la intensidad de la corriente va en aumento, considerando primero que el transformador no tiene carga, en esta condición circula una corriente muy pequeña  $I_0$  en el devanado primario que suele tener valores entre 1.0 a 3% máximo de la corriente nominal. Esta corriente en vacío  $I_0$  se le llama corriente de excitación, produce la f.m.m. que genera el flujo mutuo  $\Phi$  y compensa también las pérdidas en el núcleo, o

pérdidas en vacío.

La corriente de imanación  $I_m$  produce el flujo  $\Phi$  en el núcleo.

El valor del flujo debe ser tal que la f.e.m. inducida en el primario sea prácticamente igual a la tensión en sus terminales.

Si ponemos una carga en el secundario, pasará por él una corriente  $I_2$ , cuya magnitud y defasamiento en relación a la tensión entre terminales, quedará determinada por las características de la carga. Sin embargo, en cada instante la dirección de la corriente secundaria debe ser tal que se oponga a las variaciones del flujo, ésta corriente producirá un flujo que se opondrá al flujo principal  $\Phi$ . Si este flujo se reduce, la f.c.e.m. del primario se reduce, lo que permitirá que circule más corriente por él, suministrando la energía requerida para el aumento de potencia debida a la carga, haciendo de nuevo que el flujo aumente al valor cercano al inicial. Esta sucesión de reacciones, permiten al primario suministrar la energía requerida por el incremento de potencia exigida por la carga conectada al secundario.

Si se desprecia el valor de la corriente de excitación, lo que tiene un valor pequeño en comparación con la corriente de carga,

se puede considerar que los **amper - espira** del primario y secundario son iguales y opuestos, por lo tanto:

$$N_1 I_1 = N_2 I_2$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

Es decir, las corrientes en el primario y secundario son inversamente proporcionales a sus correspondientes números de espiras.

La anterior relación se deduce de la Ley Física de la conservación de la energía. Si despreciamos las pérdidas en el transformador y con factor de potencia de la carga es uno, tendremos:

**Potencia de Entrada = Potencia de Salida**

$$V_1 I_1 = V_2 I_2$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{V_2}{V_1} = \frac{N_2}{N_1}$$

**Transformadores trifásicos.** Hemos analizado el funcionamiento del transformador monofásico, pero en la práctica para la distribución de la energía eléctrica, el más usado es el transformador trifásico. Los transformadores trifásicos tienen menor peso y menor volumen que tres transformadores monofásicos de igual potencia. El transformador trifásico se forma con tres transformadores monofásicos; Estos transformadores están devanados simétricamente y cada arrollamiento va conectado a una fase de la línea de alimentación.

La construcción más frecuente del transformador trifásico es la mostrada en la *figura 1-14* conocido como tipo columnas

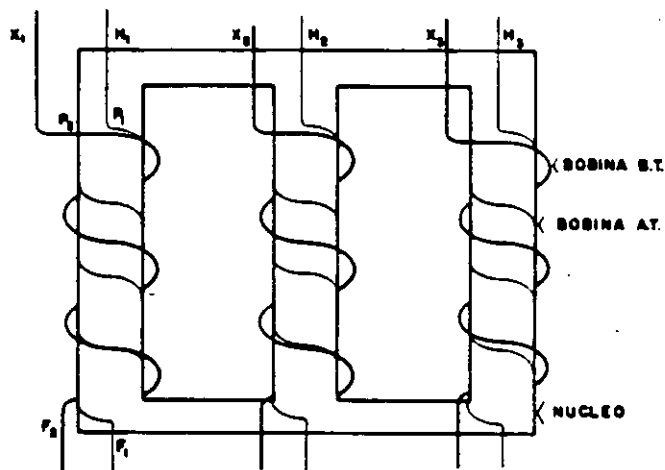


FIG. 1 - 14

la construcción del núcleo tipo columnas sencilla y económica, tiene un ligero inconveniente debido a que la reluctancia o resistencia de los circuitos magnéticos no son iguales, ya que el devanado central tiene menor reluctancia que la de los extremos, por lo

tanto la corriente de imanación del circuito central debe ser la menor, pero como las corrientes de excitación son de valores muy pequeños, este desvalanceo de las corrientes en la práctica no produce efectos perceptibles en el funcionamiento del transformador.

Existe actualmente el núcleo enrollado o de cinco piernas cuyo uso está ampliamente extendido ~~en el mundo~~. El núcleo enrollado *figura 1-15* envuelve y a la vez protege a las bobinas.

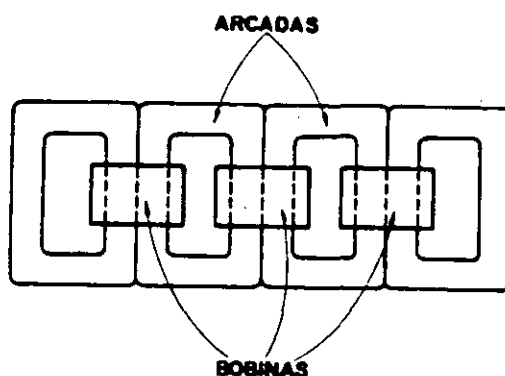
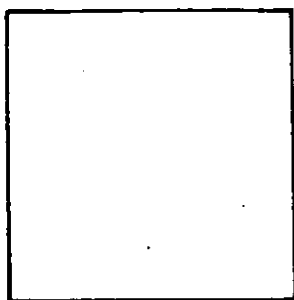


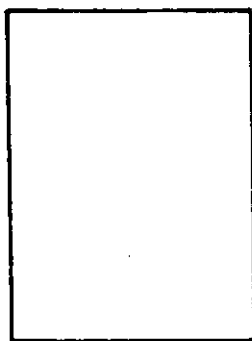
FIG. 1-15

El núcleo enrollado utiliza un material de acero al silicio de alta permeabilidad magnética, obteniéndose con ello valores de pérdidas en el núcleo o pérdidas en vacío y corriente de excitación reducidas en comparación con el núcleo de tres piernas. La manufactura de este tipo de núcleo requiere de mucho cuidado ya que cada vez que la laminación se somete a esfuerzos, se provocan alteraciones en el grano orientado y esto origina el aumento de las pérdidas en watts. Los esfuerzos provocados por su proceso de manufactura se liberan por un tratamiento térmico de recocido muy controlado.

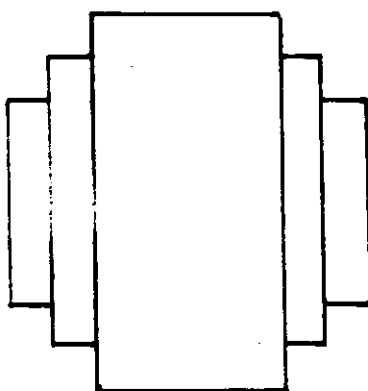
La sección transversal del núcleo donde van montados los devanados tienen cualquiera de las siguientes formas geométricas.



**CUADRADA**



**RECTANGULAR**



**ESCALONADA**

## CONSTRUCCION DE

## LAS BOBINAS

Las bobinas o devanados del primario y secundario del transformador así como sus conexiones entre fases y de éstas a las boquillas, forman el circuito eléctrico del transformador, que es la parte esencial y es a la que mayor atención se debe tener en el diseño y construcción del mismo. Como sabemos, todo equipo eléctrico trabaja confiablemente gracias a la calidad del aislamiento que tienen los conductores que lo conforman, y en especial en el transformador en el cual los conductores están confinados en un volumen pequeño con respecto a la potencia eléctrica que manejan, la calidad del aislamiento de todo el circuito eléctrico debe ser óptima, ya que una falla en sus aislamientos puede ocasionar que el equipo se destruya no sólo a sí mismo, sino al equipo anexo si éste no está adecuadamente protegido.

El diseño de las bobinas del transformador debe escoger la mejor combinación posible para obtener los siguientes atributos:

### 1. Resistencia dieléctrica adecuada y efectiva.

No solamente para los voltajes de funcionamiento nominal del alimentador, sino también debe de soportar las sobretensiones debidas a fallas del sistema de desconexión del mismo, así como las de descargas atmosféricas y los voltajes de prueba requeridos en las normas correspondientes.



## 2. Enfriamiento óptimo de los devanados.

A través de una circulación eficiente del medio refrigerante de los conductores, trabajando a plena carga, el transformador operará a la elevación de temperatura para la que fue diseñado.

## 3. Resistencia mecánica suficiente.

Para poder soportar los esfuerzos causados por la operación de la carga a la que va a ser conectado, así como los ocasionados por los arranques súbitos y la prueba de corto circuito requeridas por las normas.

## 4. Manufactura adecuada para lograr los anteriores atributos.

Así como su costo deberá ser el mínimo tomando para esto en cuenta el costo de sus materiales así como el de su fabricación.

## II. CONEXION DE LAS BOBINAS

### DEL TRANSFORMADOR

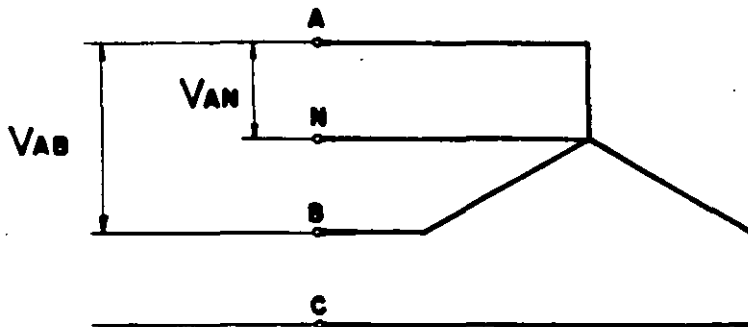
Los devanados de los transformadores tanto el primario como el secundario, pueden estar contruidos por una o más secciones, las cuales pueden conectarse en serie o en paralelo, permitiendo así una amplia gama de tensiones y corrientes.

A las tres fases de un alimentador normal de corriente alterna se pueden conectar de múltiples maneras los devanados de los transformadores. En la práctica, sin embargo, solamente se usan pocas conexiones siempre repetidas tanto en el lado de alta tensión como en la baja tensión, estas conexiones según las normas establecidas para transformadores, en el caso nuestro se solicitan de acuerdo a la Norma Nacional para transformadores de distribución NOM-J-116, para Transformadores de Distribución Tipo Poste y Tipo Subestación.

**Conexiones en Transformadores Monofásicos.** Los transformadores monofásicos cuya aplicación principal se tiene en la distribución de energía eléctrica de zonas rurales cuya densidad de carga es muy baja y la localización de los usuarios es muy dispersa (rancharías, pequeños poblados, bombeos de agua, etc.) se diseñan usualmente para dos tipos de conexiones en alta tensión; el de una sólo boquilla conocido como tipo "YT" y el tipo de dos

boquillas.

Para explicar sus diferentes aplicaciones, analisemos previamente la relación de voltajes que existen en un sistema de distribución trifásica, con neutro accesible (conexión estrella).



$V_{AB}$  = VOLTAJE ENTRE FASES

$V_{AN}$  = VOLTAJE DE LINEA A NEUTRO

SE TIENE LA SIGUIENTE RELACION

$$V_{AB} = \sqrt{3} V_{AN} \quad \sqrt{3} = 1.73205$$

$$V_{AB} = 1.73205 V_{AN}$$

FIG. 2 - 1

Los transformadores monofásicos con una sola boquilla, un

extremo del devanado se conecta a la boquilla  $H_1$  y el otro extremo se puede conectar a la pared interior del tanque. En esta aplicación tanto el neutro del sistema como el transformador, deben estar permanentemente conectados a tierra. De acuerdo a la Norma Nacional, este es un devanado con aislamiento reducido en la terminal del neutro.

El siguiente es un ejemplo típico.

Transformador monofásico 25 Kva, 13200 YT/7620-120/240 v

Observese que en la descripción de la tensión de Alta, primero se indica el voltaje entre fases (13200) y en seguida de la diagonal que separa las tensiones, el voltaje de fase a tierra (7620)

En la figura siguiente se muestra en forma esquemática como se conecta a la red.

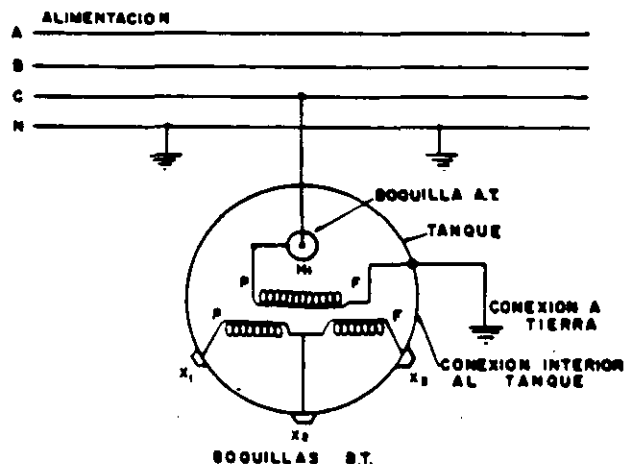


FIG. 2 - 2

**Transformador monofásico con dos boquillas.** En estos transformadores cada extremo de la bobina de alta tensión se conecta a una boquilla ( $H_1$  y  $H_2$ ) de acuerdo a la norma, es devanado para conexión delta, conectado de fase a fase, se usa en sistemas donde no se dispone del hilo neutro.

Un ejemplo típico es el siguiente:

25 kva, 13200 - 120/120 v

En la figura siguiente se ilustra como se conecta a la red.

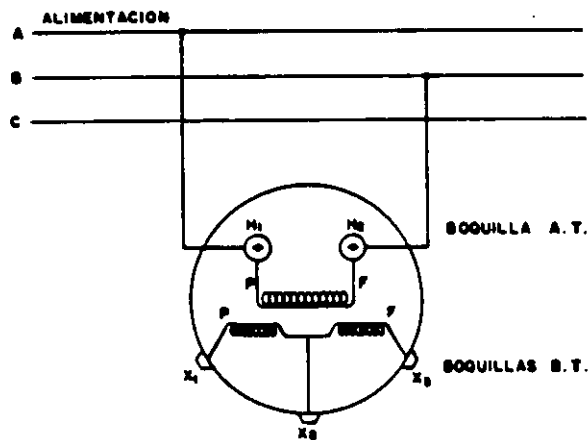


FIG. 2 - 3

En cuanto al lado secundario, las conexiones más usuales para este tipo de transformadores son 120/240 volts, 240/120 volts, y 120 x 240 volts.

La conexión 120/240 volts, se obtiene con dos devanados independientes, los cuales se pueden conectar en serie o en paralelo. En la conexión paralelo se obtiene un sistema monofásico de dos hilos a 120 volts, ó 240 volts, y a la segunda conexión un sistema monofásico de tres hilos con dos voltajes disponibles.

CONEXIONES PARA

120/240 v

240 / 120 v



FIG. 2 - 4

La conexión 120 x 240 se usa para operación en paralelo o serie solamente, y no tiene servicio de tres hilos.

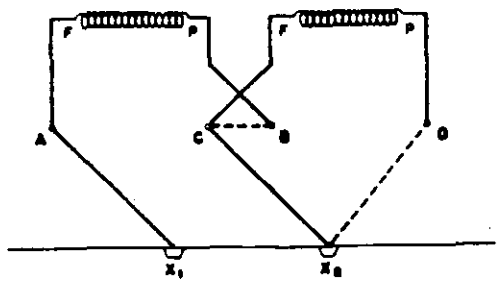


FIG. 2 - 5

Los transformadores monofásicos pueden interconectarse para formar bancos trifásicos. Los tipos "YT" se conectan en estrella con el neutro aterrizado, en tanto que el tipo de dos boquillas se puede conectar en delta o estrella en estos bancos. El lado secundario de ambos tipos se conecta generalmente en estrella.

**Transformadores trifásicos.** Los transformadores se emplean principalmente en la distribución de energía en zonas urbanas, donde la densidad de carga es alta, así como para proporcionar servicio eléctrico a pequeñas fábricas o talleres con cargas trifásicas. En las zonas rurales su aplicación es en sistemas de bombeo para riego, y motores trifásicos en general.

La conexión más común en los devanados primarios de los transformadores de distribución es la conexión delta, y el devanado secundario generalmente se usa en estrella con el neutro accesible para poder alimentar tanto cargas monofásicas como cargas trifásicas.

#### CONEXION EN TRANSFORMADOR TRIFASICO

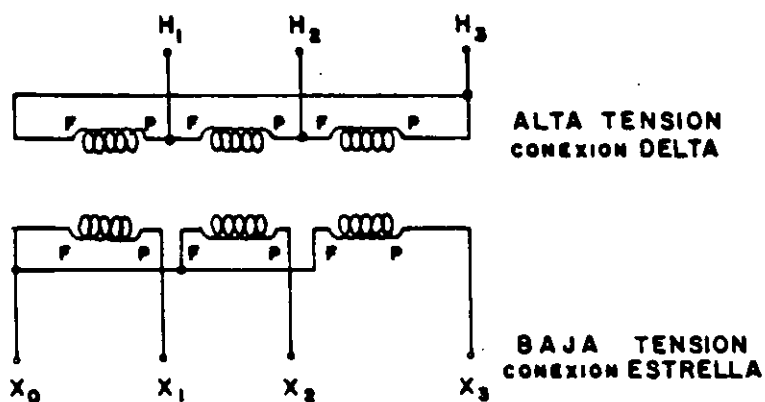


FIG. 2-6

Los voltajes más usuales y normalizados en los secundarios de los transformadores trifásicos son: 220Y/127v, 440Y/254v, también se utiliza 480Y/277v.

En los transformadores trifásicos, también se pueden conectar los devanados primarios en estrella, esta conexión es usual en transformadores para Distribución Subterránea.

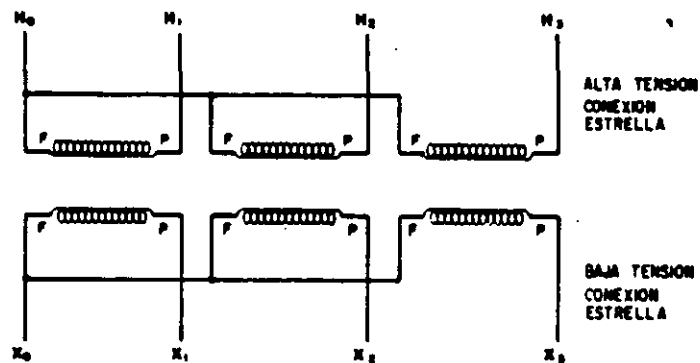


FIG. 2 - 7

De acuerdo a las Normas NOM-J-116, el desplazamiento angular entre las tensiones de Alta a Baja en transformadores con conexión Estrella - Estrella, o Delta - Delta debe ser 0°. En conexión Delta - Estrella o Estrella - Delta, deber ser de 30° con la baja tensión atrazada en tiempo a la de alta tensión.



## Transformadores conectados en paralelo.

En algunos casos existe la necesidad de conectar dos o más transformadores en paralelo, los casos más frecuentes son los siguientes.

Cuando la corriente en el lado secundario excede ciertos valores límites, este valor límite en nuestro caso puede ser 2000 ampers.

En un transformador de 750 kva a 220Y/127v en la baja tensión, la corriente que circula en la fase es de 1967 ampers.

Si el usuario solicitara servicios de más de 750 kva de carga, es conveniente disponer de dos transformadores conectados en paralelo, esta conexión tiene la flexibilidad de disponer del 50% de la potencia nominal en caso de que uno de los dos transformadores llegara a fallar, además el costo de la reposición es menor al de tener un sólo transformador.

Para conectar transformadores en paralelo, es necesario que se cumpla con las siguientes condiciones:

1. Voltajes nominales en A.T. y B.T. idénticos.
2. Número y valor de las derivaciones idénticos.
3. El porcentaje de la impedancia no debe tener una diferencia entre ambos de  $\pm 7.5\%$
4. Desplazamiento angular idéntico.

31

### III. CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

#### Definiciones

De acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-J-116, el transformador de distribución es aquél que tiene una capacidad hasta de 500 kva; hasta 67,000 v nominales en alta tensión y hasta 15,000 v nominales en baja tensión.

Con relación a su montaje se definen como:

Transformadores tipo poste y tipo subestación. El tipo poste está dispuesto en forma adecuada para montajes en poste o en alguna estructura similar. El tipo subestación está en forma adecuada para montajes en plataforma, cimentación o estructura similar.

En función de las condiciones ambientales de servicio se clasifican en:

- a) Para uso interior
- b) Para uso a la intemperie
- c) Tipo costa

De acuerdo con su sistema de enfriamiento se clasifican:

d) Transformadores sumergidos en líquido aislante enfriador por aire.

- Tipo OA Autoenfriados

Tipo OA/FA Autoenfriados enfriados por aire forzado

En función de los lugares de instalación, se clasifican como sigue:

- a) Tipo poste
- b) Tipo subestación
- c) Tipo pedestal
- d) Tipo bóveda o sumergible

## Especificaciones

Condiciones generales de servicio

**Frecuencia.** La frecuencia de operación debe ser de  $60 \pm 0.5$  Hz

**Temperatura ambiente.** La temperatura no debe exceder  $40^{\circ}\text{C}$ . y la temperatura promedio no debe exceder de  $30^{\circ}\text{C}$  durante cualquier periodo de 24 horas.

**Altitud de operación.** La altitud mínima de operación es de 1000 m. sobre el nivel del mar.

**Líquido aislante.** El líquido aislante debe ser aceite y debe cumplir con la Norma Oficial Mexicana NOM-J-123

**Condiciones especiales de servicio.** Se deben especificar previamente, pueden ser algunas de las siguientes:

- a) Vapores o atmósferas dañinas
- b) Vibraciones anormales
- c) Temperatura ambiente menor de  $-5^{\circ}\text{C}$  y mayor de  $40^{\circ}\text{C}$ .
- d) Limitación de espacio
- e) Otra necesidad especial de aislamiento, dificultad de mantenimiento, etc.

## Especificaciones Eléctricas

**Capacidad nominal.** Son los kilovolt- amperes (KVA) que el devanado secundario debe suministrar a su tensión y frecuencia nominal, sin exceder la temperatura establecida.

Las capacidades nominales preferentes en KVA son:

- a) Transformador Monofásico

5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 250, 333, 500

- b) Transformador Trifásico

15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500

**Tensiones nominales.** Las tensiones nominales preferentes más usuales son las indicadas en la tabla siguiente:

CLASE DE AISLAMIENTO	TENSION EN VOLTS
1.2	120/240 220/127
8.7	7620
15	13200
25	19,050 20,000 22,860 23,000
34.5	33,000 34,500

**Corriente de excitación.** Debe expresarse en % con respecto a la corriente nominal de alimentación. No será mayor de 2% en transformadores monofásicos y para los trifásicos mayores de 45 KVA. Para los transformadores trifásicos de hasta 45 KVA, no será mayor del 2.4%.

**Impedancia y su tolerancia.** La impedancia se expresa en % de la tensión de impedancia con respecto a la tensión nominal. La tolerancia en transformadores de dos devanados es de  $\pm$  7.5% del valor garantizado. Los transformadores que cumplan con esta condición, se consideran apropiados para operar en paralelo.

**Relación de transformación y su tolerancia.** La relación está basada en la relación de las espiras de los devanados. La tolerancia admitida es de  $\pm 0.5\%$  en todas sus derivaciones, estando el transformador sin carga.

**Regulación de tensión.** La regulación se expresa en porcentaje de la tensión nominal del secundario, y no debe exceder a la especificada en más de 7.5% en transformadores de dos devanados.

$$\% \text{ Regulación} = \frac{E_{02} - V_2}{V_2} \times 100$$

$E_{02}$  = Tensión secundaria en circuito abierto

$V_2$  = Tensión en las terminales con carga

**Polaridad de los transformadores.** Todos los transformadores monofásicos deben ser de polaridad substractiva.

**Desplazamiento angular.** El desplazamiento angular entre las tensiones de alta y baja en transformadores con conexión Delta - Delta o Estrella - Estrella, debe ser de  $0^\circ$  como se muestra en la figura:

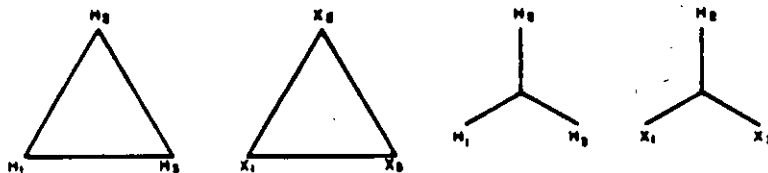


FIG. 3 - 1

El desplazamiento angular entre las tensiones de alta y baja en transformadores conexiones Delta - Estrella o Estrella - Delta, debe ser de  $30^{\circ}$  con la baja tensión, atrasada respecto a la alta tensión como se muestra en la figura.

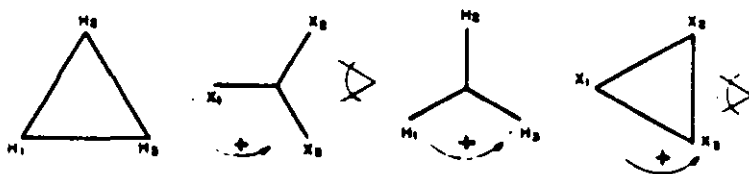


FIG. 3 - 2

**Secuencia de fases.** La secuencia debe ser en el orden 1, 2, 3 y con el sentido indicado en las figuras anteriores.

**Designación de las terminales de los transformadores.** Las terminales en transformador de dos devanados de alta tensión se designa con la letra H, y el de baja tensión con la letra X. Las terminales del neutro se designan con las letras  $H_0$   $X_0$  respectivamente.

**Especificaciones térmicas.** Los límites de elevación de temperatura para capacidades continuas de los transformadores y de sus partes sobre la temperatura ambiente media por resistencia, deben ser  $55^{\circ}\text{C}$  ó  $65^{\circ}\text{C}$ , según se especifique. La elevación de la temperatura de punto más caliente, debe ser  $65^{\circ}\text{C}$  y  $80^{\circ}\text{C}$  respectivamente.

40

**Especificaciones mecánicas.** El tanque debe soportar totalmente ensamblado, una presión de  $0.5 \text{ kgf/cm}^2$  (50 kPa) durante 3 horas, y no debe existir deformación permanente después de aplicar la prueba.

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético, con objeto de preservar el aceite, debe permanecer perfectamente sellado desde una temperatura de  $-5^{\circ}\text{C}$  a un máximo de  $105^{\circ}\text{C}$  en la parte superior del líquido aislante.

Todos los empaques deben ser de hule vulcanizado a base de un elaslómero que cumpla con lo indicado en la norma correspondiente.

La tornillería en la parte externa debe estar cubierta, por lo menos por un proceso electrolítico.

Los accesorios se indican en las tablas de la norma de acuerdo a sus tensiones y capacidades, y deben colocarse como los muestran las tablas correspondientes.

**Información de la placa de datos.** Debe ser resistente a la corrosión, con dimensiones no menor de 100 x 130 mm. en la que se indique como mínimo los datos siguientes:

Número de serie

Tipo de enfriamiento

Número de fases



**Frecuencia**

**Capacidad nominal**

**Tensiones y corrientes nominales**

**Tensiones de las derivaciones**

**Elevación de temperatura**

**Polaridad**

**Diagrama vectorial (Transformadores polifásicos)**

**Diagrama de conexiones**

**Impedancia (%)**

**Masa aproximada en kg.**

**Número de patente**

**Nombre del fabricante**

**Instructivo**

**La palabra que identifique el tipo de aparato**

**Identificación y cantidad del líquido aislante**

**Altitud de operación en metros sobre el nivel del mar**

**Nivel básico de aislamiento al impulso**

**Fecha**

IV. PRUEBAS NORMALIZADAS PARA  
TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUCION Y POTENCIA  
SEGUN NORMA NOM-J-169

TIPO DE PRUEBAS	<b>PROTOTIPO</b>	<i>(Nuevos diseños y modificaciones)</i>
	<b>RUTINA</b>	<i>(En todos los aparatos)</i>
	<b>OPCIONALES</b>	<i>(Se establecen entre las partes)</i>
	<b>ACEPTACION</b>	<i>(A satisfacción del comprador)</i>

**PROTOTIPO**

CARACTERISTICAS DE LOS COMPONENTES  
ELEVACION DE TEMPERATURA DE DEVANADOS  
IMPULSO POR DESCARGAS ATMOSFERICAS  
RUTINA

**RUTINA**

CARACTERISTICAS FISICAS DEL CONJUNTO  
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO  
TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA DEL LIQUIDO  
RELACION DE TRANSFORMACION  
MEDICION DE RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS  
POLARIDAD O SECUENCIA DE FASES  
PERDIDAS DE EXCITACION  
IMPEDANCIA Y PERDIDAS DE CARGA  
POTENCIAL APLICADO  
POTENCIAL INDUCIDO  
HERMETICIDAD  
OPERACION Y CALIBRACION DE ACCESORIOS  
FACTOR DE POTENCIA DEL LIQUIDO AISLANTE

---

FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS  
DEL CONJUNTO

PERDIDAS CORRIENTE DE EXCITACION E  
IMPEDANCIA A TENSIONES

CARGAS O FRECUENCIAS DISTINTAS A LA NOMINAL

PRUEBAS  
OPCIONALES

ELEVACION DE TEMPERATURA DE LOS DEVANADOS  
A CAPACIDADES DISTINTA A LAS NOMINALES

NIVEL DE RUIDO

CORTO CIRCUITO

TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO DE LIQUIDO  
AISLANTE

## V. DEFINICION Y APLICACION LyF DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

### Definición:

#### \* ) Transformador de distribución:

Dispositivo eléctrico, que por Inducción Electromagnética transforma la energía eléctrica en tensión y corriente para alimentar redes y servicios en B.T.

En las Redes LyF son alimentados normalmente en A.T. a 34.5, 23, 13.2 ó 6 kv nominales; en  $\Delta$ ; 3F, 3H; no sólidamente conectado a tierra; en redes aéreas o subterráneas.

### I. Sistema de distribución aéreo:

#### A) Transformador de distribución tipo poste:

Aparato eléctrico dispuesto en forma adecuada para ser montado en un poste o estructura similar y alimentado por el lado de A.T. por una Red de Distribución aérea, suministran energía en B.T.

## A.1. Condiciones de operación:

Estos transformadores se instalarán a la intemperie sobre postes, y deben operar satisfactoriamente con tipo de carga para servicio continuo en las Redes de Distribución Aérea de LyF.

### - Alimentadores Primarios:

- a) En sistemas trifásicos son conectados en  $\Delta$  por el lado de A.T.; en 23; 13.2 ó 6 kV; 3F, 3H; no sólidamente conectado a tierra: Tipo C; coeficiente de  $\Delta$ .

$$X_0/X1 > + 3$$

$$R_0/X1 > 1.0; f_{nom} = 60 \text{ Hz}; \text{ NBI de } 150 \text{ kV @ } 1.2 \times 50 \text{ Mseg.}$$

- b) En sistemas monofásicos son conectados por el lado de A.T. a redes trifásicas con 1f ó 2f en 23, 13.2 ó 6 kV entre fases; 1F, 2H; 2F, 2H; 2F, 3H;  $f_{nom} = 60 \text{ Hz}$ ; NBI de 150 kV @ 1.2 x 50 Mseg.

### - Redes Secundarias:

- a) En sistemas trifásicos suministran energía en B.T.

A 220 volts entre líneas y 127 volts al neutro; 6000 Y/3464 volts; (6000 Y/3464 v); Conexión Y (220 Y/127 v); 3F, 4H; neutro con aterrizado múltiple; NBI de 30 kV @ 1.2 x 50 Mseg.

b) En sistemas monofásicos suministran energía en 1F, 2H (120V);  
1F, 3H (120/240V); NBI de 30 kV @ 1.2 x 50  $\mu$ seg;  
 $f_{nom} = 60$  Hz.

**B) Transformador de distribución tipo subestación rural. (3F)**

Aparato eléctrico dispuesto en forma adecuada para ser instalados a la intemperie, en subestaciones rurales de LyF, debiendo operar satisfactoriamente con tipo de carga de regimen continuo. Se alimentan por el lado de A.T. y salida o entrega de energía por el lado de B.T., dichas subestaciones se encuentran a una altitud media de 2300 M.S.N.M. en clima tropical.

**B.1. Condiciones de operación.**

En sistemas trifásicos se conectan por el lado de A.T. en A a 24150/23000/21850/20700 volts, 3F, 3H; y por el lado de B.T Y (no sólidamente conectado a tierra); a una tensión de 6600/6300/6000 entre fases y 3811/3637/3464 entre fase y neutro (sin carga); 3F, 3H.

Su aplicación está orientada a comunidades rurales ubicadas en grandes extensiones y baja densidad de carga.

## II. Sistema de distribución subterránea:

### C) Transformador de distribución trifásico tipo subestación interior.

Aparato eléctrico dispuesto en forma adecuada para ser instalado en Subestación Interior y conectado en A.T. por medio de terminales 23I-TC a la Red de Distribución Subterránea de 24.15, 23, 21.86, 20.7 ó 6 kV por el primario, mediante cable 23 TC, (3F, 3H); transforma la energía eléctrica a 220 volts entre fases y 127 volts al neutro (3F, 4H), para alimentar servicios en B.T.

#### C.1. Condiciones de operación:

Estos transformadores se instalan en interiores y deben operar satisfactoriamente en las Redes de Distribución Subterránea.

##### - Alimentadores Primarios:

Se alimentan por el lado de A.T. en 6 ó 23 kV; 3F, 3H; no sólidamente conectado a tierra, tipo C, relación  $X_0/X_1$  mayor que +3.0;  $R_0/X_1$  mayor que 1.0; frecuencia nominal de 60 Hz; de 150 kV.

##### - Redes Secundarias:

Suministran energía en 220 Y/127 volts; 3F, 4H; neutro - con aterrizado múltiple; BIL de 30 kV.



## D) Transformadores de distribución trifásico tipo

### DCS - POZO.

Aparato eléctrico dispuesto en forma adecuada para ser instalado en pozo y conectado a línea de 24,150; 23,000; 21,850; 20,700 volts, transforma la energía eléctrica a 220 volts entre fases y 127 volts al neutro para alimentar Redes de Distribución Comercial Subterránea y servicios en B.T.

#### D.1. Condiciones de Operación:

Estos transformadores se instalan en pozos que ocasionalmente estarán llenos de agua, y deben operar satisfactoriamente con tipo de carga para servicio continuo en las Redes de Distribución Comercial Subterránea.

##### - Alimentadores Primarios:

Se alimentan por el lado de A.T. en 23 kV; en A, 3F, 3H; no sólidamente conectado a tierra, tipo C, relación  $X_0/X_1$  mayor que +3.0 y  $R_0/X_1$  mayor que 1.0 (coeficiente aterrizamiento); frecuencia nominal de 60 Hz; NBI de 150 kV.

##### - Redes Secundarias:

Suministran energía en 220 Y/127 volts, Y, 3F, 4H; neutro con aterrizado múltiple; NBI de 30 kV.

E) Transformador de distribución trifásico tipo  
DRS - POZO

Aparato eléctrico dispuesto en forma adecuada para ser instalado en pozo y conectado a línea de 24150, 23000, 21850, 20700 volts; transforma la energía eléctrica a 220 volts entre fases y 127 volts al neutro, para alimentar Redes de Distribución Residencial Subterránea y Servicios en B.T.

E.1. Condiciones de Operación:

Estos transformadores se instalan en pozos que ocasionalmente estarán llenos de agua, y deben operar satisfactoriamente con tipo de carga para servicio continuo en las Redes de Distribución Residencial Subterránea.

- Alimentadores Primarios:

Se alimentan por el lado de A.T. en 23 kV, en A, 3F, 3H; no sólidamente conectado a tierra, tipo C, relación  $X_0/X1 = 3$ ; y  $R_0/X1 = 1.0$  (coeficiente aterrizamiento); frecuencia nominal 60 Hz; NBI de 150 kV.

- Redes Secundarias:

Suministran energía en 220 Y/127 volts, Y, 3F, 4H; neutro con aterrizado múltiple; NBI de 30 kV.

F) Transformador de distribución trifásico tipo  
DRS - Pedestal.

Aparato eléctrico dispuesto en forma adecuada para ser montado en pedestal y conectado a línea de 24150, 23000, 21850, 20700 volts; transforma la energía eléctrica a 220 volts entre fases y 127 volts al neutro, para alimentar Redes de Distribución Residencial Subterránea y Servicios en B.T.

F.1. Condiciones de operación:

Estos transformadores se instalan a la intemperie sobre pedestales, y deben operar satisfactoriamente con tipo de carga para servicio continuo en las Redes de Distribución Residencial Subterránea.

- Alimentadores Primarios:

Se alimentan por el lado de A.T., en 23 kV; en A, 3F, 3H, no sólidamente conectado a tierra, tipo C, relación  $X_0/X1 + 3$  y  $R_0/X1$  1.0 (coeficiente aterrizamiento); frecuencia nominal 60 Hz; NBI de 150 kV.

- Redes Secundarias:

Suministran energía en 220 Y/127 volts, Y, 3F, 4H; neutro con aterrizado múltiple; NBI de 30 kV.

G) Transformador de distribución trifásico tipo sumergible.

Aparato eléctrico dispuesto en forma adecuada para ser instalado en bóveda alimentado y conectado en A.T. por medio del desconectador acoplado de tres posiciones a una Red de Distribución Subterránea de 23, 21.5, 20 ó 6 kV nominales, en A, mediante cables 23 PT 1x35, 23 PT 1x70 ó 6 PT 3x35, transforma la energía eléctrica a 220 volts entre fases y 127 volts al neutro, y alimentando a:

- a) Red radial o servicios acoplados a su garganta en B.T., cámara B transformador Red 400 para los transformadores de 300 y 500 kVA ó cámara B transformador sumergible 750 para los transformadores de 750 kVA.
  
- b) Red automática, acoplado a su garganta en B.T. protector sumergible Red 1600 en los transformadores de 300, 500 kVA y protector sumergible Red 2500 en los transformadores de 750 kVA.

El desconectador acoplado tiene 3 posiciones: Abierto - Cerrado - Tierra, para desconectar el transformador de la alimentación, conectarlo a la misma o conectar la alimentación a tierra respectivamente.

## G.1. Condiciones de operación:

Estos transformadores se instalarán en bóvedas que ocasionalmente estarán llenas de agua, y deberán operar satisfactoriamente en las Redes de Distribución Subterráneas LyF, con tipo de carga para servicio continuo.

### - Alimentadores Primarios:

Se alimentan por el lado de A.T. en 23 ó 6 kV nominales; conexión A; 3F, 3H; no sólidamente conectado a tierra; tipo C; coeficiente de A.  $X_0/X1 = 3$  y  $R_0/X1 = 1.0$ ;  $f_{nom} = 60$  Hz.; NBI 150 kV @ 1.2 x 50  $\mu$ seg.

### - Redes Secundarias:

Suministran energía en B.T. en 220 volts entre líneas y 127 volts al neutro; conexión Y 220Y/127V; 3F, 4H; neutro con aterrizado múltiple; NBI de 30 kV @ 1.2 x 50  $\mu$ seg.

equipo eléctrico para cualquier utilización industrial, comercial, de servicios, doméstica, etc. debe ser siempre la más económica, pero nunca la más barata.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUS-  
TRIALES Y PARA EDIFICIOS. (SUMINISTROS Y UTILIZACION).  
de septiembre 26 a octubre 25 de 1994.

MOD. I SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

TEMA: MANUAL DE FUSIBLES DE ALTA TENSION.

ING. ALFONSO PADILLA.

# Indice:

<b>Introducción</b>	<b>3</b>
<b>Programa de fabricación</b>	<b>3</b>
<b>Diseño y construcción</b>	<b>4</b>
<b>Operación</b>	<b>5</b>
<input type="checkbox"/> Principio de operación	5
<input type="checkbox"/> Corriente nominal	7
<input type="checkbox"/> Corriente máxima de interrupción	7
<input type="checkbox"/> Corriente mínima de interrupción	8
<input type="checkbox"/> Selección de la corriente nominal	9
<input type="checkbox"/> Curvas corriente-tiempo	9
<input type="checkbox"/> Tensión de operación	13
<input type="checkbox"/> Aplicación de desconectores eléctricos	14
<b>Ventajas</b>	<b>14</b>
<b>Precauciones de manejo y utilización</b>	<b>15</b>
<b>Transporte y almacenamiento</b>	<b>15</b>
<b>Mantenimiento</b>	<b>15</b>
<b>Instalación y/o reemplazo</b>	<b>16</b>
<b>Selección</b>	<b>17</b>

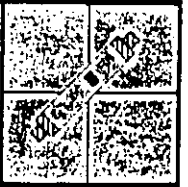
La marca DRIWISA<sup>®</sup> es marca registrada por DRIESCHER Y WITTJOHANN, S.A. y está protegida por las leyes y reglamentos nacionales e internacionales en la materia.

El uso de la marca sin autorización expresa de DRIESCHER Y WITTJOHANN, S.A. constituye un delito y está sancionado por la ley.

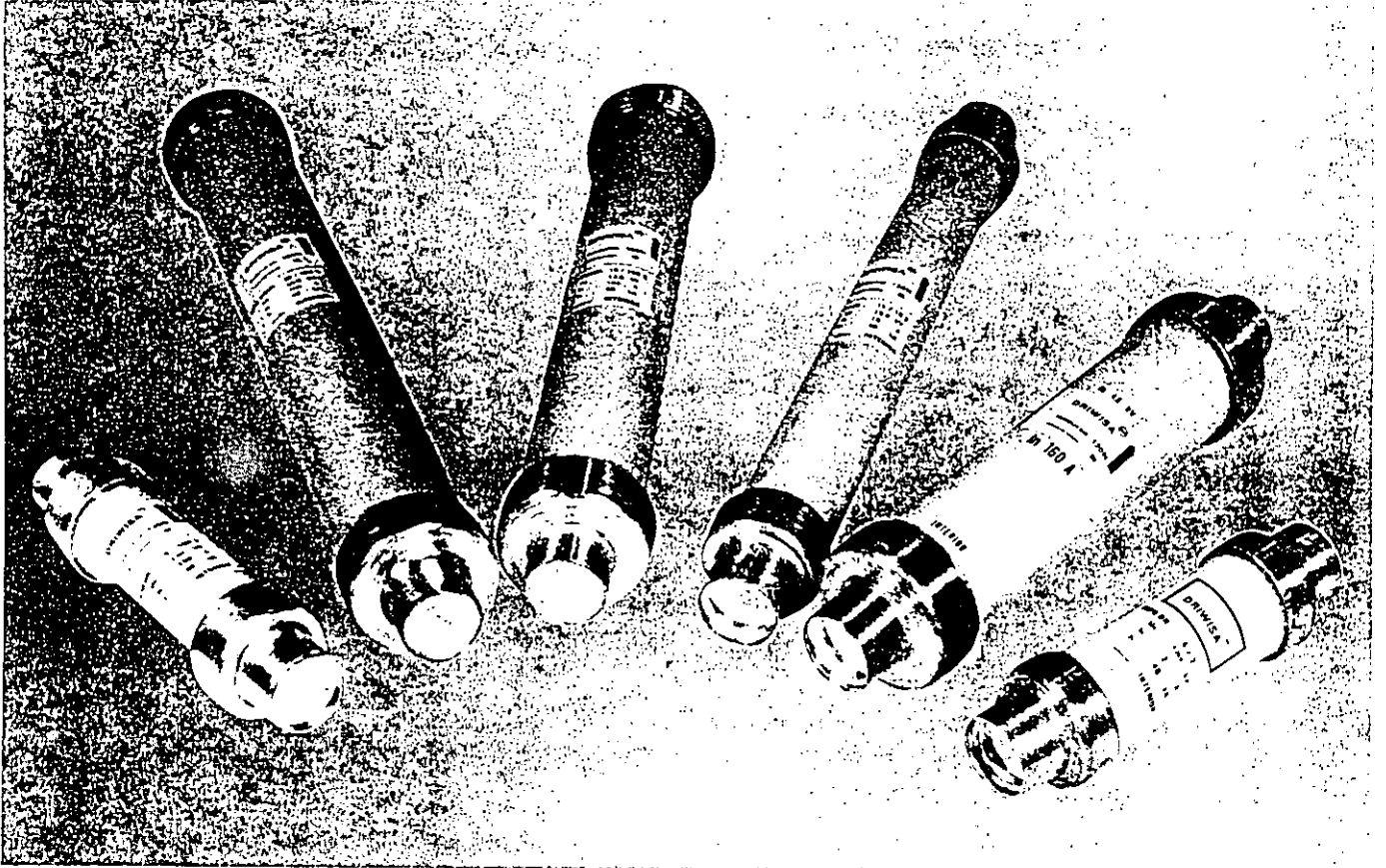
COPYRIGHT Derechos Reservados Alfonso Padilla Acero  
Reg. 4679/94; Libro 17; Fojas 416. Prohibida su reproducción parcial o total sin consentimiento previo y por escrito del autor. México, 1994. Editor y/o reproductor autorizado: DRIESCHER Y WITTJOHANN, S.A.



# FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE ALTA TENSION Y ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SERVICIO INTERIOR E INTEMPERIE



## Generalidades:



Los fusibles limitadores de corriente DRIWISA™ de alta tensión son dispositivos de alta capacidad interruptiva, para protección contra corto-circuito en redes de alta tensión.

Son elementos selectivos, limitadores de corriente, de operación individual con características tiempo-corriente definidas, idóneos para la protección de transformadores, motores, bancos de capacitores, cables, líneas, y otros equipos de alta tensión en subestaciones y redes.

La experiencia acumulada a lo largo de muchos años por DRIESCHER Y WITTJOHANN, S.A. en México con el apoyo y respaldo tecnológico de la compañía FRITZ DRIESCHER GmbH de Alemania, ha permitido conocer y dominar los principios y fenómenos que se presentan en el proceso de fusión y arqueo para diseñar y producir fusibles de gran confiabilidad y calidad desde hace más de 25 años y recopilar y difundir la información técnica así como proporcionar la asesoría técnica para la selección y empleo en infinidad de aplicaciones, garantizando las características corriente-tiempo, con estrictas tolerancias de manufactura.

Los fusibles limitadores de corriente de alta tensión y alta capacidad interruptiva DRIWISA™ están diseñados y fabricados conforme a las normas IEC 281.1, DIN 43625, VDE 0670 parte 4, y NOM-J-149. Consecuentemente todas las características dimensionales y mecánicas, tales como diámetros y medidas de los casquillos, longitudes totales y del tubo de porcelana y la fuerza y recorrido del perno percutor de los fusibles están de acuerdo a éstas. Las especificaciones y características eléctricas y de operación, tales como corriente máxima de interrupción  $I_1$ , corriente crítica de interrupción  $I_2$  y corriente mínima de interrupción  $I_3$  han sido verificadas y probadas en apego a las especificaciones y lineamientos de dichas normas, en laboratorios de reconocimiento internacional.

Los fusibles DRIWISA™ cubren la gama desde 2.4 hasta 38 kV. La serie... S se emplea para instalaciones de servicio interior mientras que la serie... SF es la indicada para servicio intemperie, para instalarse inclusive en climas tropicales de alta humedad y frecuente condensación, para sistemas con frecuencias de 40 a 60 Hz.

Estos fusibles se instalan sobre bases portafusible, cuchillas desconectadoras o desconectores eléctricos con carga (véanse las secciones correspondientes en los catálogos), brindando así la protección adecuada contra los dañinos efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto-circuito a los equipos.

EDICION 1993

**DRIESCHER Y  
WITTJOHANN, S.A.**

**FABRICANTE DE APARATOS ELECTRICOS  
SAN LUIS TLATILCO # 29  
PARQUE INDUSTRIAL NAUCALPAN  
EDO. DE MEXICO Fax: 576 30 58  
Tels: 300 82 19 + 576 11 75 + 358 15 25**

La serie ...SK comprende fusibles con un extremo roscado para emplearse en bancos de capacitores, atornillándose directamente sobre las boquillas aislantes.

### **Limitadores de corriente:**

Al proteger equipos con fusibles DRIWISA™ tales como transformadores, motores, capacitores, cables o líneas, la corriente de paso en caso de un corto-circuito se reduce a un valor considerablemente menor, gracias a la característica de limitación de corriente (véase figura 5 del Manual de Fusibles).

### **Fusibles no sensibles a las corrientes de magnetización (INRUSH) de transformadores o corrientes de arranque de motores:**

Debido a su característica corriente-tiempo relativamente lenta, los fusibles DRIWISA™ empleados en la protección de transformadores o motores no presentan fusión prematura o degradación del elemento fusible si se seleccionan de acuerdo a las recomendaciones de las tablas correspondientes (véanse los Boletines Técnicos 201 y 202).

### **Elementos fusible asegurados permanentemente:**

Los elementos fusible son enrollados sobre un cuerpo portacintas dentado en sus bordes permaneciendo firmes y permanentemente seguros, evitando su deslizamiento o dislocación e impidiendo así corto-circuitos internos que provocarían una degradación de las características del fusible.

### **Selectividad y coordinación de la protección:**

Manteniendo una relación de 1 a 1.6 entre fusibles colocados en serie, se logra una coordinación y selectividad en la protección, facilitando así el aislamiento y localización de fallas y evitando por consecuencia interrupciones innecesarias en el suministro eléctrico (véase la sección "Selección" del Manual de Fusibles).

### **Dispositivo de disparo con excelente característica de operación:**

Los fusibles DRIWISA™ cuentan con un dispositivo de disparo accionado por un mecanismo de energía almacenada mediante resorte precomprimido, que opera con una fuerza de 120 N (12 kP), suficiente para accionar el mecanismo de apertura de desconectores eléctricos que no han operado por largo tiempo, sobreponiéndose a la fricción y resistencia debido a polvo, suciedad, oxidación, etc. (véase figura 3 del Manual de Fusibles).

### **Alta capacidad interruptiva:**

Los fusibles DRIWISA™ disponen de una alta capacidad interruptiva que permite interrumpir corrientes de corto-circuito muy elevadas (véase figura 6 del Manual de Fusibles).

### **Sellado especial en fusibles para servicio intemperie:**

El sellado de fusibles emplea resinas epóxicas para lograr gran hermeticidad contra la humedad. En los fusibles para uso intemperie, se emplea una soldadura especial entre las tapas y los casquillos para ofrecer una protección perfecta contra la humedad.

### **Reparación y rehabilitación con garantía de fábrica:**

Debido a su especial diseño y construcción, los fusibles DRIWISA™ son los únicos en el mercado que pueden ser renovados en fábrica después de su fusión, garantizándole las características originales, siempre y cuando no hayan sufrido daños en el tubo de porcelana o en los casquillos. Esto representa un interesante ahorro económico y una alternativa para el reciclamiento de materiales, como contribución a la protección del medio ambiente.

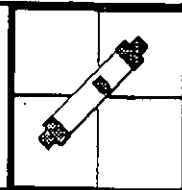
### **Disponibilidad inmediata... en cualquier sitio:**

Gracias a la amplia red de Distribuidores y Centros de Servicio Autorizados ubicados estratégicamente, se dispone de los medios para abastecerse en forma rápida y eficaz de tan importantes elementos para la operación continua y confiable del suministro eléctrico en industrias, comercios, hospitales, hoteles, conjuntos comerciales, de oficinas, habitacionales o educativos, aeropuertos, centrales de transporte, etc.

### **Soporte técnico y asesoría:**

DRIESCHER Y WITTJOHANN, S.A. ofrece a sus clientes soporte técnico, asesoría y capacitación para la selección y aplicación de fusibles para la protección de transformadores, motores, capacitores, cables, líneas de distribución y otros equipos e instalaciones de alta tensión, editando además boletines técnicos con información complementaria y sobre temas relacionados a la aplicación, selección, mantenimiento, etc. de los productos DRIWISA®.

# FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE ALTA TENSION Y ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SERVICIO INTERIOR E INTEMPERIE



## Guía de selección

DRIESCHER Y WITTJOHANN, S.A. fabrica los fusibles **DRIWISA®** en los tipos DR, DRL, DRVA y DRVAL para las tensiones, corrientes, capacidades interruptivas y dimensiones anotadas en las tablas de las páginas 3, 4 y 5 en las siguientes versiones:

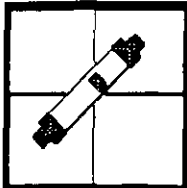
TIPO	TERMINACION	CARACTERISTICAS / APLICACION
DR....	(sin terminación)	Servicio interior, sin perno percutor, sólo 1, 2 y 4 Amperes para protección de transformadores de potencial (TP's)
DR....S DRL....S DRVA....S DRVAL....S	....S	Servicio interior, con perno percutor para protección de transformadores, motores, capacitores, cables y líneas. Aplicación en combinación con desconectores y contactores en vacío.
DR....SF DRL....SF DRVA....SF DRVAL....SF	....SF	Servicio intemperie, para áreas contaminadas o húmedas con perno percutor. Para protección de líneas, cables, transformadores, motores, y capacitores
DR....SK DRVA....SK	....SK	Servicio interior, casquillos con barreno roscado, sin perno percutor para protección de capacitores y transformadores. Para montaje atornillado sobre boquillas.

## Especificaciones eléctricas generales:

SERIE	TENSION MINIMA (entre fases) kV	TENSION MAXIMA (entre fases) kV
DR....6	2.4	7.2
DR....10	2.4	7.2
DRVA....10	7.2	12
DR....15	12	17.5
DR....20	20	25.8
DR....30	30	38

Los criterios de selección de acuerdo a la aplicación del fusible se describen en los Boletines Técnicos 201 al 205.

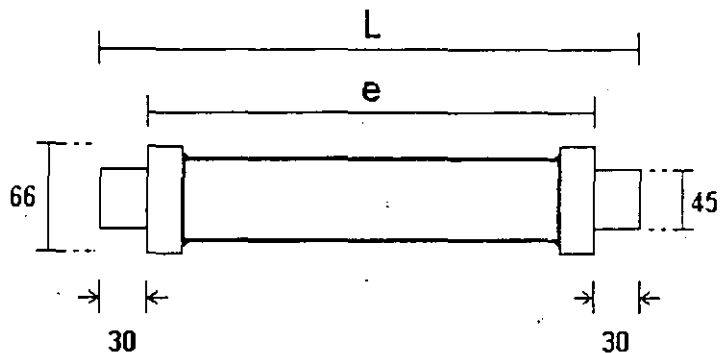
□/1



# FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE ALTA TENSION Y ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SERVICIO INTERIOR E INTEMPERIE

## Especificaciones eléctricas generales

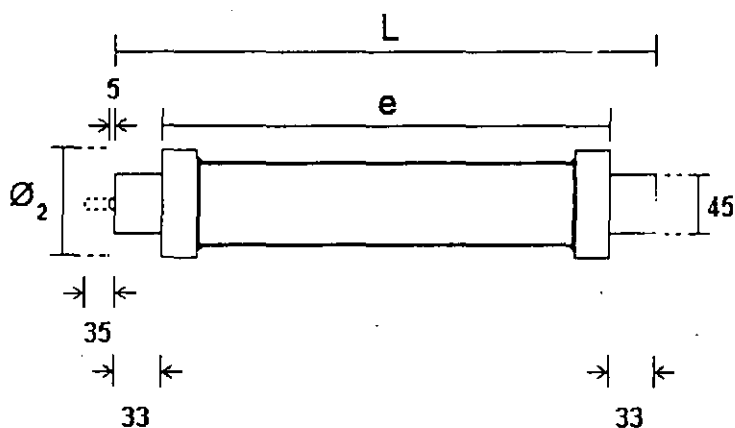
Dimensiones de los fusibles de acuerdo a las normas DIN 43265 y NOM-J-149.



Tipos DR.../1, DR.../2 y DR.../4  
de 1, 2 y 4 Amperes  
para protección de  
transformadores de potencial

**Sin perno percutor**

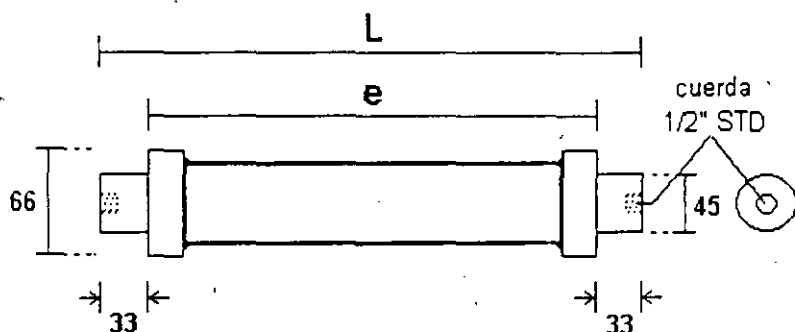
DW-2001



Tipos DR, DRL, DRVA, DRVAL  
**con perno percutor**  
Servicio interior: terminación ...S  
Servicio intemperie: terminación ...SF

	DR DRL	DRVA DRVAL
$\varnothing_2$	66 mm	85 mm
e	Consultar tablas	
L	Consultar tablas	

DW-2002



Tipos DR, DRL, DRVA  
y DRVAL ...SK  
Para protección de  
Capacitores y bancos

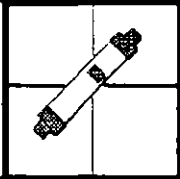
**Sin perno percutor**

DW-2003

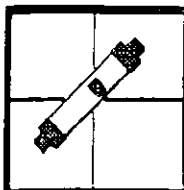
Acotaciones en milímetros (mm)

□/2

# FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE ALTA TENSION Y ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SERVICIO INTERIOR E INTEMPERIE



TIPO	CORRIENTE	CAPACIDAD INTERRUPTIVA		CORRIENTE MINIMA	DIMENSIONES				PESO
	NOMINAL $I_n$ A	$I_1$ kA	MVA	DE INTERRUPCION $I_3$ A	e mm	L mm	$\phi_1$ mm	$\phi_2$ mm	kg
<b><math>V_n = 2.4...4.8</math> kV</b>									
DRVA 6/125 S	125	40	500	375	192	258	45	85	2.6
DRVA 6/160 S	160	40	330	480	192	258	45	85	2.6
DRVAL 6/125 S	125	63	500	375	292	358	45	85	3.5
DRVAL 6/160 S	160	63	500	480	292	358	45	85	3.5
DRVAL 6/200 S	200	63	500	800	292	358	45	85	3.5
DRVAL 6/250 S	250	40	330	1000	292	358	45	85	3.5
DRVAL 6/315 S	315	40	330	1260	292	358	45	85	3.5
<b><math>V_n = 2.4...7.2</math> kV</b>									
DR 6/ 1	1	40	500	2,5	162	228	45	66	1.4
DR 6/ 2	2	40	500	5	162	228	45	66	1.4
DR 6/ 4	4	40	500	10	162	228	45	66	1.4
DR 6/ 6 S	6	40	500	15	192	258	45	66	1.6
DR 6/ 10 S	10	40	500	25	192	258	45	66	1.6
DR 6/ 16 S	16	40	500	40	192	258	45	66	1.6
DR 6/ 25 S	25	40	500	62,5	192	258	45	66	1.6
DR 6/ 32 S	32	40	500	80	192	258	45	66	1.6
DR 6/ 40 S	40	40	500	100	192	258	45	66	1.6
DR 6/ 50 S	50	40	500	125	192	258	45	66	1.6
DR 6/ 63 S	63	40	500	157,5	192	258	45	66	1.6
DR 6/ 75 S	75	40	500	225	192	258	45	66	1.6
DR 6/100 S	100	40	500	300	192	258	45	66	1.6
<b><math>V_n = 4.8...7.2</math> kV</b>									
DR 10/ 6 S	6	63	1000	15	292	358	45	66	2.4
DR 10/ 10 S	10	63	1000	25	292	358	45	66	2.4
DR 10/ 16 S	16	63	1000	40	292	358	45	66	2.4
DR 10/ 25 S	25	63	1000	62,5	292	358	45	66	2.4
DR 10/ 32 S	32	63	1000	80	292	358	45	66	2.4
DR 10/ 40 S	40	63	1000	100	292	358	45	66	2.4
DR 10/ 50 S	50	63	1000	125	292	358	45	66	2.4
DR 10/ 63 S	63	63	800	157,5	292	358	45	66	2.4
DR 10/ 75 S	75	63	800	225	292	358	45	66	2.4
DR 10/100 S	100	63	800	300	292	358	45	66	2.4
DRVAL 10/100 S	100	63	1600	300	442	508	45	85	5.0
DRVAL 10/125 S	125	63	1300	375	442	508	45	85	5.0
DRVAL 10/160 S	160	63	1300	480	442	508	45	85	5.0
DRVAL 10/200 S	200	63	500	800	442	508	45	85	5.0
DRVAL 10/250 S	250	40	500	1000	442	508	45	85	5.0
DRVAL 10/315 S	315	40	500	1260	442	508	45	85	5.0
DRVAL 10/400 S	400	20	300	1600	442	508	45	85	5.0
DRVAL 10/500 S	500	20	300	1750	442	508	45	85	5.0
<b><math>V_n = 7.2...12</math> kV</b>									
DRVA 10/125 S	125	63	500	375	292	358	45	85	3.5
DRVA 10/160 S	160	40	500	480	292	358	45	85	3.5
DRVA 10/200 S	200	40	500	800	292	358	45	85	3.5



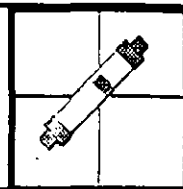
# FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE ALTA TENSION Y ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SERVICIO INTERIOR E INTEMPERIE

TIPO	CORRIENTE	CAPACIDAD INTERRUPTIVA		CORRIENTE MINIMA	DIMENSIONES				PESO
	NOMINAL $I_n$ A	$I_1$ kA	MVA	DE INTERRUCCION $I_3$ A	e mm	L mm	$\varnothing_1$ mm	$\varnothing_2$ mm	kg
<b><math>V_n = 12...17.5</math> KV</b>									
DR 15 / 1	1	31.5	1000	2,5	162	228	45	66	2.2
DR 15 / 2	2	31.5	1000	5	162	228	45	66	2.2
DR 15 / 4	4	31.5	1000	10	162	228	45	66	2.2
DR 15 / 6 S	6	31.5	1000	15	292	358	45	66	2.4
DR 15 / 10 S	10	31.5	1000	25	292	358	45	66	2.4
DR 15 / 16 S	16	31.5	1000	40	292	358	45	66	2.4
DR 15 / 25 S	25	31.5	1000	52,5	292	358	45	66	2.4
DR 15 / 32 S	32	31.5	1000	80	292	358	45	66	2.4
DR 15 / 40 S	40	31.5	1000	100	292	358	45	66	2.4
DR 15 / 50 S	50	31.5	650	125	292	358	45	66	2.4
DR 15 / 63 S	63	31.5	650	157,5	292	358	45	66	2.4
DRVA 15 / 75 S	75	20	800	225	292	358	45	85	3.5
DRVA 15 / 100 S	100	20	800	300	292	358	45	85	3.5
DRL 15 / 6 S	6	80	2000	15	442	508	45	66	3.3
DRL 15 / 10 S	10	80	2000	25	442	508	45	66	3.3
DRL 15 / 16 S	16	80	2000	40	442	508	45	66	3.3
DRL 15 / 25 S	25	80	2000	62,5	442	508	45	66	3.3
DRL 15 / 32 S	32	80	2000	80	442	508	45	66	3.3
DRL 15 / 40 S	40	80	2000	100	442	508	45	66	3.3
DRL 15 / 50 S	50	80	1600	125	442	508	45	66	3.3
DRL 15 / 63 S	63	40	1000	157,5	442	508	45	66	3.3
DRVAL 15 / 75 S	75	63	2000	225	442	508	45	85	5.0
DRVAL 15 / 100 S	100	63	1600	300	442	508	45	85	5.0
DRVAL 15 / 125 S	125	40	1600	375	442	508	45	85	5.0
DRVAL 15 / 160 S	160	40	1000	480	442	508	45	85	5.0
DRVAL 15 / 200 S	200	20	500	800	442	508	45	85	5.0
DRVALL 15 / 200 S	200	25	750	800	537	603	45	85	5.5
<b><math>V_n = 20...25.8</math> KV</b>									
DR 20 / 1	1	40	1600	2,5	280	346	45	66	3.1
DR 20 / 2	2	40	1600	5	280	346	45	66	3.1
DR 20 / 4	4	40	1600	10	280	346	45	66	3.1
DR 20 / 6 S	6	40	1600	15	442	508	45	66	3.3
DR 20 / 10 S	10	40	1600	25	442	508	45	66	3.3
DR 20 / 16 S	16	40	1600	40	442	508	45	66	3.3
DR 20 / 25 S	25	40	1600	62,5	442	508	45	66	3.3
DR 20 / 32 S	32	40	1600	80	442	508	45	66	3.3
DR 20 / 40 S	40	40	1600	100	442	508	45	66	3.3
DR 20 / 50 S	50	25	1000	125	442	508	45	66	3.3
DR 20 / 63 S	63	25	1000	157,5	442	508	45	66	3.3
DRVA 20 / 63 S	63	40	1600	157,5	442	508	45	85	5.0
DRVA 20 / 75 S	75	25	1000	225	442	508	45	85	5.0
DRVA 20 / 100 S	100	25	1000	300	442	508	45	85	5.0
DRVA 20 / 125 S	125	20	800	375	442	508	45	85	5.0
DRVA 20 / 160 S	160	20	800	480	442	508	45	85	5.0
DRVAL 20 / 125 S	125	40	1600	375	537	603	45	85	5.5
DRVAL 20 / 160 S	160	25	1000	480	537	603	45	85	5.5

⚡ SOLO HASTA 13.8 KV

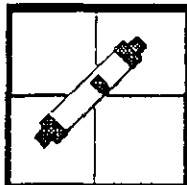
2/4

# FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE ALTA TENSION Y ALTA CAPACIDAD DE INTERRUPTIVA SERVICIO INTERIOR E INTEMPERIE



TIPO	CORRIENTE	CAPACIDAD INTERRUPTIVA		CORRIENTE MINIMA	DIMENSIONES				PESO
	NOMINAL $I_n$ A	$I_1$ kA	MVA	DE INTERRUPCION $I_3$ A	e mm	L mm	$\varnothing_1$ mm	$\varnothing_2$ mm	kg
<b><math>V_n = 30...38</math> KV</b>									
DR 30 / 1	1	31.5	2000	2,5	433	499	45	66	4.0
DR 30 / 2	2	31.5	2000	5	433	499	45	66	4.0
DR 30 / 4	4	31.5	2000	10	433	499	45	66	4.0
DR 30 / 6 S	6	31.5	2000	15	537	603	45	66	4.2
DR 30 / 10 S	10	31.5	2000	25	537	603	45	66	4.2
DR 30 / 16 S	16	31.5	2000	40	537	603	45	66	4.2
DR 30 / 25 S	25	31.5	2000	62,5	537	603	45	66	4.2
DR 30 / 32 S	32	31.5	2000	80	537	603	45	66	4.2
DR 30 / 40 S	40	31.5	2000	100	537	603	45	66	4.2
DR 30 / 50 S	50	31.5	1600	125	537	603	45	66	4.2
DR 30 / 63 S	63	16	1000	157,5	537	603	45	66	4.2
DRVA 30 / 75 S	75	20	2000	225	537	603	45	85	5.5
DRVA 30 / 100 S	100	20	2000	300	537	603	45	85	5.5

Características eléctricas de acuerdo a las normas IEC 282.1 y NOM-J-149



# FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE ALTA TENSION Y ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SERVICIO INTERIOR E INTERRUPCIÓN

## Selección de fusibles para protección de transformadores:

- 1.- Determine la tensión de operación.
- 2.- Determine la capacidad en kVA del transformador
- 3.- Encuentre la corriente nominal ( $I_n$ ) del fusible en la tabla, en el punto de cruce entre la tensión nominal y la potencia del transformador.

Potencia en kVA	Tensión de operación en kV													
	2.4	4.16	5.8	7.2	13.2	13.8	15	17.5	23	25.8	34.5	36		
15	10	4	4	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Fusible sin percutor (1, 2 y 4 A)
30	16	10	10	4	2	2	2	1	1	1	1	1	1	
45	25	16	10	10	4	4	4	2	2	2	1	1	1	
75	40	25	25	16	6	6	6	4	4	4	2	2	2	
112.5	63	32	32	25	10	10	10	10	6	6	4	4	4	Fusible normal con percutor (desde 4 A)
150	75	40	40	25	16	16	16	10	10	6	5	4	4	
225	125	63	63	40	25	25	25	16	16	10	10	10	10	
300	160	100	75	50	32	25	25	25	16	16	10	10	10	
400	200	125	100	75	40	40	32	32	25	25	16	16	16	
500	250	160	125	100	50	40	40	32	25	25	16	16	16	
750	400	200	200	125	75	63	63	50	40	40	25	25	25	
1000	500	315	250	160	100	100	100	75	50	50	40	32	32	
1250	2x315	400	315	200	125	125	100	100	63	63	50	40	40	
1500	==	500	400	250	160	125	125	100	75	75	50	50	50	
2000	==	2x315	500	400	200	160	160	160	100	100	75	75	75	
2500	==	==	2x315	400	2x125	200	200	200	125	125	100	100	100	
3000	==	==	==	500	2x160	2x160	2x125	200	160	160	100	100	100	
3750	==	==	==	2x315	2x200	2x160	2x160	2x125	2x100	2x100	2x63	2x63	2x63	2 fusibles por fase
5000	==	==	==	==	==	==	2x200	2x200	2x160	2x125	2x100	2x75	2x75	
7500	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	Interruptor de potencia
10000	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	

### CORRIENTE NOMINAL $I_n$ EN AMPERES DEL FUSIBLE

- 4.- Para casos no considerados en la tabla, calcule la corriente del fusible empleando la siguiente fórmula:

$$I_n = 1.155 \times \frac{\text{kVA}}{\text{kV}}$$

- 5.- Del cálculo anterior, seleccione el valor superior más próximo de entre los siguientes valores nominales de corriente de fusibles ( $I_n$ ):

### CORRIENTES NORMALIZADAS PARA FUSIBLES ( $I_n$ )

1 2 4 6 10 16 25 32 40 50 63 75 100 125 160 200 250 315 400 500 Amperes

-- 30 ... 38 kV	-----		
-- 20 ... 25.8 kV	-----		
-- 12 ... 17.5 kV	-----		
-- 2.4 ... 7.2 kV	-----		

- 6.- Consulte las Guías de selección de fusibles y determine el tipo a usar.
- 7.- Para mayores detalles consulte el Boletín Técnico 201



# Introducción:

Los fusibles limitadores de corriente DRIWISA<sup>2</sup> son dispositivos de alta capacidad interruptiva, para protección contra corto-circuito en redes de alta tensión, proporcionan protección contra los daños térmicos y dinámicos que ocurrirán en caso de corto-circuito si no se dispone de esta protección, gracias a su respuesta y a la característica de limitación de corriente de corto-circuito a los valores previstos en el diseño del fusible, al interrumpir la corriente de corto-circuito antes de que el primer semiciclo de la onda de corriente llegue a su valor máximo natural (figuras 4 y 5).

Son fusibles del tipo de respaldo (back-up fuse-links), según las definiciones de las normas IEC-281.1 y NOM-J-149.

Los fusibles de alta tensión y alta capacidad interruptiva DRIWISA<sup>2</sup> están fabricados según las normas IEC 282.1, DIN 43625, VDE 0670 parte 4 y NOM-J-149.

Su principal aplicación la encuentran al emplearse como elementos de protección independientes instalados en bases portafusible tipos **SP**, **DSP**, **EFS** o **DFS** o en combinación con contactores de vacío o desconectores eléctricos tipos **LDTP** o **LFST** o en cuchillas desconectoras sin carga tipos **DTP** o **FST** para la protección de transformadores, motores, bancos de capacitores, cables, líneas y otros equipos de alta tensión en subestaciones y redes. Para mayor referencia consulte las secciones correspondientes del catálogo.

Los fusibles DRIWISA<sup>2</sup> son los únicos en México que cuentan con protocolos de prueba de capacidad interruptiva conforme a las especificaciones de normas IEC, DIN, VDE y NOM, realizados en los internacionalmente reconocidos laboratorios de la KEMA, en Holanda, avalando su confiabilidad.

## Programa de fabricación:

La línea de fusibles DRIWISA<sup>2</sup> cubre la gama desde 2.4 hasta 38 kV, con corrientes nominales como se describe en la tabla 1, mediante las series DR, DRVA, DRL y DRVAL, fabricados en las siguientes versiones:

Para servicio interior:	tipos:	DR.....S DRL.....S DRVA.....S DRVAL.....S	terminación ...S
Para servicio intemperie:	tipos:	DR.....SF DRL.....SF DRVA.....SF DRVAL.....SF	terminación ....SF
Para bancos de capacitores (servicio interior) (En tensiones hasta 7.2 kV, series 6 y 10)	tipos:	DR.....SK DRVA.....SK	terminación ....SK
Para transformadores de potencial:	tipos:	DR.....	sin terminación

CORRIENTE NOMINAL (A)	TENSIONES NOMINALES MAXIMAS (kV)				
	4.8	7.2	17.5	25.8	38
1		•	•	•	•
2		•	•	•	•
4		•	•	•	•
6		•	•	•	•
10		•	•	•	•
16		•	•	•	•
25		•	•	•	•
32		•	•	•	•
40		•	•	•	•
50		•	•	•	•
63		•	•	•	•
75		•	•	•	•
100		•	•	•	•
125	•	•	•	•	
160	•	•	•	•	
200	•	•	•		
250	•	•			
315	•	•			
400		•			
500		•			

Tabla 1  
Programa de fabricación de fusibles limitadores de corriente DRIWISA<sup>2</sup>

## Diseño y construcción:

El diseño de los fusibles contempla un sistema de varias cámaras de arqueo en serie, en cada una de las cuales se extingue una parte del arco voltáico producido al fusionarse y/o evaporarse los elementos fusible.

Los elementos fusible, formados por una o varias cintas de plata con pureza del 99.9%, son enrollados uniformemente sobre un cuerpo portacintas en forma de estrella (cuerpo estrella) construido con un material cerámico de gran resistencia térmica y mecánica (estearita), de acuerdo al diseño de cada fusible en particular.

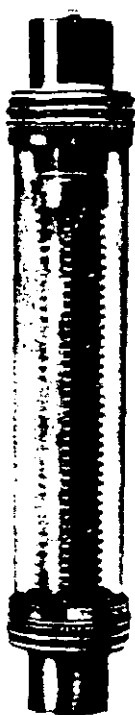
Debido a su diseño con bordes dentados, el cuerpo estrella garantiza la posición segura y firme de cada elemento fusible. El conjunto de cuerpo estrella con los elementos fusible es introducido a su vez en un tubo de porcelana que constituye el cuerpo cilíndrico del fusible, formando las cámaras de arqueo en serie (figura 1).

En cada una de las cámaras de arqueo se inicia, se desarrolla y se extingue una parte del arco producido durante la fusión y/o evaporación de los elementos fusible al ocurrir un corto-circuito, como se describe más adelante. Así el proceso de fusión e interrupción se lleva a cabo sin la influencia de otros factores externos.

Los elementos fusible tienen una serie de perforaciones de precisión regularmente espaciadas a todo lo largo, calibradas de acuerdo a las características de cada fusible y que constituyen una reducción en la sección transversal de conducción. Es en estos puntos donde se inicia la fusión y se establece el arco voltáico al ocurrir un corto-circuito durante la primera parte de la onda de la corriente. El tipo y número de cintas de plata conectadas en paralelo depende de la corriente nominal del fusible.

Es de acuerdo a lo anterior como se asegura la distribución uniforme del arco y de la tensión resultante al operar el fusible. La alta capacidad interruptiva y la amplia gama de corrientes nominales disponibles se debe principalmente a estas características de diseño, permitiendo disipar la energía térmica generada durante el proceso de fusión y/o evaporación en forma uniformemente distribuida.

El interior del fusible se rellena con arena sílica de formulación y granulometría específicas, proporcionando así el medio adecuado para el enfriamiento y extinción del arco voltáico mediante la absorción y disipación del calor generado y la condensación y solidificación del metal evaporado.



DW-2009

Figura 1      Figura 2

Interior de un fusible DRIWISA antes y después de haber interrumpido una corriente de corto-circuito

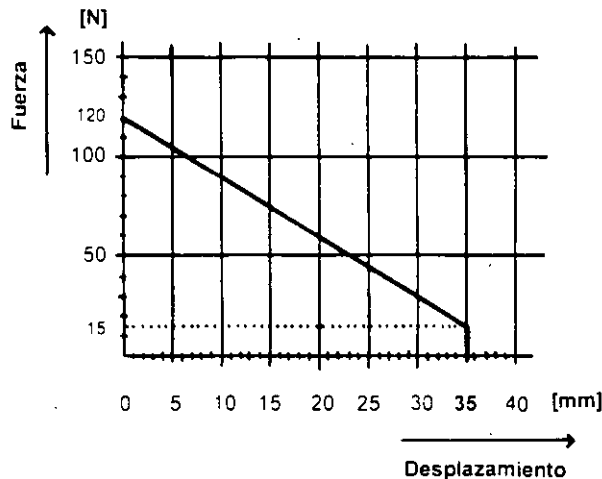
La figura 2 muestra un fusible después de haber operado, donde se aprecian los elementos de cintas fundidos en cada cámara, distribuidos uniformemente y segmentos de cinta intactos en los puntos de transición de una cámara de arqueo a otra.

El arco voltáico se inició en el centro de cada cámara donde se presentan los elementos fundidos más gruesos, que van siendo más pequeños a medida que se acercan a los tabiques que separan a una cámara de otra, demostrando la característica de interrupción en forma distribuida. Los restos de cinta intacta en los puntos de transición indican la disponibilidad de una capacidad interruptiva adicional en el fusible.

Los extremos del fusible cuentan con casquillos de cobre electrolítico con baño de plata a los cuales se conectan por el interior los extremos de las cintas de plata.

En los tipos con terminaciones **..S** y **...SF**, se dispone de un indicador mecánico de operación mediante un sistema de energía almacenada en un mecanismo de resorte precargado con un perno percutor que emerge por uno de los extremos al fundirse el fusible con una fuerza de 120 N (12 kg-fuerza) y un recorrido de 35 mm.

Conforme a las clasificaciones de las normas IEC y NOM, estas características del perno percutor de los fusibles DRIWISA<sup>3</sup> lo ubican como del tipo pesado (fuerte) y pruebas exhaustivas han demostrado que es capaz de activar los mecanismos de apertura automática de desconectores eléctricos marca DRIWISA<sup>3</sup> o de otros fabricantes aun en condiciones críticas, en casos tales como mecanismos atascados después de un largo período sin haber sido operados, sobreponiéndose a la fricción y resistencia por la presencia de polvo, suciedad, herrumbre en goznes o falta de lubricación. La figura 3 muestra la característica fuerza-desplazamiento del indicador mecánico.



DW-2903

Figura 3

Diagrama de fuerza-desplazamiento del perno percutor de fusibles DRIWISA<sup>3</sup>

Los fusibles DRIWISA<sup>3</sup> operan satisfactoriamente en cualquier posición de montaje.

En todos los casos se emplea resina epóxica como sello entre los casquillos y el tubo de porcelana, asegurando un sellado sólido de gran resistencia y larga vida, a prueba de agua y resistente a las condiciones atmosféricas más severas y extremas. En los fusibles para intemperie se emplea adicionalmente una soldadura especial entre las tapas y los casquillos para brindar un sellado óptimo.

En instalaciones con alto grado de humedad, zonas costeras, tropicales o semi-tropicales y lluviosas se recomienda el empleo de fusibles para uso a la intemperie (tipos... **SF**) aun en interiores.

Así mismo su empleo es requerido en instalaciones cercanas a calderas, cámaras frigoríficas, invernaderos, etc. o en instalaciones marinas, tales como barcos o plataformas de exploración o explotación petrolera.

En cuanto a sus características eléctricas, dimensionales y mecánicas (diámetros, longitudes, fuerza de operación del perno percutor, etc.) los fusibles DRIWISA<sup>3</sup> están fabricados conforme a las normas IEC 282.1, DIN 43625, VDE 0670 parte 4 y NOM-J-149. Para mayores detalles consulte la guía de selección del catálogo que contiene las especificaciones y datos eléctricos y mecánicos.

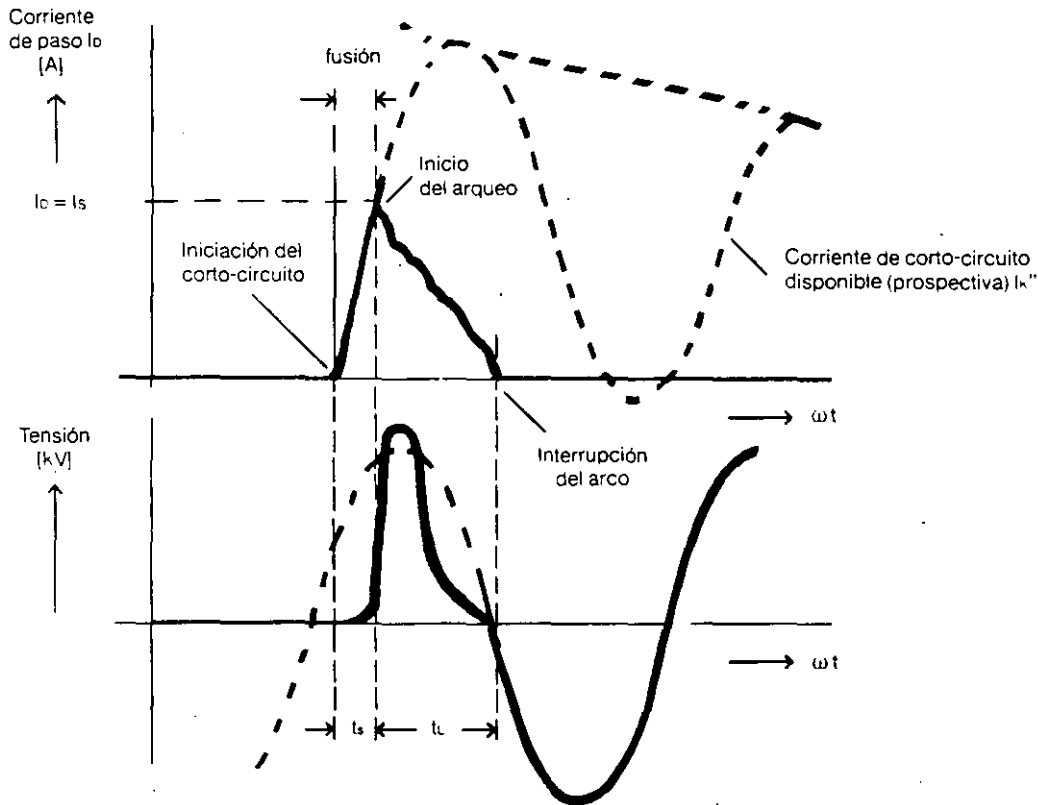
## Operación:

### Principio de operación:

Al ocurrir una condición de corto-circuito en una red eléctrica, se producen efectos térmicos y dinámicos muy apreciables a causa de las elevadas magnitudes que alcanza la corriente. La interrupción de estas corrientes en el menor tiempo posible es de suma importancia puesto que se evitan o cuando menos se minimizan los daños ocasionados por el sobrecalentamiento de partes conductoras y por los esfuerzos dinámicos.

Los fusibles limitadores de corriente y de alta capacidad interruptiva DRIWISA<sup>3</sup> son empleados para la protección contra corrientes de corto-circuito. Su importancia radica en el efecto limitador de corriente que es la capacidad de los fusibles para interrumpir la corriente de corto-circuito antes de que alcance su valor pico máximo, al limitar el valor de la corriente de paso lo al valor de la corriente de ruptura o corriente de fusión  $I_b$  que es considerablemente menor que la corriente de corto-circuito no limitada (corriente prospectiva)  $I_{sc}$  mostrada en la figura 4 con línea punteada y que corresponde a la corriente de corto-circuito disponible en el punto donde ocurre la falla.

La figura 4 muestra el comportamiento de la corriente y la tensión durante un corto-circuito y el proceso de interrupción.



DW-2902

- $I_k''$  corriente prospectiva de corto-circuito (en caso de no existir fusible) (valor rms o eficaz)
- $I_s$  corriente de fusión (valor pico)
- $I_b$  corriente de paso (valor pico)
- $I_b = I_s$  corriente de corto-circuito limitada por el fusible
- $t_s$  tiempo de pre-arqueo (tiempo de fusión)
- $t_t$  tiempo de arqueo

Figura 4  
Proceso de interrupción de corriente de corto-circuito en un fusible limitador de corriente

Al iniciarse el corto-circuito, una mínima resistencia se opone a la circulación de corriente de paso  $I_b$  por lo que ésta incrementa a la par de  $I_k''$ , iniciándose el proceso de elevación de temperatura en los elementos fusible (cintas de plata). Al llegar al valor  $I_s$ , (corriente de ruptura o corriente de fusión del fusible) los elementos fusible se funden y/o evaporan e interrumpen el circuito en varios puntos, apareciendo múltiples arcos voltáicos, cuya longitud se va incrementando rápidamente al fundirse y/o evaporarse más material. La tensión se incrementa bruscamente a partir del momento de la fusión hasta llegar a un máximo (tensión de interrupción) y la corriente se limita al valor  $I_s$ , iniciándose a partir de este momento un proceso de disminución.

El efecto limitador es por lo tanto el resultado de la inserción de la resistencia de los arcos voltáicos en varios puntos a partir de la fusión.

Al enfriarse los arcos por efecto de la arena circundante se reduce consecuentemente la conductividad y por lo tanto, la resistencia a la circulación de corriente aumenta rápidamente. La corriente disminuye gradualmente al mismo tiempo que la tensión. Cerca del siguiente paso por cero de la tensión, se extinguen los arcos voltáicos y la corriente queda interrumpida totalmente. Los eventos descritos suceden dentro del primer semiciclo de la corriente de corto-circuito, es decir en menos de 8 a 10 milisegundos.

La formación de múltiples arcos voltáicos a lo largo del fusible como consecuencia del diseño especial de los fusibles DRIWISA<sup>®</sup> da como resultado una distribución uniforme de la tensión y de la gran cantidad de energía (calor) producida durante este breve proceso, sin posibilidades de reignición del arco.

La figura 5 muestra la característica de limitación de corriente de los fusibles DRIWISA<sup>®</sup> indicando el valor máximo de la corriente de paso  $I_b$  igual a la corriente de fusión  $I_s$ , respecto al valor eficaz (rms) de la corriente de corto-circuito prospectiva ( $I_k''$ ) para fusibles desde 6 hasta 500 A.

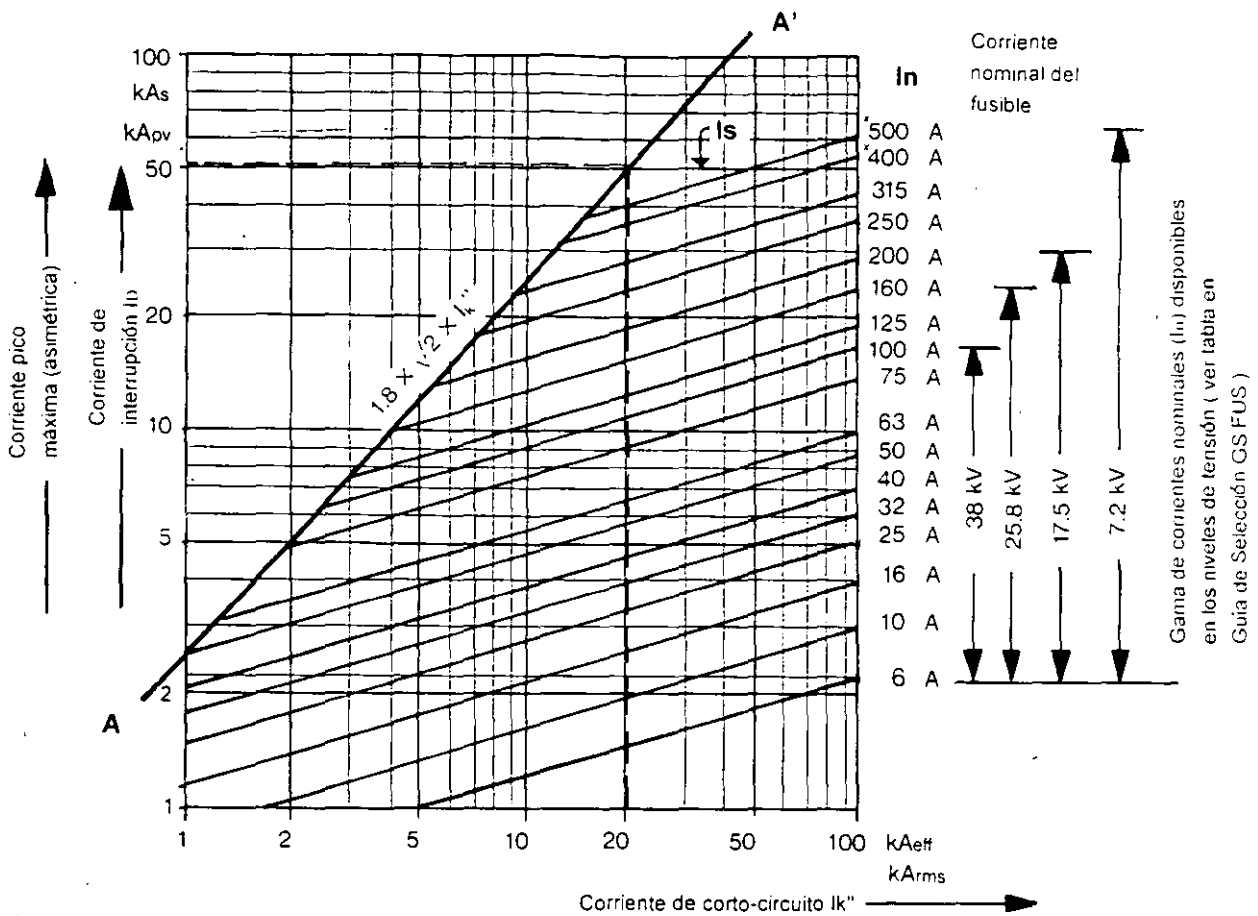


Figura 5

Diagrama de corriente máxima de paso  $I_0$  referida a la corriente prospectiva de corto-circuito  $I_k''$ .

La línea A-A' representa la corriente pico asimétrica máxima que se presentaría en el circuito para cada valor de la corriente prospectiva de corto-circuito simétrica  $I_k''$  (valor rms o eficaz) en caso de no existir el fusible.

El valor  $1.8 \times \sqrt{2}$  corresponde al máximo valor de asimetría posible en la red para la primera fase en interrumpir, que representa la condición más crítica.

Las líneas correspondientes a cada valor de corriente nominal de los fusibles marcan la corriente de paso  $I_0$  máxima (correspondiente a la corriente de fusión  $I_s$ ) en función de la corriente de corto-circuito prospectiva  $I_k''$  (valor rms o eficaz).

Por ejemplo, para una corriente prospectiva de corto-circuito  $I_k'' = 20 \text{ kA}_{rms}$  en caso de no existir un fusible limitador, se presentaría una corriente de paso  $I_0 = 1.8 \times \sqrt{2} \times 20 \text{ kA} = 50.9 \text{ kA}_{pico}$ . Con un fusible de 32 A se limita este valor a sólo  $I_0 = I_s = 4 \text{ kA}_{pico}$ , con un tiempo de operación menor a 10 milisegundos (figura 7).

Es evidente que para corrientes bajas, para las cuales el tiempo de fusión es largo (incluso de más de un ciclo), el fusible no actúa como limitador de corriente. Los fusibles presentarán la característica de limitación de corriente a partir de un valor de corriente circulante tal que  $I_{0pico}$  sea igual a  $I_s$ . A partir de este nivel de corriente de umbral, el fusible operará como limitador (a la derecha de la línea AA' de la figura 5).

El punto donde se une la línea correspondiente a  $I_s$  de cada fusible con la recta AA' define sobre el eje de las abscisas (eje X) el valor de corriente de corto-circuito a partir del cual el fusible opera como limitador de corriente. Si la corriente de corto-circuito es menor, el fusible no operará como limitador. Por ejemplo, un fusible de 75 A, operará como limitador a partir de aproximadamente 2000 A de corto-circuito.

### Corriente nominal ( $I_n$ ):

La corriente nominal de un fusible corresponde al valor máximo de corriente que el fusible puede conducir por tiempo indefinido sin llegar a la fusión y que genera una cantidad de calor tal que el fusible puede disipar satisfactoriamente.

### Corriente máxima de interrupción ( $I_1$ ), capacidad interruptiva:

La corriente máxima de interrupción  $I_1$ , corresponde a la máxima intensidad de corriente corto-circuito que un fusible es capaz de interrumpir con seguridad y es del orden de varias decenas de kA.

La corriente máxima de desconexión de los fusibles DRWISA<sup>1</sup> está muy por encima de las corrientes de corto-circuito comúnmente disponibles en las redes eléctricas. Se recomienda sin embargo, verificar la corriente o la potencia de corto-circuito de la red al hacer la selección de un fusible.

En las guías de selección correspondientes se especifica la corriente máxima de interrupción y la capacidad interruptiva expresada en MVA para cada tipo de fusible.

Cuando se especifica la potencia de corto-circuito en lugar de la corriente, la relación entre ellas se deduce de la siguiente fórmula:

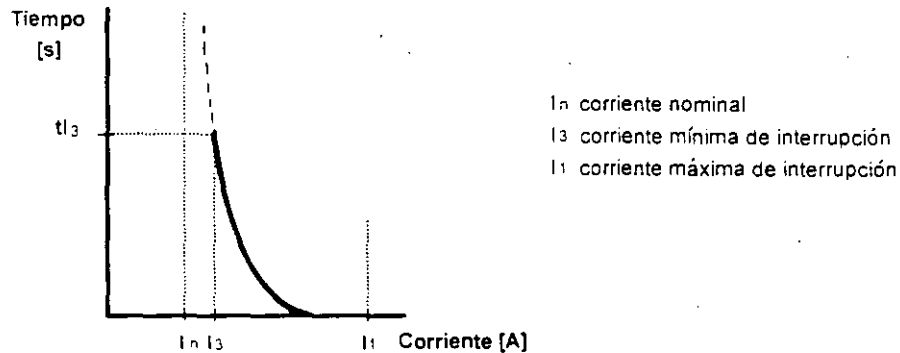
$$P_{\text{corto circuito}} = kV_{\text{red}} \times kA_{\text{corto-circuito}} \times \sqrt{3}$$

### Corriente mínima de interrupción ( $I_3$ ):

Para valores por encima de  $I_n$ , los tiempos de fusión son muy largos y van disminuyendo a medida que la corriente es mayor (figura 6). En este rango, la capacidad de disipación de calor es menor que la cantidad de calor generado en el interior, por lo que se presentan esfuerzos térmicos severos que pueden dañar al fusible.

A medida que la corriente es mayor, los tiempos de fusión son más reducidos y se llega a un punto tal que la fusión ocurre en un lapso de tiempo relativamente corto, antes de que se presenten los esfuerzos térmicos y daños al fusible.

A este valor de corriente se le define como la corriente mínima de interrupción  $I_3$  y corresponde por lo tanto al límite inferior de la gama de corrientes que el fusible puede interrumpir satisfactoriamente.



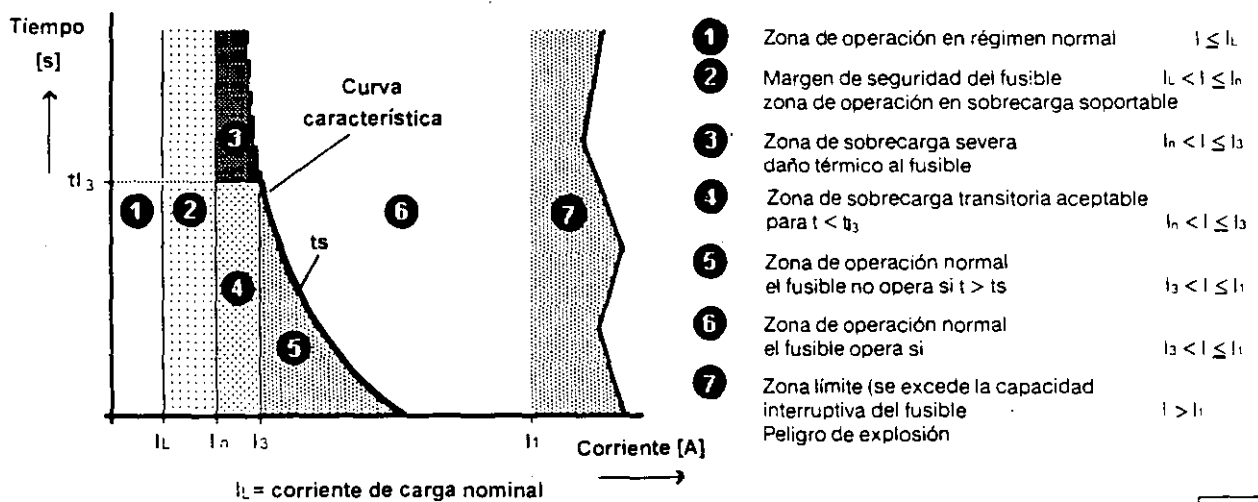
DW-2915

Figura 6  
Curva característica corriente-tiempo de un fusible limitador de corriente

Considerando lo anterior, en las curvas corriente-tiempo se define para cada tipo de fusible un valor de corriente mínima de interrupción ( $I_3$ ) por debajo del cual no es recomendable la operación durante lapsos prolongados, puesto que la corriente (sobrecorriente) no tiene una magnitud suficientemente alta para producir la fusión en forma franca y definida, pero produce un excesivo calentamiento, modificando de características de los elementos fusible y produciendo daños térmicos al cuerpo del fusible.

Por lo tanto, los fusibles limitadores de corriente no deben operar durante tiempos prolongados en el rango de corrientes superiores a la nominal ( $I_n$ ) e inferiores a la corriente mínima de interrupción ( $I_3$ ) por los motivos expuestos. Sin embargo, en el caso de corrientes altas, superiores a  $I_3$ , es decir en la gama de las corrientes de corto-circuito, la operación del fusible es rápida, definida y predecible.

La figura 7 muestra en forma gráfica las diferentes zonas de operación de los fusibles y las condiciones y limitaciones en cada una.

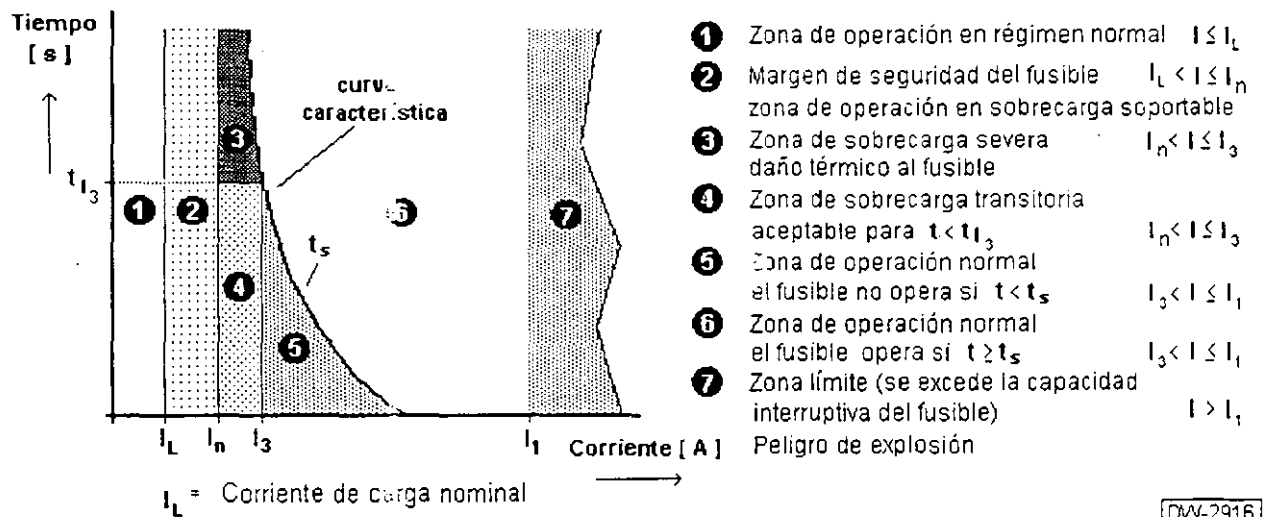


DW-2916

Figura 7  
Zonas de operación de los fusibles limitadores de corriente

## FE DE ERRATAS:

Debido a errores de impresión, algunas de las leyendas colocadas al lado derecho de la figura 7 están incompletas o invertidas, por lo que tanto la figura como las leyendas deberán quedar como sigue:



DW-2916

Figura 7  
Zonas de operación de los fusibles limitadores de corriente

Aún cuando el proceso de fusión está basado en leyes y principios físicos conocidos, cuando se presentan corrientes superiores a  $I_n$  (sobrecorrientes) durante lapsos mayores al tiempo de respuesta correspondiente a  $I_3$  ( $t_{I_3}$ ) o bien sobrecorrientes de tipo intermitente, se presentan dificultades en su análisis y evaluación, ya que depende de su magnitud y duración, como de los períodos entre estas sobrecorrientes, durante los cuales el fusible retorna a un régimen normal o incluso al estado frío.

Si una sobrecorriente permanece durante un tiempo relativamente largo para después cesar, puede iniciarse la fusión o llegar al estado de amalgamamiento con una alta elevación de temperatura debido a la disipación de energía durante ese lapso, modificando por lo tanto en forma sustancial las características de los elementos fusible, los cuales al verse sometidos posteriormente a un nuevo régimen de sobrecorriente o a un corto-circuito, responderán de manera diferente a la característica normal, produciendo en el primero caso calentamientos o interrupciones inexplicables y en el segundo una respuesta fuera de especificación.

Consultando las figuras 8 y 9 que muestran la característica corriente-tiempo de los fusibles DRIWISA<sup>®</sup> para la gama de corrientes nominales disponibles en el programa de fabricación, se observa que la corriente mínima de interrupción  $I_3$  (inicio de la línea punteada) para fusibles con corrientes nominales hasta de 63 A, es aproximadamente 2.5 veces la corriente nominal  $I_n$  del fusible. Para corrientes nominales mayores a 63 A, la corriente mínima de interrupción  $I_3$  es del orden de 3 veces la corriente nominal  $I_n$  del fusible, mientras que para fusibles de corrientes nominales de 200 A y mayores corresponde a 4 veces la corriente nominal  $I_n$ .

## Selección de la corriente nominal ( $I_n$ ):

Para evitar la operación del fusible en el rango de sobrecarga, se selecciona la corriente nominal  $I_n$  del fusible con un factor de sobredimensionamiento de acuerdo al equipo a proteger, que por ejemplo, en el caso de transformadores es de 1.6 a 2 veces la corriente de nominal en el circuito. Así el fusible podrá soportar las corrientes de magnetización (inrush) y operar aún cuando el transformador trabaje en régimen de sobrecarga sin que el fusible se vea sometido a tal régimen, debido a que la capacidad térmica del transformador es mucho mayor que la del fusible.

Aplicando este factor se podrá coordinar la protección con otros dispositivos tales como relevadores de protección de sobrecorriente, falla de fase, etc. y elementos de protección en el lado de baja tensión, por ejemplo, fusibles, interruptores termomagnéticos y otras protecciones. Cualquier corriente superior a  $I_3$ , será interrumpida en un tiempo no mayor al de 10 a 100 seg., según la curva correspondiente de las figuras 8 y 9. Para una información más amplia sobre la protección de transformadores, consulte el Boletín Técnico 201.

En la protección de motores se siguen criterios similares, descritos en el Boletín Técnico 202, mientras que la protección de capacitores se explica en el Boletín 203. Para los casos de líneas y cables se recomienda consultar el Boletín 204.

## Curvas características corriente-tiempo:

Las gráficas de las figuras 8 y 9 corresponden a las curvas de comportamiento corriente-tiempo de los fusibles DRIWISA<sup>®</sup> y representan las curvas de respuesta a partir del estado frío, sin carga previa (preloading), a temperatura ambiente de 20 °C, con un margen de tolerancia de  $\pm 20\%$  según prescriben la normas IEC 282.1 y NOM-J-149, para tiempos de operación mayores a 0.01 seg.

La gráfica de la figura 10 corresponde a la característica  $I^2t$  (Integral de Joule) aplicable para tiempos de operación menores a 0.1 seg.

La estrecha tolerancia en la resistencia lineal de los elementos fusible y un estricto aseguramiento de la calidad durante el proceso de fabricación garantizan la repetibilidad de las curvas características.

Aplicando los factores de sobredimensionamiento y siguiendo los criterios de selección de acuerdo a la aplicación, es poco probable la ocurrencia de sobrecargas al fusible por sobrecorrientes que sobrepasen el valor de la corriente nominal  $I_n$  del fusible. Sin embargo, conforme al conocimiento que se tenga de la red, si la probabilidad de riesgo es alta, la protección contra sobrecargas que den lugar a sobrecorrientes mayores a  $I_n$  pero menores a  $I_3$  durante períodos relativamente largos, deberá proveerse por otros medios, tales como relevadores de sobrecorriente conectados a dispositivos de desconexión como interruptores o desconectores eléctricos de operación con carga. Para mayores detalles consulte el Boletín Técnico 302 y los mencionados anteriormente.



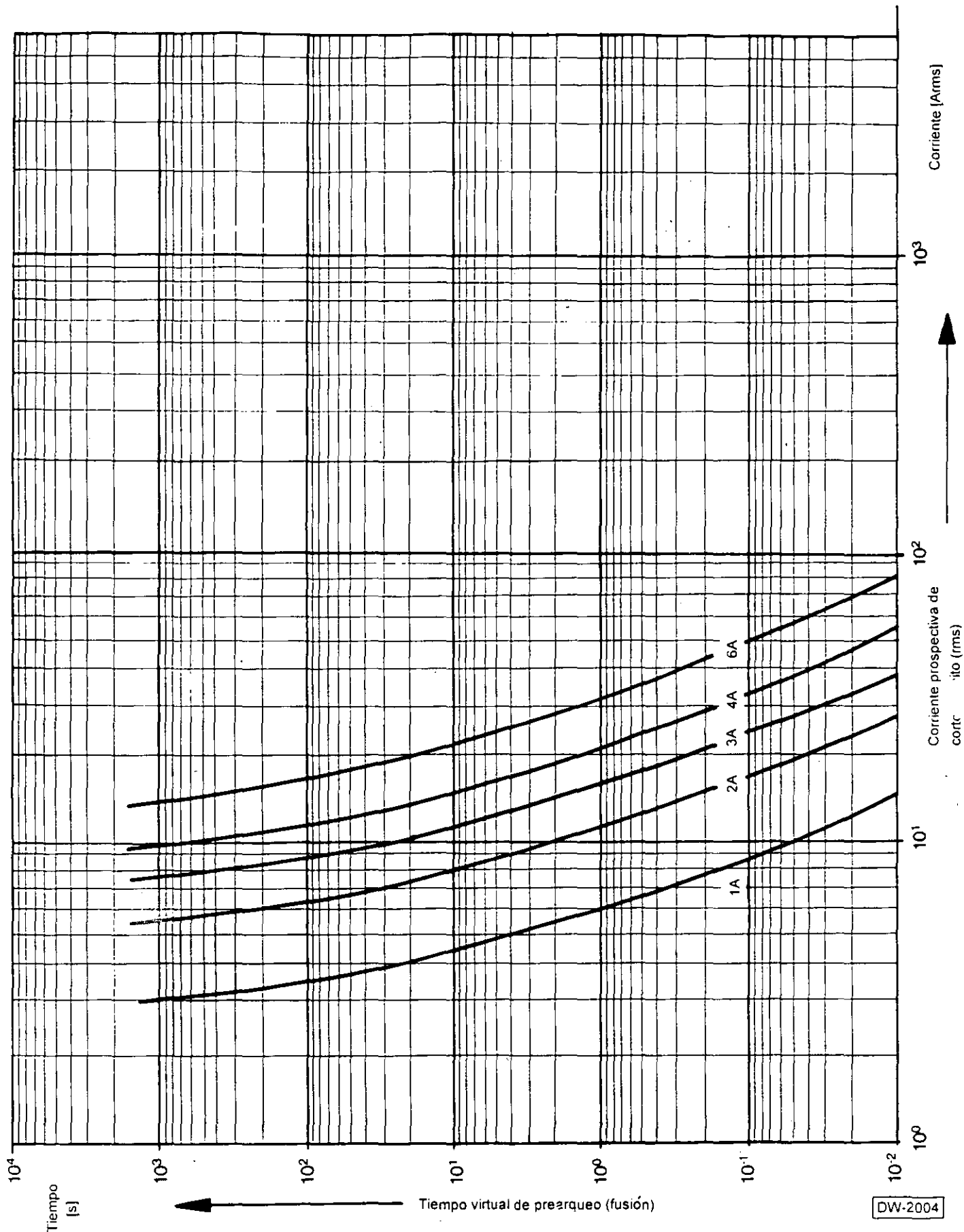
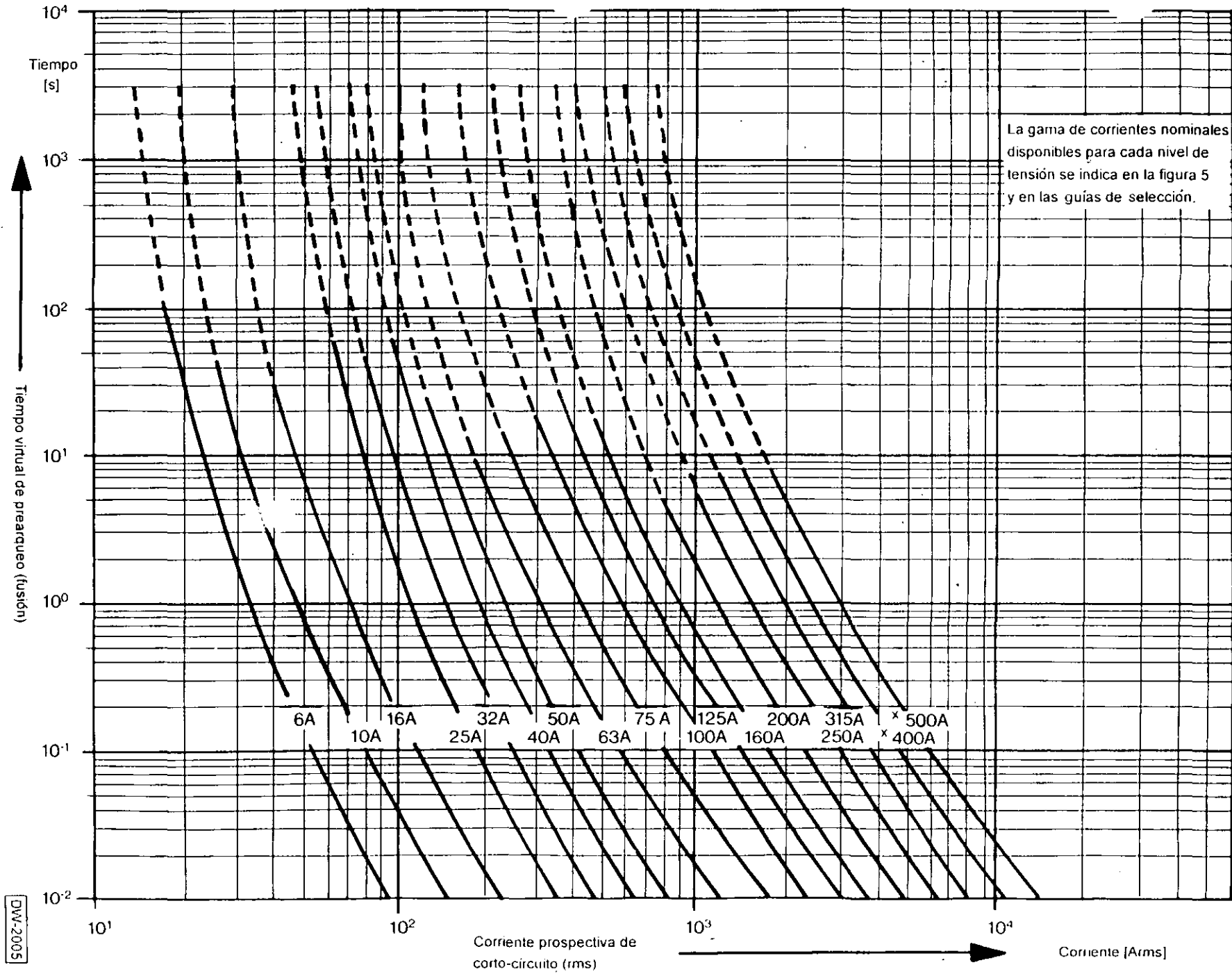


Figura 8  
Curvas características corriente-tiempo de los fusibles DRIWISA<sup>®</sup> de 1 a 6 Amperes

Figura 9  
Curvas características corriente-tiempo de los fusibles DRWISA<sup>®</sup> de 6 a 500 Amperes



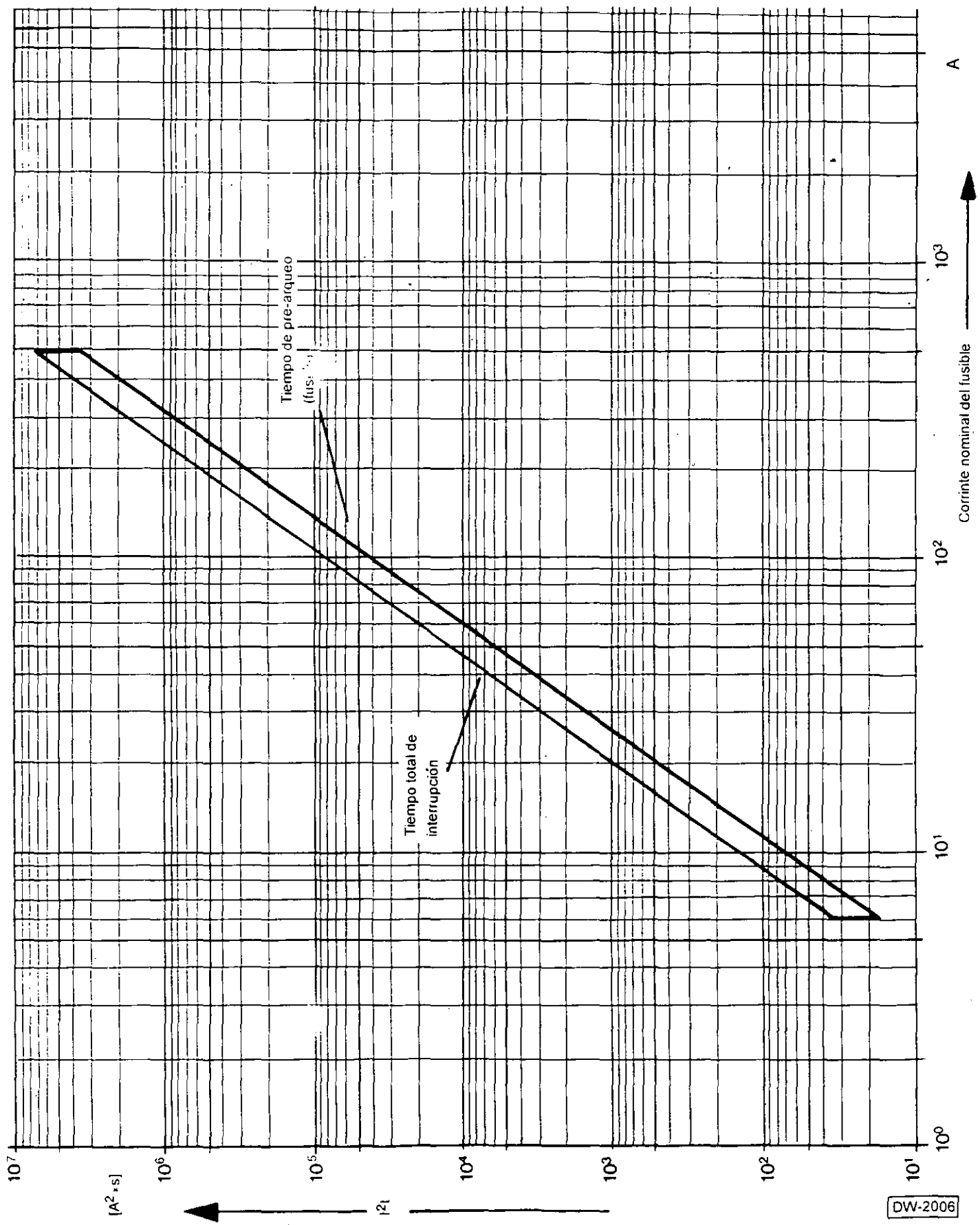
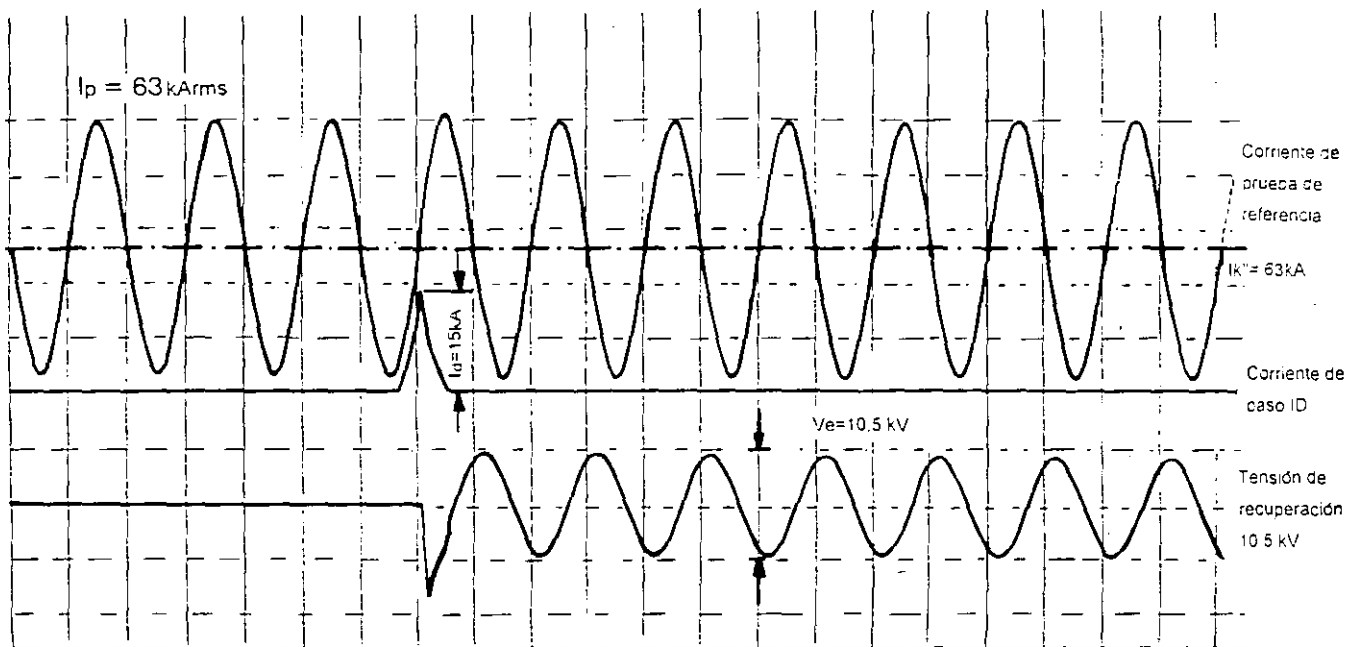


Figura 10  
 Curva característica  $I^2t$  de los fusibles DRIWISA<sup>2</sup> para tiempos de operación menores a 0.1 seg

El oscilograma de la figura 11 muestra el comportamiento característico de la corriente y la tensión durante la interrupción de un corto-circuito con un fusible DRIWISA<sup>®</sup> tipo DR10/100 S con tensión nominal máxima de 12 kV y corriente nominal de 100 A sometido a una corriente prospectiva de corto-circuito  $I_p = 63 \text{ kA}_{rms}$ .

El efecto limitador de corriente puede deducirse al observar que la corriente de paso  $I_b$  máxima alcanza un valor de 15 kA pico que corresponde a la corriente de fusión  $I_s$  del fusible, mientras que la corriente que habría circulado en el circuito de prueba, reemplazando el fusible por un conductor de muy baja resistencia, habría alcanzado el valor de 160.5 kA pico de la corriente pico asimétrica máxima ( $1.8 \times \sqrt{2} \times 63 \text{ A} = 160.5 \text{ kA}_{pico}$ ).



DW-2008

- $V_e$  Tensión de recuperación
- $I_p$  Corriente prospectiva de corto-circuito (valor rms o eficaz)
- $I_b$  Corriente de paso máxima  $I_b = I_s$  corriente de ruptura (corriente de fusión)

Figura 11

Interrupción de una corriente de corto-circuito de 63 kA<sub>rms</sub> con un fusible DR10/100S

Conforme a lo estipulado por las normas IEC 282.1, VDE 0670 parte 4 y NOM-J-149, la tensión de restablecimiento a la frecuencia del sistema ( $V_e$ ) es el 87% de la tensión nominal máxima ( $V_o$ ) del fusible. En el ejemplo mostrado en la figura 7, resulta por lo tanto:

$$V_e = 0.87 \times V_o = 0.87 \times 12 \text{ kV} = 10.5 \text{ kV}$$

## Tensión de operación ( $V_n$ ):

De especial importancia es la tensión de interrupción o tensión de maniobra que se genera durante el proceso de extinción del arco, al insertar la alta resistencia de éste e interrumpir corrientes con alto grado de inductancia. La tensión transitoria durante la interrupción no debe exceder los niveles de aislamiento, generalmente coordinados en la red, ya que provocaría problemas principalmente en el aislamiento en otros componentes del sistema, entre otros, apartarros colocados del lado de la línea. Por esta razón es importante emplear fusibles de una tensión nominal de acuerdo a la tensión de la red.

Al emplear un fusible de menor tensión nominal respecto a la tensión de la red se presentarán problemas para manejar los gradientes de crecimiento de la tensión, mientras que uno de mayor tensión nominal y consecuentemente de mayor tensión de interrupción, causaría un mayor gradiente de crecimiento de tensión y consecuentemente originaría problemas en los aislamientos de otros equipos del sistema.

En múltiples pruebas realizadas sobre fusibles DRIWISA<sup>®</sup> el valor más alto de tensión de interrupción de arco encontrado fué de  $V_U = 1.95 \times \sqrt{2} \times V_o = 2.76 \times V_o$ . Este valor es considerablemente más bajo que los admitidos por las normas (tabla 2). Consecuentemente, empleando fusibles con tensiones nominales correspondientes a la de la red, no hay peligro de provocar daños en los aislamientos en equipos conectados del lado de la carga, tales como transformadores, interruptores, subestaciones, motores, etc., evitando la operación de los apartarros.

En la tabla 2 se enlistan las tensiones de interrupción de arco máximas admisibles para fusibles de alta tensión conforme a lo estipulado por las normas IEC 282.1 (1974), VDE 0670 parte 4 y NOM-J-149.

TENSION NOMINAL DEL FUSIBLE kV rms	TENSION MAXIMA DE INTERRUPCION <sup>①</sup> kV pico	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (MEXICO) kV rms
2.75	9	2.4
3.6	12	----
5.5	18	4.16
7.2	23	6.6
8.25	26	----
12	38	----
15	47	13.8
15.5	49	----
17.5	55	----
24	75	23
25.8	81	----
36	112	34.5
38	119	----

① También definida como tensión de maniobra máxima

Tabla 2

Niveles de tensión máxima de interrupción correspondientes a la tensión nominal de los fusibles

Los fusibles DRIWISA<sup>®</sup> pueden instalarse en redes trifásicas cuya tensión de servicio no exceda la tensión nominal del fusible. En redes monofásicas la tensión de servicio no debe ser mayor al 87% de la tensión nominal del fusible.

En otros casos, la selección de la tensión del fusible debe ser tal que la tensión máxima de interrupción (tensión de maniobra) no rebase los máximos establecidos para la red (ver tabla 2).

### Aplicación con desconectadores eléctricos para operación con carga:

Empleando los fusibles limitadores de corriente en combinación con desconectadores eléctricos bajo carga DRIWISA<sup>®</sup> tipo LDTP de operación en grupo tripolar con disparo automático y disparo auxiliar, se obtiene un equipo de conexión y desconexión económico y confiable.

En este caso, los valores de la corriente mínima de interrupción la pueden considerarse más bajos (de 1.8 a 2 veces la corriente nominal  $I_n$  del fusible). Esto se debe a la respuesta del perno percutor del fusible que en el caso de ser empleado en desconectadores bajo carga, provoca el disparo del mecanismo auxiliar y la apertura de las tres fases simultáneamente.

De esta manera al reaccionar y actuar el primer fusible, opera el desconectador abriendo los tres polos, interrumpiendo la corriente de las fases restantes y que de otra manera no habría sido interrumpida sino hasta que los fusibles respectivos hubiesen actuado, quizás después de varios minutos u horas y sometidos a esfuerzos térmicos indebidos y provocando eventualmente daños al equipo protegido y evitando así mismo operación a dos fases.

Durante la interrupción de las fases restantes, el desconectador no está sujeto a grandes esfuerzos debido a que solamente interrumpe la corriente de carga nominal a la tensión de la red, o en caso de que alguno de los otros fusibles hubiese iniciado su proceso de fusión, las pequeñas corrientes de arqueo, quedando así desconectada y aislada la falla.

De acuerdo con las normas IEC y VDE, para la condición externa de operación de un desconectador bajo carga sin fusibles se especifica un factor de potencia = 0.7 inductivo ( $\cos \phi = 0.7$ ). Sin embargo, en condiciones de corto-circuito en las terminales del secundario de transformadores por ejemplo, el valor de  $\cos \phi$  puede ser considerablemente menor, del orden de 0.1.

Sin embargo empleando una combinación de fusibles con un desconectador de operación con carga DRIWISA<sup>®</sup>, éste solamente tendrá que desconectar un valor mucho menor de corriente debido a la característica de limitación de corriente de los fusibles y con un factor de potencia dentro de su rango nominal, gracias a la alta resistencia del arco en el fusible.

La utilización de fusibles con perno percutor en combinación con desconectadores eléctricos bajo carga se recomienda por sus excelentes características y comportamiento en el caso de corto-circuitos en terminales del secundario de transformadores.

Por esta razón, muchas empresas eléctricas en el mundo usan y especifican fusibles DRIWISA<sup>®</sup> con percutor para operar tripolarmente desconectadores bajo carga.

### Ventajas:

La alta capacidad interruptiva de los fusibles DRIWISA<sup>®</sup> garantiza una operación segura aún para redes con una potencia de corto-circuito alta.

La característica de limitación de corriente garantiza la reducción al mínimo de daños a la red y otros equipos debidos a los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto-circuito.

Debido a su característica corriente-tiempo relativamente lenta, los fusibles DRIWISA<sup>®</sup> empleados en la protección de transformadores o motores no presentan fusión prematura o degradación del elemento fusible si se seleccionan de acuerdo a las recomendaciones correspondientes.

El sellado de fusibles emplea resinas epóxicas para lograr gran hermeticidad contra la humedad. En los fusibles para uso intemperie, se emplea una soldadura especial entre las tapas y los casquillos para ofrecer una protección perfecta contra la humedad.

Ahorro en costos al poderse utilizar los mismos fusibles en redes que han incrementado su potencia de corto-circuito.

Los fusibles DRIWISA<sup>2</sup> son reciclables y pueden ser reparados con garantía original de fábrica por DRIESCHER Y WITTJOHANN, S.A.

Los fusibles DRIWISA<sup>2</sup> se fabrican en una amplia gama de corrientes y tensiones de operación para satisfacer cualquier necesidad.

Los fusibles DRIWISA<sup>2</sup> están estandarizados en dimensiones lo cual facilita la selección y reposición.

## Precauciones de manejo y utilización:

Las siguientes precauciones deben tomarse en consideración al manejar y utilizar fusibles:

- No debe penetrar agua o humedad al interior, ya que las altas temperaturas que se alcanzan al realizarse la fusión, provocarán la generación brusca de vapor, que al no encontrar salida rápida, da lugar a la posibilidad de explosión.
- Manéjelos con precaución y evite roturas de la porcelana o abolladuras en los casquillos. Si esto llegara a ocurrir, **NO LOS UTILICE, YA QUE SU USO ES RIESGOSO.**
- Los casquillos tienen un recubrimiento de plata para brindar excelente conductividad y asegurar un contacto eléctrico adecuado. **NO UTILICE LIJA O FIBRA PARA LIMPIAR LOS CASQUILLOS SI ESTAN SUCIOS O ENNEGRECIDOS**, ya que esto no afecta sus características de conducción eléctrica. Emplee un paño suave, ligeramente humedecido con una solución de limpiador de plata **sin materiales abrasivos.**
- No coloque etiquetas metálicas o de materiales metalizados en el cuerpo del fusible, ya que esto puede provocar arcos por el exterior, al reducirse la distancia dieléctrica entre los casquillos.
- La reparación o rehabilitación de fusibles debe dejarse en manos expertas y responsables, conocedoras de los fenómenos y principios de operación con la capacidad técnica, equipo y tecnología para realizarlo. La reparación de fusibles DRIWISA<sup>2</sup> con garantía original de fábrica solamente es proporcionada por DRIESCHER Y WITTJOHANN, S.A. o por canje a través de sus Distribuidores y Centros de Servicio Autorizados.
- Al adquirir o reparar fusibles, considere el valor de los equipos, instalaciones y personal que están protegiendo y recuerde que **...LO BARATO ...SALE CARO.** Confíe su seguridad personal y la de sus instalaciones a los fusibles DRIWISA<sup>2</sup>.
- Aun cuando en la interrupción de un corto-circuito en un sistema trifásico solamente haya operado un fusible, es necesario y **muy recomendable** que sea reemplazado el juego de tres ya que los fusibles no operados pudieran encontrarse dañados en su interior al haberse iniciado el proceso de fusión (pre-arqueo) y ocasionar problemas posteriores tales como elevación de temperatura inexplicable o interrupciones indeseadas en el suministro eléctrico. Esta recomendación está también contenida en la norma IEC 282.1.

## Transporte y almacenamiento:

Durante el transporte de los fusibles DRIWISA<sup>2</sup> se debe tener precaución en evitar golpes que puedan llegar a romper o provocar grietas en el tubo de porcelana o abolladuras en los casquillos. En los fusibles para uso interior, se debe evitar que se mojen o que estén en ambientes húmedos, por las razones expuestas en párrafos anteriores.

Al recibir fusibles nuevos, inspecciónelos antes de almacenarlos, reportando a su distribuidor autorizado o a la fábrica cualquier anomalía.

El almacenamiento de los fusibles debe hacerse en un lugar cerrado, fresco y seco. No los almacene en lugares donde haya vibraciones, humedad o contaminantes.

Manténgalos en su empaque de cartón original en un estante o anaquel de manera que estén seguros contra caídas y no estibe más de 5 cajas.

## Mantenimiento:

Los fusibles DRIWISA<sup>2</sup> de alta tensión y alta capacidad interruptiva no requieren mantenimiento alguno.

Se recomienda sin embargo, que después de la operación de un fusible en un sistema trifásico, se reemplacen los tres, aún cuando solamente haya operado uno, ya que los otros pudieron haber estado sometidos a esfuerzos térmicos que los hayan dañado y ocasionar problemas posteriores, tales como elevación inexplicable de la temperatura o interrupción súbita sin causa aparente. Esta recomendación está también contenida en la (norma IEC 282.1 1974).

En los casos de haber ocurrido una sobrecarga alta o prolongada en el circuito protegido por fusibles, se recomienda que éstos sean verificados en cuanto a sus características empleando el aparato de verificación y prueba DRIWISA<sup>2</sup> tipo DW-010 o en cualquier Centro de Servicio Autorizado, puesto que al haberse sometido a sobrecorriente, pueden sufrir daños térmicos irreversibles que modifican y degradan sus características originales.

Se recomienda que en todos los casos se disponga de una dotación de cuando menos tres fusibles como refacción para casos de emergencia, de las mismas características que los instalados, conservados conforme a las indicaciones de la sección "transporte y almacenamiento".

Los casquillos tienen un recubrimiento de plata para brindar excelente conductividad y asegurar un contacto eléctrico adecuado. **No utilice lija o fibra para limpiar los casquillos si están sucios o ennegrecidos**, ya que esto no afecta sus características de conducción eléctrica. Emplee un paño suave, ligeramente humedecido con una solución de limpiador de plata **sin materiales abrasivos.**

No coloque etiquetas metálicas o de materiales metalizados en el cuerpo del fusible, ya que esto puede provocar arcos por el exterior, al reducirse la distancia dieléctrica entre los casquillos.

La reparación o rehabilitación de fusibles debe dejarse en manos expertas y responsables, conocedoras de los fenómenos y principios de operación, con la capacidad técnica, equipo y tecnología para realizarlo. La reparación de fusibles DRIWISA<sup>®</sup> con garantía original de fábrica solamente es proporcionada por DRIESCHER Y WITTHOHANN, S.A. o por canje a través de sus Distribuidores y Centros de Servicio Autorizados.

## Instalación y/o reemplazo:

Se recomienda seguir las instrucciones siguientes al colocar o reemplazar fusibles:

### A) REALICE LOS PREPARATIVOS DE SEGURIDAD

- 1) Utilice pinzas especiales para manejo de fusibles de alta tensión (marca DRIWISA<sup>®</sup> tipo DW-018).
- 2) Utilice guantes aislantes debidamente garantizados para empleo en alta tensión.
- 3) Colóquese un casco de material aislante.
- 4) Tenga listo el cable, pértiga y equipo para conectar a tierra.
- 5) Tenga lista una cama de arena donde pueda depositar los fusibles.
- 6) Frente al equipo que contenga los fusibles, coloque un tarima aislante para alta tensión o una tarima de madera y un tapete aislante y permanezca encima durante todo el tiempo que dure la operación, más aún si el ambiente es húmedo.
- 7) Si trabaja en circuitos derivados o en subestaciones remotas, coloque letreros en el interruptor o en la subestación principal donde avise que se encuentra trabajando "FAVOR DE NO CONECTAR" "HOMBRES TRABAJANDO EN....."

### B) PIENSE PRIMERO Y LUEGO ACTUE; recuerde que al trabajar con alta tensión el PRIMER ERROR puede ser EL ÚLTIMO.

- 8) Desconecte la alimentación de alta tensión:
  - 8.1) Cerciórese que el desconectador con carga principal o interruptor principal esté abierto. De no ser así, ábralo.
  - 8.2) Abra la cuchilla de paso (sin carga).
  - 8.3) Conecte la cuchilla de puesta a tierra (en caso de disponer de este tipo de equipo).
- 9) Abra la puerta de la celda; colóquese estratégicamente donde la puerta no lo golpee, ni reciba proyecciones del interior.

## PRECAUCION:

**LOS FUSIBLES PUEDEN ALCANZAR ALTAS TEMPERATURAS DE MANERA QUE AL ABRIR LA PUERTA DE LA CELDA, PUEDEN LLEGAR A RECIBIR UN IMPACTO TERMICO CUYO RESULTADO ES QUE SE ESTELLE Y/O ESTALLE LA PORCELANA DE LOS FUSIBLES. POR LO TANTO, PERMITA LA ENTRADA DE AIRE FRESCO LENTAMENTE .**

- 10) Conecte su cable de tierra; utilice un cable de calibre adecuado y una pértiga.

Primero conéctelo a la barra de tierra de la subestación o tablero o a estructuras aterrizadas y después a las fases (en caso de no tener cuchilla de puesta a tierra integrada al equipo).
- 11) Cerciórese y determine la causa que hizo operar al fusible, ya sea corto-circuito o sobrecarga. Elimine la anomalía, retire los restos de materiales y realice una limpieza general.
- 12) Verifique el estado de sus equipos e instalaciones.
- 13) Inspeccione los fusibles nuevos y cerciórese de que no muestran huellas de maltrato, rayaduras, roturas, grietas o fisuras en la porcelana ni abolladuras en los casquillos; si esto llegara a ocurrir, **no los utilice**, ya que su uso puede representar riesgos.

Verifique que el perno percutor está retraído y en su lugar.
- 14) Los casquillos tienen un recubrimiento de plata para brindar excelente conductividad y asegurar un contacto eléctrico adecuado. Para limpiar los casquillos de los fusibles y los clips de montaje, **no utilice lija o fibra si están sucios o ennegrecidos**. Emplee un paño suave, ligeramente humedecido con una solución de limpiador de plata **sin materiales abrasivos**.

No coloque etiquetas metálicas o de materiales metalizados en el cuerpo del fusible, ya que esto puede provocar arcos por el exterior, al reducirse la distancia dieléctrica entre los casquillos.
- 15) Retire los fusibles anteriores con las pinzas DW-018 y reemplácelos por fusibles DRIWISA<sup>®</sup> de las mismas características: Tipo, tensión nominal y corriente nominal. **Nunca utilice fusibles de marcas diferentes o de tipos, tensiones o corrientes nominales diferentes aun cuando sean de la misma marca**, ya que sus características no son iguales.

En sistemas trifásicos se recomienda el reemplazo de los tres fusibles aun cuando solamente uno haya operado ya que los restantes pueden estar dañados y causar problemas posteriormente (Norma IEC 282.1 1974).

## PRECAUCION:

LOS FUSIBLES PUEDEN AUN ESTAR CALIENTES. COLOQUELOS EN LA CAMA DE ARENA Y DEJE PASAR SUFICIENTE TIEMPO ANTES DE TOCARLOS CON LAS MANOS.

- 16) Si los fusibles están instalados en desconectores con carga, verifique la operatividad del mecanismo de disparo auxiliar.
- 17) Coloque los fusibles nuevos con precaución, asegurándose que las mordazas (clips) portafusibles hagan el adecuado contacto con los casquillos de los fusibles. Al insertarlos en las mordazas (clips), haga presión sobre los extremos y no sobre el centro del fusible. No golpee los fusibles.
- 18) Retire toda la herramienta que haya empleado y verifique que esté completa y no haya quedado nada en el interior del gabinete.
- 19) Desconecte la cuchilla de puesta a tierra o las conexiones a tierra, según sea el caso.
- 20) Cierre la puerta del gabinete, conecte la cuchilla de paso y conecte la alimentación de alta tensión.
- 21) Reemplace los fusibles dañados por nuevos, de la misma tensión y corriente nominales. En algunos casos, cuando la operación del fusible se deba a sobrecargas, verifique su cálculo de carga y en caso necesario solicite tres fusibles de la corriente nominal adecuada al nuevo cálculo.

Los fusibles DRIWISA<sup>1</sup> pueden ser reparados con garantía original de fábrica solamente por DRIESCHER Y WITTJOHANN, S.A. o canjeados a través de sus Distribuidores y Centros de Servicio Autorizados.

La reparación o rehabilitación de fusibles debe hacerse por manos expertas y responsables, conocedoras de los fenómenos y principios de operación, con la capacidad técnica, equipo y tecnología para realizarlo. No ponga en riesgo su seguridad y la de sus instalaciones y equipos.

## Selección:

Al seleccionar fusibles limitadores de corriente considere siempre los siguientes factores:

- Tensión nominal de la red
- Capacidad interruptiva
- Altitud de instalación
- Corriente nominal del fusible, según la aplicación
- Coordinación con otras protecciones
- Servicio (interior o intemperie)
- Dimensiones
- Disponibilidad de refacciones, servicio y asistencia técnica
- Seguridad y confiabilidad: emplee siempre fusibles de la marca DRIWISA<sup>1</sup>

La selección de fusibles debe hacerse de acuerdo al equipo a proteger, ya que los criterios de selección difieren para cada aplicación. Para mayor referencia le sugerimos consultar adicionalmente la siguiente información:

### BOLETIN TECNICO No.

### CONTENIDO

201	Recomendaciones para la protección con fusibles: TRANSFORMADORES.
202	Recomendaciones para la protección con fusibles: MOTORES.
203	Recomendaciones para la protección con fusibles: CAPACITORES.
204	Recomendaciones para la protección con fusibles: LINEAS Y CABLES.
205	Consideraciones y criterios para la conexión de fusibles en paralelo (arreglo 2 por fase).
302	Apertura de desconectores por control eléctrico remoto mediante bobina de disparo.
304	Selección de cuchillas y desconectores equipados con fusibles.

La selectividad y coordinación de protecciones se logra manteniendo una relación de 1 a 1.6 entre las corrientes nominales de fusibles, siendo el más pequeño el conectado del lado más próximo a la carga y el mayor del lado de la alimentación, asegurando así que el menor opere primero, interrumpiendo y aislando la falla.

En el caso de protección de transformadores, para establecer la selectividad y coordinación con protecciones del lado de baja tensión es necesario referirse a las curvas características corriente-tiempo de los fusibles de alta tensión y de los dispositivos y/o fusibles del lado de baja tensión (para mayor información consulte el Boletín Técnico 201).

En algunas ocasiones, para la protección de transformadores grandes, es necesario recurrir a una configuración de dos fusibles conectados en paralelo por fase para lograr el valor requerido de corriente nominal. Para estos casos se recomienda consultar el Boletín Técnico 205 antes de decidir dicho arreglo.

Para la protección de motores se requiere conocer la corriente máxima de arranque, el tiempo de arranque y la frecuencia de los arranques del motor para seleccionar el fusible adecuado. Se recomienda consultar el Boletín Técnico 202 para estos casos.

La protección de capacitores o bancos de capacitores reviste especial importancia, en función del creciente uso que éstos tienen para mantener el factor de potencia dentro de límites aceptables y del relativo grado de dificultad para su adecuada protección, ya que las corrientes de conexión llegan en muchos casos a niveles muy cercanos a los de corto-circuito. En el Boletín Técnico 203 se amplía la información para la selección de fusibles para estos casos.

Para la selección de fusibles para la protección de líneas y cables, se describen los criterios de selección en el Boletín Técnico 204, considerando que debe hacerse en función de la sección transversal y de la corriente admisible en el conductor.



Para la selección de fusibles para la protección de redes y circuitos con altas probabilidades de sobrecorrientes elevadas o de larga duración y que requieren fusibles con rangos altos de corriente, se recuerda que éstos deberán emplearse para la protección contra corto-circuitos y no para la protección contra sobrecorriente. Los requerimientos para arreglos específicos en redes tienen que ser calculados a detalle por el cliente para controlar y/o verificar el régimen de carga continua sobre los fusibles, la corriente de interrupción y la capacidad interruptiva de los fusibles.

Todos los datos correspondientes a tensión, corriente y capacidad interruptiva proporcionados en este manual y/o guías de selección, catálogos, etc. están referidos a alturas de instalación hasta 1000 metros sobre el nivel del mar y temperatura ambiente hasta 40° C.

En cualquier caso, una vez seleccionado el fusible adecuado a su aplicación, considere los factores de corrección por altitud de instalación incluidos en la tabla 3, tanto en la corriente nominal del fusible como en la reducción de la capacidad interruptiva y de la tensión nominal.

Si calcula la corrección por altitud en corriente nominal, no utilice la corrección en elevación de temperatura y viceversa.

En algunos casos deberá considerarse adicionalmente un factor de corrección por temperatura, en aquellos casos en que los fusibles estén instalados dentro de gabinetes o tableros con poca ventilación y/o a altas temperaturas, conforme a la tabla 4.

Cuando existan varios tamaños disponibles de fusibles para un rango de corriente determinado, es recomendable considerar el crecimiento de la instalación a futuro (mayor corriente nominal o aumento de la capacidad de corto-circuito), lo que implica verificar si en el tamaño del fusible seleccionado existen corrientes nominales o capacidades interruptivas mayores, de manera que al seleccionarlos se escojan de un tamaño que permita incrementar la capacidad, mediante el solo cambio de los fusibles por otros de mayor corriente o capacidad interruptiva.

Altitud de instalación (metros sobre el nivel del mar)	Factor de corrección para corriente nominal	Factor de corrección para tensión y capacidad interruptiva	Factor de corrección para elevación de temperatura
0 a 1000	1.00	1.00	1.000
1000 a 1200	0.995	0.98	0.992
1200 a 1500	0.990	0.95	0.980
1500 a 1800	0.985	0.92	0.968
1800 a 2100	0.980	0.89	0.956
2100 a 2400	0.970	0.86	0.944
2400 a 2700	0.965	0.83	0.932
2700 a 3000	0.960	0.80	0.920
3000 a 3600	0.950	0.75	0.896
3600 a 4200	0.935	0.70	0.872

Tabla 3  
Factores de corrección por altitud según IEC 282.1, ANSI C37.40 y NOM-J-149

Temperatura de operación (°C)	Factores de corrección para tiempo de fusión
- 20 a - 20	1.03
- 10 a 0	1.02
0 a + 10	1.01
+ 10 a + 20	1.01
+ 20 a + 30	1.00
+ 30 a + 40	0.99
+ 40 a + 50	0.98
+ 50 a + 60	0.98

Tabla 4  
Factores de corrección por temperatura

Los fusibles DRIWISA<sup>®</sup> se fabrican en el rango de 2.4 a 38 KV en las series DR, DRL, DRVA y DRVAL, en longitudes de acuerdo al nivel de tensión y dimensiones conforme a las normas DIN 43265 e IEC 282.1 y como se describe en las figuras y tablas de la Guía de Selección GS FUS, y se utilizan en combinación con desconectores eléctricos, cuchillas desconectoras con bases portafusible y bases portafusible independientes.

El empleo más generalizado es para la protección de transformadores, motores, capacitores, líneas y cables, en subestaciones e instalaciones de media y alta tensión (2.4 kV hasta 38 kV) en aplicaciones industriales, rurales y urbanas.

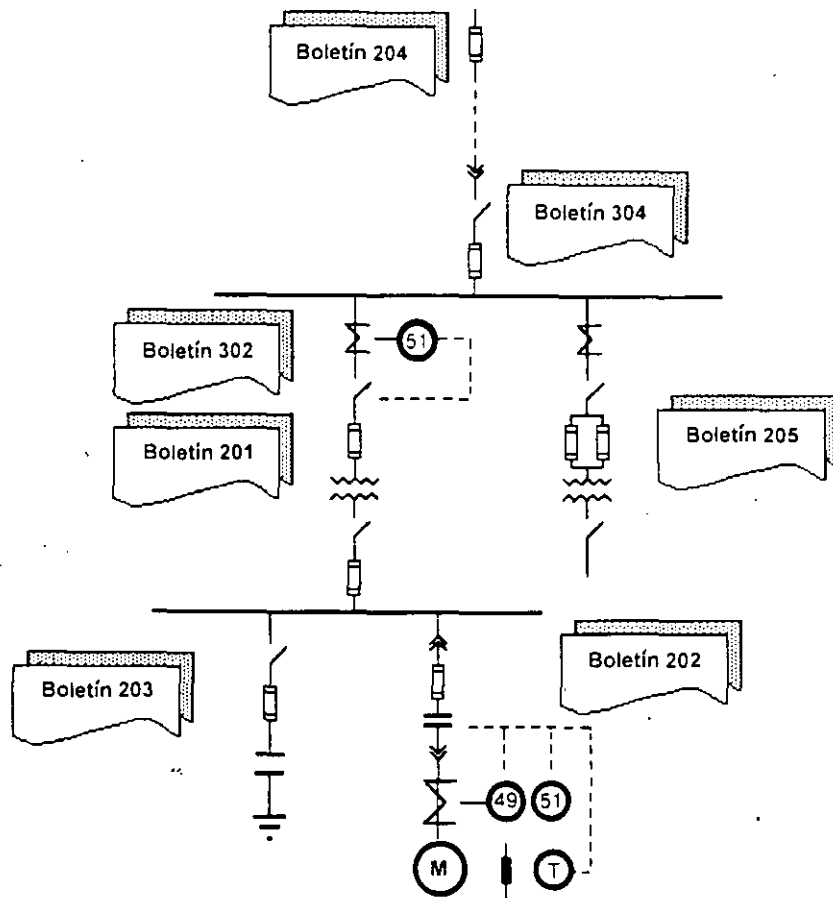
#### Notas:

Los criterios de selección, factores de cálculo y datos eléctricos y mecánicos contenidos en este manual, los boletines técnicos de referencia y guías de selección y especificaciones, son exclusivos para los fusibles limitadores de corriente y de alta capacidad interruptiva marca DRIWISA<sup>®</sup> para empleo en alta tensión.

Los conceptos y recomendaciones descritos en este manual deberán ser considerados y aplicados de acuerdo a las condiciones particulares de cada paso particular.

Al utilizar fusibles similares de otras marcas deberán obtenerse o consultarse los datos correspondientes con el fabricante respectivo.

## Información complementaria



DW-0901

Figura 12  
Estructura de la información DRIWISA<sup>®</sup> sobre fusibles limitadores de corriente y temas relacionados



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUS  
TRIALES Y PARA EDIFICIOS. (SUMINISTROS Y UTILIZACION).  
de septiembre 26 a octubre 25 1994.

MOD. I SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

TEMA: SERVICIOS O SUMINISTROS DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIANA Y BAJA  
TENSION.

ING. RUBEN LOPEZ AGUILERA.

## 1.- SERVICIOS O SUMINISTROS DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIANA Y BAJA TENSION.

Tanto edificios habitacionales o para oficinas como para industrias, requieren suministros de energía eléctrica en baja tensión (B.T.) a 220-127 Volts o bien en mediana tensión (M.T.) a 23 kV. y en ocasiones requieren ambos tipos de servicios.

Los servicios en M.T. pueden ser suministrados cuando las demandas son iguales o mayores a los 200 kW. Sin embargo, los servicios en B.T. pueden suministrarse sin importar la demanda.

### SERVICIOS EN MEDIANA TENSION

Cuando un usuario solicita un servicio en 23 kV., debe especificar si la medición es del lado de alta tensión (A.T.) del transformador o del lado de B.T. Obviamente, la medición del lado de A.T. es más costoso por los transformadores de potencial (T.P's) que no se requieren en equipos de medición de B.T. En el tema 3 de esta unidad, se muestran los equipos de medición para M.T. normalizados equipo MTS-23, así como los empleados en B.T. como los equipos MBP y wathhorímetros monofásicos S-100.

Generalmente los servicios solicitados en M.T., se presentan cuando el usuario instala su propia subestación y tiene alguna de las siguientes razones:

- a) De acuerdo a las tarifas vigentes, el kilowatt-hora (KWH) para servicios en 23 kV., es más económico que el costo para los servicios suministrados en B.T.
- b) Cuando el usuario requiere una o más tensiones en B.T. que no son las normalizadas por la compañía suministradora (750, 600, 540, 440 Volts, etc.)
- c) Cuando el usuario requiere un servicio provisional para: obra en construcción, feria ambulante con juegos electromecánicos, centros de exposición pública, etc.  
Y en todos aquellos casos y lugares como los mencionados, en que a diferente horas del día y sin previo aviso a la Compañía suministradora, tienen necesidad de cambiar de alimentador su maquinaria pesada o semi-pesada.

Para servicios permanentes en 23 kV., normalmente el usuario cuenta con una subestación compacta ya sea en lugar cerrado (tipo interior) o bien a cielo abierto (tipo exterior). En cualquiera de estos casos, como se ve en la figura 1, la compañía suministradora instala un interruptor de tres vías para 23 kV., provisto de un juego de fusibles de 200 Amp. cuya función es proteger la red de M.T. de cualquier falla en los cables derivados que alimentan la subestación del usuario. La compañía suministradora, también instala los cables que van del interrup-

# SERVICIO EN 23KV CON RED SUBTERRANEA

DIAGRAMA UNIFILAR

DIAGRAMA ESQUEMATICO

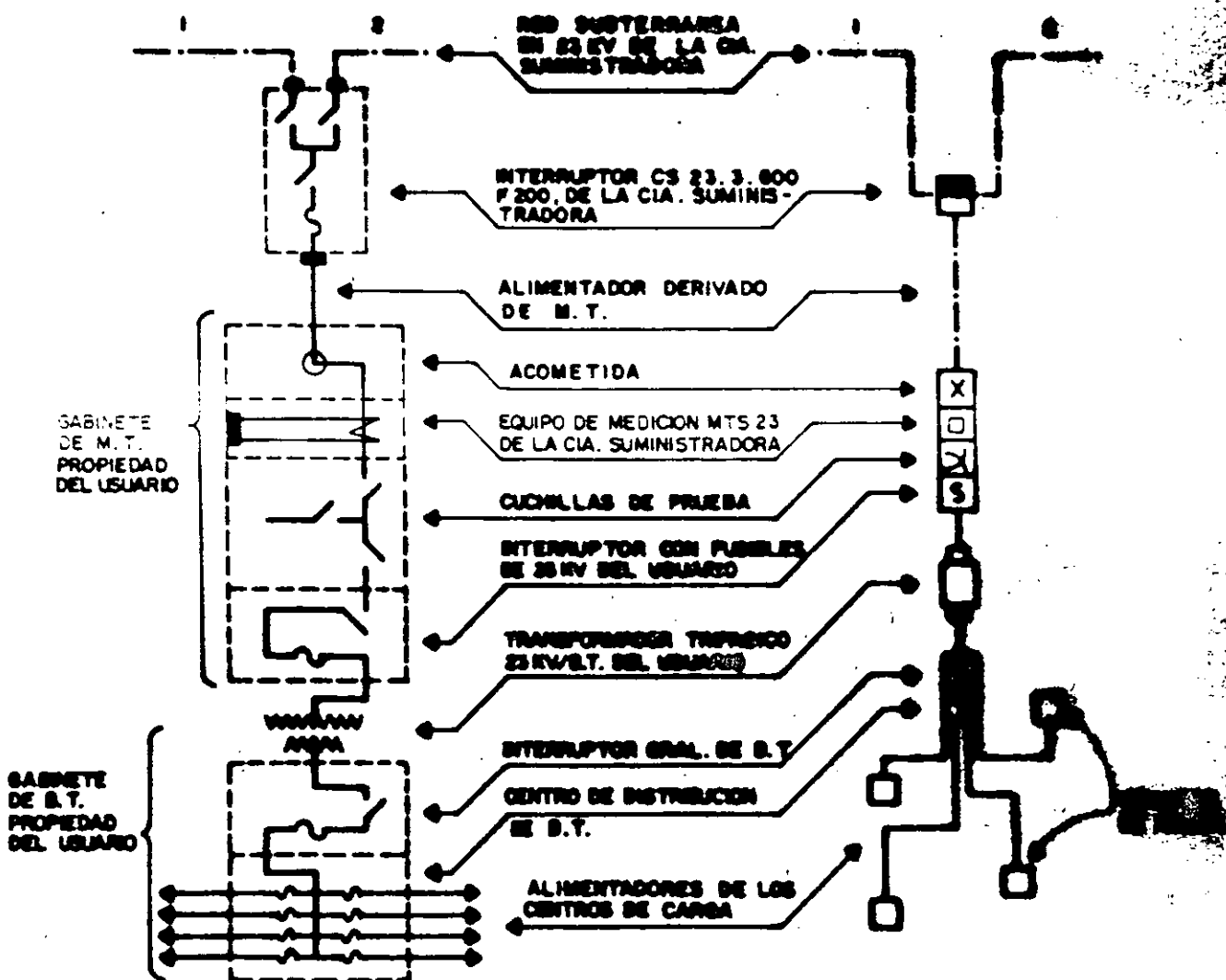


FIGURA 1

tor al punto de acometida en el gabinete del usuario, así como el equipo de medición en 23 kV.

Si el usuario no cuenta con gabinete, entonces la compañía suministradora instala los gabinetes de tantos módulos como lo requiera el servicio. Así, en la figura 2 se muestra un servicio en 23 kV. con un gabinete de 3 módulos y en la figura 3 un servicio de red aérea con acometida subterránea a un gabinete de 2 módulos.

Tanto para servicios en M.T. como en B.T., compete a la compañía suministradora la ejecución de los trabajos necesarios para proporcionar la energía eléctrica desde la red de 23 kV. -- aérea o subterránea hasta el equipo de medición. Las figuras 1 y 2, muestran mediciones en M.T. y la figura 3, en B.T., con gabinetes blindados provistos de bus trifásico que permite al usuario conectarse directamente.

## 2.- CALCULO DE CABLES ALIMENTADORES O TRONCALES PARA SERVICIOS EN MEDIANA TENSION.

Todo proyecto de electrificación, requiere de inicio una carga estimada que sirva de base como punto de partida. El factor fundamental de esta carga se conoce como Densidad de Carga (D.C.) y se define como la relación de la potencia (P) expresada en Watts (W), Megawatts (MW) o Mega-Volts-Amperes (MVA), y el área (A) expresada en metros o kilómetros cuadrados (m<sup>2</sup> o km<sup>2</sup>)

$$D.C. = \frac{P}{A} \quad (1)$$

Ejemplo 1.- En un terreno de 500 m. de ancho por 800 m. de largo, se construirá un Parque Industrial. Considerando que la carga estimada total, incluyendo alumbrado público en calles, es de 35 W/m<sup>2</sup>. Determinar la capacidad del alimentador en 23 kV con factor de potencia (F.P.) del 90%, así como la corriente por fase del alimentador.

Resolución: De la expresión (1), se obtiene:

$$P = D.C. \times A$$

Pero:  $A = 500 \times 800 = 400,000 \text{ m}^2 = 0.4 \text{ km}^2$

Y:  $D.C. = 35 \text{ W/m}^2 = 35 \text{ MW/km}^2$ .

entonces:  $P = 35 \times 0.4 = 14 \text{ MW}$

y para:  $F.P. = 90\% = 0.9$

se obtiene:  $P = 14 / 0.9 = 15.6 \text{ MVA}$   
=====

La corriente por fase es:

## SERVICIO EN 23 KV DE RED SUBTERRANEA CON MEDICION DEL LADO DE M.T.

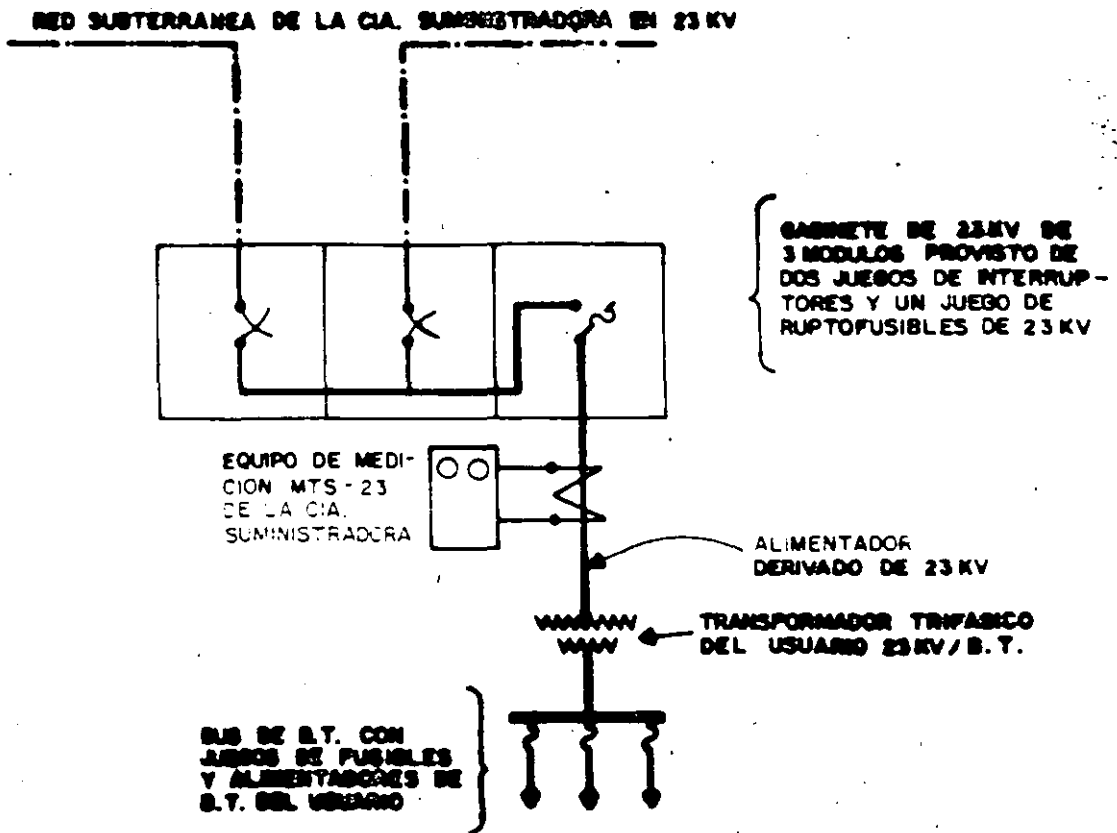
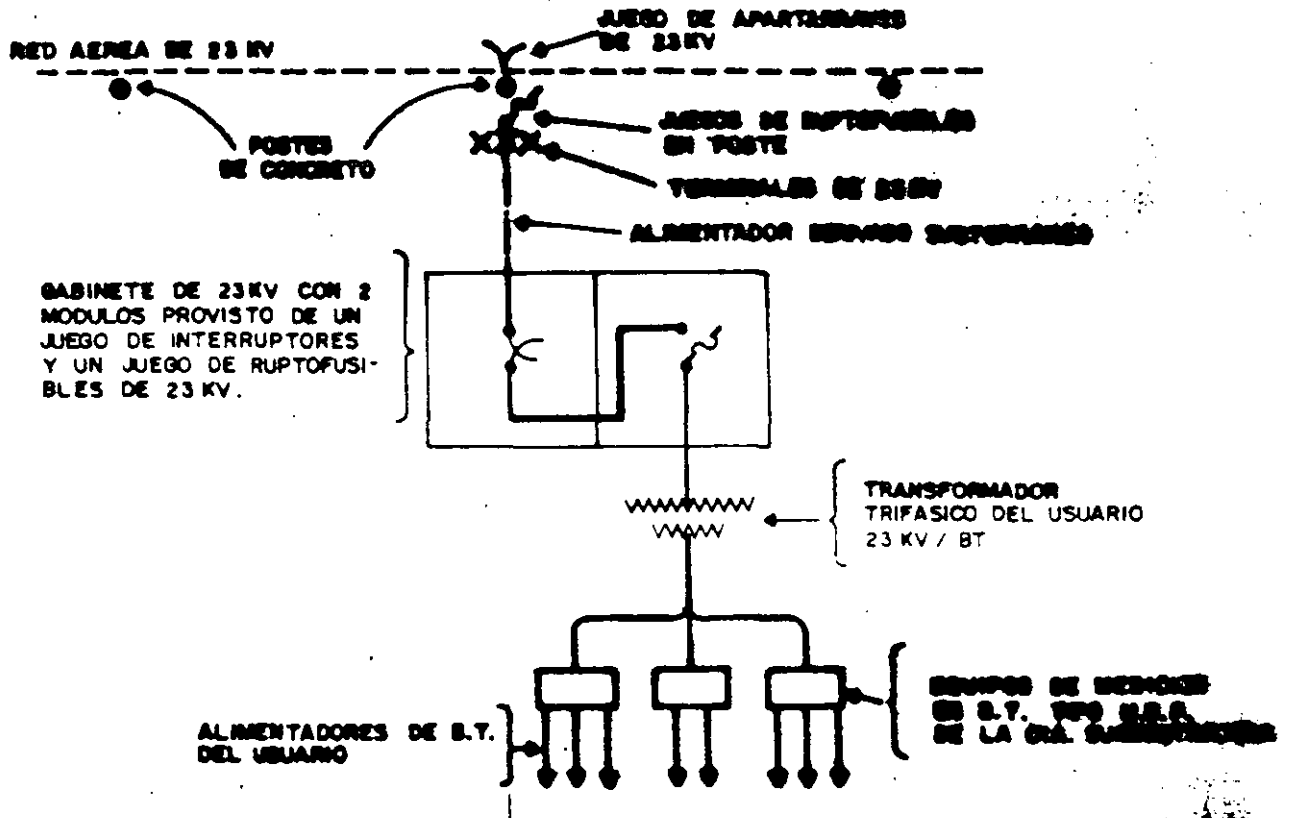


FIGURA 2

## SERVICIO EN 23KV DE RED AEREA CON MEDICION EN B.T.



**FIGURA 3**



$$\begin{aligned} I &= \frac{\text{MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times \text{kV}} \quad (2) \\ &= \frac{15.6 \times 1000}{\sqrt{3} \times 23} \\ &= \underline{\underline{391.6 \text{ Amp.}}} \end{aligned}$$

Se puede usar un alimentador con capacidad de 15.6 MVA, que pueda transportar una corriente nominal de 400 Amp. (aprox.) para la red de 23 kV. También, puede darse flexibilidad al sistema, instalando dos alimentadores independientes, cada uno con capacidad de 8 MVA y 200 Amp. nominales por fase.

Ejemplo 2.- Se desea electrificar un edificio habitacional de 5 pisos con 3 departamentos por piso y con 120 m<sup>2</sup>. de área útil cada departamento, estimando que la densidad de carga in cluido alumbrado y contactos es de 30 W/m<sup>2</sup>.

Para los servicios propios del edificio se requieren:

- 1 motor 3Ø, 4 H, 220 V, 2.5 H.P., Ef=87%, F.P.=0.8 (bombeo de agua)
- 1 motor 3Ø, 3 H, 220 V, 20 H.P., Ef=92%, F.P.=0.85 (elevador)
- 32 lámparas fluorescentes de 2x74 W. (Alumbrado pasillo y escaleras)
- 30 reflectores incandescentes de 75 W (Alumbrado estacionamiento)
- 10 contactos de 150 W (Aparatos de aseo)

Determinar la capacidad en kW y corriente por fase del alimentador del edificio (acometida)

Resolución:

**Departamentos:**

$$A=5 \times 3 \times 120 = 1,800 \text{ m}^2 \quad \text{y D.C.} = 30 \text{ W/m}^2$$

entonces:

$$P = \text{D.C.} \times A = 30 \times 1,800 = 54,000 \text{ W} = 54 \text{ kW}$$

Considerando que el factor de demanda máxima (F.D.) para casas-habitación es del 60% y el Factor de concidencia (F.Coin) es del 53% para 15 departamentos, se obtiene una demanda coincidente (D<sub>1</sub>) igual con:

$$\begin{aligned} D_1 &= P \times \text{F.D.} \times \text{F.Coin} \quad (3) \\ &= 54 \times 0.6 \times 0.53 \\ &= \underline{\underline{17.172 \text{ kW.}}} \end{aligned}$$

**Servicios propios del edificio.**- Puesto que los servicios propios del edificio pueden operar simultáneamente, entonces su factor de demanda y de coincidencia, son del 100% (F.D.=F.Coin=100%=1).

**Fuerza.**- La potencia que toma un motor de la red (P) es igual a la potencia en la flecha (H.P.x0.746), entre su eficiencia - (Ef).

Motor de 2.5 H.P.:  $P=2.5 \times 0.746 / 0.87 = 2.144$  kW.  
Motor de 2.0 H.P.:  $P=20 \times 0.746 / 0.92 = 16.217$  kW.

Las corrientes por fase que toman, se obtienen de la expresión:

$$I = \frac{H.P. \times 746}{\sqrt{3} \times V_c \times F.P. \times Ef.} \quad (4)$$

Motor de 2.5 H.P.:

$$I = \frac{2.5 \times 746}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.8 \times 0.87} = \underline{7 \text{ Amp.}}$$

Motor de 20 H.P.:

$$I = \frac{20 \times 746}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.85 \times 0.92} = \underline{50 \text{ Amp.}}$$

**Alumbrado.**- Las luminarias que requieren reactor para su funcionamiento como las lámparas fluorescentes toman el 25% (0.25) del consumo en watts.

Lámparas fluorescentes:  $32 \times 2 \times 74 \times 1.25 / 1000 = 5.92$  kW.

Reflectores:  $30 \times 75 / 1000 = 2.25$  kW.

Contactos:  $10 \times 150 / 1000 = 1.5$  kW.

SUBTOTAL = 9.67 kW

La corriente para esta carga se obtiene con la expresión:

$$I = \frac{kW \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times F.P. \times Ef.} \quad (5)$$

Considerando un F.P.=0.9 y eficiencia del 100% (Ef=1)

$$I = \frac{9.67 \times 1000}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.9 \times 1} = \underline{28 \text{ Amp.}}$$

Así, la demanda total del edificio y la corriente por fase son:

Departamentos	_____ 17.172 kW.	_____ 50 Amp.
Fuerza	_____ 2.144+16.217=18.361 kW.	_____ 7+50=57Amp.
Alumbrado	_____ 9.670 kW.	_____ 28 Amp.
	<u>TOTAL 45.203 kW.</u>	<u>TOTAL 135 Amp.</u>

Es decir, el alimentador de B.T. para el edificio (acometida), consta de tres cables monofásicos que soportan una corriente - de 135 Amp. cada uno, para una carga total de 45.2 kW a 220 -- Volts, y un cable de calibre inmediato inferior, que funge como neutro.

### 3.- EQUIPOS DE MEDICION EN MEDIANA Y BAJA TENSION

Generalmente para servicios monofásicos, a dos fases de red -- trifásica y a tres fases de red trifásica, se usan respectivamente uno, dos y tres wathhorímetros (WHM) monofásicos S-100 - de acuerdo con las siguientes demandas.

Demanda hasta 5 kW.	_____	1 WHM, 1φ, S-100
Demanda desde 5 kW hasta 9 kW	_____	2 WHM's, 1φ, S-100
Demanda desde 9 kW hasta 25 kW	_____	3 WHM's, 1φ, S-100

Estos wathhorímetros, se muestran en la figura 4. Se insertan en una base con enchufe paramedidor con cuatro mordazas y so-- portan permanentemente una carga de hasta 100 Amp.

Para servicios en B.T., con demandas mayores a 25 kW (73 Amp./ fase) y hasta 200 kW. (600 Amp./fase), se usan los equipos MBP para corrientes de hasta 150, 300 y 600 Amp. respectivamente. Estos equipos se muestran en la figura 5 y principalmente cuen-- tan con:

3 Transformadores de corriente cuyas corrientes nominales en sus primarios son de hasta 150, 300 y 600 Amps.

1 Wathhorímetro - Wattmetro, que proporciona la información sobre tres tipos de medición:

# WATTHORIMETRO MONOFASICO S - 100

NORMAS Ly F  
MATERIAL  
2.0565

FIGURA 4

1 de 2

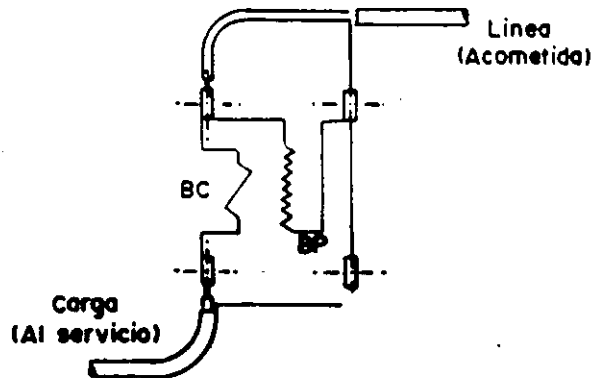
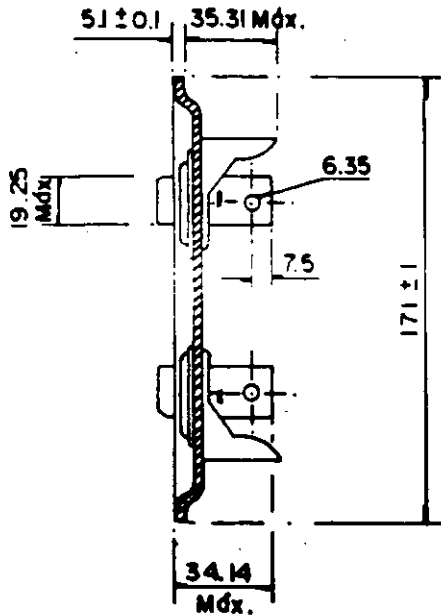
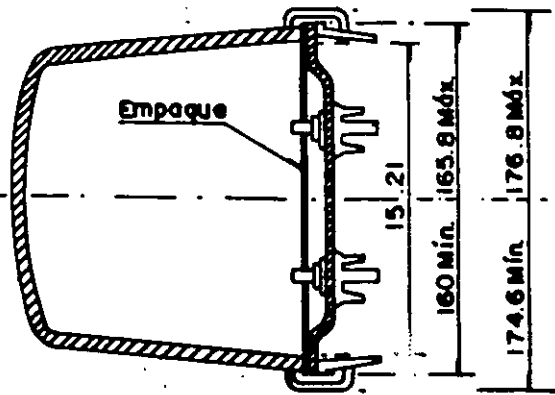
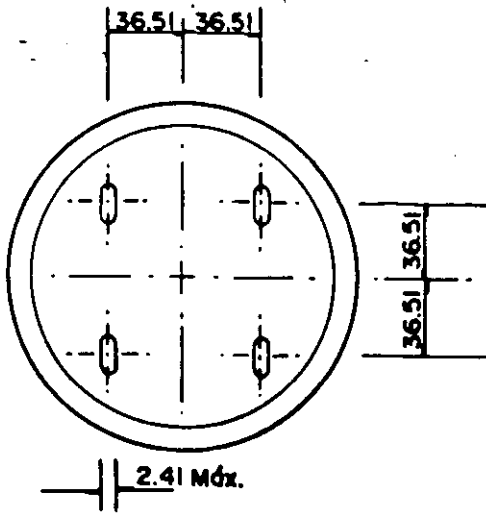


DIAGRAMA DE CONEXION

Esc. Sin

Acotaciones mm.

### CARACTERISTICAS:

- Corriente básica 15 A
- Corriente máxima 100 A
- Tensión nominal 120 V
- Frecuencia nominal 60 Hz
- 1 Elemento
- El medio de sujeción del circuito magnético a la base de baquelita debe ser con tornillo
- Las bobinas de potencial y corriente y sus terminales deben sujetarse por medio de tornillo
- El registro y la placa de datos deben ser separados
- 1 Fase, 2 hilos
- Multiplicador de lectura x1
- Medidor kWh con 4 manecillas
- Soporte del rotor tipo magnético

# WATTHORIMETRO MONOFASICO S-100

NORMAS Ly F  
MATERIAL  
2.0565

## FIGURA 4

2 de 2

### MARCADO E IDENTIFICACION:

La placa de datos debe contener cada uno de los puntos establecidos en la Norma NOM J-39, última revisión, además del número de serie y la leyenda propiedad de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.

### REFERENCIAS:

NOM J-39 Watthorímetros Monofásicos Especificaciones, última revisión.

### EMPAQUE:

Cada Watthorímetro debe empacarse en caja de cartón de resistencia mecánica suficiente para que durante su manejo, transporte y almacenamiento no sufra daños. El empaque individual debe llevar marcas fácilmente identificables, que indiquen el nombre del Watthorímetro según la presente norma, la tensión nominal, el No. de pedido y la fecha de fabricación.

### PRUEBAS DE ACEPTACION:

Se efectuarán de acuerdo a lo establecido en la Norma NOM J-39 y a la Norma PUB No EI-20, última revisión. Estas pruebas deben realizarse en presencia y de conformidad con el personal del Departamento de Laboratorio de Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., cuando esto no sea posible el proveedor deberá enviar los certificados de prueba correspondientes, efectuados por un laboratorio acreditado.

### USO:

Insertado en base de enchufe para medidor de 4 mordazas, mide la energía activa de los circuitos de 1 fase, 2 hilos 60 Hz, que tenga una carga hasta de 100 A.

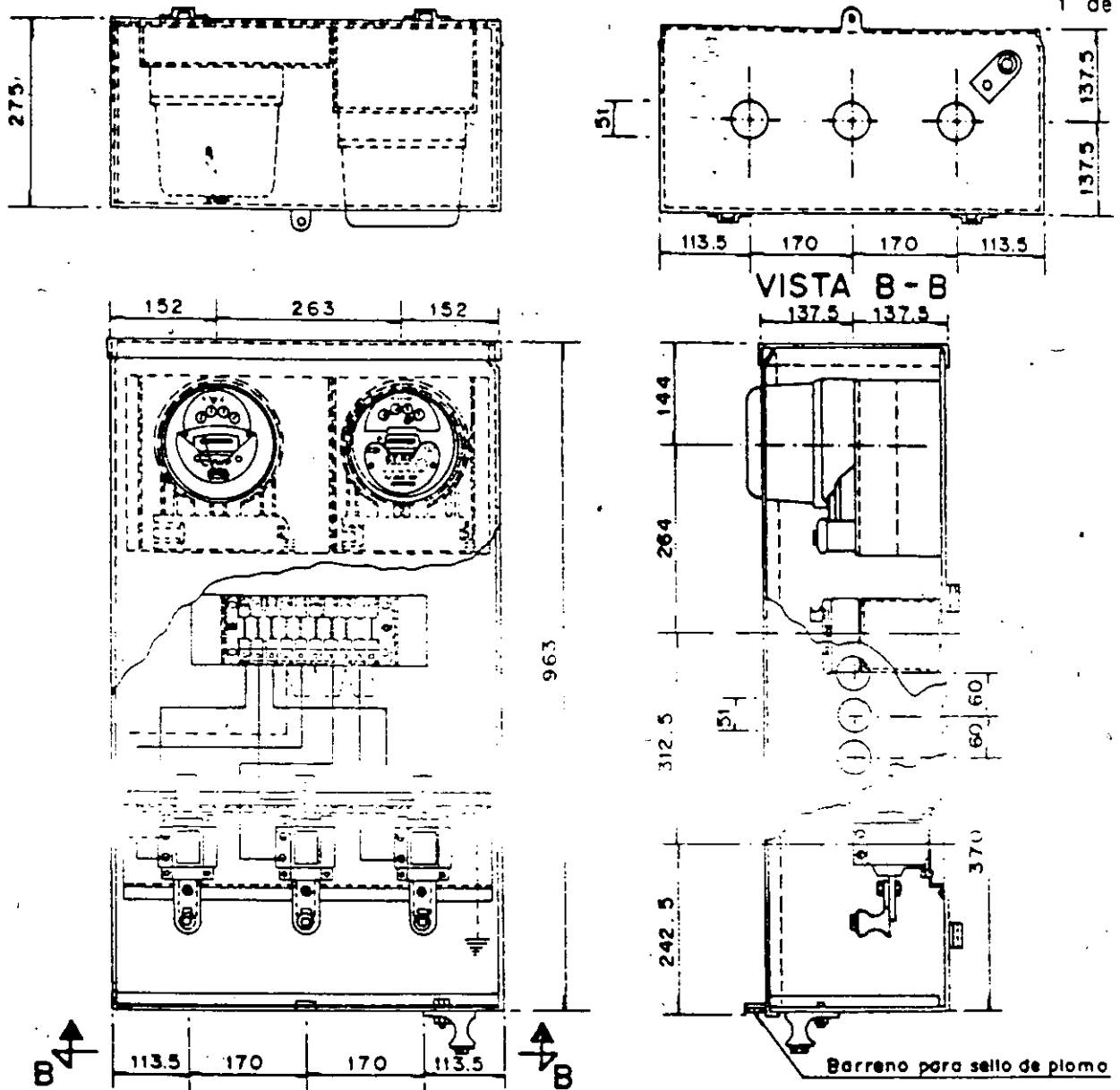
### CLAVE DEL NOMBRE:

S = Tipo de Watthorímetro de base de enchufe  
100 = Corriente máxima 100 A

# EQUIPOS MBP 150, 300, 600-1 y 2

NORMAS L Y F  
MATERIAL  
2.0476

1 de 2



Escala 1:10

Anotaciones en mm

CARACTERISTICAS:

## FIGURA 5

REF.	CANTIDAD	NOMBRE DEL MATERIAL
1	1	Caja MBP
2	1	Wattorímetro - Wattmetro DM 3 x 10 ( Norma LyF 2.0053 )
3	1	Verborímetro 3 x 10 ( Norma LyF 2.0053 )
4	1	Tablero de P.V. EP ( Norma LyF 2.0074 )
5	1	Transformador de corriente ( Norma LyF 2.0074 )

# EQUIPOS MBP 150, 300, 600 - 1 y 2

NORMAS LyF  
MATERIAL  
2.0476

## FIGURA 5

2 de 2

### USO:

Fijado a muro interior ó exterior mediante 4 tornillos maquina de 9.5 x 101.6 mm (3/8" x 4") permite medir en servicios trifásicos de BT el consumo en kWh, kVArh, y la demanda máxima en kW.

Se alimenta con acometida subterránea según tabla. Las salidas del equipo al interruptor del consumidor las proporcionará éste y serán de una sección no menor que la de la acometida. El conductor neutro conectado a tierra del consumidor se conecta al conductor neutro de la acometida.

NOMBRE	Corriente máxima de trabajo	Transformadores de corriente	Acometida de cable
Equipo MBP-150-1 y 2	150	B 150	3-BTC-1 x 35
Equipo MBP-300-1 y 2	300	B 300	3-BTC-1 x 70
Equipo MBP-600-1 y 2	600	B 600	6-BTC-1 x 150

### CLAVE DEL NOMBRE:

- M = Medición
- B = Baja tensión
- P = Polifásico
- 1 = 120 Volts
- 2 = 240 Volts

- a) Con 4 contadores tipo "reloj", la demanda bimestral de energía en kW-H.
  - b) Sobre su carátula con una aguja roja y móvil, la demanda instantánea en kW.
  - c) Sobre su carátula, con una aguja negra y fija, la demanda máxima bimestral en kW.
- 1.- Varhorímetro, que proporciona la información sobre la demanda bimestral de energía reactiva en KVAR-H, mediante 4 contadores de tipo "reloj".

Las figuras 6 y 7, muestran respectivamente estos instrumentos de medición.

Para servicios en B.T., con demandas que oscilan entre los 200 kW (600 Amp./fase) y 275 kW. (800 Amp.), se usan los equipos FS 2MP que cuenta con un Watthorímetro-Wattmetro y un varhorímetro como los descritos en los equipos MBP. Este equipo se fija sobre un bus blindado, en cuyas barras se montan los TC's para la medición como lo muestra la figura 8. Como los TC's son para corrientes de hasta 1000 y 2000 Amp. para estos medidores, entonces con arreglos de buses blindados FS-6.800 y FS 8.800 (ver figura 9) cuya capacidad es de 800 Amp., se pueden modificar -- instalándoles "doble barra", incrementando así su capacidad -- hasta 1,600 Amp., es decir, se pueden suministrar demandas trifásicas concentradas en B.T. de hasta 550 kW. o bien 600 KVA - con F.P. del 90%.

Para numerosos servicios en B.T., como suelen ser las unidades o edificios habitacionales, se instalan concentraciones de medidores similares a las mostradas en las figuras 10 y 11, con watthorímetros monofásicos S-100.

A diferencia de los servicios medidos en B.T. por el método semi indirecto, los servicios medidos en M.T. son por el método indirecto ya que además de los TC's, requieren transformadores de potencial (TP's).

Los servicios de energía eléctrica, de acuerdo a las necesidades del usuario pueden contratarse de acuerdo a 13 tipos de tarifas diferentes que pueden ser en baja, mediana o alta tensión.

Los tipos de tarifas de acuerdo al servicio para el cual están destinadas, son:

- 1.- TARIFA 1.- Para servicios domésticos.
- 2.- TARIFA 2.- Para servicios en general, cuyas demandas sean de hasta 25 kW.
- 3.- TARIFA 3.- Para servicios en general, mayores de 25 kW.
- 4.- TARIFA 5.- Para servicios de alumbrado público.
- 5.- TARIFA 5A.- Para servicios de alumbrado público.
- 6.- TARIFA 6.- Para servicios de bombeo de aguas potables y -- negras.
- 7.- TARIFA 7.- Para servicios temporales o provisionales.
- 8.- TARIFA OM.- Para servicios en general de mediana tensión, -- hasta de 1,000 kW.



# WATTHORIMETRO DM-T 3X10 - 1y2

FIGURA 6

1 de 3

Aldaba para regresar la aguja negra hacia el "0" de la escala

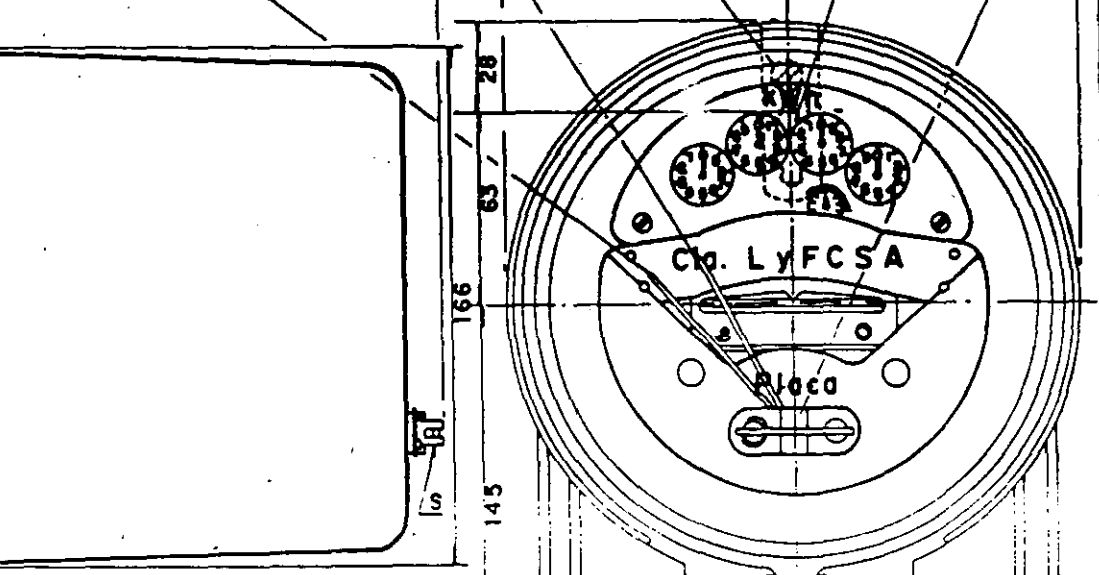
AGUJA ROJA (demanda indicada)

AGUJA NEGRA (demanda maxima)

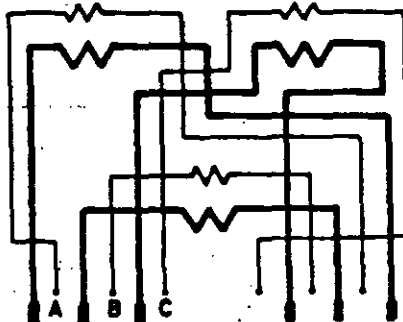
231.5

TS 6.7 diám

184

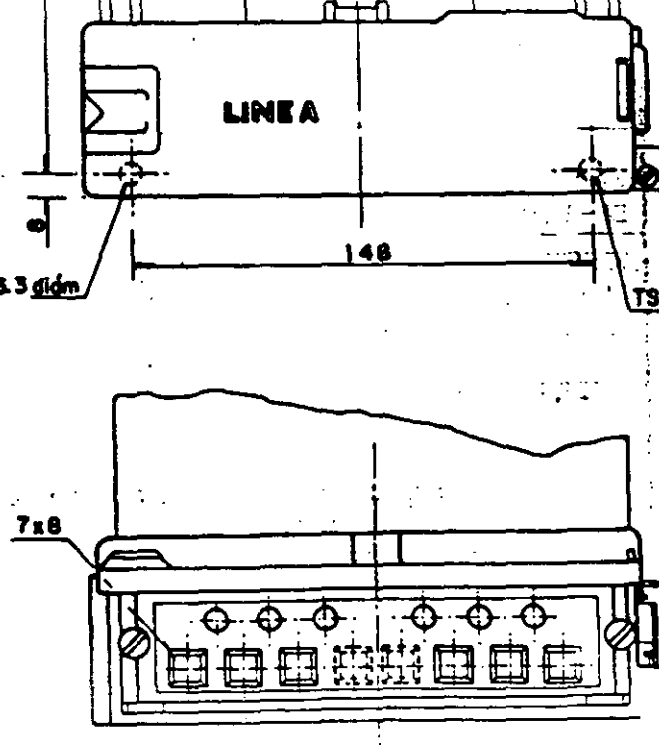


### DIAGRAMA



S= Lugar para sello  
TS= Taladro u oreja para sujeción

NOTA: La forma del medidor es solamente ilustrativa y podrá variar de acuerdo con el diseño particular de cada fabricante.  
Todas las dimensiones son aproximadas

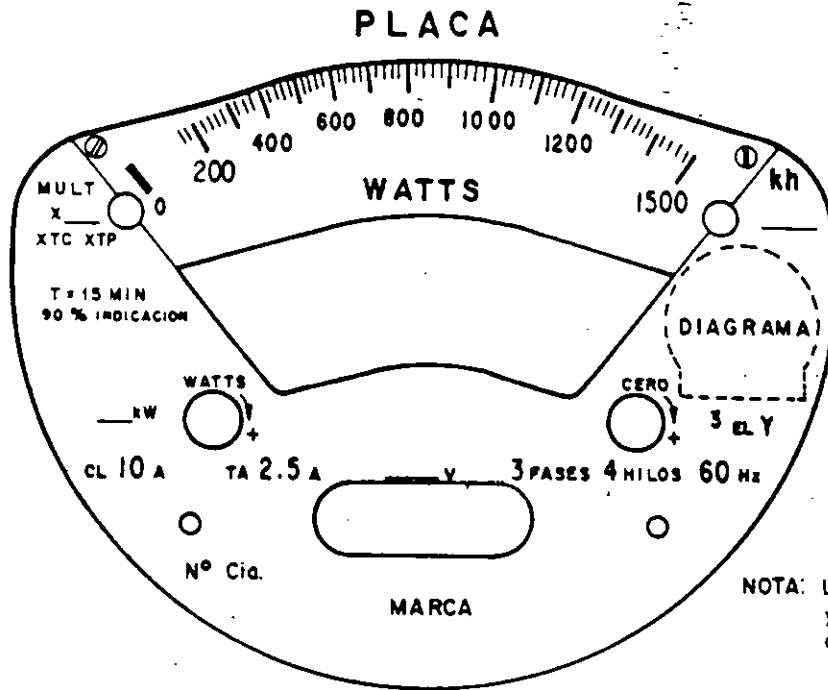


# WATTHORIMETRO DM-T 3X10-1 y 2

NORMAS LyF  
MATERIAL  
2.0053

**FIGURA 6**

2 de 3



**CARACTERISTICAS :**

NOMBRE	Corriente máxima (clase) Amperes	Corriente de Prueba Amperes	Tensión nominal Volts	Constante del disco (calibración) kh	Constante de Lectura del medidor Kw	Relación del Registro Rr	Peso Aprox kg
WATTHORIMETRO DM-T 3x10 - 1	10	2.5	120	Según fabricante	1	Según fabricante	5.8
WATTHORIMETRO DM-T 3x10 - 2	10	2.5	240	Según fabricante	4	Según fabricante	6.0

**EMPAQUE :**

Para medidores que requieren transporte marítimo, el embalaje se debe hacer en cajas de madera que contengan de 10 a 15 unidades, o en atados o paquetes con varias cajas de cartón que contengan cada una de 10 a 15 unidades. Los medidores deben estar protegidos con material impermeable y contra el manejo rudo. Los medidores que solamente requieren transporte terrestre se pueden enviar con embalaje doméstico, que contenga de 10 a 15 unidades, siempre que éste garantice suficiente protección para evitar daños durante el transporte y manejo de carga y descarga.

# WATTHORIMETRO DM-T 3x10-1 y 2

NORMAS L y F  
MATERIAL  
2.0053

3 de 3

## FIGURA 6

CM

### REFERENCIAS :

Norma NEMA PUB. N° EI-20 (EEI PUB. N° MSJ-10) for Watthour Meters, última revisión

Norma NEMA PUB. N° EI-15 (EEI PUB. N° MSJ-5) for thermal - Demand Meters, última revisión

Norma LyF LAB-MEWH Inspección por Muestreo Estadístico de Watthorímetros Clase 2.0, última revisión

### USO :

Como componente de equipos de medición para medir y registrar los consumos de energía eléctrica en kWh y la demanda máxima en W, esta demanda se registra en periodos de 15 minutos. La aguja roja indica este valor al tomar la lectura y la aguja negra indica la demanda máxima ocurrida desde que fué regresada manualmente al cero de la escala con ayuda de la aldaba.

### CLAVE DEL NOMBRE :

- DM = Demanda máxima
- T = Principio de funcionamiento térmico
- 3X = Tres elementos
- 10 = Clase (corriente máxima) amperes
- 1 = Tensión nominal 120 volts
- 2 = Tensión nominal 240 volts

### Nota :

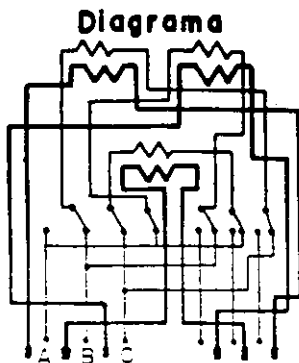
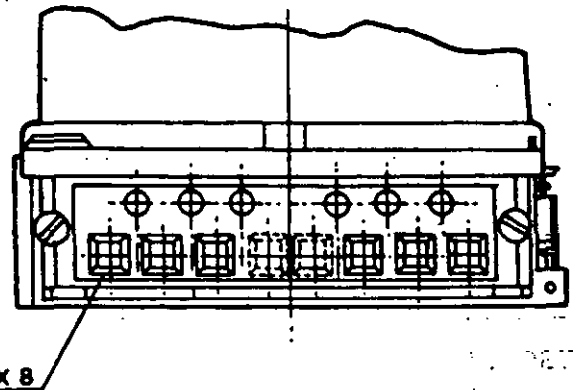
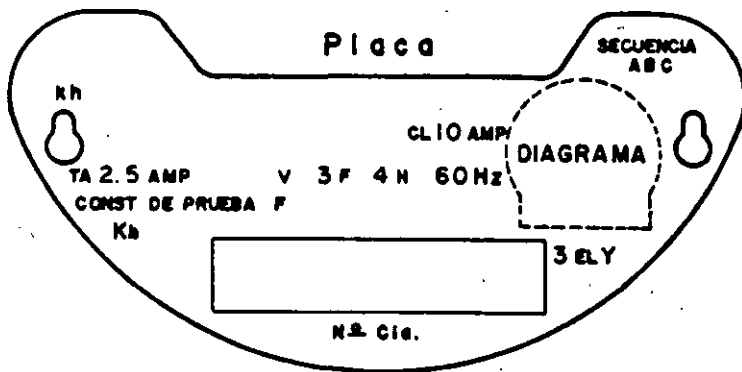
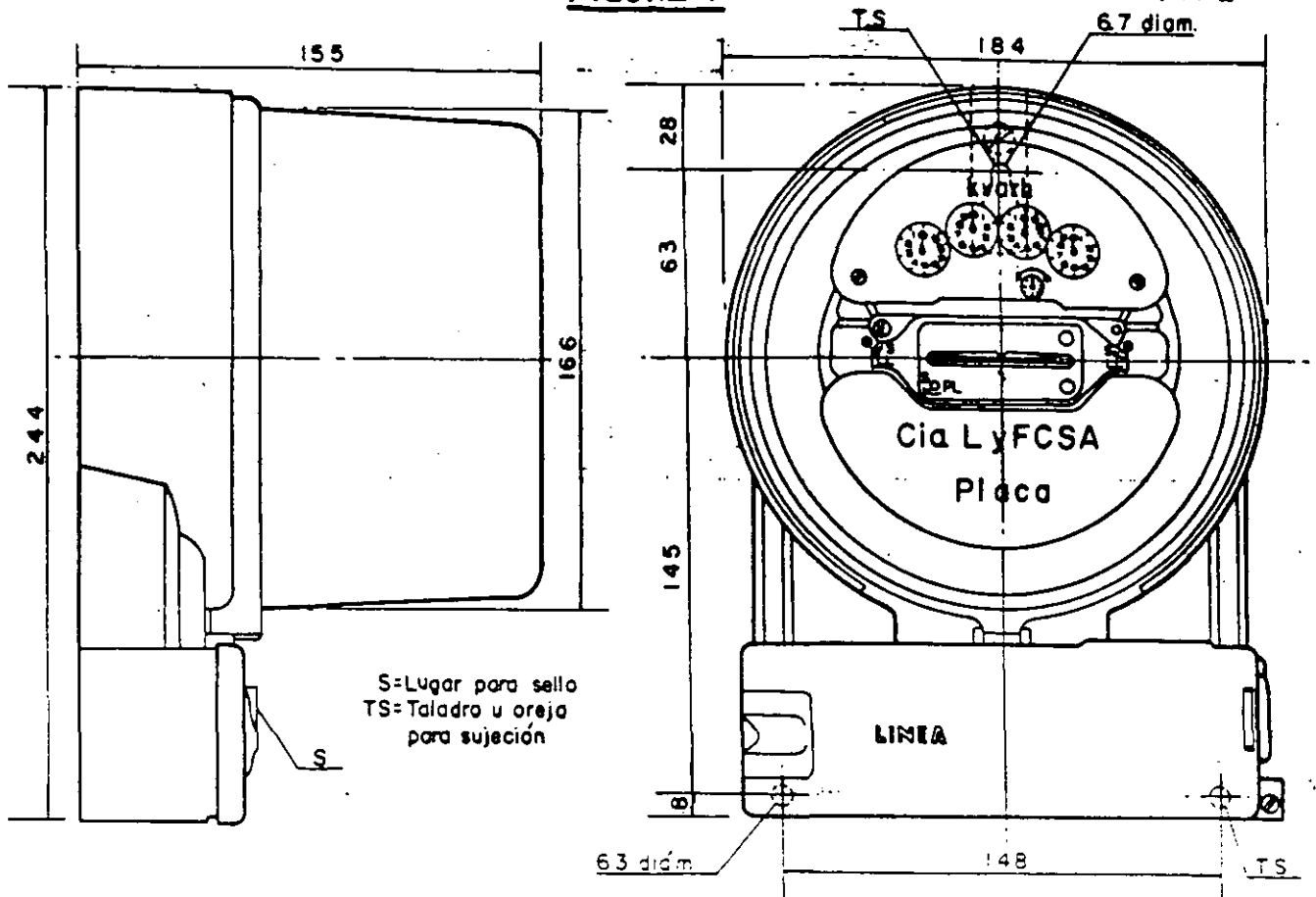
Multiplicando la relación de transformación de los transformadores de potencial y corriente que tuvieren los equipos de medición se obtiene la constante de transformación  $K_T$  la que multiplicada por la constante de lectura del medidor  $K_M$  y las lecturas directas del Watthorímetro (Wattmetro) da los valores en kWh (y kW de demanda) del servicio.

# VARHORIMETRO 3X10-1 y 2

NORMAS Ly F  
MATERIAL  
2.0055

**FIGURA 7**

1 de 2



**NOTA:** La forma del medidor es solamente ilustrativa y podrá variar de acuerdo con el diseño particular de cada fabricante.  
Todas las dimensiones son aproximadas.

# VARHORIMETRO 3X10-1y2

NORMAS LYF  
MATERIAL  
2.0055

2 de 2

**CARACTERÍSTICAS :**

FIGURA 7

NOMBRE	Corriente máxima (Clase) Amperes	Corriente de Prueba Amperes	Tensión nominal Volts	Constante del disco (Calibración) $K_h$	Constante de Lectura del medidor $K_M$	Relación del Registro $R_r$	Masa Aprox kg
VARHORIMETRO 3 x 10 - 1	10	2.5	120	Según fabricante	1	Según fabricante	4
VARHORIMETRO 3 x 10 - 2	10	2.5	240	Según fabricante	1	Según fabricante	4

**EMPAQUE :**

Para medidores que requieren transporte marítimo, el embalaje se debe hacer en cajas de madera que contengan de 10 a 15 - - unidades, o en atados o paquetes con varias cajas de cartón - que contengan cada una de 10 a 15 unidades. Los medidores - - deben estar protegidos con material impermeable y contra el - manejo rudo. Los medidores que solamente requieren transporte terrestre se pueden enviar con embalaje doméstico, que contenga de 10 a 15 unidades, siempre que éste garantice suficiente protección para evitar daños durante el transporte y manejo - de carga y descarga.

**REFERENCIAS :**

Norma NEMA PUB. No. EI-20 (EEI PUB. No. MSJ-10) for Watthour Meters, última revisión.

Norma LyF LAB-MEWH Inspección por Muestreo Estadístico de - - Watthorímetros Clase 2.0, última revisión.

**USO :**

Como componente de equipos de medición, para medir energía - reactiva en kVarh.

**CLAVE DEL NOMBRE :**

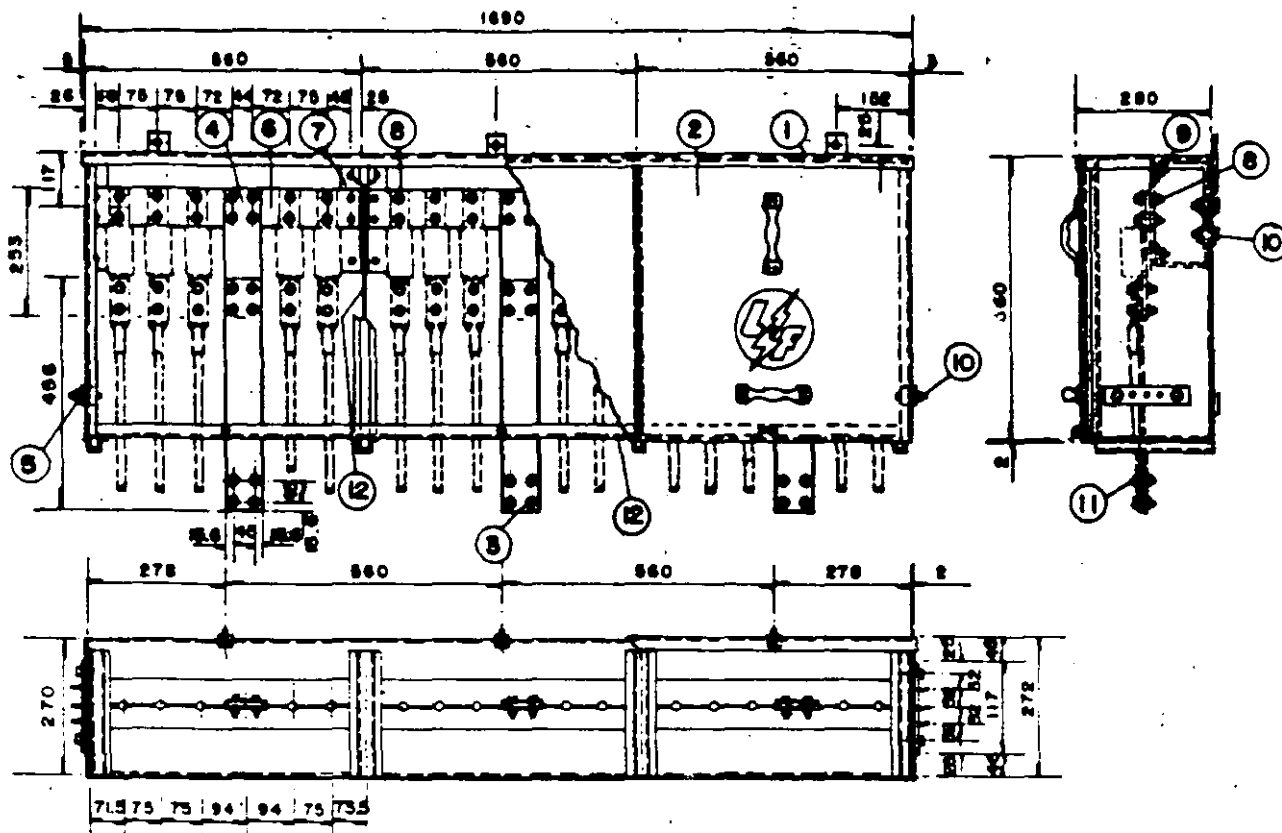
3X = Tres elementos  
 10 = Clase (corriente máxima) amperes  
 1 = Tensión nominal 120 volts  
 2 = Tensión nominal 240 volts

# BUS BLINDADO FS 6.800

NORMAS LyF  
MATERIAL  
2.0491

FIGURA 9

1 de 3



Escala 1:15

Acotaciones en mm

**MATERIALES COMPONENTES:**

Ref.	N O M B R E	Cantidad	Material y Acabado
1	Gabinete	1	Fierro lámina USSG No.16 con - aplicación de primario a base- de minio o cromato de zinc, con un acabado de esmalte alquidá- lico, para un espesor total de película seca de 0.125mm (ver- normas NOM U 069, U 072 y U -- 064).
2	Tapa	3	Fierro, lámina USSG No. 16, -- mismo acabado del gabinete.
3	Derivación ex- terior.	3	Cobre electrolítico conductivi- dad 98%, solera de 0.25x76.1 x 455 mm.

# BUS BLINDADO FS 6.800

NORMAS E Y F  
MATERIAL  
2.0491

## FIGURA 9

2 de 3

4	Derivación interior	3	Cobre electrolítico conductividad 98%, solera de 6.35x76.1 x-253 mm.
5	Conexión de -- tierra.	4	Cobre electrolítico conductividad 98%, solera de 6.35x38.1 x-178 mm.
6	Barra principal	3	Cobre electrolítico conductividad 98%, solera de 6.35x76.1 x-545 mm.
7	Soporte aislante	6	Fierro, solera de 4.76x38.1x --478mm. Fibra de vidrio de 6.35 x 38.1x 220 mm.
8	Tornillo Máq. - 5/16"x1½" de cabeza plana.	12	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana plana - 5/16"	12	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana presión 5/16"	12	Acero al carbono.
9	Tornillo Máq. - 3/8"x1½" de cabeza plana.	12	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana plana - 3/8"	12	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana presión 3/8"	12	Acero al carbono.
10	Tornillo Máq.-- 3/8"x1½"	22	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana plana - 3/8"	22	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana presión 3/8"	22	Acero al carbono
	Roldana dentada EA 3/8"	22	Acero al carbono.-Galvanizado en caliente.

# BUS BLINDADO FS 6.800

NORMAS LyF  
MATERIAL  
2.0491

## FIGURA 9

3 de 3

11	Tomillo Mág.-- $\frac{1}{2}$ " x $1\frac{1}{2}$ ".	96	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana plana - $\frac{1}{2}$ ".	96	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana presión $\frac{1}{2}$ ".	96	Acero al carbono.
	Roldana dentada EA $\frac{1}{2}$ ".	96	Acero al carbono. Galvanizado en caliente.
12	Separador aislante	Pza.	Durancel.

### CARACTERISTICAS:

Temperatura.- La elevación de temperatura en cualquier punto, no debe ser mayor de 30° C sobre la temperatura ambiente.

Par de fuerza.-Debe considerarse el siguiente par de fuerzas en el --- apriete para los tornillos utilizados en las partes de conducción de energía eléctrica.

Tomillo 5/16" - 20 N (2.04 kg f ó 15 lb f - pie)

Tomillo 3/8" - 27 N (2.75 kg f ó 20 lb f - pie)

Tomillo 1/2" - 54 N (5.53 kg f ó 40 lb f - pie)

### USO:

Para alojar en su interior fusibles limitadores de corriente necesarios en redes automáticas para limitar las corrientes de falla.

### CLAVE DEL NOMBRE:

FS = Fases separadas

6 = Número de vías por fase

800 = Corriente en amperes de la barra principal.



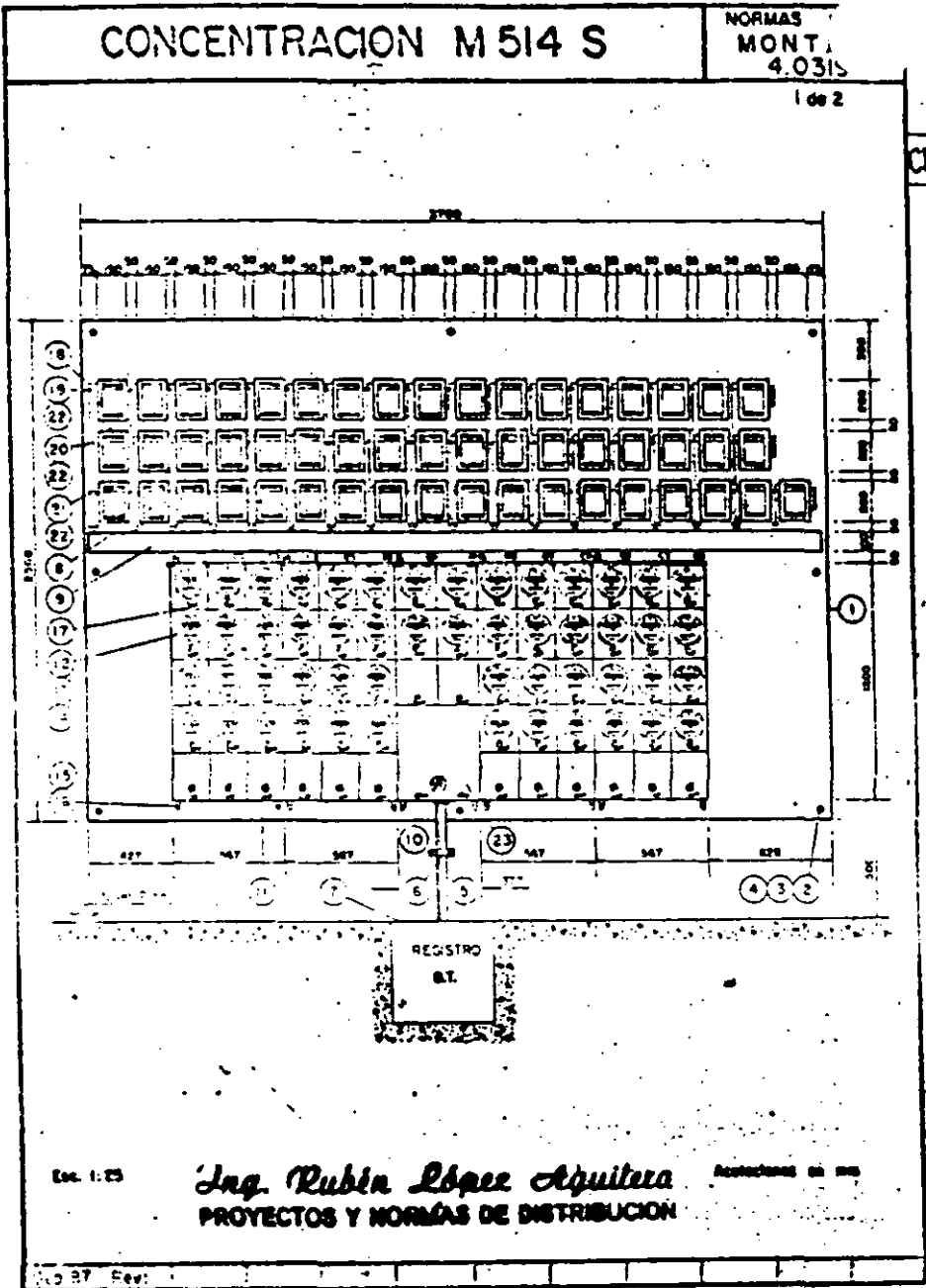


FIGURA 10

# CONCENTRACION M 5 14 S

NORMAS L y F  
MONTAJE  
4.0319

2 de 2

MATERIAL ( En orden aproximado de colocación )

Ref.	N o m b r e	Norma LyF	Unidad	Cantidad
1	Base de madera de 25 x 2500 x 3700		Pza	1
2	Taquete Naylon 10		Pza	10
3	Pladana plana de 9.5 mm.		Pza	10
4	Tornillo madera 14 x 3 cg		Pza	10
5	Tubo protector PVC		m	0.7
6	Abrazadera		Pza	1
7	Registro B.T. 60 x 60 x 60 cm.		Pza	1
8	Interruptor general de 2 x 10 amps.		Pza	52
9	Cable aluminio entrecableado 60 x 60 mm.		m	3.65
10	Wattorímetro M 50	2.0380	Pza	1
11	Wattorímetro M 50	2.0381	Pza	4
12	Grapas	2.0384	Pza	52
13	Grapas	2.0383	Pza	104
14	Wattorímetro monofásico S-100	2.0365	Pza	52
15	Tornillo madera 14 x 2 cg	2.0443	Pza	16
16	Pladana plana de 9.5 mm.	2.0384	Pza	16
17	Cable aluminio entrecableado 60 x 60 mm.	2.0380	Pza	68
18	Cable aluminio entrecableado 12,10,6 ó 4	2.0386	m	-
19	Grapas CM 5	2.0407	Pza	19
20	Grapas CM 5	2.0407	Pza	17
21	Grapas CM 5	2.0407	Pza	48
22	Clavos 14 cg	2.0384	Pza	197
23	Tapa M14 F	2.0192	Pza	1

**Notas:**

- \* Los materiales indicados con las referencias 1,2,3,4,5,6,7, 8 y 9 deben ser proporcionados y colocados por el cliente. En caso de acometida aérea ésta llegará lateralmente a la concentración, evitando de esta manera instalar el tubo de PVC y el registro.
- \*\* Cantidad de cable por cada wattorímetro: 2 m.

**APLICACION:**

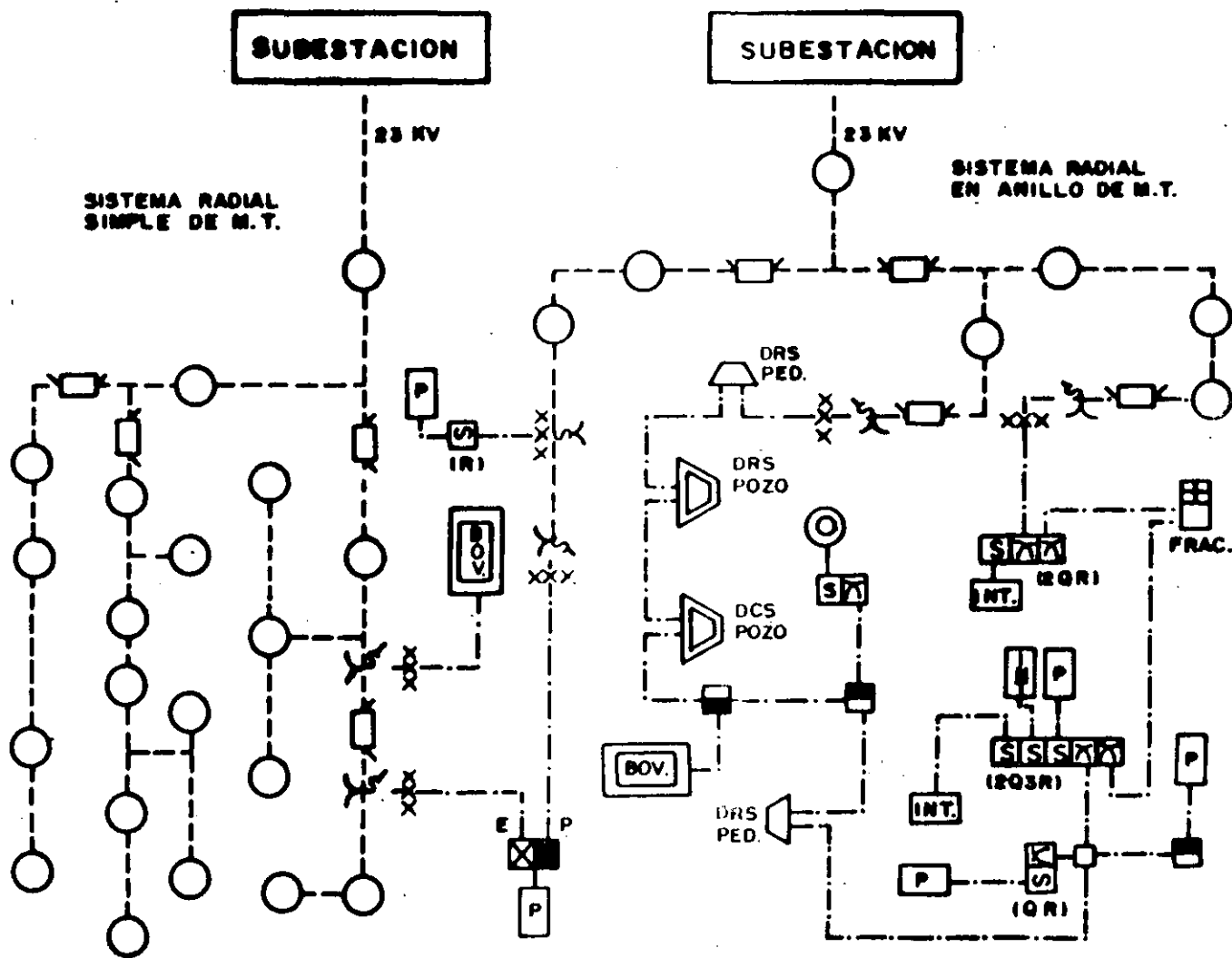
Con alimentación subterránea en B.T. a 3 fases conectadas a juego de Barras B500, mide consumos de energía eléctrica en KWh con una demanda máxima hasta 150 KW, combinando servicios de 1,2 ó 3 fases e instalando de 25 a 52 wattorímetros.

**CLAVE DEL NOMBRE:**

- M = Medición
- 5 = Número vertical de cajas M11 por columna
- 14 = Número horizontal de cajas M11 por hilera.
- S = Tipo de wattorímetro (Socket).

















**FIGURA 10**

**USO DE INTERRUPTORES Y GABINETES  
EN REDES RADIALES (SIMPLE Y EN ANILLO)  
DE MEDIANA TENSION  
23 KV**



**FIGURA 11**

NOMENCLATURA

---	RED AÉREA DE 23 KV.
---	RED SUBTERRÁNEA DE 23 KV.
	PARRAYOS PORTAFUSIBLE 23 KV (EN POSTE).
xxx	TERMINAL ENCHUFE 23E (P o S, EN POSTE), PARA CABLE SUBT. DE PAPEL IMPREGUADO O SECO.
	GABINETE PARA SUBESTACIÓN M 23 I o E, DE 3 MÓDULOS.
	JGD. DE RUPTOFUSIBLES, PROVISTOS CON FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE EN 23 KV. (R)
	JGD. DE CUCHILLAS DECONECTADORAS CON TERMINALES 23 E (QUEBRADORA. Q).
	SECCIONADOR TRIFÁSICO AUTOMÁTICO 23 KV FT, AISLA DE LA RED AÉREA RAMALES CON FALLAS DE LÍNEA A TIERRA.
	INTERRUPTOR CS 23.3.600 F200, INSTALADO EN POZO, 3 VIAS CON JGD. DE FUSIBLES DE 200 AMP. AL SERVICIO.
	INTERRUPTOR CS 23.4.600, INSTALADO EN POZO, 4 VIAS, ABRE O CIERRA TRONCAL Y RAMALES CON O SIN CARGA.
	INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA 23.400, PARA DOBLE ALIMENTACIÓN INDEPENDIENTE EN 23 KV. HASTA 400 AMP.
	TRANSFORMADOR EN POSTE DE 75 A 300 KVA, REQ. STD DE PORTAFUSIBLES Y TALLA AJUST. JGD. DE APERTURA DE
	TRANSFORMADOR TIPO POSTE, OCASIONALMENTE INSTALADO EN SUBESTACIÓN INTERIOR O TIPO FRACCIONAMIENTO.
	SUBESTACIÓN DRS PEDESTAL, CON TRANSFORMADOR DE 45 A 300 KVA DE DOBLE ACOMETIDA EN 23 KV.
	SUBESTACIÓN DRS POZO (45 A 300 KVA) O SUBESTACIÓN DCS POZO (300, 500 Y 750 KVA).
	SUBESTACIÓN INTERIOR DE 75 A 750 KVA, O SUBESTACIÓN PARTICULAR (INTERIOR O A CIELO ABIERTO "P").
	SUBESTACIÓN EN BÓVEDA CON TRANSFORMADOR SUMERGIBLE DE 300, 500 Y 750 KVA, PARA RED RADIAL CON
	CÁMARA B PARA DOS JGDs. DE BUS CUBIERTOS Y PARA RED AUTOMÁTICA CON PROTECTOR DE RED DE B.T.
	SUBESTACIÓN CASITA (TIPO FRAC), EN GABINETE INTEMPERIE, INSTALADO EN PEDESTAL.

- 9.- TARIFA HM.- Para servicios en general de mediana tensión, - mayores a 1,000 kW.
- 10.- TARIFA 9.- Para servicios de bombeo para riego agrícola.
- 11.- TARIFA HS.- Para servicios en general, en alta tensión, a - tensiones de subtransmisión.
- 12.- TARIFA HSL.- Para servicios en general, en alta tensión, a tensiones de subtransmisión de larga duración.
- 13.- TARIFA HT.- Para servicios en general, en alta tensión, a tensiones de transmisión.

#### 4.- USO DE INTERRUPTORES Y GABINETES EN REDES RADIALES DE MEDIANA TENSION.

De acuerdo a los objetivos de alta calidad en los servicios de energía eléctrica (confiabilidad, flexibilidad, continuidad y seguridad), el uso de interruptores y gabinetes, juegan un importante papel.

La figura 11 muestra dos redes radiales (radial simple y en anillo), donde se indican algunos de los principales interruptores y gabinetes empleados, en este caso para un sistema radial mixto (aéreo-subterráneo).

Los pararrayos, generalmente acompañados de portafusibles -- con fusibles K, protegen la red aérea contra sobretensiones de origen atmosférico, pero sus fusibles protegen la red - - aérea de M.T. de corrientes peligrosas ocasionadas en la red de B.T., ya sea por sobrecargas o fallas de corto circuito - que através del transformador se reflejan al primario por - inducción electromagnética. Esto permite aislar la red de - B.T. incluyendo al transformador del resto de la red aérea. Esta combinación de pararrayos-portafusibles, también se -- usan para acometer a transformadores de red subterránea, independientes o bien varias subestaciones en anillo.

Contra fallas de línea a tierra, se usan seccionadores que - operan con varios pasos de conexión y desconexión, aislando tramos de la red con falla, de su troncal.

En red subterránea, se usan interruptores de 3 y 4 vías, así como los gabinetes M 23 para interior o exterior. Los interruptores CS 23.3.600 F200 son de 3 vías con un juego de fusibles en su salida con capacidad de hasta 200 Amp. (ver figura 12) ya sea para el suministro de un servicio particular en M.T., o bien para alimentar una, dos o máximo tres subestaciones de la compañía suministradora. Los interruptores CS 23.4.600, son de 4 vías (sin fusibles), se usan como derivadores de troncales y ramales en red subterránea y obviamente pueden seccionar cualquiera de sus vías.

Ambos interruptores, están inmersos en aceite, operan sin y con carga de hasta 600 Amp. y se instalan independientemente en pozos.

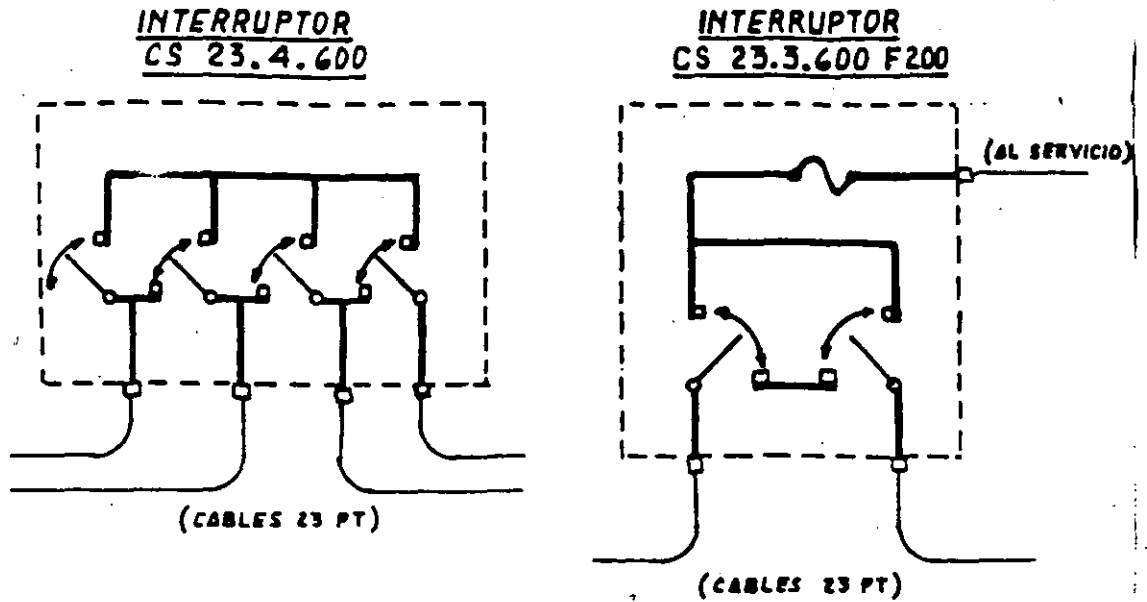
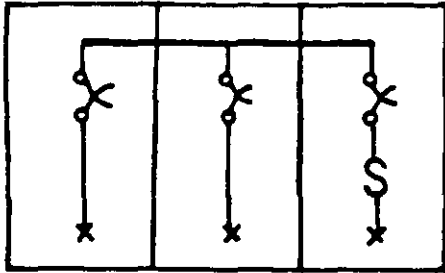


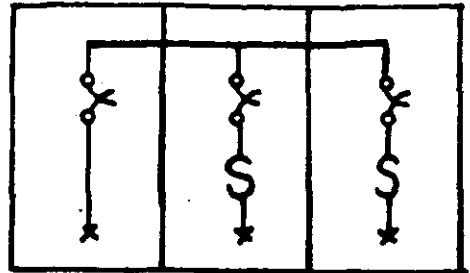
FIGURA 12. - INTERRUPTORES DE 3 Y 4 VIAS PARA CABLES SUBTERRÁNEOS EN 23 KV. (DIAGRAMA UNIFILAR).

El gabinete M 23 I-E se muestra en la figura 14 y se usa - como estructura protectora de las partes vivas (terminales, cuchillas, bus, ruptofusibles, etc.) de Subestaciones compactas de M.T.

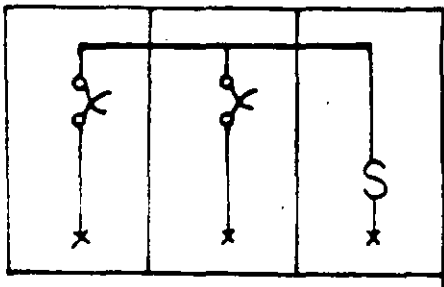
El número de módulos que conforman un gabinete, depende de la cantidad de transformadores y/o servicios en 23 kv. que se requieran. Los arreglos más comunes se muestran en los diagramas unifilares de la figura 13 y sus aplicaciones en la figura 11.



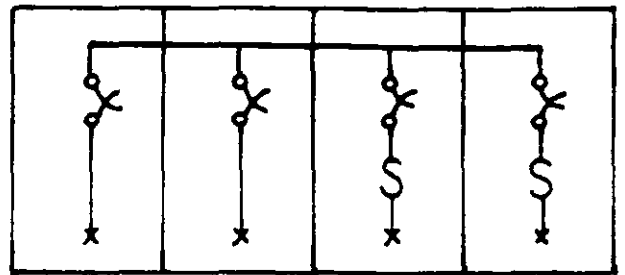
MONTAJE 1 (2QR)



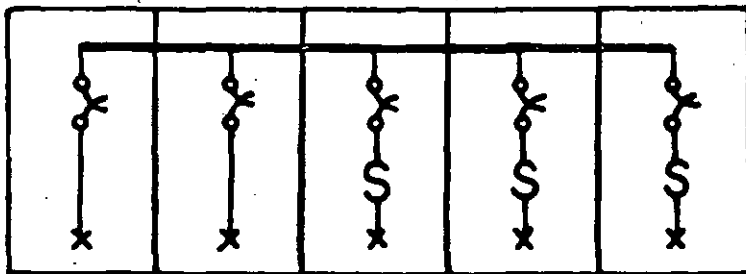
MONTAJE 2 (Q2R)



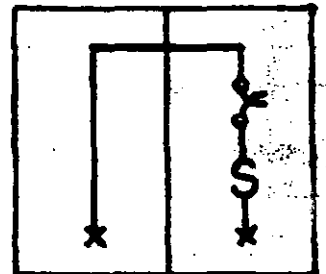
MONTAJE 3 (2QF)



MONTAJE 4 (2Q2R)



MONTAJE 5 (2Q3R)



MONTAJE 6 (TR)

FIGURA 13 ARREGLOS MAS USUALES DE GABINETES M 23.

## 5.- FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE, COMO PROTECCION PRIMARIA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

En toda red eléctrica se requieren fusibles, como medio de protección contra sobre corrientes producidas por fallas de corto circuito o bien por sobrecarga debida a una demanda excesiva de aparatos de consumo.

Los fusibles son las partes más débiles de una red eléctrica y se dice que "operan", cuando el elemento fusible se funde, dejando abierto el circuito. La energía que se disipa en el fusible en forma de calor (H), tiene una duración (t) que depende del instante en que se inicia la falla o sobrecarga hasta que opera el fusible, más el tiempo que dura el arqueo.

Los fusibles, de acuerdo a su capacidad, se instalan en serie y de forma escalonada a lo largo de una red de distribución, tanto en B.T. como en M.T. El equipo eléctrico instalado, soporta hasta ciertos valores permisibles de corriente sin sufrir esfuerzos mecánicos o térmicos que puedan dañarlos. En tal caso se encuentran los transformadores de distribución e inclusive los cables de la red.

En particular, los fusibles limitadores de corriente o simplemente "limitador de corriente", se caracterizan por su alta capacidad interruptiva, opera por fusión interrumpiendo el flujo de corriente en el cable en que está instalado, cuando dicha corriente excede de cierto valor. La cantidad de energía que disipa en calor es:

$$H = 0.24 R i^2 t \text{ (Cal.)} \quad (5)$$

En la cual "0.24" es el equivalente mecánico o eléctrico del calor por el efecto Joule, "R" la resistencia del elemento fusible, "i" la corriente instantanea de falla que crece y tiende a alcanzar su valor máximo, y "t" el instante en que desea determinar la energía disipada. De acuerdo a lo anterior, "0.24R" es una constante para cada fusible y puede sustituirse por "K" en la expresión anterior, quedando como:

$$H = K i^2 t \text{ (Cal.)} \quad (7)$$

Es decir, la cantidad de energía disipada en calor (H) en un fusible depende del valor de la corriente que se dese limitar, y el tiempo comprendido desde el instante en que se produce la falla, hasta el instante en que termina el arqueo en el fusible.

En las redes automáticas, los limitadores de corriente se instalan en la red de B.T., en los extremos de los cables cuya longitud sea mayor de 5 mts., de acuerdo a un criterio razonable



que justifique su instalación. Por ejemplo, que el protector de red no esté acoplado al transformador y se encuentre ubicada fuera del local de la subestación (ver figura 16). También, cuando el protector de red y el bus cubierto o abierto están distantes y existe el riesgo de falla en los cables, etc. La figura 14, muestra el montaje de limitadores de corriente entre bus cubierto y cable a proteger. Y en la figura 15, se muestra el montaje de limitadores de corriente entre el bus abierto de una subestación tipo interior y el bus blindado para el servicio.

En las redes radiales, los limitadores de corriente se usan para proteger al transformador por la red de M.T. En este caso, los fusibles limitadores se instalan en los gabinetes o bien en los interruptores CS 23.3.600 F200, y se determinan de acuerdo a tensión primaria y capacidad en kVA del transformador. Obviamente los fusibles limitadores para B.T. y M.T. funcionan de acuerdo al mismo principio, pero su diseño y construcción les dá una apariencia diferente.

La tabla siguiente, muestra los tipos de fusibles limitadores en 23 kV, de la marca Driesher y Wittjohann, S.A. para transformadores de distribución:

CAP. DEL TRANSF. (KVA)	CORR. NOM. DEL FUS. (AMP.)	TIPO DEL FUS.LIM. DE CTE.	CAP. INT. DEL FUS. (MVA).
45	6	DR 20/63	1600
75	6	DR 20/63	1600
112.5	6	DR 20/63	1600
150	10	DR 20/10S	1600
225	16	DR 20/16S	1600
300	16	DR 20/16S	1600
500	25	DR 20/25S	1600
750	40	DR 20/40S	1600
1000	63	DR 20/63S	1000
1500	100	DRVA 20/100S	1000
2000	125	DRVAL 20/125S	1000
2500	160	DRVAL 20/160S	1000
3000	160	DRVAL 20/160S	1000

Sino se cuenta con la tabla, o bien para otras marcas de fusibles limitadores y a otras tensiones, puede emplearse la siguiente expresión:

$$I = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times \text{KV}} \quad (8)$$

# LIMITADOR 150 BTC

NORMAS Ly F  
MONTAJE  
FIGURA 14

1 DE 2

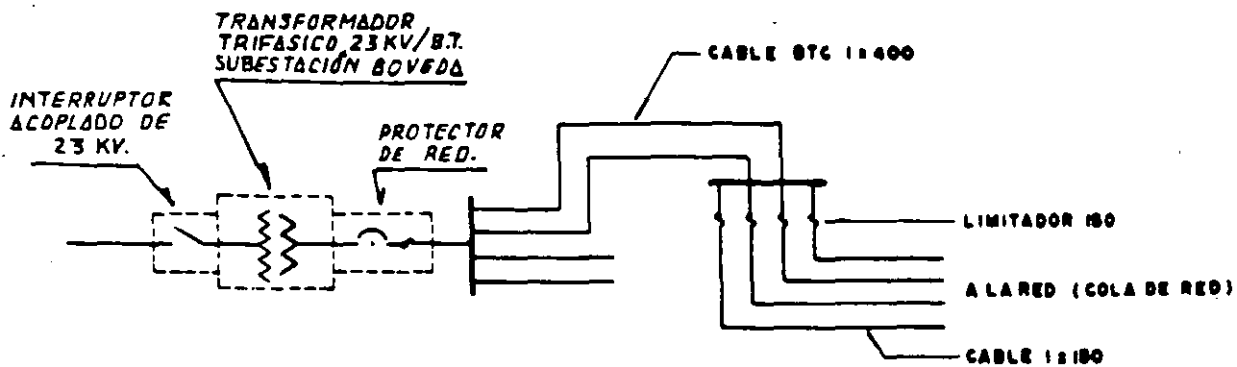
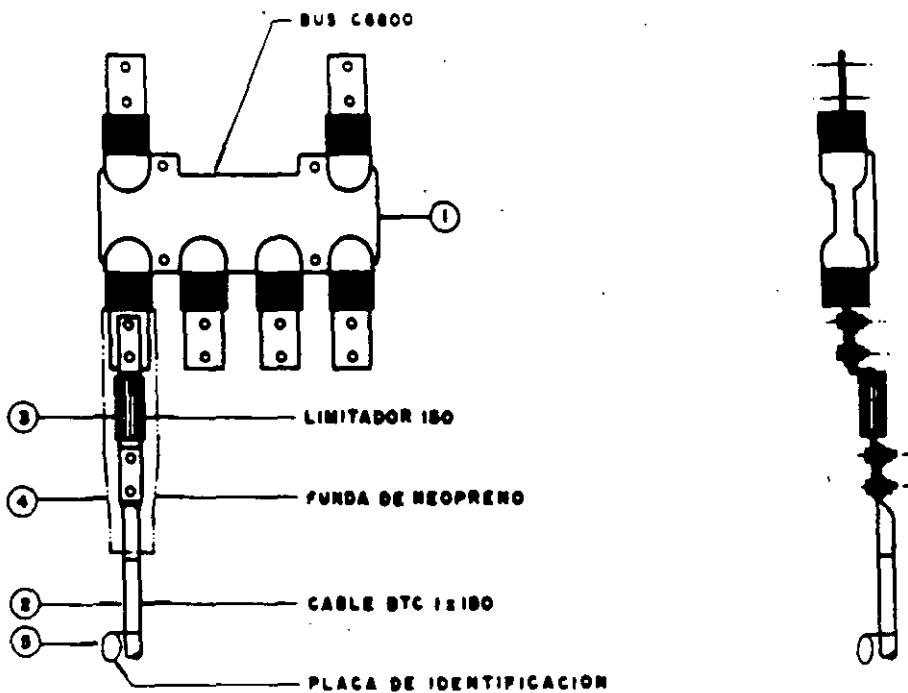


DIAGRAMA UNIFILAR



# LIMITADOR 150 BTC

**NORMAS LyF  
MONTAJE  
FIGURA 14**

2 DE 2

## MATERIAL

REFERENCIA	N O M B R E	NORMA LyF	UNIDAD	CANTIDAD
1	BUS CUBIERTO C 6800	4. 0191	PZA.	
2	CABLE BTC 1 x 150	2. 0041	MTS.	
3	LIMITADOR 150		PZA.	
4	FUNDA 34-61-320T	2 0045	PZA.	
5	PLACA DE IDENTIFICACION DEL CABLE		PZA.	

## APLICACION.

INSTALADOS EN CABLES BTC 1 x 150 EN SUBESTACIONES EN BOVEDA DE REDES AUTOMATICAS ENTRE EL BUS 6800 Y COLAS DE RED o SERVICIOS AISLADOS ALIMENTADOS POR DOS o MAS CABLES EN PARALELO, PROTEGE EL CABLE Y LAS INSTALACIONES CONTRA CORTO CIRCUITOS SEVEROS.

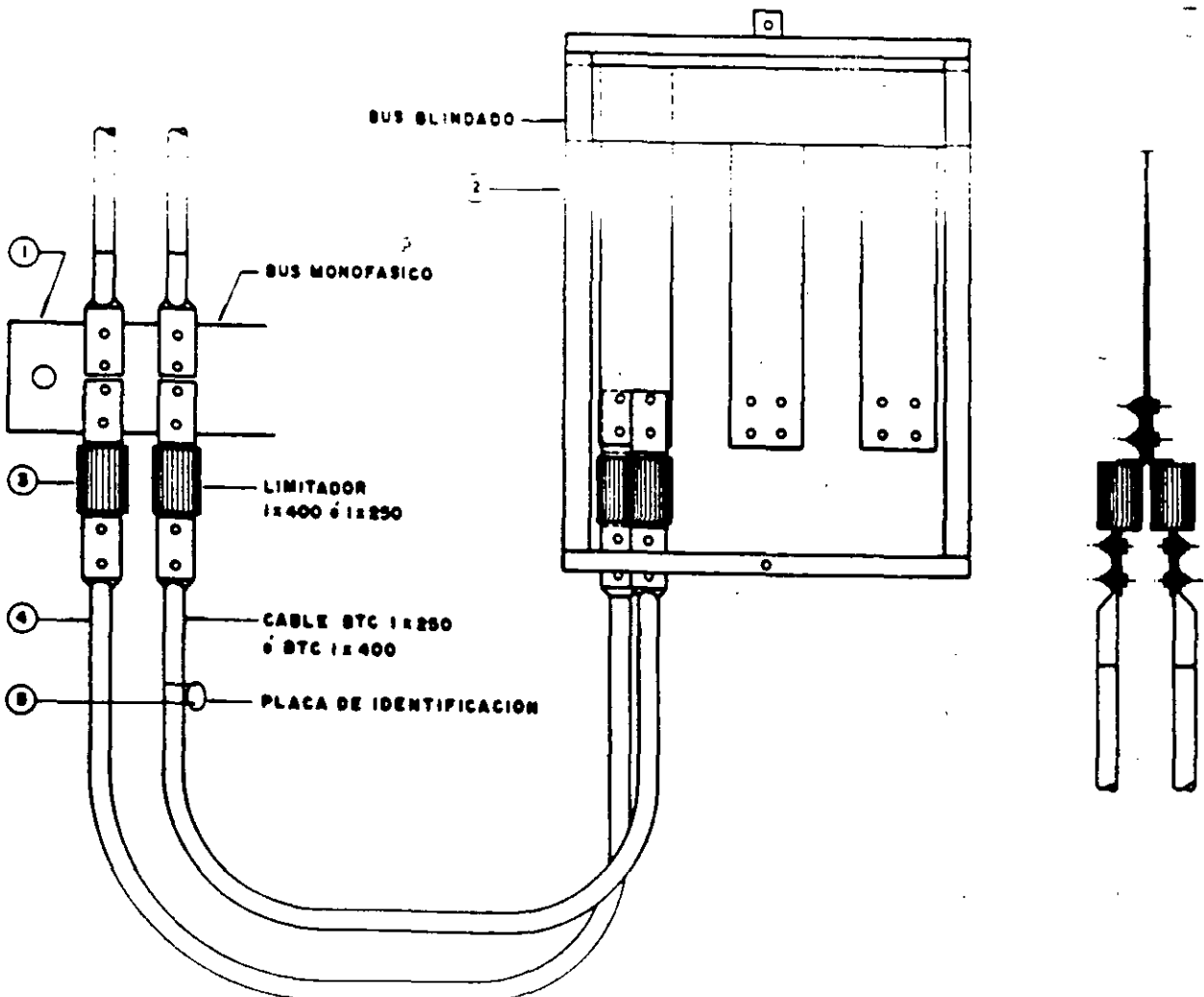
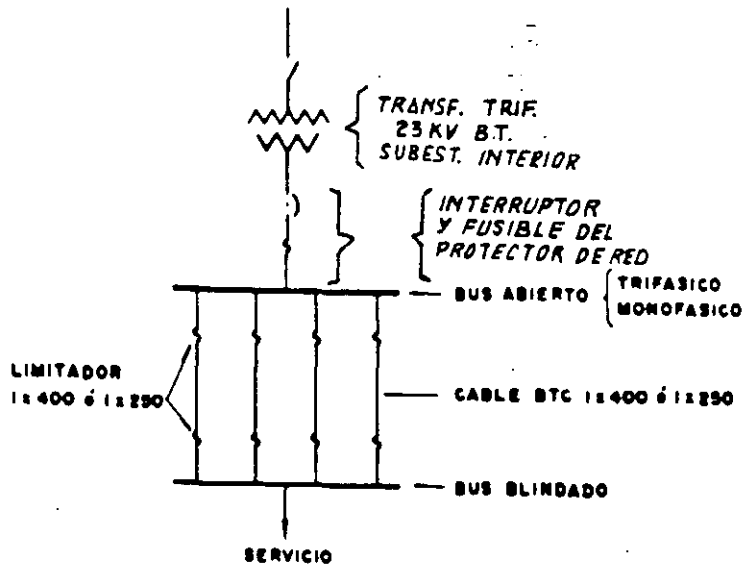
## CLAVE DEL NOMBRE:

LIMITADOR - FUSIBLE TIPO CONECTOR DE ALTA CAPACIDAD  
150 BTC CALIBRE Y TIPO DEL CABLE AL QUE VA CONECTADO

# LIMITADOR 400 BTC, 250 BTC

NORMAS LyF  
MONTAJE  
FIGURA 15

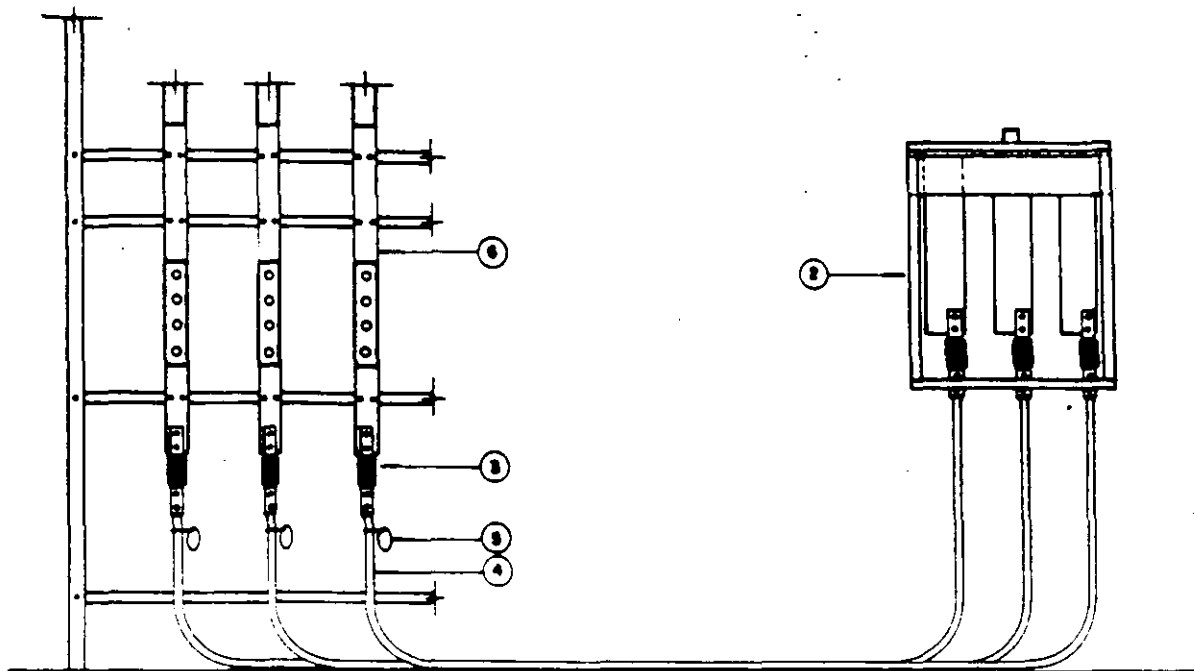
1 DE 2



# LIMITADOR 400 BTC, 250 BTC

NORMAS LyF  
MONTAJE  
FIGURA 15

2 DE 2



## MATERIAL

REFERENCIA	N O M B R E	NORMA LyF	UNIDAD	CANTIDAD
1	BUS MONOFASICO	—	PZA.	
2	BUS BLINDADO	2. 1880. {10 20	PZA.	
3	LIMITADOR 400 ó LIMITADOR 250	—	PZA.	
4	CABLE BTC 1x400 ó CABLE BTC 1x250	2. 0041	MTS.	
5	PLACA DE IDENTIFICACION DEL CABLE	2. 0027	PZA.	
6	BUS TRIFASICO		PZA.	

## APLICACION :

INSTALADOS EN CABLES BTC 1x400 Y 1x250 ENTRE EL BUS ABIERTO Y EL BUS BLINDADO EN SUBESTACIONES INTERIOR DE RED AUTOMATICA PROTEGE EL EQUIPO Y CABLES CONTRA CORTO CIRCUITOS SEVEROS.

## CLAVE DEL NOMBRE:

LIM TADOR - FUSIBLE TIPO CONECTOR DE ALTA CAPACIDAD

400 BTC

250 BTC

CALIBRE Y TIPO DEL CABLE AL QUE VA CONECTADO

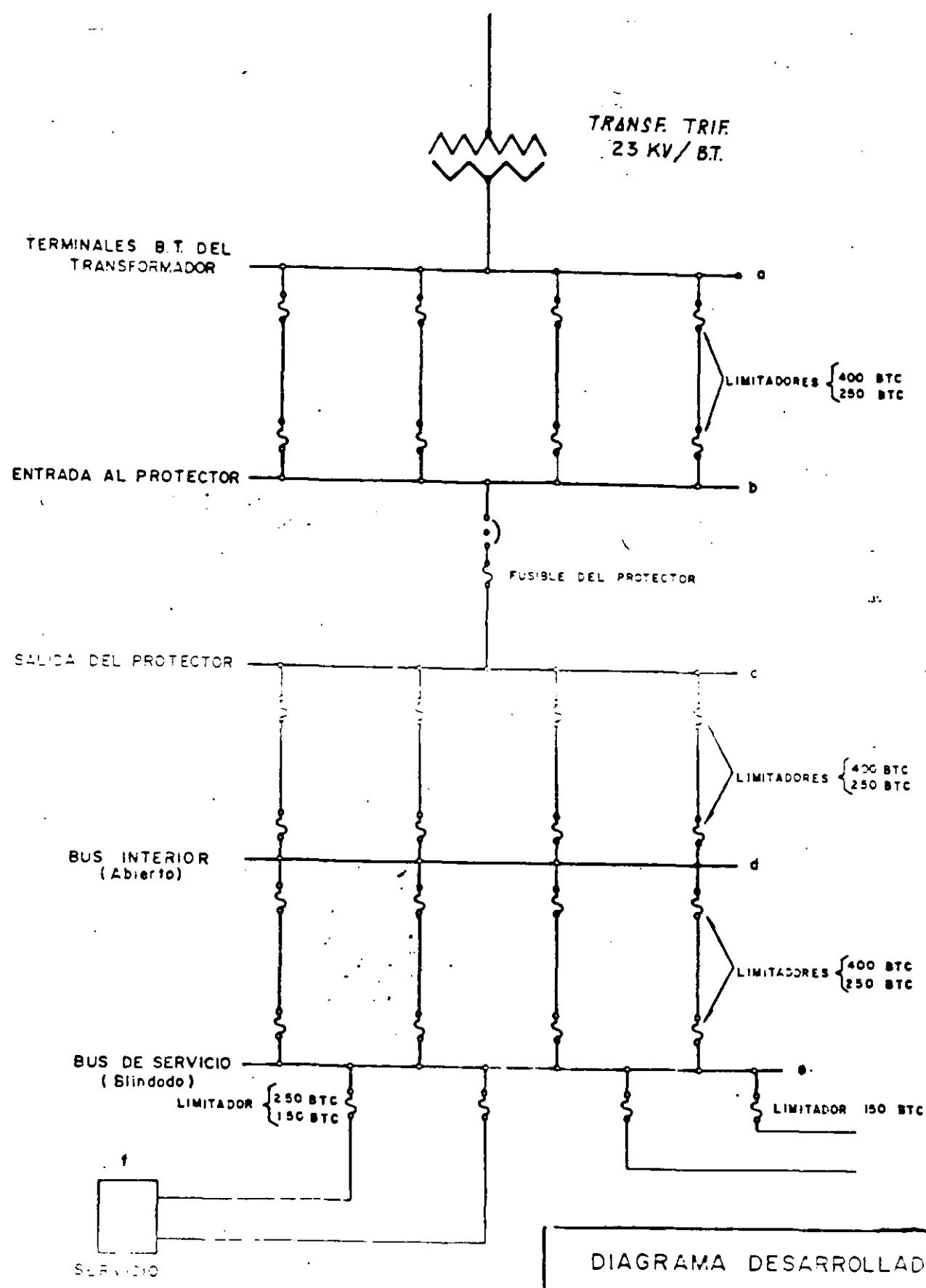


DIAGRAMA DESARROLLADO  
POR TRANSFORMADOR Y POR FASE  
FOLIO N° 16

considerando que la corriente nominal del fusible debe estar entre 2 y 2.5 veces la corriente calculada. Por ejemplo, para los transformadores en 23 kV de 112.5 kVA, 750 KVA y 2500 KVA. se tiene que sus corrientes son:

$$I = \frac{112.5}{\sqrt{3} \times 23} = \underline{2.82 \text{ Amp.}}$$

$$I = \frac{750}{\sqrt{3} \times 23} = \underline{18.83 \text{ Amp.}}$$

$$I = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 23} = \underline{62.76 \text{ Amp.}}$$

para los cuales, según la tabla anterior, puede verse que los fusibles limitadores corresponden respectivamente a: 2:12, 2:12 y 2.5 veces la corriente calculada para cada transformador.

5.- DETERMINACION DEL TRANSFORMADOR, BUS, ACCOMETIDA Y MEDIDORES EN BAJA TENSION.

Carga Instalada (CI).- Es la carga en kW, KVA o Amp. que consumirían todos los contactos, salidas de alumbrado, motores, parrillas, etc. para lo cual fue construida una instalación eléctrica.

Demanda instantánea (d).- Es el consumo de energía eléctrica - expresado en kW, KVA o Amp., en cualquier instante, de una instalación eléctrica.

Factor de demanda instantánea (fd).- Es la relación, entre la demanda instantánea y la carga instalada.

$$fd = \frac{d}{CI} \quad \text{-----} \quad (9)$$

Demanda máxima (DM).- Es el consumo máximo de energía eléctrica.

ca expresado en kW, KVA o Amp. cuya duración mínima sea de 15 minutos, de un día promedio anual.

Factor de demanda máxima (FD).- Es la relación, entre la demanda máxima y la carga instalada.

$$FD = \frac{D}{CI} \quad (10)$$

Demanda media (Dm).- Es el consumo medio o promedio de energía eléctrica, expresado en kW, KVA o Amp., de un día promedio -- anual.

Factor de carga (FC).- Es la relación entre la demanda media y la demanda máxima.

$$FC = \frac{Dm}{D} \quad (11)$$

Demanda coincidente (Ds).- Es un sistema de suministro de energía eléctrica de dos o más servicios abastecidos por un solo alimentador o por una sola fuente de energía (transformador), - la demanda coincidente, es la máxima total consumida (simultáneamente), por todos los servicios del sistema durante un tiempo igual o mayor a 15 minutos, expresada en kW, KVA o Amp. También se le conoce como "Demanda máxima simultánea" o bien como "Demanda máxima del Sistema".

Factor de coincidencia (Fc).- Es la relación entre la demanda máxima del sistema (o demanda coincidente) y la suma de las demandas máximas individuales (Di).

$$Fc = \frac{Ds}{\sum Di} \quad (12)$$

También se le conoce como "Factor de Simultaneidad" y adquiere importancia, para cargas con demandas máximas que varían a horarios diferentes. En el caso de edificios habitacionales, con dominios o cualquier otro tipo de zona habitacional, se pueden usar los factores de coincidencia de la siguiente tabla:



NºDEP.	FC	NºDEP.	FC
1-4	1	25-29	0.46
5-9	0.78	30-34	0.44
10-14	0.63	35-39	0.42
15-19	0.53	40-49	0.41
20-24	0.49	50-más	0.40

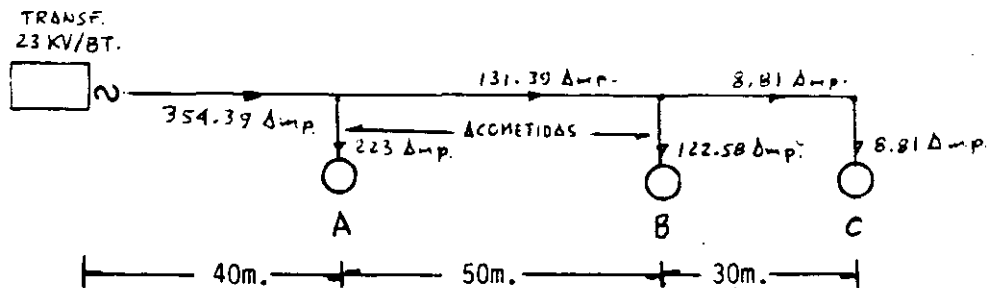
Factor de Potencia (FP).- Es la relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (KVA)

$$FP = \frac{KW}{KVA} \quad (13)$$

Desbalanceo de Fases (Desb.).- Es un sistema polifásico, el desbalanceo entre las fases debe minimizarse y es la doble relación de la diferencia de la carga instalada en la fase más cargada (F), menos la carga instalada en la fase menos cargada (f) entre la carga instalada de la fase menos cargada (F).

$$Desb. = \frac{F-f}{F} \quad (14)$$

Ejemplo.- Determinar el transformador, bus, acometida y medidas de la red de B.T. para los servicios que se indican:



A.- Edificio de 14 pisos con 28 departamentos y estacionamiento  
Cada departamento cuenta con:

- 18 Lámparas incandescentes de 75 W. c/u
- 22 Contactos de 150 W. c/u

Los servicios del propio edificio son:

- 60 Reflectores de 75 W. c/u (estacionamiento).
- 42 Lámparas fluorescentes de 3x74 W, c/u, con F.P.= 0.6 (pasillos, escaleras y caseta de vigilancia).
- 12 Contactos de 150 W. c/u (estacionamiento y caseta de vigilancia).
- 1 Motor trifásico, 3 H.P., 220 V., F.P.= 0.7 y eficiencia del 88% (bombeo de agua).
- 1 Motor trifásico, 12 H.P., 220 V., F.P.=0.8 y eficiencia del 92% (elevador).

Los departamentos tienen un FD=0.6 y los servicios del edificio tienen un FD=0.9

B.- Taller mecánico, con FD=0.82 y CI de:

- 62 Lámparas fluorescentes de 2x74 W. c/u y F.P.=0.6
- 8 Lámparas fluorescentes de 2x38 W. c/u y F.P.=0.7
- 4 Contactos trifásicos especiales para 1,200 W. c/u
- 11 Contactos monofásicos de 150 W. c/u
- 5 Motores trifásicos de 7.5 HP, 220 V, F.P.=0.72 y eficiencia 90%
- 3 Motores monofásicos de 1.5 HP, 127 V, F.P. =0.85 y eficiencia 85%

C.- Tienda de comestibles, con FD=0.7 y CI de:

- 8 Lámparas fluorescentes de 2x38 W. c/u y F.P.=0.6
- 4 Contactos de 150 W. c/u
- 1 Motor de 2 HP, 220 V, F.P.=0.85, y eficiencia del 83%
- 1 Motor de 1.5 HP, 127 V, F.P.=0.75 y eficiencia del 87%

### RESOLUCION

A.- Para cada departamento, se tiene que:

$$18 \times 75/1,000 = 1.35 \text{ KW.}$$

$$22 \times 150/1,000 = \underline{3.30 \text{ KW}}$$

$$\text{CI} = \underline{\underline{4.65 \text{ KW.}}}$$

De la expresión 10, se obtiene la demanda máxima de cada departamento.

$$D = \text{CI} \times \text{FD} = 4.65 \times 0.6 = \underline{\underline{2.79 \text{ KW}}}$$

(Se usará un Watt-horímetro monofásico S-100-1 para cada departamento)

Para los 28 departamentos se usarán 28 WHM's S-100-1.  
=====

La demanda coincidente total de los 28 departamentos del edificio de acuerdo con la expresión 12 es:

$$D_s = F_c \times \sum D_i = 0.63 \times 28 \times 2.79 = 49.2 \text{ KW}$$

=====

Para los servicios propios del edificio, se tienen que:

$$\begin{aligned} 70 \times 75/1,000 &= 4.500 \text{ KW} \\ 3 \times 3 \times 74 \times 1.25/1,000 &= 11.655 \text{ KW.} \\ 12 \times 150/1,000 &= 1.800 \text{ KW.} \\ 3 \times 0.746/0.88 &= 2.543 \text{ KW.} \\ 12 \times 0.746/0.92 &= 9.730 \text{ KW.} \\ \hline \text{CI} &= 30.228 \text{ KW} \\ &===== \end{aligned}$$

De la expresión 10, la demanda máxima del servicio del edificio es:

$$D = \text{CI} \times D = 30.228 \times 0.9 = \underline{27.205 \text{ KW}}$$

Entonces, el edificio completo tiene una carga instalada y demanda total de:

$$\begin{aligned} \text{CI} &= 28 \times 4.65 + 30.228 = \underline{160.423 \text{ KW}} \\ D &= 49.2 + 27.205 = \underline{76.405 \text{ KW}} \end{aligned}$$

B.- Para el taller mecánico, se tiene que:

$$\begin{aligned} 62 \times 2 \times 74/1,000 &= 9.176 \text{ KW} \\ 8 \times 2 \times 38/1,000 &= 0.608 \text{ KW} \\ 4 \times 1200/1,000 &= 4.800 \text{ KW} \\ 11 \times 150/1,000 &= 1.650 \text{ KW} \\ 5 \times 7.5 \times 0.746/0.9 &= 31.082 \text{ KW} \\ 3 \times 1.5 \times 0.746/0.85 &= 3.949 \text{ KW} \\ \hline \text{CI} &= \underline{51.266 \text{ KW}} \\ D &= 51.266 \times 0.82 = \underline{42.038 \text{ KW}} \end{aligned}$$

C.- Para la tienda de comestibles se tiene que:

$$\begin{aligned} 8 \times 2 \times 38/1,000 &= 0.608 \text{ KW} \\ 4 \times 150/1,000 &= 0.600 \text{ KW} \\ 2 \times 0.746/0.82 &= 1.820 \text{ KW} \\ 1.5 \times 0.746/0.87 &= 1.286 \text{ KW} \\ \hline \text{CI} &= 4.314 \text{ KW} \end{aligned}$$

$$D = 4.314 \times 0.7 = \underline{3.020 \text{ KW}}$$

El taller mecánico llevará para la medición un equipo MBP-150 ya que la corriente máxima que toma es:

$$I = \frac{\text{KW} \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times \text{FP}} = \frac{42.038 \times 1000}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.9} = 122.58 \text{ Amp.}$$

Observese que para los motores se deberían considerar los factores de potencia 0.72 y 0.85 para determinar la corriente que toman cada uno (de hecho así es), pero en este caso, se considera para toda la carga, un FP=0.9, ya que la red de distribución se diseña para éste FP.

En general:

$$I = \frac{\text{KW} \times 1000}{\sqrt{3} \times V \times \text{FP}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.9} \times 2.915 \text{ KW}$$

La tienda de comestibles, aunque su demanda amerita un WHM mono fásico, deberán instalársele tres WHM's monofásicos S-100 ya que debe tener acometida trifásica debido al motor de 2 HP a 220 V.

La demanda total del sistema es:

$$D = 76.405 + 42.038 + 3.020 = \underline{121.463 \text{ KW}}$$

Expresada en Amp. con la expresión 15.

$$D = 2.916 \times 121.463 = \underline{354.186 \text{ Amp.}}$$

Y expresada en KVA con FP =  $121.463/0.9 = \underline{135 \text{ KVA.}}$

De acuerdo con esto, se selecciona un transformador comercial trifásico de 150 KVA que operará al: -

$$\frac{135}{150} \times 100\% = \underline{90\% \text{ de capacidad}}$$

Las acometidas a cada servicio, serán de acuerdo a la corriente que tome cada servicio (de la expresión 15).

A.-  $I = 76.405 \times 2.916 = \underline{223 \text{ Amp.}}$

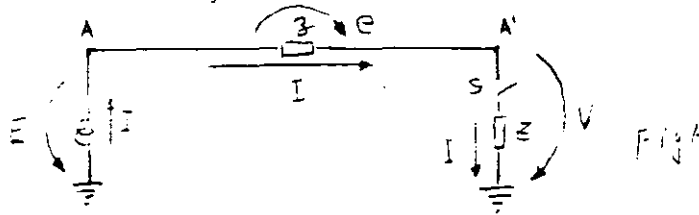
B.-  $I = 42.038 \times 2.916 = \underline{122,58 \text{ Amp.}}$

C.-  $I = 3.020 \times 2.916 = \underline{8.81 \text{ Amp.}}$

### 7.- DETERMINACION DEL ALIMENTADOR Y FUSIBLES DE BAJA TENSION

La capacidad de los fusibles de B.T. se determina a la corriente permisible por el cable, ya que su función es protegerlo.

Los cables de la red de B.T. se determinan por caída de tensión por regulación del voltaje y por corriente, escogiéndose aquel que resulte de mayor sección transversal.



En la figura, se tiene el diagrama unifilar de una red de baja tensión, siendo:

E = Voltaje de fase, en el secundario del transformador.

e = Caída de tensión en la red, cuando el interruptor (s) de la carga está cerrado.

V = Caída de tensión en la carga cuando el circuito esta cerrado.

Se define la regulación del voltaje (Reg.) en la red como:

$$\text{Reg} = \frac{E-V}{V} \quad (16)$$

Esta regulación, no debe exceder del 4%, por lo que se emplea para cálculos un valor del 3.5% = 0.035

La caída del tensión en la línea (e), no debe exceder del 5% del voltaje de la fuente.

$$e < 5\% \times E = \frac{5}{100} \times \frac{220}{\sqrt{3}} = \underline{6.35 \text{ Volts (Máxima)}}$$

De la figura, se tiene que:

$$E = e + V$$

De la cual se obtiene:

$$\left. \begin{array}{l} E - V = e \\ y \quad V = E - e \end{array} \right\} \text{-----} (17)$$

Sustituyendo respectivamente las expresiones 17 en la 16, se tiene que:

$$\text{Reg} = \frac{e}{E - e}$$

y despejando a "e", se llega a:

$$e = \frac{\text{Reg.} \times E}{1 + \text{Reg.}} \text{-----} (18)$$

Para una regulación máxima del 3.5% = 0.035, se tiene:

$$e = \frac{0.035 \times 220 / \sqrt{3}}{1 + 0.035} = \underline{4.295 \text{ Volts.}}$$

Es decir, la caída de tensión no debe exceder de 6.35 Volts., pero por regulación tampoco debe exceder de 4.295 Volts., por lo que se considera como máxima caída de tensión en la línea, el valor de 4.295 Volts.

La caída de tensión por fase, está dada por la expresión:

$$e = K' i l \text{ (19)}$$

donde K' es la constante del cable expresada en:

$$K' = \frac{e}{i l} \left[ \frac{\text{Volts}}{\text{Amp. x Km}} \right]$$

Cada fabricante de conductores proporciona de acuerdo a la am-  
pacidad de sus cables, los valores de K', siendo los de aisla-  
miento de cadena cruzada tipo RHH, los siguientes.

CABLE BTC.	AREA (mm2)	AMP.	K'
1 x 15	13.3	110	1.678
1 x 35	33.6	170	0.562
1 x 70	67.4	270	0.331
1 x 150	152.0	420	0.150
1 x 250	253.4	450	0.094
1 x 400	405.4	600	0.065

Es el caso del ejemplo anterior, la corriente a la salida del  
alimentador es:

$$I = 223 + 122.58 + 8.81 = \underline{354.39 \text{ Amp.}}$$

Y según la tabla anterior le corresponden cables BTC 1x150.

Por regulación y caída de tensión, según la expresión 19 para  
cada tramo de longitud con su respectiva corriente se obtiene:

$$e = K' i l = K' \sum i l$$

$$\therefore K' = \frac{e}{\sum i l} \quad (20)$$

Sustituyendo valores numéricos en (20), considerando las longitudes en Km.

$$K' = \frac{4.295}{354.39 \times 0.04 + 131.39 \times 0.05 + 8.81 \times 0.03}$$

$$K' = \underline{0.204} \quad \frac{\text{Volts}}{\text{Amp.} \cdot \text{Km}}$$

Interpolando este valor con la tabla anterior, se encuentra entre los valores 0.150 y 0.331, de los cuales, el de mayor sección transversal es el cable BTC 1x150.

Para este ejemplo, tanto por corriente, caída de tensión y regulación del voltaje, se usarán tres cables BTC 1x150 como línea y un cable (calibre inmediato inferior) como neutro BTC 1 x 70.

A la salida del bus, se usarán tres fusibles para cable BTC 1 x 150, que en este caso son limitadores de corriente denominadas CR-350.





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES  
Y PARA EDIFICIOS.  
MOD. I SISTEMAS DE DISTRIBUCION.  
del 19 al 30 de septiembre de 1994.

T E M A:  
RESULTADOS DE LA EVALUACION DE DIVERSOS METODOS DE  
P R O T E C C I O N.....

DR. FRANCISCO DE LA ROSA.

RESULTADOS DE LA EVALUACION DE DIVERSOS METODOS DE PROTECCION  
CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS EN  
CIRCUITOS DE DISTRIBUCION

PARTE 1. EVALUACION EXPERIMENTAL

F. De la Rosa, J. Silva, C. Romualdo, H. Pérez  
Instituto de Investigaciones Eléctricas  
Apartado Postal 475  
Cuernavaca, Mor.

W. Casarrubias  
C. F. E.  
Div. Centro Sur  
Cuernavaca, Mor.

RESUMEN

Se presentan los resultados de la evaluación experimental de diversos métodos de protección contra sobretensiones de origen atmosférico en líneas de distribución. El trabajo incluye mediciones de voltajes inducidos por descargas atmosféricas en una línea experimental en la División Sureste y en cuatro líneas experimentales en la División Centro Sur de CFE. Asimismo, se describe la evaluación de aisladores con entrehierro y limitador de corriente (CLAH's) y del plan de evaluación de apartarrayos en circuitos en operación en la División Centro Sur.

1. INTRODUCCION

Las descargas atmosféricas se encuentran como una de las principales causas de falla en circuitos de distribución en zonas con una incidencia elevada de rayos a tierra. En 1984 el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) inició para CFE un estudio para determinar las características de los voltajes creados en una línea de distribución experimental de 2.8 km en el Estado de Chiapas durante tormentas eléctricas. Estos estudios demostraron que la línea se comporta como un antena direccional donde el voltaje en un extremo aumenta para ciertas posiciones de las descargas atmosféricas con respecto a la línea y disminuye para otras. Se desarrolló la teoría para explicar adecuadamente el mecanismo de inducción. Esta se describe en la Parte 2 complementaria a este artículo.

Del mismo modo, se encontró que los apartarrayos autovalvulares no presentan una alternativa adecuada para protección contra sobretensiones con frentes de onda rápidos, típicos de los creados por descargas atmosféricas cercanas a la línea. En este

estudio se inició también el estudio de sobretensiones creadas en el lado de baja tensión de un transformador por acoplamiento electromagnético. Esto significa que los voltajes producidos en el lado de alta tensión pueden ser transferidos al lado de baja tensión por efecto de las capacitancias entre los devanados y también inductivamente.

En 1987 se inició, esta vez en la División Centro Sur de CFE, un estudio para determinar la efectividad de diversos métodos de protección contra sobretensiones de origen atmosférico, en cuatro líneas experimentales de 1.5 km construidas por CFE cerca de la población de Yecapixtla. Los resultados de las mediciones para determinar la influencia de diversos esquemas de protección, junto con los resultados del primer año de evaluación del aislamiento autoprotegido CLAH, se reportaron a CFE en Agosto de 1990 [1]. En ellos se mostró el efecto de la aplicación de un hilo de guarda y de apartarrayos en el caso de tensiones inducidas por rayos cercanos, así como los resultados del efecto observado de la operación de los CLAH's.

2. METODOS DE PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES  
EN LINEAS DE DISTRIBUCION

1. Métodos Convencionales

Dentro de los métodos de protección de líneas de distribución contra sobretensiones comúnmente utilizados por CFE se encuentran:

- a) Hilo de guarda multiaterrizado
- b) Apartarrayos autovalvulares
- c) El sobreaislamiento proporcionado por postes de madera o por aislamiento de una clase superior

En el pasado, debido al elevado índice de fallas de los apartarrayos, se ha optado por la instalación de hilo de guarda o de sobreaislamiento en redes rurales. Con relación a la protección de equipo, es práctica común instalar un juego de apartarrayos en transformadores, reguladores de voltaje, restauradores y seccionalizadores.

Los valores de resistencia de conexión a tierra se tienen normalizados en CFE para líneas

de distribución a 5 Ohms en época de lluvias y a 10 Ohms en época de estiaje. Cuando no es posible obtener dichos valores con el uso de un solo electrodo, se utilizan varios electrodos interconectados entre sí. Más recientemente, CFE ha adoptado el uso de pozos de alrededor de unos 50-60 cm de diámetro rellenos con bentonita y con una malla conductora en el fondo a la cual se conecta el electrodo de tierra. Esto para reducir la resistividad aparente del terreno y con ello el valor de resistencia de conexión a tierra.

## 2. Métodos basados en la tecnología del Oxido de Zinc

### a) Apartarrayos de Oxido de Zinc (ZnO)

Para tener una concepción más clara de este apartarrayos se mencionarán las principales diferencias con el apartarrayos convencional autovalvular construido con bloques de Carburo de Silicio (SiC).

La figura 1 muestra las características voltaje-corriente de ambos tipos de apartarrayos. Para corrientes de impulso de 10 kA y mayores el nivel de protección de ambos apartarrayos es prácticamente el mismo; sin embargo, para voltajes de operación normal, la corriente resistiva a través del apartarrayos de ZnO es menor a 1 mA mientras que en el bloque de SiC es del orden de 100 a 500 A. Por este motivo el apartarrayos de ZnO puede fabricarse completamente sin entrehierros.

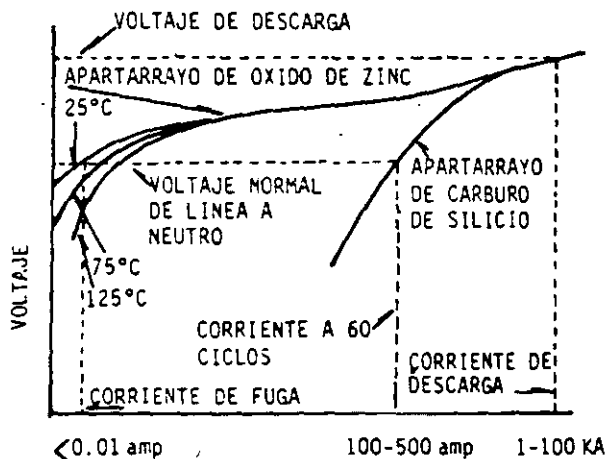


Figura 1. Características V-I de apartarrayos convencionales y de Oxido de Zinc

Esto significa que el apartarrayos de ZnO debe ser capaz de soportar continuamente el voltaje nominal mientras que el apartarrayos de SiC, debido a la necesaria presencia de los entrehierros, se "conecta" a la línea solo en el evento de una sobretensión transitoria que produzca el rompimiento del espacio de los entrehierros. Debido a sus características de una alta no-linealidad, el apartarrayos de ZnO presenta una conducción inmediata de corriente como resultado de cualquier aumento, del voltaje por arriba de su valor nominal. El apartarrayos autovalvular, en cambio, requiere de la operación de los entrehierros para comenzar a

conducir corriente a tierra. Este efecto es particularmente desventajoso en el caso de las tensiones inducidas, las cuales presentan frentes de onda comúnmente con duraciones menores a 1 microsegundo. En este caso el voltaje de descarga puede ser considerablemente más grande.

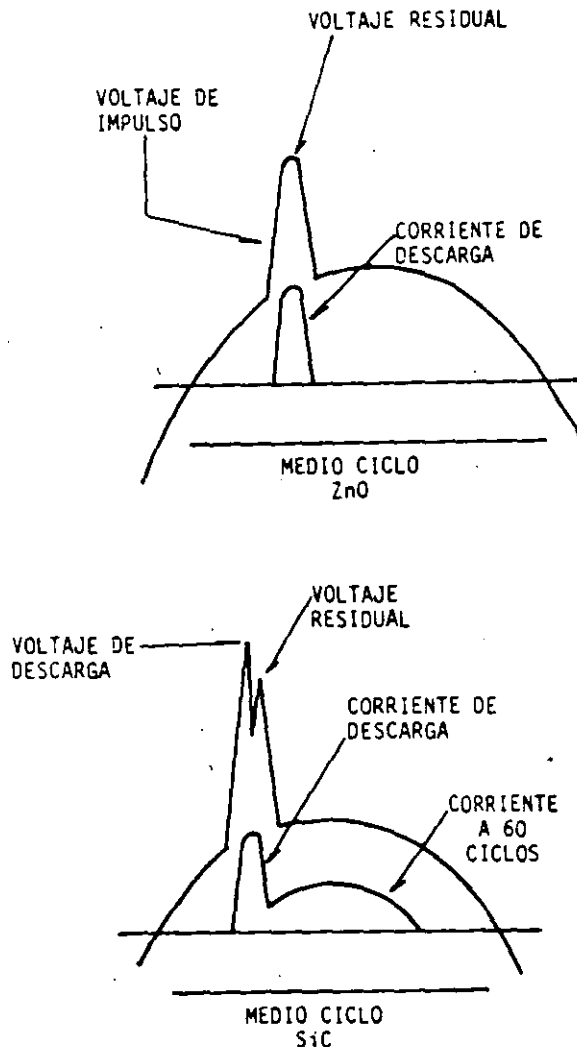


Figura 2. Interrupción de corriente de frecuencia del sistema en los dos tipos de apartarrayos

Cuando se descarga un impulso de corriente en un apartarrayos autovalvular, los bloques de SiC se ven sujetos al paso de la corriente de descarga de varios kiloamperes durante varios microsegundos, seguida de una corriente de frecuencia nominal de 100-500 A durante algunos milisegundos (ver figura 2). Como se observa, una gran parte de la energía absorbida es debida a la corriente de 60 Hz. En el apartarrayos de ZnO la energía disipada es mucho menor debido a la ausencia de la corriente de 60 Hz. Por lo tanto, es muy importante considerar el esfuerzo a que se ven sometidos los apartarrayos por la corriente de frecuencia del sistema que circula después del transitorio. En el apartarrayos convencional esta corriente se interrumpe como resultado de la desionización del entrehierro por medio del mecanismo de soplado magnético o en el instante que el voltaje tiene su primer paso por cero después del transitorio. En el

apartarrayos de ZnO debido a la ausencia de entrehierros y a las excelentes características de no linealidad del material [2], la corriente es limitada a la corriente de fuga tan pronto como el voltaje regresa a su valor nominal.

Bajo condiciones de contaminación se forman las llamadas "bandas secas" en la superficie de la porcelana del apartarrayos. Este efecto produce distorsiones del gradiente de voltaje que afecta los entrehierros internos por medio de capacitancias de acoplamiento entre los entrehierros y la porcelana. Algunos entrehierros pueden bajo tales condiciones resultar expuestos a esfuerzos superiores a los de las condiciones de diseño, que los lleven a operar indeseablemente y en el peor de los casos en forma continua produciendo falla del apartarrayos.

Este problema se minimiza (pero no se elimina) utilizando circuitos de graduación colocados a través de los entrehierros (arreglos de resistencias o capacitancias) para reducir el efecto de la distorsión del gradiente de voltaje. Los apartarrayos de ZnO están libres de este problema y por lo tanto de las fallas asociadas con la contaminación.

b) "Cuerno" de arco y limitador de corriente CLAH

Recientemente se desarrolló y comercializó un novedoso medio de protección de líneas contra sobretensiones atmosféricas basado en la combinación de un entrehierro en serie con un elemento de Oxido de Zinc como limitador de corriente [3], conectados a través del aislamiento, como se muestra en la figura 3.

Este dispositivo está diseñado de tal forma que el rompimiento del entrehierro producido por una sobretensión ocurre siempre entre el conductor y el arillo colocado alrededor del aislador y conectado a la parte superior del elemento limitador de corriente.

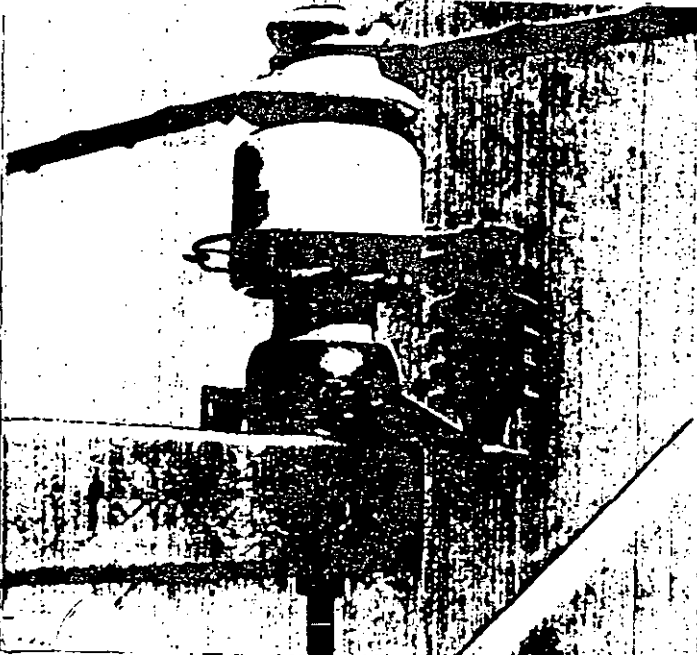


Figura 3. Fotografía del aislador con cuerno descargador de arco y limitador de corriente de falla

Las características voltaje-tiempo tanto del aislador como del entrehierro en el CLAH se muestran en la figura 4.

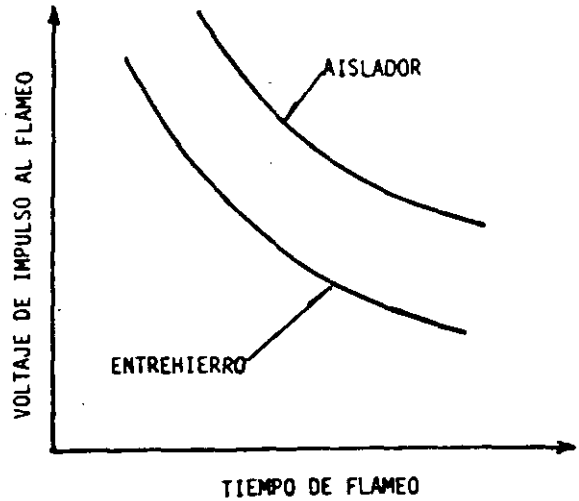


Figura 4. Curvas V-t del aislador y del entrehierro en el CLAH

La figura 5 describe esquemáticamente los voltajes en diversos puntos y la corriente a través del elemento limitador, las características voltaje-corriente del entrehierro, del limitador de corriente y la combinación de ambas y finalmente el proceso como ocurre la extinción de corriente producida por un voltaje transitorio. Obsérvese que en el momento en que el voltaje transitorio recupera su nivel normal, se alcanza el punto más bajo de la característica V-I del CLAH, que es el voltaje mínimo requerido para sostener el arco en el entrehierro. Sin embargo en ese instante el voltaje senoidal sigue creciendo por lo que el arco no se extingue y comienza a fluir corriente de frecuencia del sistema, la cual se extingue cuando la corriente vuelve a pasar por el punto  $I_s$  en la característica V-I y dado que después de este instante el voltaje del sistema va en descenso, el arco a través del entrehierro y consecuentemente la corriente de 60 Hz se extinguen.

### 3. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES EXPERIMENTALES

#### 3.1 Línea experimental de Chiapas

En 1984 la CFE construyó, con la participación de la División Centro Sur, una línea experimental en el Estado de Chiapas, muy cerca de la población de Escuintla. El IIE construyó y adaptó una caseta de medición totalmente blindada en cada extremo de la línea y conectó divisores de tensión capacitivos para medir el voltaje durante las tormentas eléctricas. La figura 6 muestra una fotografía de un extremo de la línea donde se observa la caseta utilizada para contener el equipo de medición. A los cables coaxiales utilizados para llevar las señales desde los divisores de tensión hasta la caseta de medición se les proporcionó un doble blindaje para evitar efectos de interferencia. El campo eléctrico de la descarga se registró con una antena de placas planas como se observa en la figura 7, donde

también se aprecia un contador de rayos a tierra. Un observador determinó la localización de las descargas respecto a la línea registrando el ángulo de la dirección de la descarga con respecto a la línea y el tiempo al trueno para determinar la distancia.

durante las mediciones.

En el período 1984-1986 se registraron los voltajes observados en ambos extremos de la línea durante las tormentas eléctricas y la posición de las descargas con respecto a la línea. Para evitar las reflexiones en extremos, se utilizaron resistencias de acoplamiento calibradas al valor de la impedancia característica de la línea.

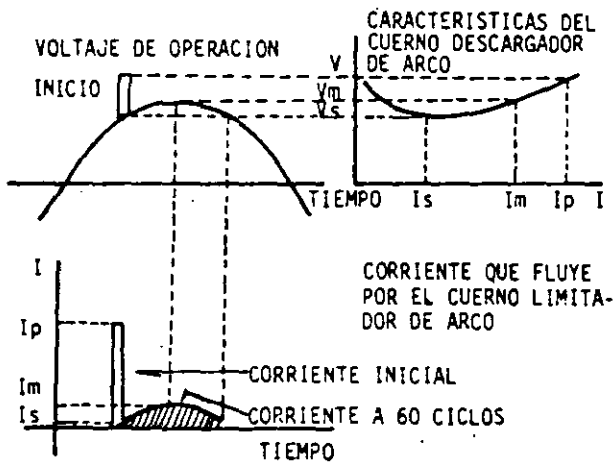
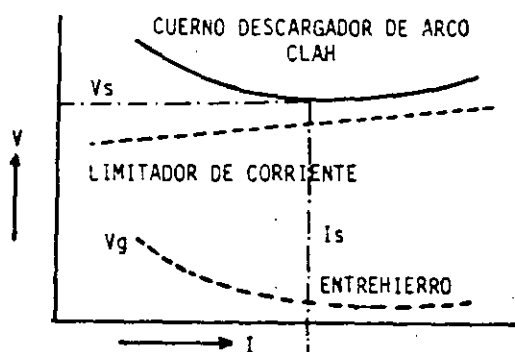
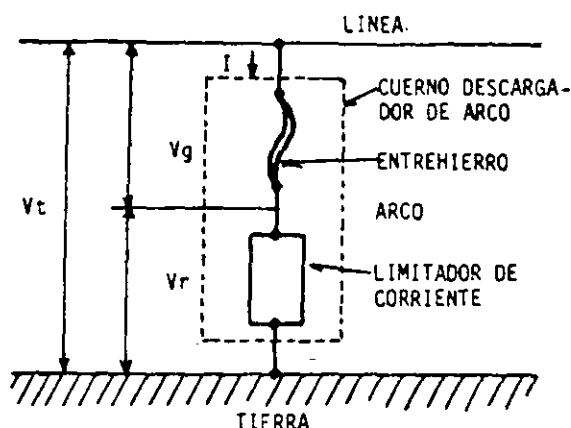


Figura 5. Operación del CLAH

Para proteger los aparatos de medición, se utilizó un tubo de descarga de gas a la salida del divisor capacitivo y un arreglo de diodos Zenner en la llegada de los cables al equipo de medición.

Los instrumentos de medición se alimentaron de energía eléctrica (120 VCA) generada por una planta de emergencia (motor de combustión interna de gasolina) de 4 kVA. Esto se hace para evitar la pérdida de información que podría provocarse por interrupciones en la alimentación

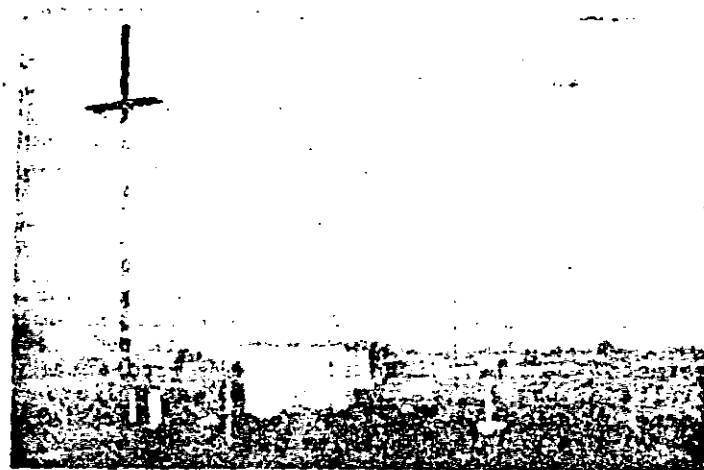


Figura 6.- Línea experimental de 2.8 km en Chiapas



Figura 7.- Antena para medición del campo eléctrico

### 3.2 Líneas experimentales de Yecapixtla

En 1987, la Gerencia de Distribución y la División Centro Sur de Comisión Federal de Electricidad apoyaron la construcción de cuatro líneas experimentales de distribución, con una longitud de 1.5 km cada una, en la Zona Cautla, cerca de la población de Yecapixtla, Mor.

Las líneas se construyeron paralelas entre sí y con una distancia de separación de 1 m para reducir al mínimo los efectos de inducción mutua. El objetivo de estas instalaciones fue el de evaluar la efectividad de diversos esquemas de protección contra los voltajes producidos por

Las descargas atmosféricas cercanas a las líneas experimentales. Los esquemas que se evaluaron fueron: hilo de guarda, apartarrayos y sobreaislamiento. La cuarta línea sin protección se utilizó como referencia.

Las líneas, de construcción normalizada, monofásicas, y construidas sobre postes de concreto, se mantuvieron desenergizadas durante las mediciones. La figura 8 muestra una vista general del área.

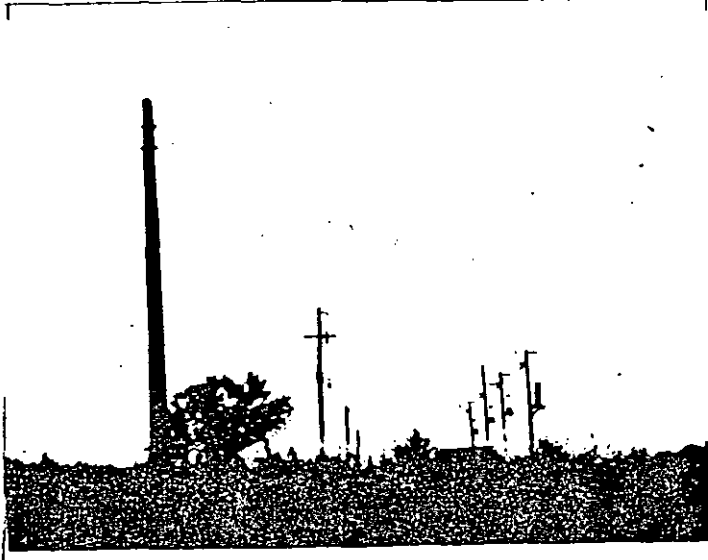


Figura 8.- Vista de las líneas experimentales en Yecapixtla, Mor.

En la línea protegida con apartarrayos éstos se instalaron en tres puntos de la línea, uno se instaló a la mitad de la línea y los otros dos en los extremos, conectándolos a tierra por medio de una varilla de Copperweld. El hilo de guarda se construyó de manera que se tuviera un ángulo de curvatura de 30 grados, usado normalmente en distribución. La línea con sobreaislamiento se instaló con aisladores de 34.5 kV en toda su longitud; durante la segunda parte del tiempo de medición se le instalaron apartarrayos de Oxido de Zinc en los mismos puntos que en la línea con apartarrayos convencionales.

Al igual que la línea en Chiapas, las líneas experimentales se terminaron en sus extremos con resistencias de acoplamiento calibradas al valor de su impedancia característica. Los procedimientos para protección de equipo, registro de mediciones, determinación de la posición del rayo respecto a la línea y alimentación al equipo de medición, fueron realizados en forma similar al trabajo en Chiapas.

### 3.3 Circuito MZT 4040 de la División Centro Sur

En 1988, como parte de los convenios de cooperación que el IIE ha establecido con fabricantes de equipos eléctricos, se acordó conjuntamente con CFE, instalar en un circuito de distribución de la División Centro Sur, aisladores de fabricación japonesa con protección integrada. Esto se hizo con el propósito de evaluar su comportamiento en una zona con una densidad de descargas atmosféricas elevada.

El circuito seleccionado para llevar a cabo esta experimentación fue el MZT4040, con un promedio de 47 operaciones del restaurador de la subestación/año, durante el período 1986-1989. Considerando la longitud del circuito, esto resulta en alrededor de 390 salidas/100 km/año. Este circuito se inicia en la Subestación Mazatepec y se extiende hasta Puente de Ixtla, según se aprecia en la figura 9.

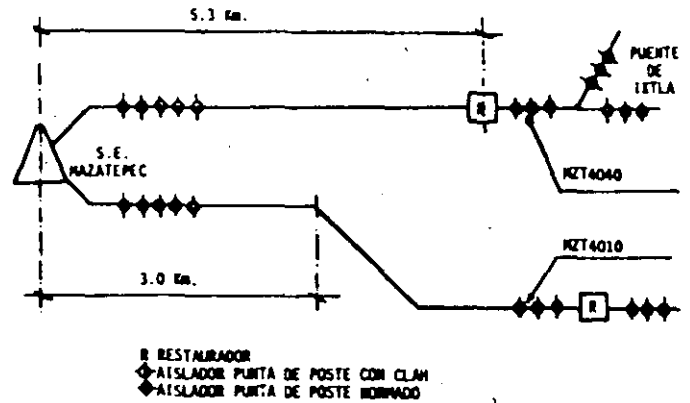


Figura 9. Diagrama representativo de los circuitos MZT4040 y MZT4010

El circuito tiene una longitud de 30 km, tiene un calibre de conductor de ACSR 266.8 MCM para las fases y ACSR 1/0 para el neutro corrido. Está soportado por estructuras tipos "T" y "P". La tensión nominal de operación es de 13.2 kV con una demanda máxima de 1400 kW.

El circuito MZT4010 tiene una longitud de 69 km, con calibres de ACSR 266.8 MCM y ACSR 2 para los conductores de fase y el neutro corrido, respectivamente, soportado sobre estructuras tipo "P" y "T". La tensión nominal de operación es de 13 kV pero el circuito está sobreaislado a 23 kV. Tiene una demanda máxima de 1200 kW. Este circuito corre paralelo al MZT4040 en alrededor de 3 km, y se utiliza como referencia al observar el número de operaciones de los restauradores de los dos circuitos.

En el circuito MZT4040 se instalaron aisladores con CLAH en 62 estructuras, en las 3 fases. El resto del circuito conserva el aislamiento original; En la estructura 63 se instaló un restaurador para evitar que las sobretensiones que originen fallas de aislamiento en estructuras más allá de este punto sean liberadas por el restaurador sin que interfieran en el sector del circuito donde se realiza la evaluación del nuevo aislamiento. La longitud que se cubre es de alrededor de 5.5 km según se ilustra en la figura 9. La figura 10 muestra una fotografía de detalle de una de las estructuras de este circuito.

Mediciones de resistencia a tierra en diversos puntos del circuito MZT4040 indicaron que ésta presentaba valores en el rango de 7.1 ohms (en terreno de cultivo) hasta 376 ohms (en terreno arenoso). Se decidió conectar a tierra los CLAH's solamente en la mitad de las estructuras (en una sí y en otra nó) con el objeto de verificar la sugerencia del fabricante

en el sentido de que no se requiere de una conexión física de este dispositivo a tierra. La resistencia a tierra en aquellas estructuras donde sí se hizo la conexión a tierra se redujo a un máximo de 14 ohms.



Figura 10. Fotografía de una estructura del circuito MZT4040 con el aislamiento bajo prueba

El proceso de recopilación de información se lleva a efecto mediante un programa de evaluación que consiste en una inspección periódica de lo siguiente:

- a) Operación de los indicadores de paso de corriente del CLAH en todas las estructuras
- b) Operación de los restauradores en ambos extremos del circuito bajo prueba
- c) Operación del restaurador del circuito adyacente MZT 4010
- d) Daño al aislamiento o a alguno de los componentes del CLAH

3.4 Circuito JJT4020 Estudiante

Como parte de los programas de colaboración técnica anteriormente mencionados, se convino con CFE realizar una evaluación experimental de apartarrayos. Para este propósito la División Centro Sur de CFE puso a disposición los dos ramales alrededor del lago de Tequesquitengo del circuito JJT4020 ESTudiante. La figura 11 muestra una ilustración de este circuito. El ramal oriente se inicia en Tequesquitengo y se extiende hasta San José Vista Hermosa, comprendiendo 142 estructuras. El ramal poniente comienza en el circuito JJT4020 y se extiende hasta Las Aletas con 76 estructuras.

En el circuito poniente, el cual se encuentra sobre terreno plano, se instalaron apartarrayos de Oxido de Zinc en las tres fases cada 3 estructuras en un total de 25 postes. En la parte del ramal oriente Tequesquitengo - Las Aletas (que comprende 113 estructuras sobre terreno ondulado), se instalaron 20 juegos de apartarrayos autovalvulares convencionales en las tres fases cada 4 estructuras en un total de 28 postes. Los puntos seleccionados fueron las estructuras más elevadas y aquellas donde se tienen transformadores de distribución.

Se tienen restauradores en los dos ramales en el punto donde se derivan del circuito JJT4020, así como en el circuito oriente donde se inicia el tramo que alimenta a San José Vista Hermosa. Estos restauradores proporcionarán información muy útil para determinar la efectividad de los dos esquemas de protección bajo estudio, al comparar el número de interrupciones en cada circuito.

Adicionalmente, se tienen instalados detectores magnéticos de valor máximo de corriente en el cable de conexión a tierra en cada estructura donde se instalaron apartarrayos, para determinar la distribución de corrientes a través de los mismos.

Ya que este circuito se encuentra dentro del área de influencia del equipo localizador de descargas atmosféricas operado por el IIE, será posible determinar los parámetros de las descargas que produzcan operación de los apartarrayos.

Actualmente esta evaluación experimental se encuentra en desarrollo y sus resultados se reportarán oportunamente al terminar de analizar la información obtenida.

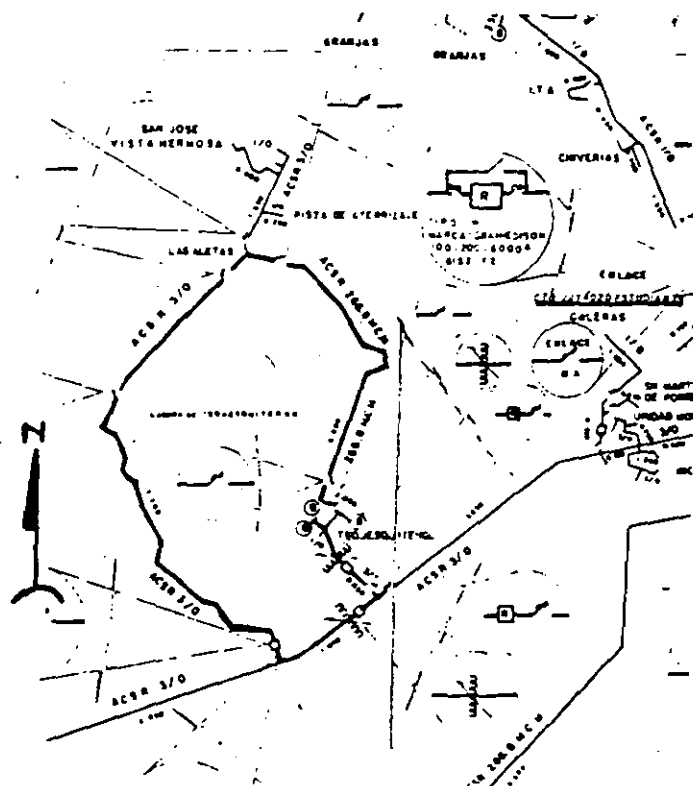
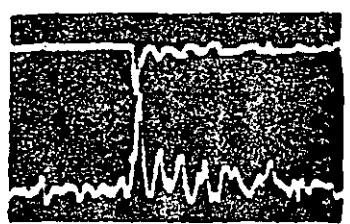
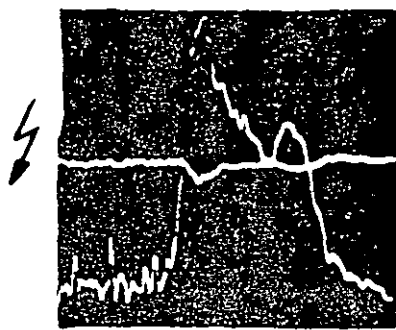
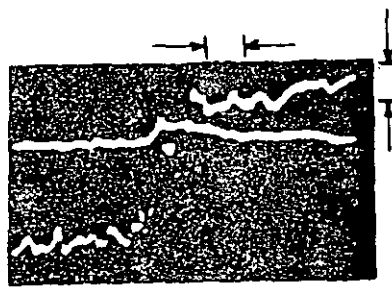


Figura 11 Circuito JJT4020 ESTUDIANTE y sus ramales oriente y poniente alrededor del Lago de Tequesquitengo

**4.0 RESULTADOS DE LA EVALUACION EXPERIMENTAL DE DIVERSOS METODOS DE PROTECCION**

4.1 Resultados de la línea experimental de Chiapas

- a) Efectos de inducción por descargas cercanas



En todos los oscilogramas :

- Trazo superior:  
Voltaje medido en A
- 5.8 kV/división  
20  $\mu$ s/división
- Trazo inferior:  
Campo eléctrico medido en A

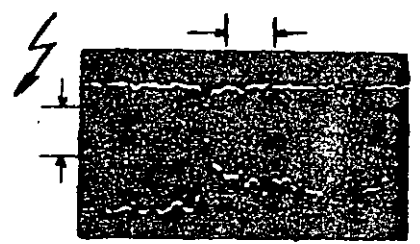


Figura 12.- Oscilogramas de voltaje medido en la línea experimental de Chiapas

La figura 12 muestra oscilogramas del voltaje registrado en el extremo A de la línea para descargas en diferentes posiciones. Nótese que la línea actúa prácticamente como un antena direccional de ondas registrando el máximo voltaje cuando la fuente emisora de la señal de excitación, en este caso la descarga atmosférica, se encuentra en la dirección del extremo opuesto al punto de medición. Para corroborar esta aseveración se calcularon los voltajes inducidos suponiendo la localización de las descargas atmosféricas en P1, P2, P3 y P4, todas a la misma distancia del centro de la línea. Ver figura 13.

Los resultados muestran que efectivamente, el voltaje máximo se obtiene cuando la descarga incide en P1 y que disminuye su amplitud y aumenta su duración al "moverse la tormenta" en la dirección P2 y P3. Más aún, al incidir un rayo en la región opuesta de la línea, punto P4, la polaridad del voltaje cambia y la forma de onda del voltaje se hace más lenta. La explicación a este mecanismo de inducción solo es posible si se considera la influencia de la componente horizontal del campo eléctrico en la dirección de la línea: En P1, el campo eléctrico al propagarse hacia la línea induce un voltaje en cada elemento de la misma que se divide en dos ondas viajeras. Una viaja hacia el extremo opuesto a la dirección de propagación del campo pero no se refleja debido a la existencia de la impedancia característica en ese extremo. La otra viaja en la dirección de propagación del

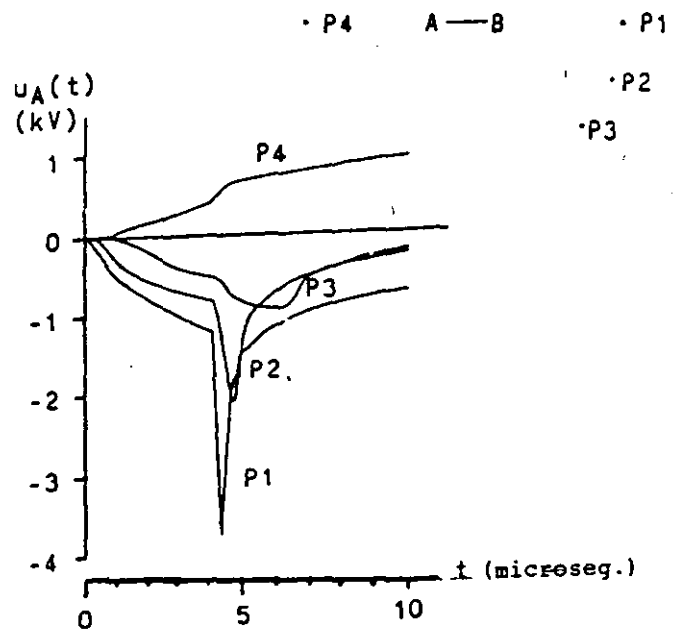


Figura 13.- Cálculo del voltaje en la línea de Chiapas para descargas en P1 a P4

campo y arriva al extremo opuesto, en donde se calcula el voltaje. Ya que este proceso se repite para cada elemento de la línea, resulta que las ondas viajeras se suman en fase en el



punto A, dando por resultado un voltaje con un pico de corta duración y gran amplitud. Al moverse la tormenta en la dirección P2-P3, se introduce un retraso cada vez mayor en el arribo de la contribución de los diferentes elementos de la línea al voltaje inducido en A. Al no sumarse ya en fase estas ondas de voltaje, la resultante presenta una menor amplitud y una duración cada vez mayor. En el caso de la descarga en P4 el cambio de polaridad se debe al cambio de dirección de la componente del campo en la dirección de la línea Ex (componente horizontal).

Lo anterior muestra que el voltaje inducido en una línea puede explicarse en términos de la componente horizontal del campo eléctrico,  $E_h$ . Esta a su vez depende de la resistividad del terreno y de la componente vertical del campo  $E_v$ . Esta última siempre se encuentra presente y su efecto es elevar el potencial de la línea a un valor  $E_v(h)$ , donde  $h$  es la altura de la línea, en el punto considerado. Las descargas atmosféricas adyacentes a una línea de distribución provocan voltajes inducidos creados fundamentalmente por  $E_v$ . Las descargas cercanas a un extremo de la línea provocan voltajes en el extremo opuesto fundamentalmente debidos a  $E_h$ .

b) Transferencia de voltajes del devanado primario al secundario de un transformador de distribución.

Uno de los objetivos en la zona experimental de Chiapas fue la evaluación del voltaje transferido del devanado primario al devanado secundario de un transformador debido a descargas atmosféricas, así como también la evaluación experimental de la protección instalada. Para realizar lo anterior se instaló un transformador monofásico en un extremo de la línea experimental, las características del transformador fueron las siguientes:

Capacidad : 3 kVA.  
 Conexión : Y-T  
 Relación de transformación : 7600/127 Volts (60:1)

Se registró el voltaje en ambos lados del transformador instalando además, en el lado de alta tensión, un apartarrayos tipo autovalvular de Carburo de Silicio ADA 12 y un corta circuito fusible. En el secundario se instaló un interruptor termomagnético para protección contra sobrecorrientes.

De los registros obtenidos, se analizó los medidos simultáneamente en ambos lados del transformador, incluyendo los que sobrepasaron el voltaje de operación del apartarrayos. La figura 14 muestra el voltaje registrado en el lado de alta y baja tensión del transformador instalado.

Del análisis de los 43 eventos registrados la media de la relación de transferencia fue de alrededor del 53 por ciento.

El fenómeno de transferencia consta de dos componentes a saber, la componente electrostática y la componente magnética, las cuales se superponen para obtener la transferencia total entre devanados. Para descargas directas a la línea la componente magnética es la más significativa, mientras que para descargas cercanas a la línea la componente

electrostática es la predominante en el fenómeno de transferencia.

Por otra parte las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas en el lado de baja tensión del transformador provoca daños considerables al devanado secundario debido a bajo nivel de aislamiento.

A0923.GRA

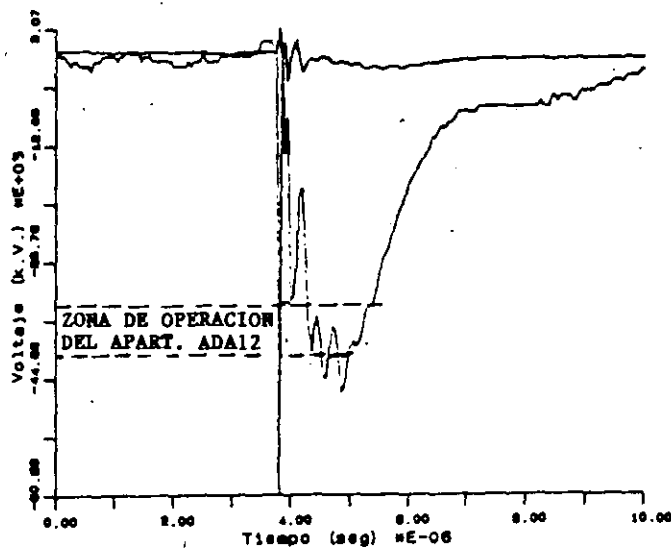


Figura 14. Voltaje registrado en ambos lados del transformador instalado en centro experimental de Chiapa

Por lo anterior es importante investigar sobre métodos adecuados de protección para el transformador tanto en el lado de alta como en el lado de baja tensión para reducir costos de operación y mantenimiento de estos componentes a las compañías suministradoras, así como garantizar la continuidad y la calidad de la energía que se proporciona a los usuarios

c) Comportamiento del apartarrayos autovalvular

En un 50 por ciento del número de eventos que rebasaron el voltaje de operación del apartarrayos, este dispositivo de protección no operó. En la figura 14 se aprecia cómo el voltaje en la línea alcanza un valor de -60.6 kV con frente de onda muy pronunciado (menor a 1  $\mu$ s); este valor rebasa la zona de operación del apartarrayos instalado, la cual se muestra en la figura. Esto último implica que la instalación del apartarrayos del tipo convencional en el lado de alta tensión no proporciona una protección adecuada al transformador contra descargas cercanas a la línea, sometiendo a esfuerzos considerables a ambos devanados, reduciendo así la vida útil y aumentando el índice de fallas en los transformadores de distribución.

#### 4.2 Resultados de las líneas experimentales de Yecapixtla

Respuesta de los esquemas de protección LLO prueba ante los efectos de inducción en las líneas experimentales.

La tabla 1 muestra los valores comparativos del voltaje registrado en cada una de las líneas provistas con alguna protección respecto a la línea de referencia. Los resultados se obtienen de dividir las medianas (valores estadísticos del 50 % de probabilidad) de los voltajes máximos registrados en cada línea protegida, entre los voltajes máximos correspondientes a la línea sin protección.

Tabla 1

Relación de voltajes entre líneas protegidas y línea sin protección

Línea:	Relación de voltajes
Sin protección	1
c/hilo de guarda	0.5
c/apart. conv. SiC	0.75
c/apart. de ZnO	0.82

Lo anterior muestra que la presencia del hilo de guarda contribuyó en este experimento a reducir el voltaje máximo registrado a la mitad y que los apartarrayos redujeron el voltaje entre un 18 y un 25 % con respecto a la línea sin protección

En el primer caso, la reducción de voltaje se debe a los efectos de acoplamiento mutuo entre el hilo de guarda y el conductor de fase. En el segundo caso, la reducción del voltaje en las líneas responde al efecto antena de la bajada de conexión a tierra de los apartarrayos, la cual genera una fuerza electromotriz como respuesta al campo eléctrico incidente del rayo. Esto produce el efecto de reducir el voltaje en la línea con respecto a la línea sin protección.

#### 4.3 Resultados de la operación de los CLAH's

I.- Resultados obtenidos durante el período Julio 20 - Octubre 31 de 1989. Estos resultados muestran lo siguiente:

a) Los indicadores de paso de corriente han operado de acuerdo a la tabla 2:

Tabla 2

Operación de indicadores de paso de corriente a través de los CLAH's en el circuito MZT4040

Fecha de inspección	Estructura No.	Tipo de estructura	Existe aterrizamiento	Fase
20/8	34	P	No	S
"	35	RR	No	S
"	47	P	Si	S
"	55	P	Si	S
7/10	11	P	Si	T
"	19	P	Si	T
"	20	RR	No	S
"	21	P	Si	S
"	48	P	No	S

b) En todos los casos reportados en la tabla 2 no se tuvo operación del restaurador en la subestación Mazatepec

c) De la tabla 2, se nota la tendencia de que si el CLAH en donde se observa operación no tiene aterrizamiento, se aprecia que se presenta operación del CLAH en por lo menos una estructura adyacente. De la misma manera, las operaciones de CLAH's en estructuras aterrizadas no parecen estar asociadas con operaciones de CLAH's en estructuras adyacentes. Esto puede indicar la conveniencia de no aterrizar estos

dispositivos para permitir que la corriente de rayo se drene a tierra en varias estructuras, sometiendo así a un menor esfuerzo los elementos limitadores de corriente.

d) Se reporta que en septiembre se tuvo una operación del restaurador de la subestación Mazatepec sin que se hubiera producido operación de ningún indicador de paso de corriente por los CLAH's y sin que hubiera lluvia ni descargas atmosféricas.

e) Se tuvo operación del restaurador del circuito MZT4010 en la Subestación Mazatepec durante intensas lluvias en Sept. 19 y Oct. 17, respectivamente, sin que se hubiera registrado operación del restaurador del circuito MZT4040 en la subestación.

f) Se observa que el restaurador del circuito MZT4040 en la estructura 63 registró 3 operaciones en el período Sept. 30 a Oct. 8.

II.- Resultados obtenidos durante el período Enero-Octubre de 1990.

a) Las operaciones entre el período Mayo 25 a Septiembre 14 se muestran en la tabla 3.

Tabla 3

Indicadores de operación de los CLAH's operados durante 1990

Fecha de inspección	No. de Poste	Tipo de estructura	Poste aterrizado	Fase
25/05/90	6	PP	NO	R, S, T
"	7	RR	SI	S
"	8	P	NO	R, S, T
"	9	P	SI	S
"	10	PP	NO	R, S, T
"	43	P	SI	S
"	44	P	NO	S, T
31/05/90	38	PP	NO	S
"	45	P	SI	R, S
"	47	P	SI	S
06/06/90	2	TT	NO	R, S, T
"	3	E	SI	R, S, T
"	4	P	NO	R, T
"	5	PP	SI	R, S, T
"	21	P	SI	S
"	22	P	NO	S
"	23	P	SI	S, T
"	24	PP	NO	R, S, T
"	25	P	SI	S, T
"	26	RR	NO	S, T
"	27	P	SI	R, S, T
"	28	PP	NO	R, S, T
"	29	T	SI	R, S, T
"	30	T	NO	R, T
30/08/90	49	P	SI	R
"	50	E	NO	S
"	51	P	SI	S, T
"	52	P	NO	S, T
"	55	P	SI	S, T
"	56	RR	NO	S
"	57	P	SI	T
14/09/90	13	T	SI	T
"	32	PP	NO	R, S, T
"	33	PP	SI	R
"	61	P	SI	R

Número total de postes en los que se observaron operaciones de los CLAH's : 35

b) Nótese que el número de postes en los cuales se registraron operaciones de CLAH's, es de alrededor de 55.5 % (35/63). Esto es mucho mayor que el porcentaje correspondiente al primer año de evaluación, 14.3 % (9/63).

c) Las operaciones del CLAH por fase en los 35 postes donde se registraron operaciones, en función de su condición de aterrizamiento se describe en la tabla 4:

Tabla 4

Operaciones de los CLAH's por fase en postes aterrizados y no aterrizados

FASE	ATERRIZADOS	NO ATERRIZADOS	TOTAL
R	8/67 = 11.94 %	9/67 = 13.43 %	17/67 = 25.4 %
S	14/67 = 20.89 %	14/67 = 20.89 %	28/67 = 41.8 %
T	10/67 = 14.92 %	12/67 = 17.91 %	22/67 = 32.8 %

d) En la temporada 1990, se registraron 11 operaciones del restaurador del circuito MZT-4040 de la Subestación Mazatepec, de las cuales solamente 2 ocurrieron por motivo de descargas atmosféricas.

e) CFE reporta que durante el período Oct. 8 de 1989 a Nov. 23 de 1990 se registraron 137 operaciones de las cuales se estima que alrededor de un 40% corresponden a operaciones por maniobras en el circuito.

f) CFE reportó el reemplazo de 9 aisladores dañados, en el tramo de la línea sin CLAH's.

## 5.0 RECOMENDACIONES CONCRETAS DE PROTECCION DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCION CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFERICO EN CIRCUITOS RURALES Y URBANOS

### 5.1 Protección de equipo

#### 1) Importancia de los cables de conexión de los apartarrayos

La protección más adecuada que puede proporcionarse a un equipo es aplicando apartarrayos conectados de tal forma que los cables de conexión no formen lazos que incrementen inadecuadamente el voltaje a través de las terminales del equipo protegido, por efecto de la inductancia de los cables de conexión. Es importante tomar en cuenta que para el tipo de sobretensiones "rápidas" que se han observado en diversos estudios experimentales, puede esperarse una caída de tensión por efecto de la inductancia de los cables de conexión del apartarrayos del orden de 16 kV/m [4], en los casos más severos. Esto sugiere la necesidad de reducir al máximo posible los cables que forman el lazo línea-apartarrayos-cubierta (aterrizada) del equipo a proteger.

#### 2) Utilización de apartarrayos de Oxido de Zinc

Con base en nuestras observaciones experimentales y en aplicaciones generales de dispositivos de protección contra sobretensiones en líneas de distribución en otros países, se recomienda la utilización del apartarrayos de Oxido de Zinc por las siguientes razones:

a) El apartarrayos autovalvular no opera adecuadamente cuando se presentan sobretensiones

con frentes de onda muy rápidos, como lo observamos en la línea experimental de Chiapas.

b) Para la misma clase de apartarrayos, presenta un "voltaje de descarga" de alrededor del 38% menor que el apartarrayos autovalvular. Esto se traduce en extender la vida útil de equipo que se protege al disminuir los esfuerzos a los que se somete el aislamiento.

c) Su voltaje de operación se eleva solamente alrededor de un 15 % cuando se somete a un impulso de corriente de 1 microsegundo de tiempo de frente con respecto al voltaje de operación con un impulso normalizado de 8/20 microsegundos. Bajo las mismas condiciones la elevación de voltaje correspondiente a un apartarrayos autovalvular es de alrededor de un 30 %

#### 3) Protección del lado de baja tensión de transformadores

Dado que nuestras observaciones experimentales y analíticas muestran la existencia de sobretensiones de gran amplitud en el secundario de transformadores transferidas electromagnéticamente del primario, se recomienda iniciar un estudio para la protección del secundario del transformador contra sobretensiones. La protección provista por un interruptor termomagnético en el lado de baja tensión del transformador solo opera cuando se ha establecido una condición de falla o sobrecarga en el circuito secundario. Sin embargo, no tiene ninguna función en limitar las sobretensiones transferidas o creadas por inducción en el secundario debida a rayos cercanos. Estas sobretensiones pueden ser la causa de daños en los devanados secundarios.

#### 4) Resistencia de conexión a tierra

En relación a la resistencia de conexión a tierra, se recomienda apegarse a los valores establecidos por las Normas de Construcción de CFE, utilizando en caso necesario métodos que utilizan bentonita u otros compuestos orgánicos para la reducción de la resistividad aparente del terreno. Se recomienda adoptar o continuar programas de verificación del valor de resistencia de conexión a tierra y de la efectividad de las conexiones entre cables y electrodos, sobretodo en zonas con ambientes corrosivos.

### 5.2 Protección de circuitos

#### 1) Con hilo de guarda

Respecto a la reducción del voltaje inducido por rayos cercanos en los conductores de fase por el efecto de acoplamiento mutuo con el hilo de guarda, de las mediciones en las líneas experimentales de Yecapixtla se observa que puede esperarse, en promedio, una reducción del orden de 50 % con respecto a una líneas sin protección, cuando se utiliza un ángulo de blindaje de alrededor de 30 grados. Esto significa una reducción del mismo orden en el índice de fallas originadas por rayos cercanos a la línea.

#### 2) Con apartarrayos

Con respecto a la protección contra rayos directos, las recomendaciones derivadas de estos

estudios se presentan en la parte complementaria (Parte 2) de este artículo. En relación al efecto de la protección con apartarrayos contra voltajes por descargas cercanas, se observa que, independientemente del tipo de apartarrayos, el voltaje inducido se reduce entre un 18 y un 25 % con respecto a una línea sin protección, como se describió en la sección anterior

### 3) Sobreaislando el circuito

Sobreaislando una línea de distribución 13.8 kV a 23 kV se reduce el índice de fallas de aislamiento por rayos cercanos a aproximadamente un 65 % de su valor, mientras que si se sobreaisla a 34.5 kV, debe esperarse una reducción del índice de fallas por descargas cercanas a un 26 % de su valor original.

Como se observa, el sobreaislamiento de un circuito tiene un mayor efecto en la reducción del índice de fallas debidas a rayos cercanos.

### 4) Aplicando aisladores con entrehierro y limitador de corriente

a) De los resultados de las tablas 2 a 4, se aprecia que los CLAH's operan adecuadamente con y sin referencia de conexión a tierra.

b) Se aprecia que si los CLAH's no se conectan a tierra, se obtiene operación de CLAH's instalados en estructuras adyacentes. Esto significa un menor esfuerzo para el elemento limitador de corriente y en consecuencia un aumento en su vida útil.

### AGRADECIMIENTOS

En la realización de este trabajo hemos contado con el apoyo decidido de las Divisiones Sureste y Centro Sur así como de la ahora Subdirección de Distribución de CFE a cargo del Ing. Arturo Hernández.

En particular agradecemos el apoyo de los Ingenieros Luis Muñoz Pintos, Valmiki López Mena, Manuel Urbáez López, Efrén Rosas Ramírez, Carlos Vázquez Sandoval, Armando García Martínez y Crescencio Jiménez, así como del personal de las Zonas Tapachula y Huixtla -Ing. Armando Reynoso- y de la Zona Morelos de las Divisiones mencionadas. Finalmente, agradecemos el apoyo del Dr. Raúl Velázquez y del Dr. Roberto Canales del IIE por el apoyo brindado.

### REFERENCIAS

- [1] De la Rosa C. F., Silva Z. J., Romualdo T. C., Pérez R. H., Estudios de Campo para la Evaluación de Diversos Métodos de Protección contra Sobretensiones de Origen Atmosférico en Líneas de Distribución. Proyecto 2617, Reporte Final. I.I.E., 1990
- [2] Mobedjina, M., "Zinc Oxide Surge Arresters", ASEA HV Apparatus, Sweden, 1984
- [3] Washino, M., Fukuyama, A., Kito, K., Kato, K., "Development of Current Limiting Arcing Horn for Prevention of Lightning Faults on Distribution Lines
- [4] Ros, J. W., "Critical Issues in Distribution System Surge Protection", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 24, No. 2, March/April, 1988

RESULTADOS DE LA EVALUACION DE DIVERSOS METODOS DE PROTECCION  
CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS EN  
CIRCUITOS DE DISTRIBUCION

PARTE 2. EVALUACION TEORICA

C. Romualdo T.

F. De la Rosa C.

Instituto de Investigaciones Eléctricas  
Apartado Postal 475  
Cuernavaca, Morelos

RESUMEN

En este artículo se presentan los conceptos teóricos considerados en la evaluación de distintos esquemas de protección de líneas de distribución debidas a descargas atmosféricas.

La modelación consiste en la determinación del punto de incidencia del rayo por medio del modelo electrogeométrico y las sobretensiones por medio del método de las ondas viajeras, y obtener un índice de salidas /100 km /año de la línea en estudio.

También, se presenta la evaluación técnico-económica de los diferentes esquemas de protección utilizados en la línea de distribución como son: apartarrayos de carburo de silicio (SiC), apartarrayos de óxido de zinc, aisladores con entrehierro con limitadores de corriente (CLAH's), y sobreaislamiento.

Los resultados obtenidos se presentan en una relación Beneficio/Costo para evaluar el mejor esquema de protección, tomando en cuenta la efectividad, y el menor costo del esquema seleccionado.

INTRODUCCION

La predicción del comportamiento de las líneas de distribución se ha aproximado recientemente por medio de programas de cómputo, que integran el concepto del modelo electrogeométrico y la técnica de simulación Monte Carlo, para determinar la efectividad de los sistemas de blindaje y de los dispositivos de protección contra las descargas atmosféricas. Mediante esta técnica, es posible representar los parámetros del rayo por medio de distribuciones probabilísticas, y determinar el punto de incidencia del rayo en la línea de distribución, por medio del modelo electrogeométrico para descargas directas.

El método de las ondas viajeras es utilizado para calcular los sobrevoltajes y las corrientes en diferentes puntos a lo largo de la línea y conocer si ocurrieron flameos de fase a tierra, entre fases o flameos inversos determinando si hubo salida de servicio de la línea.

A través de este programa es posible encontrar: el ángulo de blindaje adecuado para áreas con diversos niveles de densidad de rayos a tierra, la instalación adecuada de los apartarrayos a lo largo de la línea, si es necesario proteger con hilo de guarda, o la resistencia adecuada al pie de los postes para evitar flameos inversos.

Las ventajas de contar con un programa digital es la facilidad con que se modela a la línea de distribución y la rapidez con que se efectúan los cálculos numéricos. La complejidad de este programa radica en el número de fenómenos no lineales que se modelan, como son: la modelación de apartarrayos, las curvas V-t del aislamiento, etc., que deben de representarse adecuadamente para obtener resultados confiables.

Como resultado del análisis se obtiene un índice total de salidas de la línea de distribución para una longitud dada, que permite dar una idea de la confiabilidad de la línea en estudio.

1.0 PROCESO DE SIMULACION DE RAYOS DIRECTOS

1.1 PARAMETROS CARACTERISTICOS DEL RAYO

Para modelar a las descargas atmosféricas es necesario utilizar funciones de probabilidad que puedan representar al fenómeno con sus características más importantes como son:

- a) La amplitud máxima de la corriente del rayo.
- b) El frente de la onda de la corriente del rayo.
- c) El ángulo de incidencia del rayo, respecto a la vertical.

1.2 MODELO ELECTROGEOMETRICO

1.2.1 Formulación del Modelo Electrogeométrico

La simulación digital del modelo electrogeométrico [6] para determinar el punto de contacto, se resuelve analizando en 2 planos la intersección de una línea recta (que representa a la trayectoria del rayo), y una circunferencia (que representa la zona de atracción  $r_s$ ). Ver Figura 1.

Donde  $r_s$  está definida por las siguientes ecuaciones:

$$r_s = 9.4 I^{2/3} \text{ para } I < 30 \text{ kA} \quad \text{----- ( 1 )}$$

$$r_s = 2 I + 30 \text{ para } I \geq 30 \text{ kA} \quad \text{----- ( 2 )}$$

Refiriéndose a la Figura 1 y definiendo a G ( $x_g, 0$ ), como el punto de incidencia del rayo en tierra, y P ( $x_0, y_0$ ) como las coordenadas de cualquiera de los conductores, la ecuación de la trayectoria del rayo se define por :

$$x = my + x_g \quad \text{----- ( 3 )}$$

donde:

$$m = \tan \theta$$

$\theta$  = ángulo del rayo respecto a la vertical

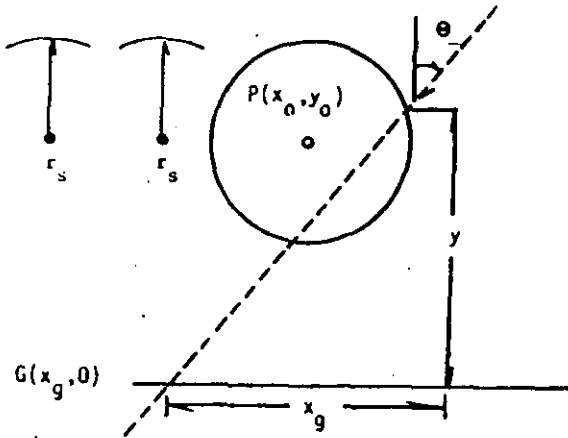


Figura 1. Representación gráfica del modelo electrogeométrico.

La ecuación de la zona de atracción  $r_s$  es:

$$(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 = r_s^2 \quad \text{----- ( 4 )}$$

Sustituyendo la ecuación (4) en (5) se obtiene:

$$[(my + x_g) - x_0]^2 + (y-y_0)^2 = r_s^2 \quad \text{--- ( 6 )}$$

Desarrollando la ecuación (6) se obtiene:

$$(1+m^2) y^2 + 2 [m(x_g - x_0) - y_0] y + (x_g - x_0)^2 + y_0^2 - r_s^2 = 0 \quad \text{----- ( 7 )}$$

Resolviendo la ecuación cuadrática (7) para  $y$ , se obtiene el valor de la altura del conductor y el punto donde incidió el rayo, en la intersección de la distancia de atracción  $r_s$  correspondiente.

### 1.3 MODELO DE ONDAS VIAJERAS

Se desarrolló un programa de ondas viajeras, basado en los conceptos de Bewley [7,8,11] para simular el efecto de las descargas atmosféricas en las líneas de distribución, considerando alternativas para proteger a la línea con hilo de guarda o con apartarrayos, para determinar el índice de salidas de la línea.

Para realizar un estudio completo de ondas viajeras se debe definir un sistema de ondas transmitidas y reflejadas, como se muestra en la Figura 2.

$e_{11} + e_{21} = e_{41} + e_{31}$	Conductor 1	---- ( 8 )
$e_{12} + e_{22} = e_{42} + e_{32}$	Conductor 2	---- ( 9 )
$e_{13} + e_{23} = e_{43} + e_{33}$	Conductor 3	---- ( 10 )
$e_{14} + e_{24} = e_{44} + e_{34}$	Hilo de guarda	-- ( 11 )
$e_{14} + e_{24} = e_5 + e_6$	Hilo de guarda	-- ( 12 )

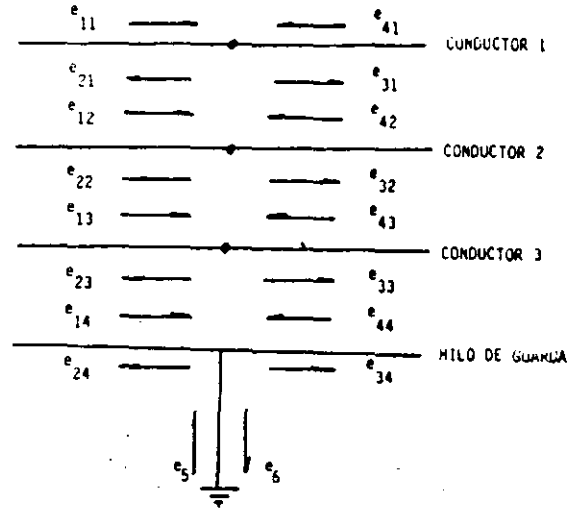


Figura 2. Sistema de ondas transmitidas y reflejadas.

#### 1.3.1 Determinación de los flameos

Las sobretensiones causadas por las descargas atmosféricas, pueden causar fallas en los aisladores, o fallas a través del aire (entre las fases) o los flameos inversos que tienen lugar desde la cruceta a las fases o desde el hilo de guarda a cualquiera de las fases.

### 1.4 MODELO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

#### 1.4.1 Apartarrayos de óxido de zinc

El modelo de apartarrayos es de tipo no lineal, lo cual implica serias complicaciones en la obtención de los voltajes y corrientes que se presentan cuando operan, por lo cual es necesario utilizar alguna técnica iterativa y poder resolver el conjunto de ecuaciones que se plantean.

El modelo de apartarrayos utilizado en la mayor parte de los programas de transitorios se representa por una función no lineal y puede ser de la forma siguiente:

$$I = \left[ \frac{V}{C} \right]^a \quad \text{( signo de V )} \quad \text{--- ( 13 )}$$

donde:

V es el voltaje a través del apartarrayos.

I es la corriente de descarga a través del apartarrayos

a y C son constantes obtenidas de los datos del fabricante [12].

#### 1.4.2 Apartarrayos de Carburo de Silicio

Para representar a este tipo de apartarrayos se utiliza el mismo modelo que para el apartarrayos de ZnO, excepto que los apartarrayos de SiC empezarán a conducir cuando se cumpla la siguiente condición:

$$V_{\text{line}} > V_{\text{flameo del apartarrayos}} \text{ ----- (14)}$$

$$V_{\text{line}} = (V(t) + V(t-\delta t))/2 \text{ ----- (15)}$$

Si ya hubo operación de algún apartarrayos, para los otros apartarrayos del mismo poste, que no han operado se utiliza otro criterio:

$$V_{\text{line}} = V(t-\delta t) - V_{\text{conexión guía a tierra}} \text{ --- (16)}$$

$$V_{\text{conexión guía a tierra}} = e_5 + e_6$$

y de esta forma es posible modelar tres apartarrayos en un poste deseado

#### 1.5 RESULTADOS

Como se explicó anteriormente, se utiliza un programa de simulación que permite seleccionar aleatoriamente los parámetros del rayo. Con el uso del Modelo Electrogeométrico se calcula la zona de atracción de la línea y se determina si ocurre una descarga directa analizando si existe intersección entre ésta y la trayectoria del rayo; con esto se define el punto de incidencia del rayo a la línea y a partir de éste se inicia el estudio de ondas viajeras para calcular las sobretensiones creadas y la posibilidad de que estas resulten en flameo del aislamiento, ya sea a través del aire o a través de los aisladores [11].

Si la descarga incide sobre un hilo de guarda, se analiza la posibilidad de ocurrencia de flameo inverso, es decir un flameo que se inicia en el hilo de guarda y se propaga hacia uno de los conductores de fase.

Se estudian diversos métodos de protección tales como: el hilo de guarda, el apartarrayos, y el sobreaislamiento.

En el caso de la protección con hilo de guarda se estudia la influencia del ángulo de blindaje y se presentan los resultados en función de la resistencia de conexión a tierra y de la separación entre puntos aterrizados.

La protección con apartarrayos instalados a intervalos a lo largo de la línea es una alternativa que aquí se estudia debido a que ésta es una práctica comúnmente utilizada como un medio de protección de la línea para reducir los índices de interrupciones causadas por sobretensiones.

Los resultados del estudio se presentan como índices de salidas en función de la separación entre apartarrayos y de la resistencia de conexión a tierra.

Se analizan los resultados para determinar la conveniencia de utilizar simultáneamente apartarrayos e hilo de guarda.

Finalmente, se estudia el efecto que puede brindar el sobreaislamiento de una línea en la reducción del índice de salidas.

#### 1.5.1 Caso de estudio

Los resultados sobre la evaluación de los diversos métodos de protección contra descargas atmosféricas directas se obtuvieron al analizar una línea de 1 km de longitud con una distancia interpostal de 100 m., y suponiendo un voltaje de operación de 13.2 kV. El tipo de conductor supuesto es ACSR 1/0 AWG; el número de rayos simulados corresponde a una densidad de rayos a tierra de 6 rayos/km<sup>2</sup>/año.

Se estudian tres tipos de configuraciones: la horizontal, la triangular y la vertical.

#### 1.5.2 Resultados obtenidos

Los resultados presentados en esta sección son puramente analíticos y su interpretación debe de realizarse cuidadosamente, ya que en algunos casos pueden sugerir medidas de protección irrealizables en la práctica debido al alto costo que involucran.

#### 1.5.3 Protección con hilo de guarda

Considerando a la línea de distribución con hilo de guarda se realizaron estudios para cada una de las configuraciones antes mencionadas.

Se analizaron con el programa diversos casos de estudio y se variaron los valores de los parámetros siguientes:

- Angulo de blindaje (10, 20, 30, 40 y 50 grados con respecto a los conductores de fase exteriores)
- Resistencia de aterrizamiento al p. del poste (10, 30, 60 y 100 Ω).
- Los puntos de aterrizamiento del hilo de guarda se variaron desde cada uno hasta cada cinco claros.

La Figura 3 muestra uno de los casos analizados que corresponde a una estructura tipo T con hilo de guarda, el cual tiene un ángulo de blindaje de 30 grados.

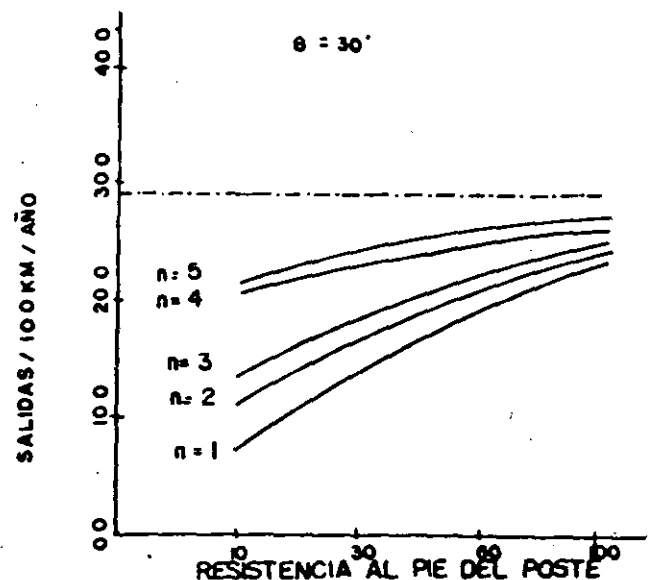


Figura 3. Estructura tipo T, con hilo de guarda y un ángulo de 30 grados.

Los resultados obtenidos del estudio fueron los índices de salidas de la línea considerada (salidas /100 km /año). La línea punteada corresponde con el número de salidas para una línea sin protección.

#### 1.5.4 Protección con Apartarrayos de Carburo de Silicio

Considerando a la línea de distribución provista con apartarrayos autovalvulares se analizaron las mismas configuraciones. Las características de descarga de los apartarrayos se representa por medio de un modelo logarítmico, como se describe en [9].

Con el programa desarrollado se estudió la variación de los siguientes parámetros:

- a) Resistencia de aterrizamiento (10, 30, 60 y 100  $\Omega$ ).
- b) Colocación de apartarrayos en una o en las tres fases.
- c) Puntos de aterrizamiento de los apartarrayos desde cada uno hasta cada cinco claros.

De la misma forma que en el caso anterior, los resultados se expresan como número de salidas /100 km/ año. La Figura 4 muestra los resultados obtenidos para la línea estudiada en la Figura 3, en este caso protegida con apartarrayos autovalvulares.

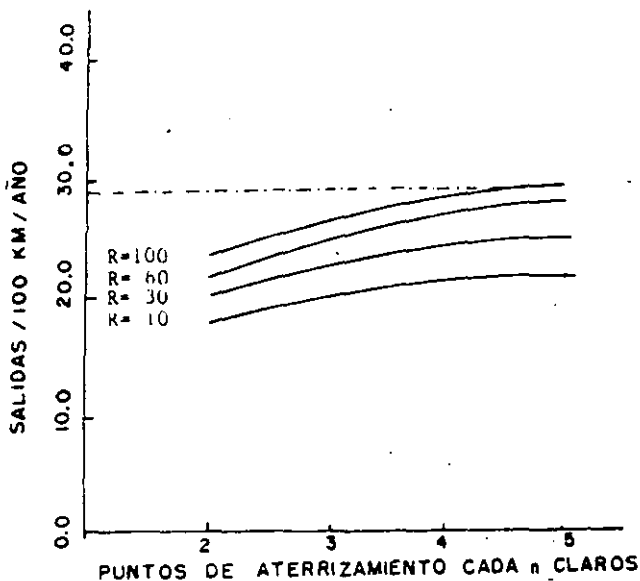


Figura 4. Línea tipo T, protegida con apartarrayos autovalvulares.

#### 1.5.5 Protección con Apartarrayos de Oxido de Zinc

Considerando a la línea de distribución con apartarrayos de óxido de zinc instalados en las tres fases, se analizó solamente a la configuración horizontal. Las características de los apartarrayos se consideraron como se reporta en [12]. Los parámetros que se variaron con el programa son los siguientes:

- a) Resistencia de aterrizamiento (10, 30, 60 y 100  $\Omega$ ).

- b) Colocación de apartarrayos en las tres fases.

- c) Puntos de aterrizamiento de los apartarrayos desde cada uno hasta cada cinco claros.

La Figura 5 muestra los resultados obtenidos para la estructura tipo T, considerando el uso de apartarrayos de Oxido de Zinc.

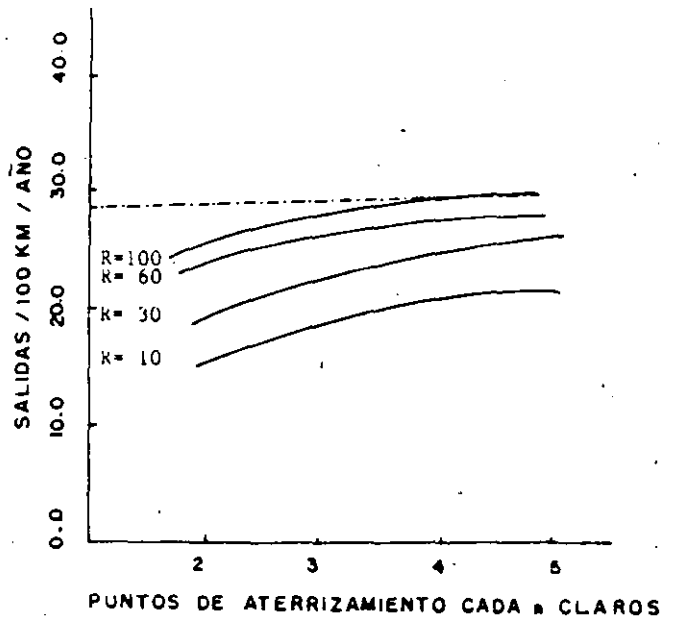


Figura 5. Línea tipo T, con apartarrayos de Oxido de Zinc.

#### 1.5.6 Sobreaislamiento como medida de protección

Se estudió el efecto que produce aumentar el aislamiento de la línea en la reducción del número de flameos por rayos directos a la línea.

Se encontró que el índice de salidas se reduce al aumentar el aislamiento de una línea de 13.2 kV a 23 kV en aproximadamente un 8 %.

El resto de los resultados analizados, tanto en la aplicación del hilo de guarda como de los apartarrayos para otras configuraciones se hallan en el Apéndice D de la Ref. [14].

#### 1.5.7 Los CLAH's como medida de protección

En la evaluación analítica realizada a los CLAH's se obtuvieron entre 1 y 2 salidas/100 km/año cuando se instalaron entre 2 y 5 claros siendo independiente el valor de conexión a tierra en todos los casos.

### 2.0 INFLUENCIA DE RAYOS CERCANOS EN LINEAS DE DISTRIBUCION.

#### 2.1 VOLTAJES INDUCIDOS

##### 2.1.1 Voltaje inducido debido al campo eléctrico horizontal

Las ecuaciones para expresar el voltaje y la corriente en una línea de distribución sin pérdidas debido a la influencia del campo eléctrico horizontal en la dirección de la línea son:



$$\frac{\delta u(x,t)}{\delta x} + L \frac{\delta i(x,t)}{\delta t} = E_x(x,t) \text{ ----- (17)}$$

$$\frac{\delta i(x,t)}{\delta x} + C \frac{\delta u(x,t)}{\delta t} = 0 \text{ ----- (18)}$$

donde  $u$  e  $i$  son el voltaje y la corriente inducidas, respectivamente,  $L$  y  $C$  son la inductancia y la capacitancia por unidad de longitud y  $E_x$  es el campo eléctrico incidente paralelo a la línea.

### 2.1.2 Voltaje debido al campo eléctrico vertical.

El campo eléctrico en el plano vertical,  $E_v$ , tiene el único efecto de elevar el potencial del punto considerado en la línea a un potencial determinado por la amplitud del campo eléctrico y la altura de la línea  $h$ . Por lo tanto, al voltaje  $u$  calculado de las ecuaciones (17) y (18) debe sumarse la contribución debida a  $E_v$  para determinar el voltaje total  $u_t$ :

$$u_t(x,t) = u(x,t) + \int_0^h E_v(x,t) dz \text{ ----- (19)}$$

El trabajo realizado en [17] presenta la formulación utilizada para el cálculo del campo eléctrico horizontal  $E_h$  a partir del campo eléctrico vertical  $E_v$ , utilizando la aproximación de un dipolo y representado  $E_v$  por medio de un modelo de campo eléctrico que considera las variaciones del campo en la región de nanosegundos [18]. En dicho estudio se tomaron en cuenta los efectos de propagación debido a las pérdidas del terreno.

## 2.2 CALCULO DE VOLTAJE INDUCIDO - CASOS DE ESTUDIO.

### 2.2.1 Resultados de los cálculos

Se aplicó la solución de las ecuaciones (17) a (19) para encontrar el voltaje inducido en el extremo A de la línea, ver Figura 6, debido a las descargas P1 a P4, las cuales se supusieron a 10 km del centro de la línea. La separación angular entre los puntos P1 a P3 es de 20 grados.

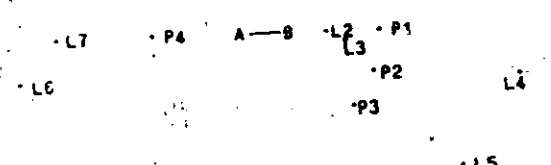


Figura 6. Línea experimental y puntos considerados para realizar comparaciones teóricas y experimentales.

La Figura 7 presenta la forma de onda del voltaje calculado en A para una conductividad del terreno de  $10^{-2}$  Si/m, el cual es un valor típico para un terreno de cultivo.

Como puede observarse, el voltaje contiene picos de corta duración, particularmente para el caso en que la descarga termina en la prolongación de la línea (P1), en el cual el tiempo para alcanzar el valor máximo, después de la parte inicial lenta de los primeros 4  $\mu$ seg, es de 0.2  $\mu$ seg y la duración de la parte rápida del voltaje es de 0.6  $\mu$ s. La razón del comportamiento observado es que en el caso que la descarga termina en P1, la contribución al voltaje en A de los diferentes elementos de la línea se suma en fase, dando por resultado un voltaje de gran amplitud y corta duración. Conforme al ángulo de incidencia del campo eléctrico con respecto a la línea se incrementa (casos P2 y P3), la contribución de los diferentes elementos de la línea al voltaje en A se suma con un retraso cada vez mayor, lo que origina el redondeo de la forma de onda del voltaje y la disminución de la amplitud máxima.

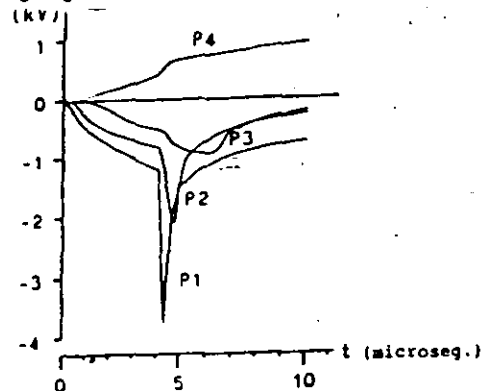


Figura 7. Voltaje calculado en el extremo A de la línea para  $10^{-2}$  Si/m.

Si el rayo incide en P4, el voltaje invierte su polaridad debido a que en este caso la dirección del campo eléctrico a lo largo de la línea es opuesta a la de los casos P1 a P3.

La Tabla 1 muestra el efecto de la variación de la conductividad supuesta del terreno en la amplitud máxima del voltaje inducido.

Tabla 1.

Comparación de voltajes medidos y calculados en el extremo A de la línea experimental. La posición de las descargas está dada a escala en la Figura 6.

POSICION DEL RAYO EN LA FIGURA 1	VOLTAJE PICO CALCULADO (KV) PARA CONDUCTIVIDAD DEL TERRENO:		VOLTAJE PICO MEDIDO (KV)
	$10^{-2}$ si/m	$10^{-3}$ si/m	
L1	1.5	8.0	1.4
L2	12.0	46.7	11.6
L3	5.8	14.8	4.0
L4	9.6	27.9	5.8
L5	3.8	15.5	2.9
L6	+ 2.7	+ 7.7	+ 3.0
L7	+ 3.0	+ 7.4	+ 2.9

De estos resultados se observa que existe una buena correlación entre cálculos y mediciones si se considera una actividad del terreno de  $10^{-2}$  Si/m.

El voltaje en el punto más cercano de una línea debido a un rayo que incide adyacente en una línea de distribución se debe principalmente al campo eléctrico vertical, mientras que el debido a un rayo en la prolongación de la línea se debe principalmente a la influencia del campo eléctrico horizontal, el cual depende de la conductividad del terreno.

### 2.3 DISCUSION DE RESULTADOS

En esta sección se presentan algunas comparaciones entre los resultados observados en el análisis de las diversas alternativas de protección realizado en los párrafos anteriores.

#### 2.3.1 Protección contra rayos directos

##### 1) Utilización del hilo de guarda

Se utilizaron tres configuraciones diferentes de conductores: horizontal, vertical y triangular. Se analizó el efecto del ángulo de blindaje, la resistencia de aterrizamiento y la distancia entre puntos aterrizados.

Al analizar los resultados para cualquier configuración, comenzando con el ángulo de blindaje más grande (60 grados) se observó que al disminuir este, el número de salidas/100 km/año disminuye también. Sin embargo, para ángulos menores de 30 grados esta tendencia se mantiene únicamente si la conexión a tierra se realiza en cada poste independientemente del tipo de configuración analizada. La razón de este cambio en los resultados es, por un lado, que al disminuir el ángulo de blindaje se aumenta la altura de la línea y con ello el número de descargas directas que pueden terminar sobre ella. Por otro lado, si el hilo de guarda no se aterriza en cada poste, el voltaje del hilo de guarda en los postes no aterrizados puede aumentar considerablemente y producir un mayor número de flameos inversos. El uso de ángulos menores de 30 grados puede representar un efecto negativo si la resistencia de aterrizamiento es mayor a  $10 \Omega$ , resultando en índices de salidas aún mayores que el de una línea sin protección.

#### 2.3.2 Utilización de apartarrayos a intervalos espaciados a lo largo de la línea

##### 1) Apartarrayos de carburo de silicio

El resultado más notable de este estudio es que para las configuraciones vertical y triangular se observa un efecto prácticamente similar tanto si se colocan apartarrayos en las tres fases, como si se colocan únicamente en la fase superior. Esto es debido a que el conductor de la fase superior prácticamente actúa como si fuera un hilo de guarda que además al estar protegida con apartarrayos, mantiene el índice de salidas en un valor relativamente bajo. Por este motivo, al agregar apartarrayos en los dos conductores inferiores no produce resultados muy diferentes ya que el número de rayos directos a ellos es mucho menor que los que inciden en el conductor más elevado.

##### 2) Apartarrayos de óxido de zinc

Para fines de comparación, los resultados de este estudio se compararon solamente para la configuración horizontal, en el caso que se instalan en las tres fases de la línea a diferentes intervalos. De la Figura 5, se observa una reducción del índice de fallas ligeramente mayor que el obtenido con el uso de apartarrayos de carburo de silicio.

##### 3) Utilización de sobreaislamiento

Siguiendo un procedimiento similar al de los dos casos anteriores, se estudió la influencia de proporcionar sobreaislamiento a la línea en cuanto a la reducción del índice de salidas por rayos directos. Se consideró un aislamiento de 23 kV para una línea de 13.8 kV. El resultado mostró una reducción del índice de salidas del 8 %, al proporcionar el sobreaislamiento mencionado.

### 3.0 RECOMENDACIONES CONCRETAS SOBRE PROTECCION EN CIRCUITOS CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFERICO

#### 1) Con hilo de guarda

a) Para la configuración horizontal de conductores (estructuras tipo "T", "TV", "R", etc.) el ángulo de blindaje de 30 grados presenta la reducción más conveniente del índice de fallas. El efecto de la conexión a tierra es importante. Por ejemplo, con una resistencia de conexión a tierra de  $10 \Omega$  el índice de fallas se reduce a un 25 % del valor correspondiente a una línea sin protección. Con valores de 30 y  $60 \Omega$  de conexión a tierra, los factores resultantes son 50 y 64 % respectivamente, de reducción del índice de fallas. Por lo tanto, se recomienda utilizar valores de resistencia a tierra de acuerdo a la Norma y aterrizar el hilo de guarda en cada estructura.

b) Dado el tipo de estructuras actualmente en uso en circuitos de distribución de CFE, no es posible recomendar el uso de hilo de guarda en el caso de las configuraciones "P", "PP", "A", "AM", "AG" y algunas variantes de éstas. Sin embargo, partiendo de que los resultados analíticos sugieren la conveniencia de utilizar el hilo de guarda como un método efectivo de control del índice de fallas para cualquier disposición geométrica de conductores, se presentan las siguientes observaciones:

En el caso de disposición triangular de conductores, se observa un comportamiento prácticamente igual al de la aplicación del hilo de guarda en el caso de conductores con disposición horizontal. Esto significa que sería deseable buscar la factibilidad de modificar el diseño de las estructuras tipo "P" tal que fuera posible la colocación de un hilo de guarda. En tal caso, las recomendaciones del inciso anterior son aplicables para este caso.

En relación a la configuración vertical de conductores, la reducción de los índices de falla para los casos considerados anteriormente, resulta igual a 54, 76 y 92 % respectivamente,

- 2) Apartarrayos de SiC.
- 3) Apartarrayos de ZnO.
- 4) CLAH's.

En relación a la aplicación de apartarrayos, se estudiaron los casos de instalación cada 1 a 4 estructuras y para dos tipos diferentes de configuración de conductores (horizontal y triangular).

#### 4.1.2 Consideraciones utilizadas

1) La evaluación de diferentes dispositivos de protección se realiza analíticamente para los dos tipos de apartarrayos únicamente para la configuración horizontal de conductores. De aquí se obtiene un factor que define la efectividad de los apartarrayos de ZnO con respecto a los autovalvulares y simplemente se aplica a los resultados analíticos obtenidos para la configuración triangular.

2) La efectividad (Beneficio) se toma en cada caso de los resultados obtenidos que se reportan en la Referencia [14], definiendo el beneficio como sigue:

$$\text{Beneficio} = [ 1 - ( \text{IFCP} / \text{IFSP} ) ] \times 100$$

donde:

IFCP = Índice de fallas con protección

IFSP = Índice de fallas sin protección.

3) En todos los casos se considera una resistencia de conexión a tierra de 10 Ω.

4) Si se suponen los apartarrayos conectados en grupos de estructuras adyacentes, el beneficio se considera proporcional al número de estructuras protegidas. Por ejemplo, en el caso de instalar apartarrayos en un 50% de postes adyacentes el beneficio es de 50. Bajo este esquema, la instalación de apartarrayos en grupos de postes adyacentes que comprendan 50, 33 y 25 % del total de postes de la línea, equivalen a la instalación de apartarrayos cada 2, 3 y 4 postes, respectivamente. Se hace una comparación de estos dos esquemas de protección.

5) No se considera la confiabilidad de los apartarrayos tales como: hermeticidad, envejecimiento, vida útil, etc.

6) Los costos son por unidad e incluyen material, mano de obra y gastos directos por estructura en línea trifásica. No se considera el costo del mejoramiento del sistema de tierras. Se tomó como costo base el del aislamiento de la línea sin ninguna protección en la estructura, y se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2.

Costos en p.u para diferentes esquemas de protección

Concepto	Costo base (p.u.)
Aisladores 13A	1.0
Aisladores 22A	1.045
Apartarrayos SiC	5.736
Apartarrayos ZnO	7.480
Aisladores con enrehierro y limitador de corriente	4.49

#### 4.1.3 BENEFICIOS Y COSTOS DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION CONSIDERADOS

Los beneficios y costos asociados calculados de acuerdo a las consideraciones anteriores son los siguientes:

Tabla 3.

Beneficios obtenidos con diversas configuraciones de protección, utilizando apartarrayos autovalvulares.

Config. de conductores	Apartarrayos instalados cada N estructuras o en grupos (B) de postes adyacentes que comprenden el mismo No. de estructuras			
	N=1	N=2 B	N=3 B	N=4 B
Horizontal	100	38 50	31 33	25 25
Triangular	100	34 50	26 33	21 25
COSTOS ASOCIADOS				
Horizontal	6.74	3.87	2.88	2.43
Triangular	2.91	1.95	1.62	1.48

Tabla 4.

Beneficios obtenidos con diversas configuraciones de protección utilizando apartarrayos de Oxido de Zinc.

Config. de conductores	Apartarrayos instalados cada N estructuras o en grupos (B) de postes adyacentes que comprenden el mismo No. de estructuras			
	N=1	N=2 B	N=3 B	N=4 B
Horizontal	100	47 50	35 33	27 25
Triangular	100	40 50	28 33	22 25
COSTOS ASOCIADOS				
Horizontal	8.48	4.74	3.46	2.87
Triangular	3.49	2.24	1.81	1.620

3. Anderson R. B., Eriksson A. J., Lightning Parameters for Engineering Applications, CSIR, June 1979, Report ELEK 170, Pretoria, South Africa.
4. Clayton, J.M., Young N.S. Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines. Trans. IEEE Vol. PAS-83, pp. 1102-1110, 1964.
5. Brown G.W., Whitehead E.R., Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding Part II. IEEE Trans. PAS, Vol. 88, pp. 617-26 May 1968.
6. Romualdo T. C., Análisis General del Efecto de las Descargas Atmosféricas en las Redes de Potencia Eléctrica. Tesis de Maestría, ESIME-IPN, Octubre 1981.
7. Bewley L.V., Traveling Waves on Transmission Systems. 2nd Edition, John Wiley & Sons, Inc. N.Y., 1951, Libro
8. Frowd J.R., Calculation of the Lightning Response of Distribution Lines. M. Eng. Thesis, University of Florida, USA, 1980.
9. Dommel H. W., Transients Program User's Manual, Dept. of Electrical Engineering, University of British Columbia, B. C., Canada
10. Washino M., Fukuyama A., Kito K., Kato K., Development of Current Limiting Arcing Horn for Prevention of Lightning Faults on Distribution Lines. IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 3., No. 1., January 1988.
11. Romualdo T. C., Protección de Líneas de Distribución ante la Incidencia de las Descargas Atmosféricas, Reporte Interno, Transmisión y Distribución, IIE, Junio de 1985.
12. The Ohio Brass Co. Application Guide. Dyna Var. Metal Oxide Surge Arresters. 2728-HR2 1/81.
13. Darveniza, M. et al. Modelling for Lightning Performance Calculations. Trans IEEE Vol. PAS 98 No. 6 Nov/Dec 1977.
14. De la Rosa C. F., Silva Z. J., Romualdo T. C., Pérez R. H., Estudios de Campo para la Evaluación de Diversos Métodos de Protección contra Sobretensiones de Origen Atmosférico en Líneas de Distribución. Proyecto 2617, Reporte Final. I. I. E., Cuernavaca, Mor. Agosto de 1990.
15. De la Rosa C. F., Romualdo T. C., Experiencias de Campo en la Instrumentación y en la Medición de las Características Eléctricas de las Descargas Atmosféricas. III RVP IEEE Sección México, Capítulo de Potencia, Julio 23-27, 1990, Acapulco, Gro.
17. Cooray V., de la Rosa F., Shapes and Amplitudes of the Initial Peaks of Lightning - Induced Voltage over Finately Conducting Earth. Theory and Comparisons with Experiment. IEEE Trans. on A & P, Vol. AP-34, No. 1, January 1986.
18. Weidman C. D., Krider E. P., Submicrosecond Risetimes in Lightning Return Stroke Fields. Geophysical Research Letters, 7, pp. 955-958; 1980.
19. Escalante G. G., Himmelstine C. J. L., Estudio de Costos Unitarios por Kilómetro en Líneas de Distribución 3F-3H para 13.8 kV Tipo Rural. C. F. E., División Centro Sur, Depto. de Planeación. Julio de 1987, Cuernavaca, Mor.

ING. LUIS ARCUDI BERNAL

INDUSTRIAS IEM, S.A.

## RESUMEN

El propósito de este trabajo es presentar la tecnología Moderna en los equipos de Medición y Protección, permitiendo el uso de dispositivos compactos basados en microprocesadores autocontenidos, que proporcionan la Medición de todos los Parámetros Eléctricos de Sistemas de Distribución de hasta 15 KV. y ofreciendo un sistema de Protección de Voltaje.

## INTRODUCCION

Con el creciente desarrollo de la tecnología de Estado Sólido, la evolución de los equipos de Medición y Protección han sufrido también una rápida evolución, que nos permite en la actualidad contar con dispositivos compactos de gran precisión y de un mejor costo.

Es importante en nuestros días, contar con la facilidad de poder comunicar todos estos equipos para de una manera centralizada, eficientar la información de nuestros diferentes sistemas.

Como una forma práctica de solución a esta problemática presentaré un nuevo producto IQ DATA PLUS II .

Es un dispositivo basado en un microprocesador auto-contenido, que puede ser montado en la puerta de un panel y que por su diseño permite tanto monitorear y exhibir Parámetros Eléctricos como proteger Equipo Industrial conectado a las líneas Eléctricas.

Los Parámetros Eléctricos son:

- \* Amperes de Línea en C.A. (en cada fase)
- \* Voltaje entre Líneas en C.A. (en tres fases)
- \* Voltaje de las Líneas a Neutro en C.A. (sistemas de 4 hilos)
- \* Watts
- \* Vars
- \* Factor de Potencia
- \* Demanda Pico
- \* Frecuencia
- \* Watts-Horas

Monitorea las líneas de Corriente Alterna que alimentan una carga específica, detectando condiciones que sobrepasan los requerimientos del usuario y puede proteger las cargas contra condiciones adversas como son :

- \* Pérdida de Fase
- \* Desbalanceo de Fases
- \* Inversión de Fases
- \* Bajo Voltaje
- \* Sobre Voltaje

Para líneas de Corriente Alterna, pueden medir directamente voltajes en un rango de 120 a 600 Volts sin necesidad de Transformadores de Potencial externos y con Transformadores de Potencial adicionales en un rango de 600 Volts a 14.4 KV. Las corrientes que monitorea son a través de Transformadores de Corriente externos en un rango entre 100/5 a 5000/5 Amperes.

Las aplicaciones principales para el IQ-DATA PLUS II son:

- \* Acometidas en 3 Fases de línea, de Corriente Alterna
- \* Circuitos alimentados por Transformadores
- \* Circuitos Derivados
- \* Arrancadores de Motores
- \* Cargas Eléctricas en 3 Fases

La lista de los 15 puntos de monitoreo aparece en la figura No. 1.

El panel operador contiene una ventana indicadora, la cual visualmente muestra la lectura del parámetro seleccionado, también muestra la causa de una señal de disparo. Un programa de autodiagnóstico, permite indicar en pantalla un mal funcionamiento del IQ DATA PLUS II .

El panel operador, describe la operación del IQ DATA PLUS II, el cual contiene 3 botones operadores, uno de ellos se usa para restablecer y los otros dos para seleccionar el monitoreo.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.  
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS**

**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS**

**MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

**DIAGRAMAS (ACTUALIZADOS)**

# SERVICIO EN 23KV CON RED SUBTERRANEA

DIAGRAMA UNIFILAR

DIAGRAMA ESQUEMATICO

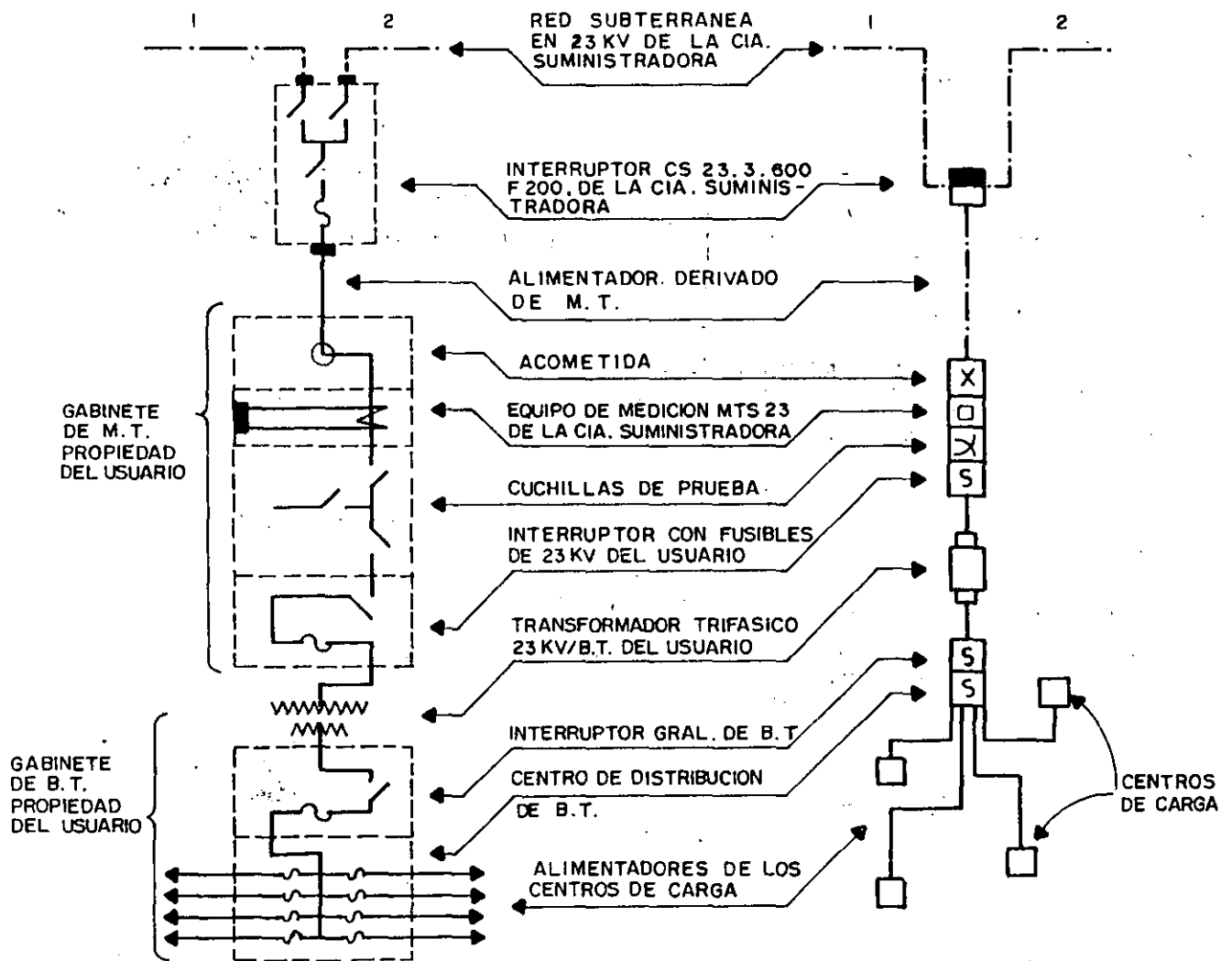


FIGURA 1

# SERVICIO EN 23KV DE RED SUBTERRANEA CON MEDICION DEL LADO DE M.T.

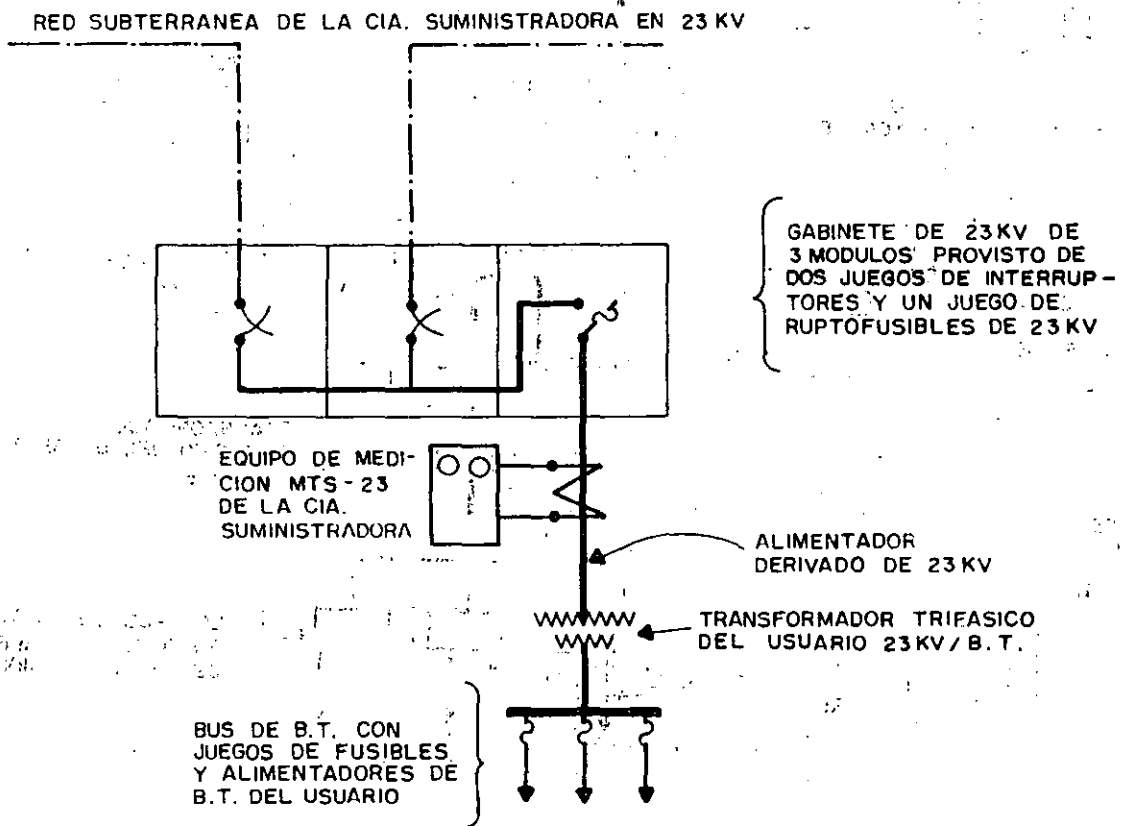


FIGURA 2



# SERVICIO EN 23KV DE RED AEREA CON MEDICION EN B.T.

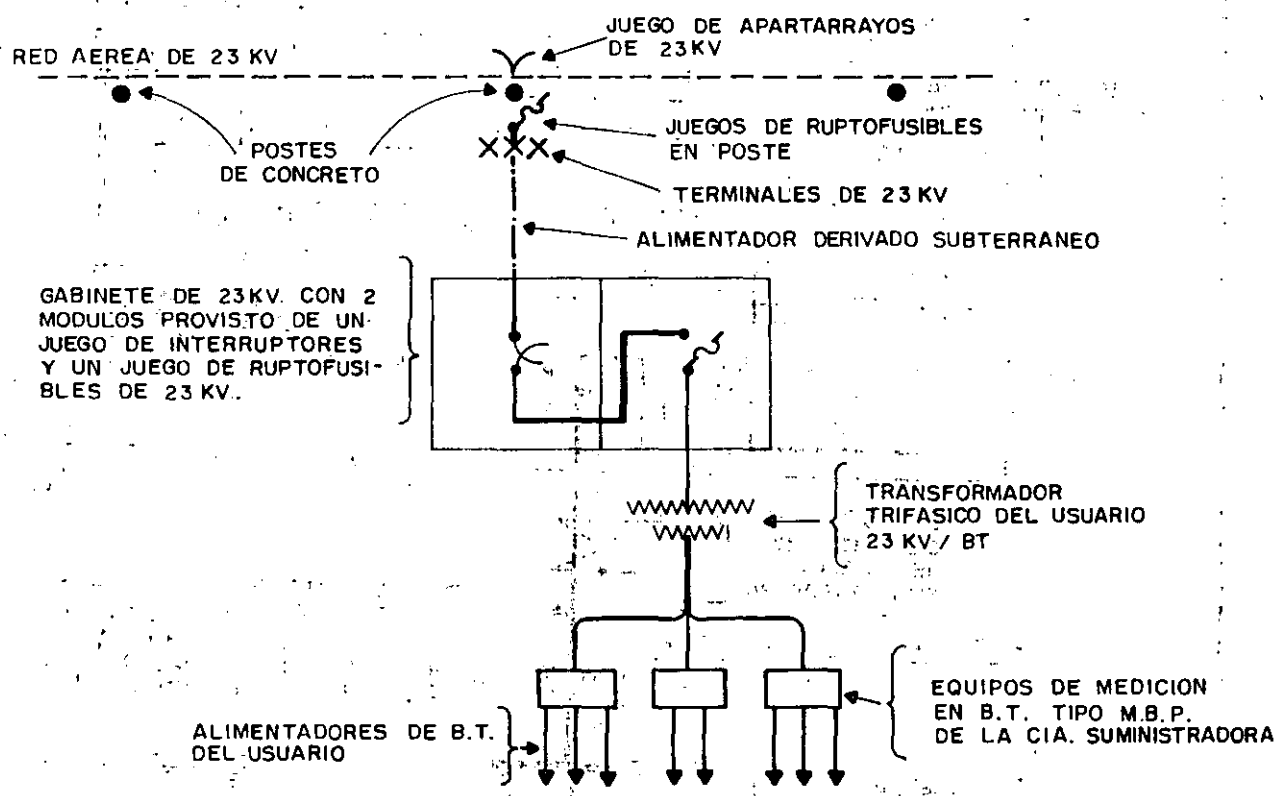
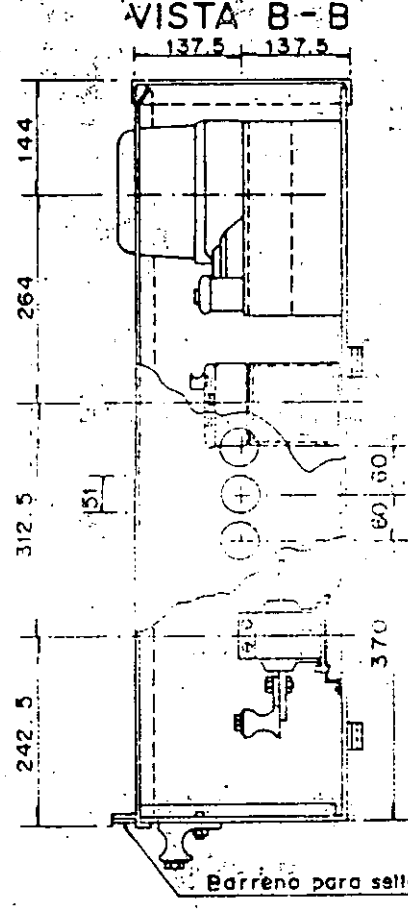
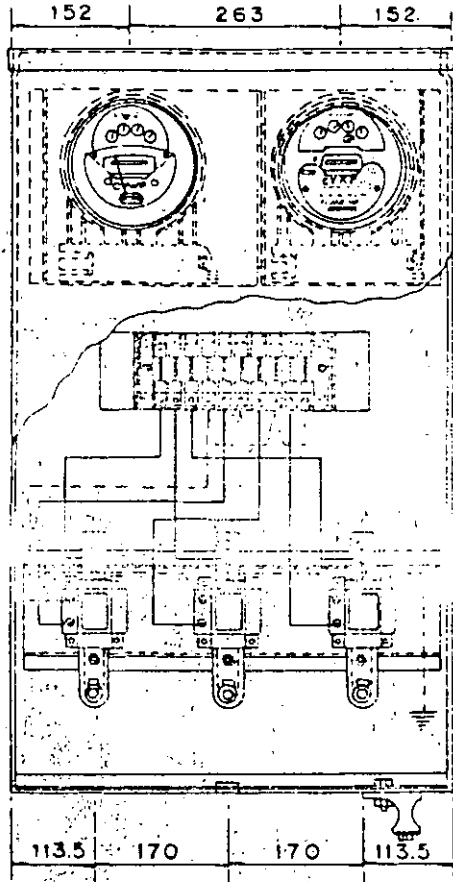
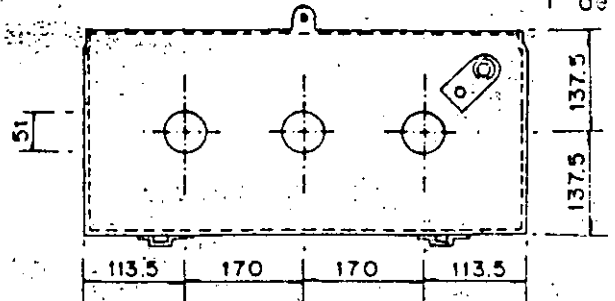
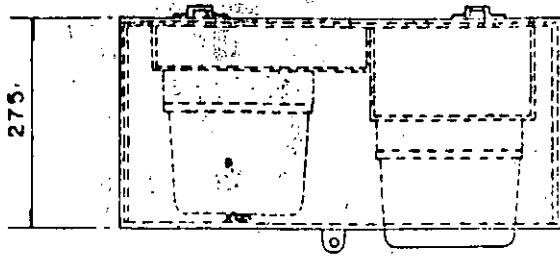


FIGURA 3

# EQUIPOS MBP 150, 300, 600-1 y 2

NORMAS L y F  
MATERIAL  
2.0476



Barrén para sello de plomo

Escala 1:10

Anotaciones en mm

CARACTERISTICAS:

**FIGURA 5**

REF.	CANTIDAD	NOMBRE DEL MATERIAL
1	1	Caja MBP
2	1	Watthorímetro - Wattmetro DM-3 x 10 ( Norma L y F 2.0053 )
3	1	Verhorímetro 3 x 10 ( Norma L y F 2.0053 )
4	1	Terminal de P10 BT ( Norma L y F 2.0053 )
5	3	Transformador de corriente ( Norma L y F 2.0053 )