

0873
duplicada

METODO GENERALIZADO PARA EL CALCULO
ELECTRICO DE PARAMETROS EN LINEAS DE
TRANSMISION

SALVADOR AGUILERA CONTRERAS

T E S I S

Presentada a la División de Estudios de
Posgrado de la
FACULTAD DE INGENIERIA

de la

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

como requisito para obtener

el grado de

MAESTRO EN INGENIERIA

(ELECTRICA)

CIUDAD UNIVERSITARIA

AGOSTO, 1985.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
PANAMÁ

FACTULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
SECCION DE INGENIERIA ELECTRICA

TESIS QUE PRESENTA
SALVADOR AGUILERA CONTRERAS
PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA

NOMBRE DE LA TESIS :

METODOS GENERALIZADOS PARA EL CALCULO ELECTRICO
DE PARAMETROS EN LINEAS DE TRANSMISION

CREDITOS ASIGNADOS A LA TESIS 9

| JURADO | NOMBRE | FIRMA |
|--------------|--|--------------------------|
| PRESIDENTE: | <u>DR. EDUARDO ARRIOLA VALDES</u> | <u><i>Arriola</i></u> |
| VOCAL : | <u>M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER</u> | <u><i>Harper</i></u> |
| SECRETARIO : | <u>ING. AUGUSTO O. HINTZE VALDEZ</u> | <u><i>Hintze</i></u> |
| SUPLENTE : | <u>M. EN C. FAUSTINO LARA NUÑEZ</u> | <u><i>Lara Nuñez</i></u> |
| SUPLENTE : | <u>ING. ROBERTO ESPINOSA Y LARA</u> | <u><i>Espinosa</i></u> |

JEFE DE SECCION

SECRETARIO ACADEMICO

DR. ANDRES BAZO DE LA PEÑA

M. EN C. GABRIELA MOELLER DE JALIFE

Luis Andres Bazo

Gabriela

Vo Bo
J. Kuhlmann
14/2/85

AGRADECIMIENTOS

A MI FAMILIA CON AFECTO Y
GRATITUD POR SU APOYO.

CON GRATITUD A MIS MAESTROS
Y A TODAS LAS PERSONAS QUE
HICIERON PÓSIBLE LA PRESEN
TACION DE ESTE TRABAJO.

AL M.EN I. GILBERTO ENRIQUEZ
HARPER POR SU VALIOSA AYUDA
EN LA DIRECCION DE ESTE ---
TRABAJO.

I N D I C E :

| | |
|---|----|
| | 1 |
| <u>CAPITULO I. PANORAMA DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.</u> | 5 |
| 1.1 INTRODUCCION. | 5 |
| 1.2 DEFINICIONES. | 6 |
| 1.3 FUENTES DE ENERGIA ELCTRICA EN MEXICO. | 6 |
| 1.3.1 Termoeléctricas. | 6 |
| 1.3.2 Hidroeléctricas. | 7 |
| 1.3.3 Carboeléctricas. | 7 |
| 1.3.4 Nuclear. | 8 |
| 1.3.5 Geotérmica. | 8 |
| 1.4 ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO EN MEXICO Y SU DESARROLLO FUTURO. | 9 |
| 1.4.1 La industria eléctrica en México. | 9 |
| 1.4.2 Pronóstico de la demanda de enrgía eléctrica. | 9 |
| 1.4.3 Desarrollo del sistema de generación. | 13 |
| 1.4.4 Antecedentes de la transmisión en México. | 16 |
| 1.4.5 Desarrollo del sistema de transmisión y transformación en alto voltaje. | 18 |
| 1.4.6 Desarrollo del sistema de generación y transmisión, -- hasta el año 2000. | 20 |
| 1.5 FUTURO DE LA INGENIERIA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA. | 26 |
| <u>CAPITULO II. MODELADO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION.</u> | 28 |
| 2.1 Modelado convencional. (ver apéndice A). | 29 |
| 2.2 Comparación de los métodos convencionales. | 30 |
| 2.3 Modelado de las líneas de transmisión, empleando notacion matricial. | |
| 2.3.1 El operador "a". | 34 |
| 2.3.2 Componentes simétricos para un sistema de n fases. | 35 |
| 2.3.3 Componentes simétricos en un sistema trifásico. | 40 |
| 2.3.4 Impedancias de secuencia para redes desbalanceadas. | 43 |
| 2.3.5 Impedancias de secuencia positiva y negativa de lineas de | 46 |

| | | |
|--|--|-----|
| 2.3.6 | Línea de Carson. | 47 |
| 2.3.7 | Impedancia de una línea trifásica. | 51 |
| 2.3.8 | Transposición y giro de los conductores de una línea. | 54 |
| 2.3.9 | Factores de desbalance. | 62 |
| 2.3.10 | Impedancias de secuencia de líneas con conductores agru- pados. | 64 |
| 2.3.11 | Impedancias de secuencia de líneas con un hilo de guarda. | 69 |
| 2.3.12 | Impedancias de secuencia de una línea no transpuesta, y un hilo de guarda. | 71 |
| 2.3.13 | Impedancias de secuencia de una línea transpuesta, y un hilo de guarda. | 71 |
| 2.3.14 | Impedancias de secuencia de una línea con dos hilos de guarda. | 73 |
| 2.3.15 | Impedancia de secuencia de una línea transpuesta y dos hilos de guarda. | 75 |
| 2.4 | Capacitancias de secuencia en líneas de transmisión. | 76 |
| 2.4.1 | Capacitancias de secuencia positiva y negativa en líneas de transmisión. | 76 |
| 2.4.2 | Capacitancia de secuencia cero de una línea transpuesta. | 78 |
| 2.4.3 | Capacitancias mutuas de líneas de transmisión. | 81 |
| 2.4.4 | Capacitancias mutuas y propias de una línea trifásica, sin hilos de guarda. | 85 |
| 2.4.5 | Capacitancias de secuencia de una línea transpuesta, sin hilos de guarda. | 87 |
| 2.4.6 | Capacitancias mutuas de líneas trifásicas con hilos de guarda. | 89 |
| 2.4.7 | Capacitancias de líneas con doble circuito. | 92 |
| 2.4.8 | Desbalance electrostático de líneas no transpuestas. | 95 |
| <u>CAPITULO III. MODELADO DE LAS LINEAS PARA PROPOSITOS DE PLANEACION.</u> | | 96 |
| 3.1 | Modelación. | 96 |
| 3.1.1 | Capacidad de transmisión en estado permanente. | 98 |
| 3.1.2 | Cálculo de capacidad de transmisión y distancia. | 100 |
| | Potencia característica. | 101 |

| | | |
|---|--|-----|
| . | Empleo del circuito nominal PI, para fines de -- capacidad. | 104 |
| . | Margen de estabilidad en estado estable. | 107 |
| <u>CAPITULO IV. CALCULO DIELECTRICO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION.</u> | | 108 |
| 4.1 | Dimensionamiento dieléctrico de las líneas de transmisión. | 108 |
| 4.2 | Modelado de blindaje y resistencia al pie de la torre. | 115 |
| 4.3 | Efectos atmosféricos y contaminación. | 143 |
| <u>CAPITULO V. EVALUACION DEL METODO GENERALIZADO.</u> | | 179 |
| APENDICE A: | RELACIONADO AL CAPITULO II | 180 |
| | a) Líneas de transmisión cortas. | |
| | b) Líneas de transmisión medias. | |
| | . Capacitancia cerca a la carga. | |
| | . Método nominal PI. | |
| | . Método nominal T. | |
| | . Método de las constantes generalizadas. | |
| | c) Líneas de transmisión largas. | |
| APENDICE B: | EJEMPLOS RELACIONADOS AL CAPITULO III. | 198 |
| | 1) Cálculo de capacidad de transmisión estática. | |
| | 2) Determinación del límite de transmisión. | |
| | 3) Cálculo de potencia máxima a transmitir. | |
| | 4) Determinación de la distancia máxima, a la cual se puede transmitir con diferentes voltajes, cargas y factores de potencia, con su gráfica correspondiente. | |
| APENDICE C: | EJEMPLOS RELACIONADOS AL CAPITULO IV. | 205 |
| | 1) Determinación de las distancias de fase a tierra. | |
| | 2) Cálculo de la distancia de diseño. | |
| | 3) Determinación de sobretensión máxima de operación. | |
| | 4) Cálculo de distancia a punta de canal guía. | |
| | 5) Determinación de las características de aislamiento externo. | |

6) Cálculo de las dimensiones preliminares.

- TABULACION DE DISTANCIAS DIELECTRICAS MINIMAS, PARA LINEAS DE C.F.E.

- ANALISIS COMPARATIVO DE AISLADORES.

APENDICE D: RELACIONADO AL CAPITULO II.

219

a) Instructivo del programa.

b) Diagrama de flujo.

c) Resultados obtenidos de diferentes problemas.

BIBLIOGRAFIA

235

C A P I T U L O I

PANORAMA DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

1.1. INTRODUCCION. Dentro de la dinámica nacional una de las industrias que presenta un rápido desarrollo y como tal una alta tasa de crecimiento que implica grandes inversiones, en la industria eléctrica. Tal situación exige dar respuesta a todos los problemas que plantea la fuente de demanda de energía eléctrica, aspecto que refleja la necesidad urgente de contar con ingenieros que con un alto nivel de preparación participen en la respuesta a las situaciones técnicas que surgen en los distintos campos que configuran esta industria, como son:

LA INDUSTRIA ELECTRICA DEL SECTOR PUBLICO. Su importancia se refleja en el crecimiento actual del consumo de energía a razón del 7% anual, aproximadamente, por lo que en los proximos 10 años deberá instalarse igual capacidad de generación que lo que corresponde a toda la historia de la industria en México; de ahí que los problemas técnicos que se presentan al respecto sean:

- A) Investigación de nuevas técnicas para afrontar adecuadamente las necesidades de la industria.
- B) Estudios de planeación y proyectos para el desarrollo de las instalaciones de la industria eléctrica.
- C) Construcción de las nuevas instalaciones
- D) Operación de las instalaciones para producir, ~~tra~~ transmitir y distribuir la energía eléctrica.

TECNOLOGIA. La industria de manufacturas eléctricas se ve precisada a importar tecnología regularmente, lo que además de representar una gran fuga de divisas, implica que no siempre sea lo más conveniente para el país, por lo que en general se crea una pseudotecnología de adaptación que encarece más aún la manufactura.

Los problemas técnicos de este sector son el diseño y fabricación del equipo eléctrico industrial, comercial y doméstico; así como la formación de una tecnología propia con ayuda de la investigación y la preparación de personal especializado.

EDUCACION. Se requiere preparar personal docente y de investigación altamente capacitado en el área de ingeniería eléctrica.

1.2. DEFINICIONES.

LA INGENIERIA DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA, es la rama de la Ingeniería Eléctrica que trata con la tecnología de generación, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica.

UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA, tiene como objetivo generar energía eléctrica suficiente en las localidades-- más convenientes, transmitirla en bloques masivos a los-- centros de carga y distribuirla a los consumidores en forma y calidad adecuada al menor costo posible económico y ecológico.

LAS COMPONENTES DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA, son principalmente generadores, transformadores y las líneas de transmisión y distribución.

EL INGENIERO EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA, tiene la responsabilidad de planear, diseñar, construir y operar dichos sistemas eléctricos de potencia.

1.3. FUENTES DE ENERGIA ELECTRICA EN MEXICO

Existen diferentes fuentes de energía en México y al igual que en otros países, el interés principal está en aprovechar otras fuentes de energía diferentes a los hidrocarburos y a la energía hidroeléctrica, tales alternativas son: La energía nuclear, la geotermia, la energía solar, la energía criogénica, la energía eólica, la energía de las celdas de combustible, etc, sin embargo; en nuestro país, las principales fuentes de energía que se ha considerado hasta el año 2000, son las que se aprovechan en los siguientes tipos de plantas generadoras:

1.3.1 TERMOELECTRICOS. En estas plantas, se aprovecha la energía química almacenada en los hidrocarburos para obtener energía eléctrica. Mediante la combustión se libera energía en forma de calor que se transmite al agua para obtener vapor a alta presión y temperatura. El vapor se pasa a través de las turbinas, donde se transforma parte de la energía termodinámica del vapor en energía mecánica que nos sirve para mover los generadores eléctricos.

La eficiencia del ciclo en este sistema es del 28 al 30%. No obstante que la eficiencia es baja, se puede tolerar, pero los problemas ocasionados por la contaminación ambiental y térmica asociados con la producción de vapor son de mucha importancia. Los contaminantes del aire son emitidos por las descargas de los gases de combustión--- a la atmósfera y la contaminación térmica está asociada con las grandes cantidades de energía en forma de calor que se transmite en el enfriamiento y condensación del vapor.

Por ejemplo, una planta de 1000 megawatts utiliza al rededor de 40 m³/s de agua refrigerante con elevaciones de temperatura de 6 a 10° C. Para plantas establecidas a la orilla del mar probablemente la contaminación térmica en la flora y en la fauna no sea muy grande, pero en plantas establecidas en pequeños ríos o lagos esto crea serios--- problemas.

Podría añadirse que ambos problemas, contaminación ambiental y térmica pueden disminuirse si se utilizan los--- medios económicos necesarios.

El tamaño de las unidades termoeléctricas a base de combustóleo, en México, depende del sistema al que vaya a pertenecer dicha unidad; por ejemplo; en el Sistema Interconectado Nacional se supone como base unidades de 350MW, mientras que en los sistemas independientes, por ser pequeños, la capacidad base es de 150MWs, en el sistema Tijuana - Mexicali, 84MWs en el sistema Peninsular y de --- 39.5MWs en el Sistema La Paz.

1.3.2. HIDROELECTRICA. En estas plantas, el agua de una presa es conducida através de ductos hasta chocar con las álabes de una turbina, en donde se transforma parte--- de la energía cinética del agua en energía mecánica que--- impulsa al generador para finalmente obtener energía eléc--- trica.

El desarrollo de las hidroeléctricas se considera li--- bre en cuanto a su capacidad ya que cada proyecto hidro--- eléctrico tiene características individuales que dependen de las aportaciones hidrológicas y la tonología del lugar.

1.3.3. CARBOELECTRICA. En estas plantas se usa como combustible el carbón mineral para obtener energía eléc--- trica, siguiendo el mismo ciclo que las termoeléctricas a base de combustóleo.

Al igual que el petróleo este energético es resultado de un proceso geoquímico que se ha usado durante muchos a--- ños. Sin embargo a diferencia del petróleo, su empleo co--- mo combustible en las plantas carboeléctricas, presenta se--- veros problemas, ya que su combustión no es fácil y produ--- ce niveles de contaminación mucho más elevados que los hí--- drocarburos.

El desarrollo de las centrales carboeléctricas, se--- propone con unidades base de 350 Mws, al norte del país--- en donde se dispone de éste energético.

1.3.4. NUCLEAR. En las plantas nucleares los generadores de calor, son reemplazados por un reactor nuclear controlado. El calor liberado en el proceso de fisión se envía a un generador de vapor que, esencialmente, no es más que un intercambiador de calor. El vapor producido de esta manera, se utiliza para generar electricidad en la forma comúnmente usada en las termoeléctricas.

La potencia nuclear tiene varias ventajas sobre los combustibles minerales y fósiles, a saber:

A) Está completamente libre de contaminación ambiental, en cuanto a emisión de gases contaminantes.

B) Las cantidades relativamente pequeñas que se necesitan de combustible nuclear no crean problemas de transporte.

C) Desde el punto de vista de la operación económica del combustible es más ventajoso utilizar combustible nuclear que carbón e hidrocarburos.

La desventaja más grande del combustible nuclear es su gran contaminación térmica. Bajo este aspecto es alrededor del 30% más grande que el de una planta convencional de vapor del mismo tamaño.

En cuanto al desarrollo de estas centrales nucleoelectricas, se proponen unidades de 1000 Mw en el sistema Interconectado Sur del país a partir de 1990 y en el Sistema Interconectado del Norte a partir de 1994.

1.3.5. GEOTERMICA. La energía geotérmica presenta también promisorias perspectivas como fuente de energía. A diferencia del vapor producido en calderas, cuyas características son su alta temperatura y sin impurezas, el vapor proveniente de pozos geotérmicos es húmedo por lo que se tienen problemas para separar el vapor y evitar las incrustaciones en las tuberías; por este motivo, la investigación se concentra en determinar, para los diferentes campos geotérmicos, cuál es el ciclo más adecuado para aprovechar esta energía, cómo seleccionar separadores de vapor y cómo controlar las incrustaciones.

En México actualmente se explora en Cerro Prieto, Baja California en donde se tenía programado tener instalados 400 Mw para el año de 1982.

1.4. ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO EN MEXICO Y SU DESARROLLO FUTURO

1.4.1. LA INDUSTRIA ELECTRICA EN MEXICO. Ante la necesidad de suministrar energía eléctrica el sector público el 29 de diciembre de 1933, por decreto se constituye la comisión Federal de Electricidad (C.F.E) como un organismo descentralizado de servicio público.

Esta interconexión de los sistemas eléctricos ha propiciado también la instalación de unidades generadoras cada vez mayores abatiendo costos, de inversión y operación reduciendo al mismo tiempo las necesidades de reserva para mantenimiento o falla del equipo, antes no interconectado, haciendo más confiable el suministro de energía.

Por otra parte fué posible una selección más racional de los sitios para instalar las centrales, teniendo en cuenta las disponibilidades y costos de combustible y agua, en el caso de las termoeléctricas, carboeléctricas y nucleares; y los factores hidrológicos y geológicos en el caso de las hidroeléctricas.

1.4.2. PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

El Pronóstico del consumo futuro necesario de energía eléctrica se formula en base a los necesarios supuestos en el Plan Nacional de Desarrollo Industrial, por la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial y en la Política Demográfica Nacional.

En la figura 2, se muestra el pronóstico del crecimiento del consumo de energía eléctrica para el período 1981 - 2000, en donde se ha considerado un crecimiento del 8.2%, anual en promedio, del Producto Interno Bruto, así como un crecimiento demográfico del país con tasa del 2.7% anual, con la cual se llega a una población de 120 millones de habitantes en el año 2000, se proyecta un consumo de 550,000 MW.

Uno de los aspectos importantes del pronóstico del consumo de energía eléctrica, en su distribución regional, que utilizaría el potencial hidroeléctrico con fines de beneficio social.

El 23 de diciembre de 1960, con la nacionalización de la industria eléctrica se concede la exclusividad a la C.F.E. para generar, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica en nuestro país que tenga por objeto la prestación de servicios públicos. Desde esta fecha el desarrollo de C.F.E. ha sido tal que actualmente posee el 99.98% de la producción de energía eléctrica en México.

La nacionalización del servicio público de energía eléctrica permitió la interconexión de los sistemas eléctricos y con esto, la elaboración de técnicas de planeación, diseño, construcción y operación más eficientes. En la figura 1, se muestran los principales sistemas que forman actualmente, el interconectado nacional.

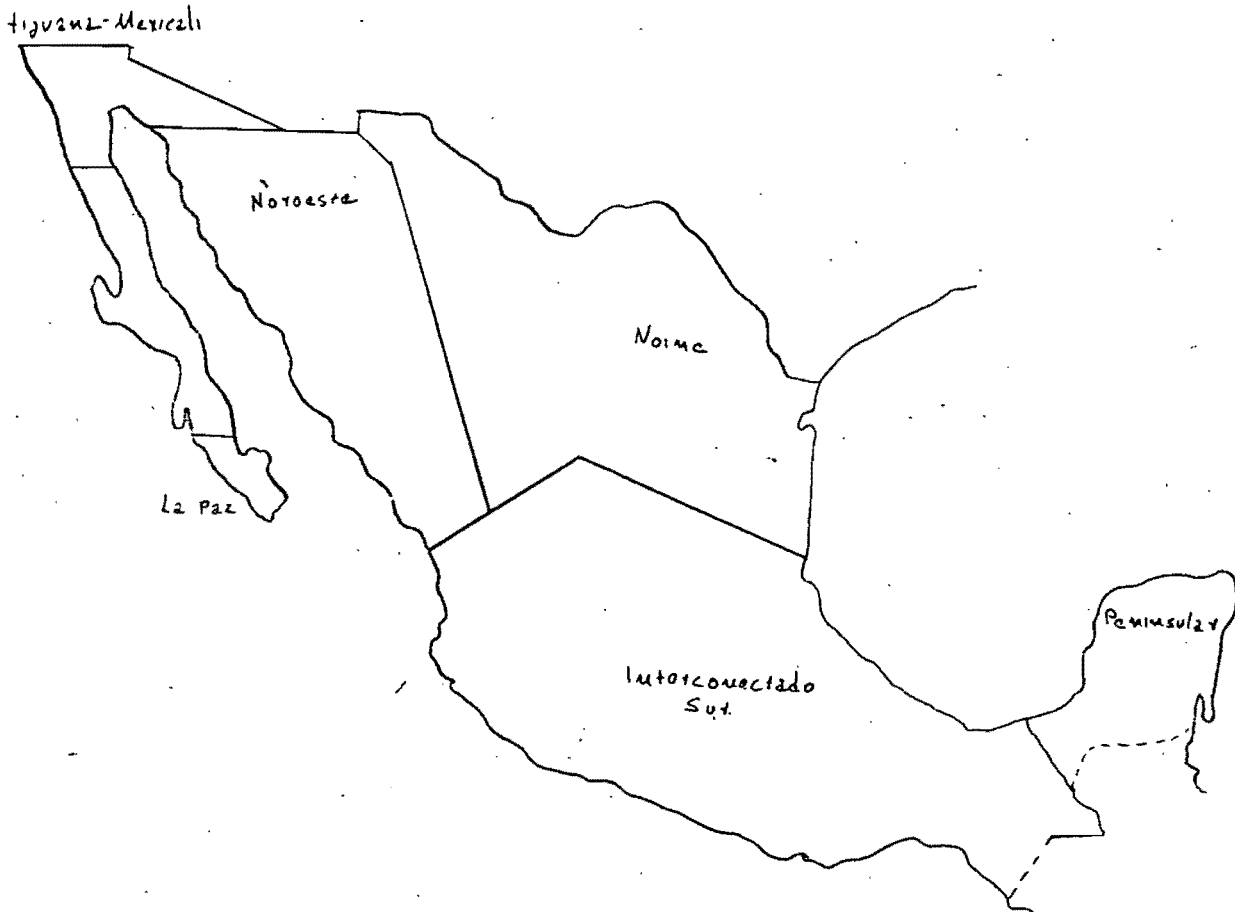


Figura 1. Sistemas interconectados en México.

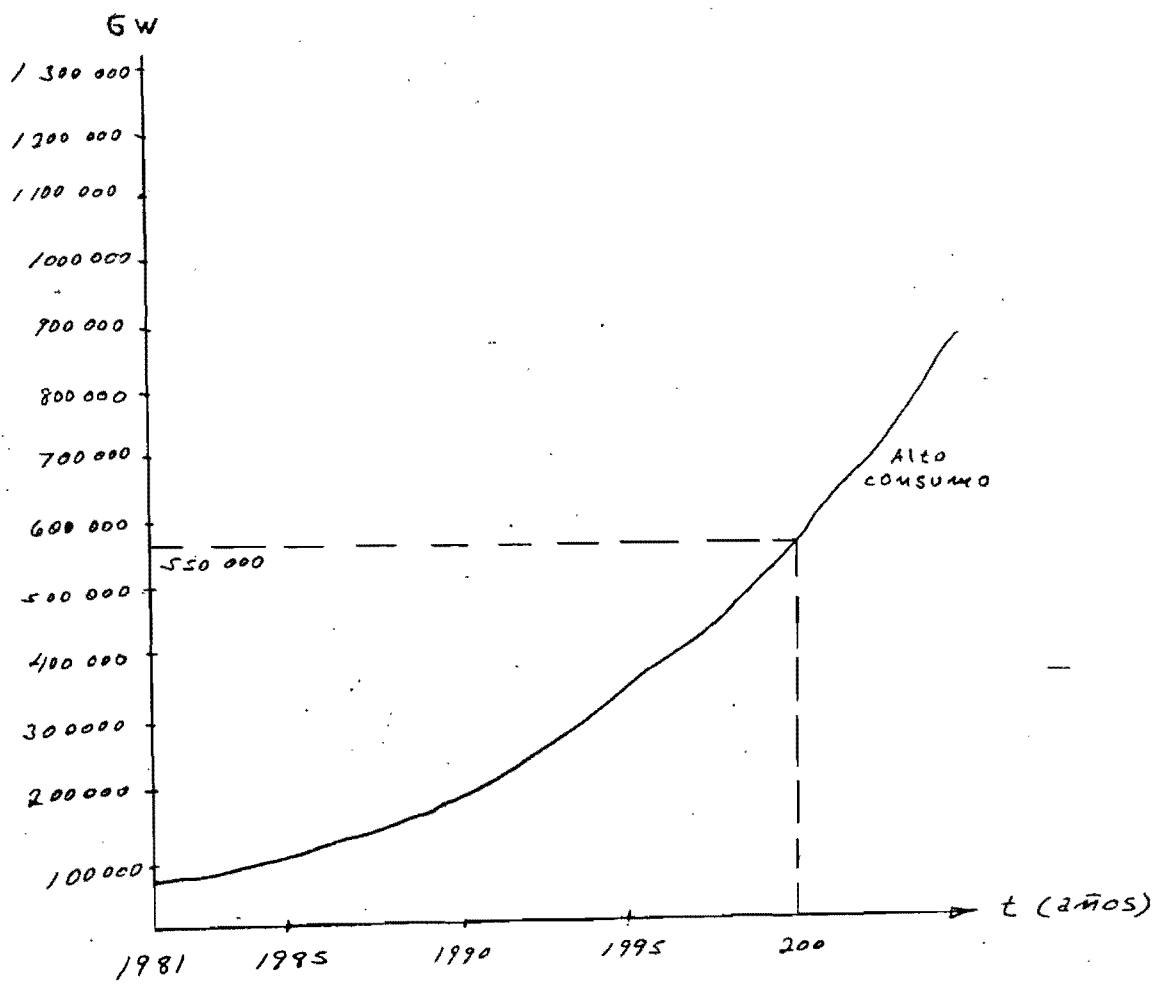


Figura 12. Crecimiento del consumo de energía eléctrica.

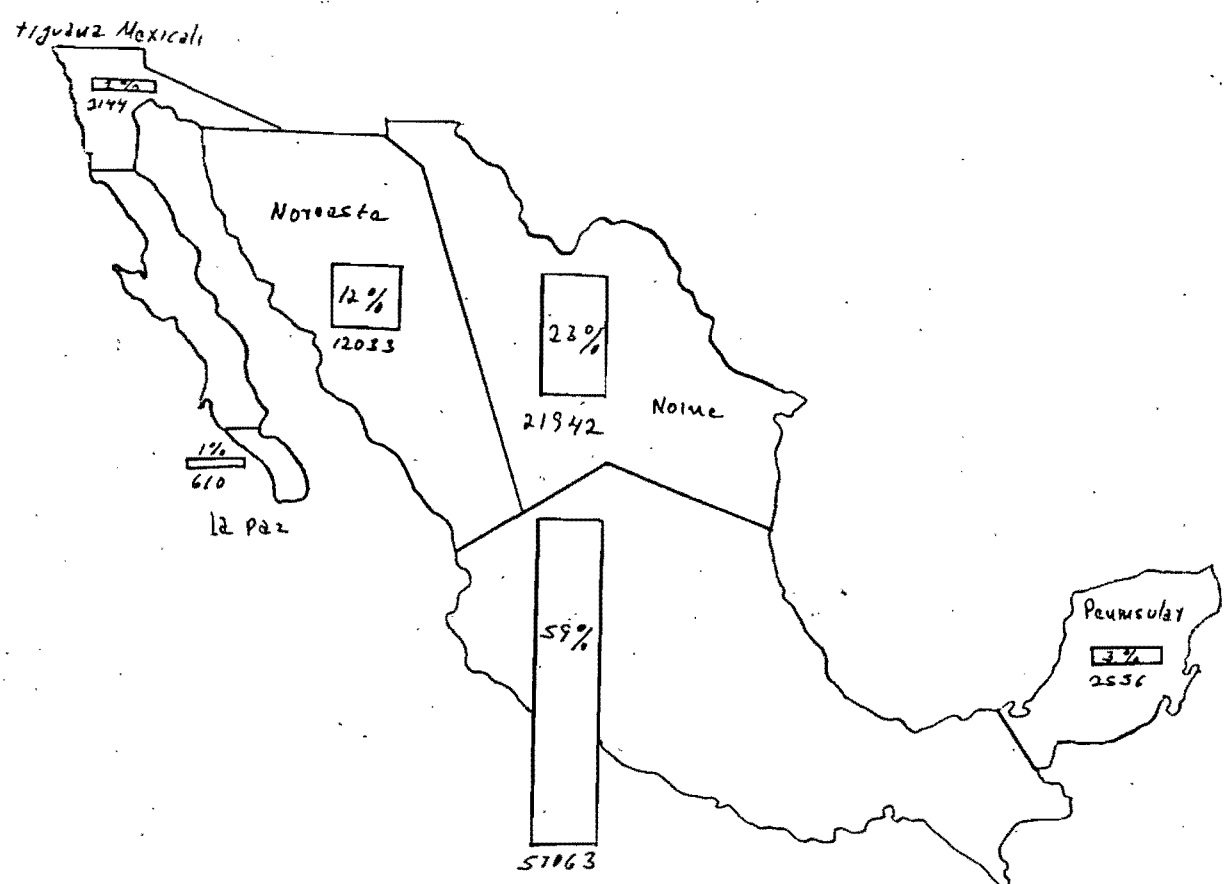


Figura 13. Distribución regional de la demanda de energía al año 2000.

CAPACIDAD DE BASE INSTALADA INICIALMENTE EN 1985 Y
CAPACIDAD INSTALADA FINAL EN 1995.

| N O D O | C A P A C I D A D | | C A P A C I D A D | |
|----------------|-----------------------|----------------------|---------------------|----------------------|
| | INICIAL BASE MW | (1985) PICO MW | FINAL BASE MW | (1995) PICO MW |
| HERMOSILLO | 600 | 157 | 1650 | 157 |
| GUAYMAS | 557 | 0 | 1257 | 150 |
| OBREGON | 0 | 24 | 350 | 150 |
| MOCHIS | 200 | 0 | 1250 | 150 |
| CULIACAN | 0 | 0 | 0 | 150 |
| MAZATLAN | 616 | 0 | 1316 | 80 |
| DURANGO | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TORREON | 390 | 255 | 390 | 255 |
| CAMARGO | 0 | 0 | 0 | 0 |
| FCO. VILLA | 399 | 46 | 399 | 46 |
| JUAREZ | 300 | 143 | 300 | 143 |
| MATAMOROS | 375 | 27 | 3875 | 27 |
| NAVA | 6100 | 78 | 6100 | 78 |
| MONCLOVA | 0 | 72 | 0 | 72 |
| MONTERREY | 465 | 557 | 465 | 557 |
| TAMPICO | 820 | 0 | 4320 | 0 |
| CENTRAL | 2674 | 746 | 2674 | 746 |
| POZA RICA | 817 | 0 | 7267 | 0 |
| L. VERDE | 1308 | 0 | 1308 | 0 |
| VERACRUZ | 0 | 360 | 3500 | 360 |
| PUEBLA | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TEMASCAL | 0 | 0 | 0 | 0 |
| MINATITLAN | 0 | 0 | 1750 | 0 |
| MALPASO | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TUXTLA | 0 | 10 | 0 | 10 |
| GUADALAJARA | 1385 | 73 | 1385 | 73 |
| MANZANILLO | 1200 | 0 | 4700 | 0 |
| S.L.P. | 700 | 0 | 700 | 0 |
| AGUASCALIENTES | 0 | 5 | 0 | 5 |
| LEON | 0 | 0 | 0 | 0 |
| SALAMANCA | 860 | 50 | 860 | 50 |
| QUERETARO | 0 | 250 | 0 | 250 |
| INFIERNILLO | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TEPIC | 0 | 17 | 0 | 17 |
| MEXICALI | 914 | 215 | 914 | 215 |
| MERIDA | 451 | 199 | 1050 | 199 |

En la figura 13, se muestran los valores de energía necesaria en los principales Sistemas Regionales. Interconectados de México, observándose que el consumo de energía de la parte Sur del país es la mayor. Los valores están expresados en MW y los porcentajes están referidos al total.

1.4.3 DESARROLLO DEL SISTEMA DE GENERACION. El programa de expansión del sector eléctrico contempla un período de tiempo suficientemente largo que permite conocer con anticipación las grandes demandas a que se enfrentará y definir lineamientos sobre el desarrollo de los Sistemas Eléctricos, estableciendo políticas nacionales del uso futuro de los energéticos, de tal manera que los hidrocarburos sean usados para fines más convenientes.

En la figura 14, se muestra la capacidad instalada regional en el año de 1981.

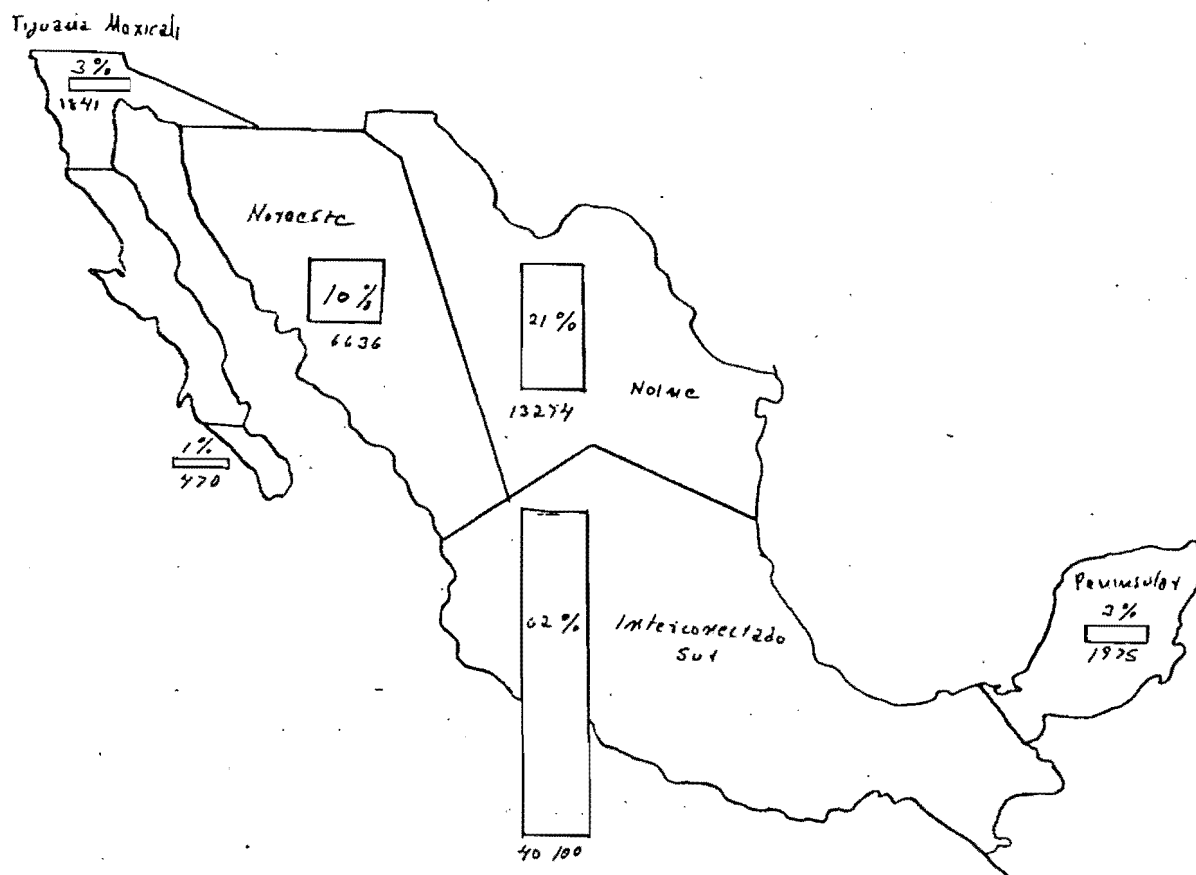


Figura 14. Capacidad instalada regional en el año 1981

El proceso de análisis del desarrollo del sistema de generación, se inicia definiendo el tamaño de las unidades base en cada sistema, a partir de sus necesidades futuras de energía y el precio de los combustibles; se determina el desarrollo de cada sistema y se suman para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Generación para el Sector Eléctrico total. En la figura 15, se muestra el desarrollo de la capacidad instalada para el período 1981 - 2000, de las centrales a base de hidrocarburos, centrales a base de carbón, centrales hidroeléctricas, centrales geotérmicas y centrales nucleares.

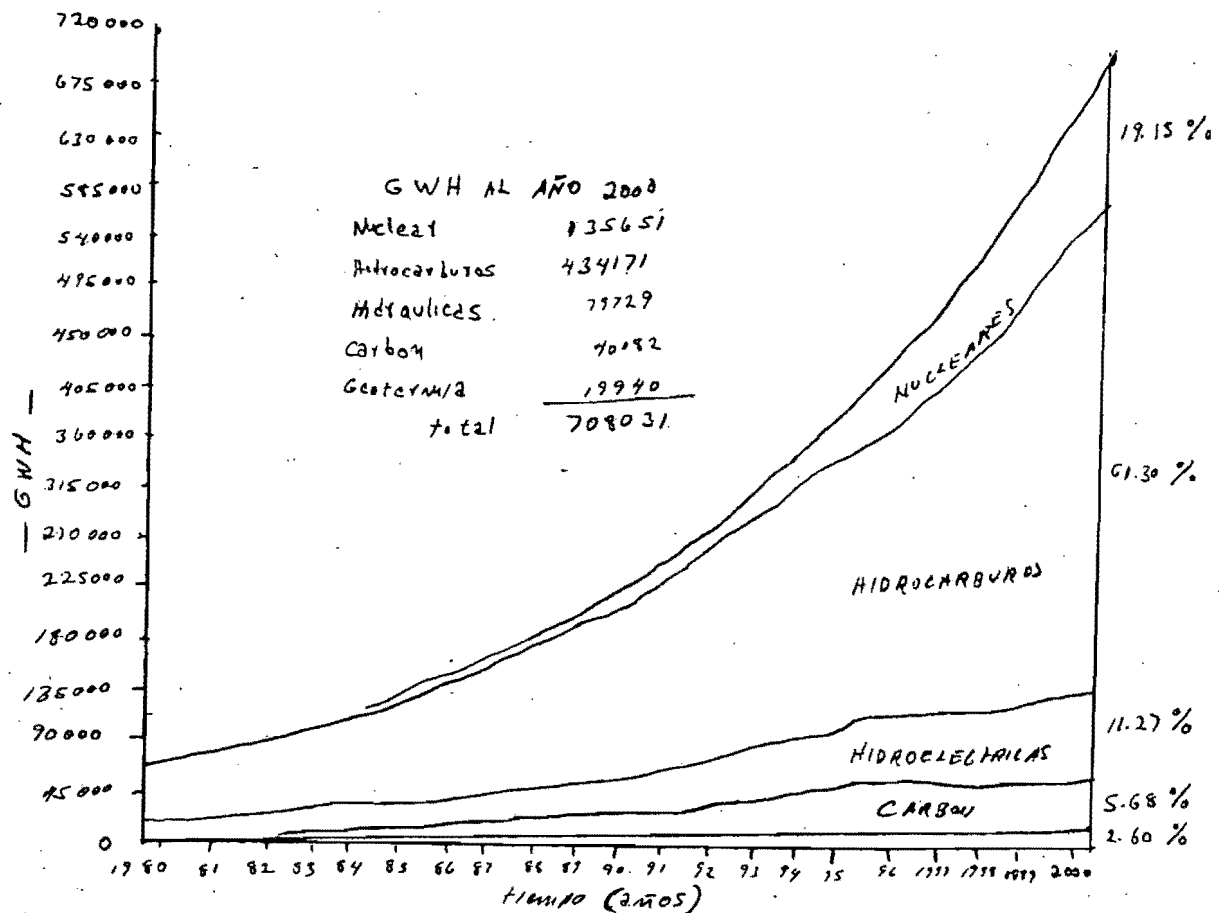


Figura 15. Desarrollo de la generación de energía eléctrica.

Se observa que a pesar de los esfuerzos de diversificar, las centrales de hidrocarburos continúan representando el mayor porcentaje en la generación de energía.

Con el fin de frenar la carrera de consumo de hidrocarburos, se inicia el programa nuclear, que de acuerdo a los estudios realizados, se encuentra que puede contribuir en el año 2000 en un 19% de la capacidad total instalada.

La distribución regional de la capacidad instalada se indica en la figura 16, en donde se muestra que para el año 2000 se tienen los siguientes desarrollos:

En el sistema interconectado sur 73295Mw. instalados, que corresponde a 32% de centrales hidroeléctricas el 68% a centrales termoeléctricas; repartiéndose éstas últimas en 18% en nucleoelectricas, 2% en geotermicas, 2% con centrales turbogas, 2% con centrales de ciclo-combinado y el 44% a base de combustóleo.

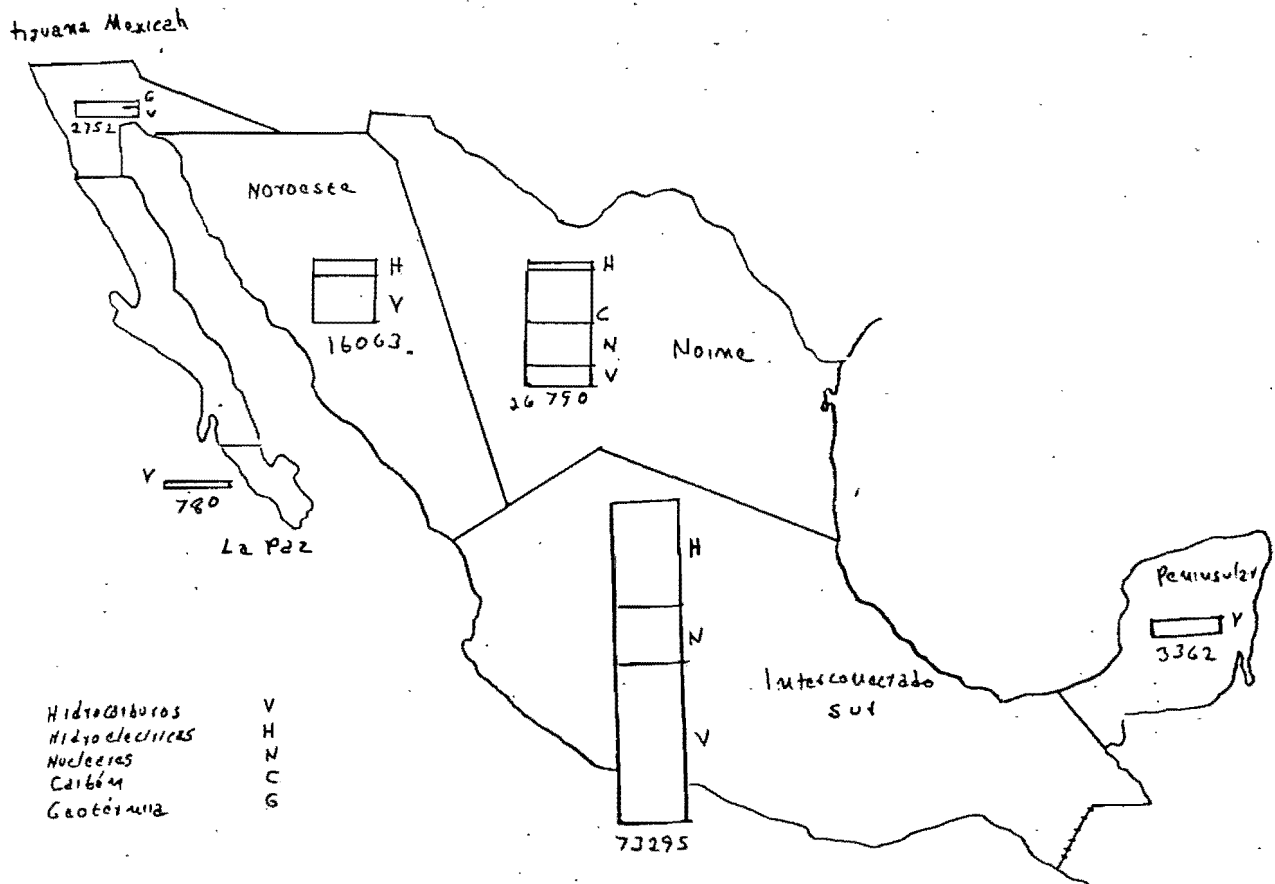


Figura 16. Capacidad instalada regional al año 2000 en Mw

En el sistema NOINE las centrales a base de carbón representan el 23 % de la capacidad instalada, el 30 % está formada por centrales nucleares y el 47 % por centrales a base de hidrocarburos.

En el sistema Noroeste las centrales termoeléctricas a base de hidrocarburos representan el 79 % de la capacidad instalada y el 21 % restante de centrales hidroeléctricas.

En el sistema Tijuana - Mexicali la energía geotérmica es el recurso fundamental de la capacidad instalada que representa el 55 % del cual el 29 % esta formada con centrales a base de combustóleo y el 16% con unidades turbogas.

En el sistema de La Paz y en el sistema Peninsular, el desarrollo es totalmente con centrales a base de combustóleo y unidades turbogas.

1.4.4. ANTECEDENTES DE LA TRANSMISION EN MEXICO.

Dado que los aprovechamientos hidráulicos para la generación de energía eléctrica generalmente están distantes de los centros de consumo, cuando, la Comisión Federal de Electricidad inicio la explotación de los mismos tuvo que adoptar tensiones de transmisión adecuadas al tamaño del bloque de energía y a la distancia por transmitir con el fin de sufrir mínimas pérdidas de energía. Así es como en el año de 1951 nace la primera tensión de transmisión más significativa de aquella época, correspondiendo al Sistema de Generación Hidráulica de Ixtapantongo ser el pionero en el uso de las Altas Tensiones para la transmisión y de esa manera se empleó tecnología en su mayoría de procedencia extranjera, se realiza el proyecto de la primera línea de transmisión Ixtapantongo - México a 150 KV., 2 circuitos. El diseño, pruebas, fabricación de las torres, cables conductores y aislamiento de dicha línea, se hizo con tecnología extranjera, sin embargo en la construcción de la misma ya hubo intervención de ingenieros mexicanos, con asesoramiento de ingenieros extranjeros.

Posteriormente, la demanda de energía eléctrica en la parte central de nuestro país, creció a un ritmo muy importante a tal grado que la Comisión Federal de Electricidad tuvo que abocarse a la ejecución de los medianos proyectos hidroeléctricos y es así como en el año de 1959 se da otro paso en el avance de la transmisión, con la ejecución del proyecto de la L. T. Mazatepec - México a 230 KV., que fue en aquél entonces la primera línea que estableció un nuevo panorama en la incipiente red de Transmisión Nacional. Es interesante señalar que como en el caso de la L. T. Ixtapantongo - México; el diseño, fabricación, pruebas de las torres, aislamientos y accesorios de la línea, se efectuó con tecnología extranjera.

Es importante subrayar que en la construcción de esta línea de transmisión la intervención de la ingeniería mexicana, especialmente la ingeniería civil, tuvo un avance -- muy significativo, ya que se llevó a cabo con ingenieros mexicanos sin contar con ningún asesoramiento extranjero y así el levantamiento topográfico, la cimentación y montaje de las torres y demás partes de la línea, se hizo con ingeniería mexicana.

En la década de los 60's la ingeniería mexicana da -- otro paso muy importante en lo que respecta a la transmisión de potencia eléctrica. Con el proyecto hidroeléctrico de El Infiernillo, Mich., sobre el Río Balsas, se penso en aquél entonces en generar energía eléctrica en bloque nunca antes logrados y dada la distancia a que se encontraba dicho centro de generación con respecto al centro de consumo que era la ciudad de México, nació la idea de adoptar una nueva tensión de transmisión muy superior a las ya existentes con el propósito de que técnicamente dicha transmisión de energía se hiciera con las mínimas pérdidas posibles por lo que se proyectó y construyó la Línea de Transmisión Infiernillo - México a 400 KV., cuya magnitud representó un -- reto para la ingeniería mexicana en sus diversos aspectos; participando muy activamente en el levantamiento topográfico proyecto y construcción de la misma, para que en 1964 entrara en operación comercial.

Sin embargo, en esta década el avance más significativo para el ingeniero civil mexicano, se realizó con su amplia intervención en el proyecto y construcción de la L.T. Malpaso - México a 400 KV., en cuyo proyecto se hicieron sensibles mejoras, tales como el diseño, fabricación y -- prueba de las torres, logrando una disminución considerable de aproximadamente un 10 % en el peso de las mismas, lo que significó un ahorro substancial para la Comisión -- Federal de Electricidad y a la vez una prueba indiscutible de la capacidad técnica de ingeniero civil mexicano.

En términos unitarios comparativos se logró que de un coeficiente kilométrico de 22 Tons/Km. usado para la L. T. Infiernillo - México a 400 KV., se obtuviera un nuevo de -- 18 Tons/Km. correspondiente a la L. T. Malpaso - México a 400 KV., logrando un ahorro unitarios de 4 Tons/Km.

En cuanto a la construcción es conveniente señalar -- que el 100 % se realizó con la intervención de ingenieros mexicanos sin asesoramiento extranjero.

1.4.5. DESARROLLO DEL SISTEMA DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION EN ALTO VOLTAJE.

En el sistema eléctrico nacional, las líneas de transmisión integran la parte troncal, y a través de ellas la energía es llevada al usuario. En la figura 7, se representa la localización geográfica de las líneas de 400 y 230 KV. que se encuentran en operación. La longitud total de líneas de transmisión de 400 KV. es de 6859 Km. y de --- 10,196 Km. para líneas de 230 KV.

Tomando en cuenta el desarrollo del sistema de generación y el sistema actual de transmisión, se busca la -- localización más económica de las plantas minimizando el sistema de transmisión.

El desarrollo del sistema de transmisión para el pe- riódo 1981 - 2000, se plantea con líneas.



Figura 7. Localización geográfica de las líneas de 400 y 230 KV en 1981.

De 400KV y 230KV arrojando un total de 16,904 Km., de los cuales el 61% son de 400 KV y el 39% de 230KV.

En la figura 7, se muestra lo que será el sistema de transmisión en el año 2000.

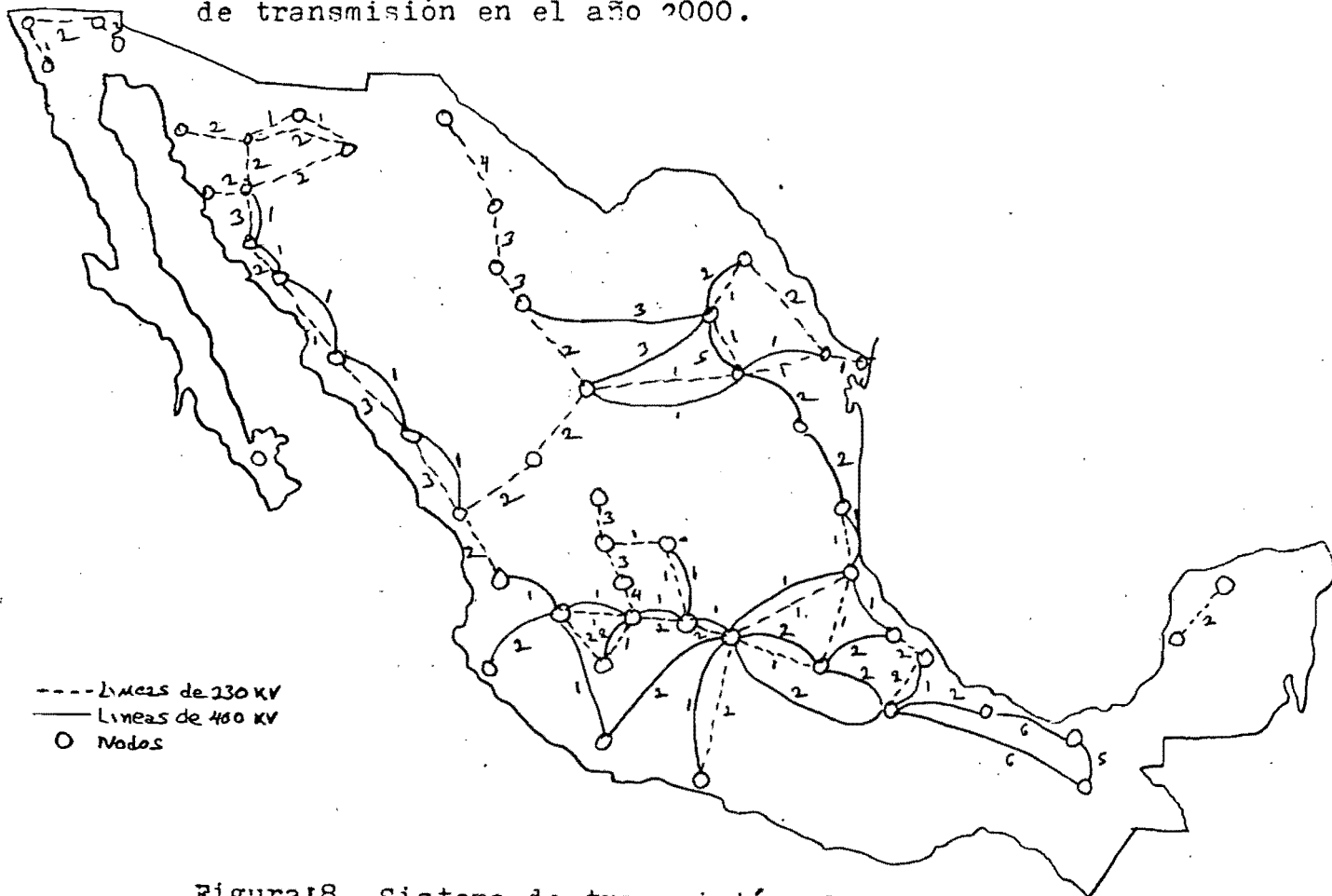


Figura 8. Sistema de transmisión al año 2000

De la capacidad total que se plantea en el desarrollo del sistema de transformación, durante el período 1981 - 2000 el 25% corresponde a transformadores de 400 a 230 KV, el 32% a transformadores de 230 a 115KV.

1.4.6. DESARROLLO DEL SISTEMA DE GENERACION - TRANSMISION HASTA EL AÑO 2000.

Actualmente (1981), el sistema de generación - transmisión está integrado como se indica en la figura 9, y los programas de construcción por períodos.

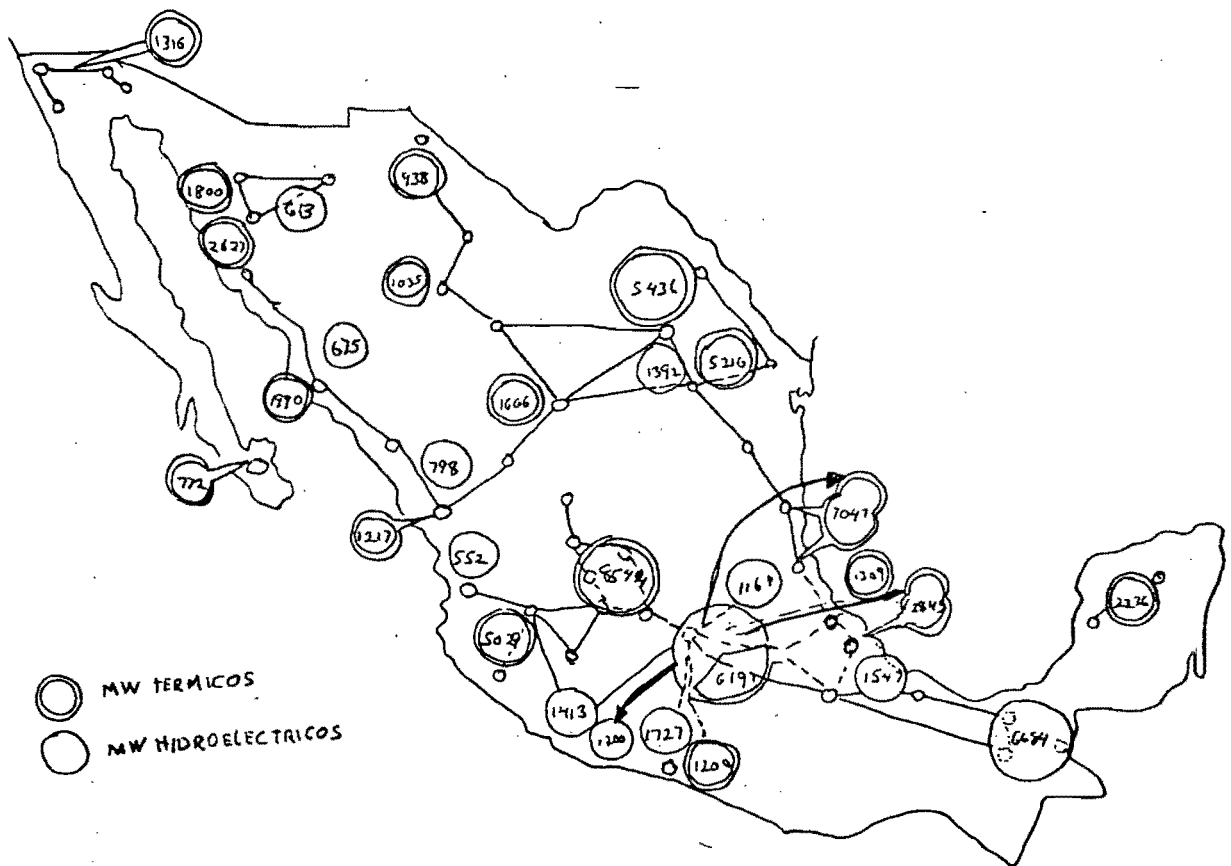


Figura 19. Sistema de generación transmisión 1981.
De plantas generadoras y líneas de transmisión son las siguientes

| Tipos de Planta | 1977-1982 | 1983-1988 | 1989-1994 | 1995-2000 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Hidrocarburos-nuclear | 4751 | 5466 | 17136 | 20,224 |
| Hidroeléctricas | 2184 | 3152 | 1054 | 8112 |
| Geotermia | 185 | 250 | 330 | 1110 |
| Carbón | 600 | 2100 | 2400 | 3300 |
| TOTAL | 7720 | 10974 | 20,925 | 32,076 |

| Líneas de transmisión a | 1977-1982 | 1983-1988 | 1989-1994 | 1995-2000 |
|-------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 400 KV | 3263 | 2281 | 2166 | 2570 |
| 230 KV | 2181 | 1187 | 2493 | 963 |
| TOTAL | 5444 | 3468 | 4659 | 3333 |

en donde los valores indicados para generación están dados en MW y para las líneas de transmisión en Kilómetros.

Las unidades generadoras se localizan, en relación con el sistema de transmisión al año 2000, en seis regiones del país que son: Centro, Sureste, Bajío, Nava-Monclova, Monterrey-Reynosa y Guadalajara-Manzanillo, como se indica en la figura 10.

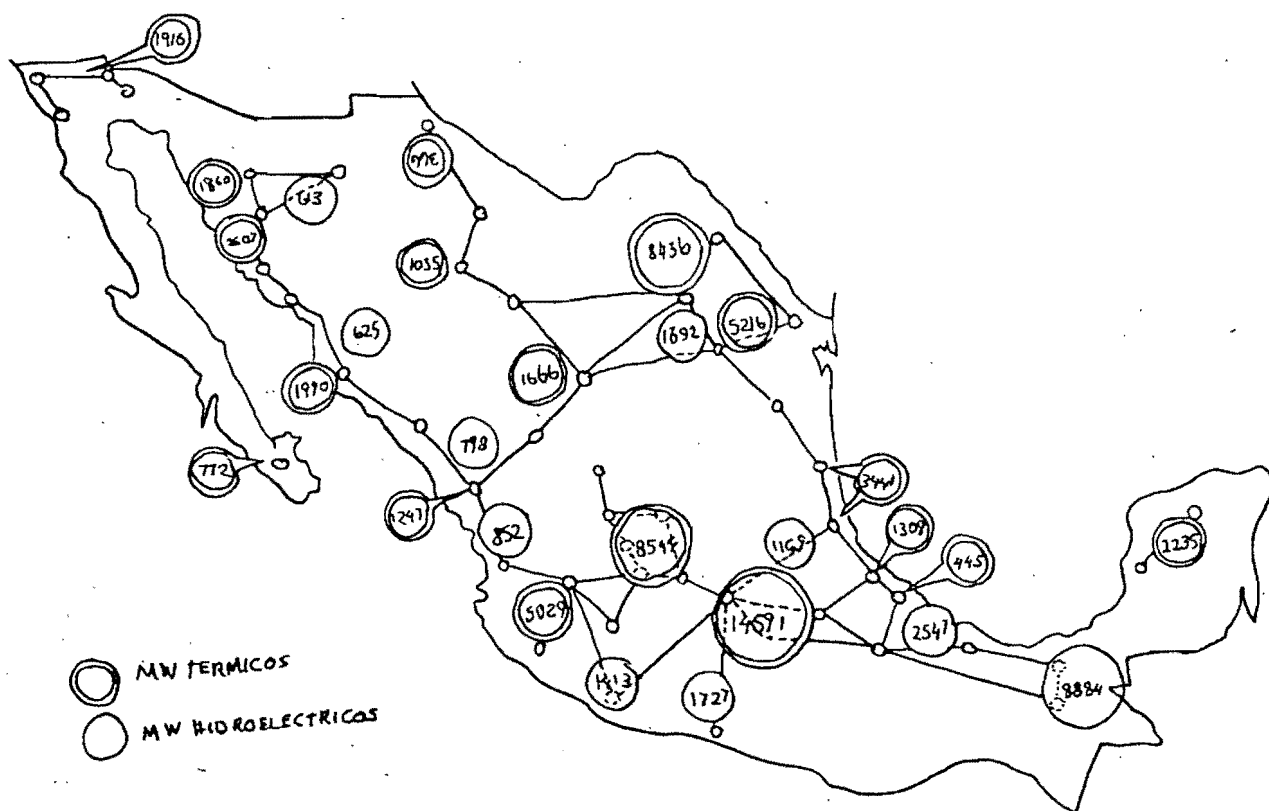


Figura 10. Sistema de generación-transmisión al año 2000

La localización definitiva de las plantas termoeléctricas, depende del sistema de enfriamiento que se use, por lo que será necesario que parte de estas unidades se ubiquen en las costas del Golfo de México, y en el Océano Pacífico en las zonas más cercanas a los centros de carga, con lo que también se aumentará el sistema de transmisión.

FIG. I.11 CAPACIDADES DE LAS CENTRALES GENERADORAS DE BASE Y PICO
POR AREA PARA EL AÑO 1985

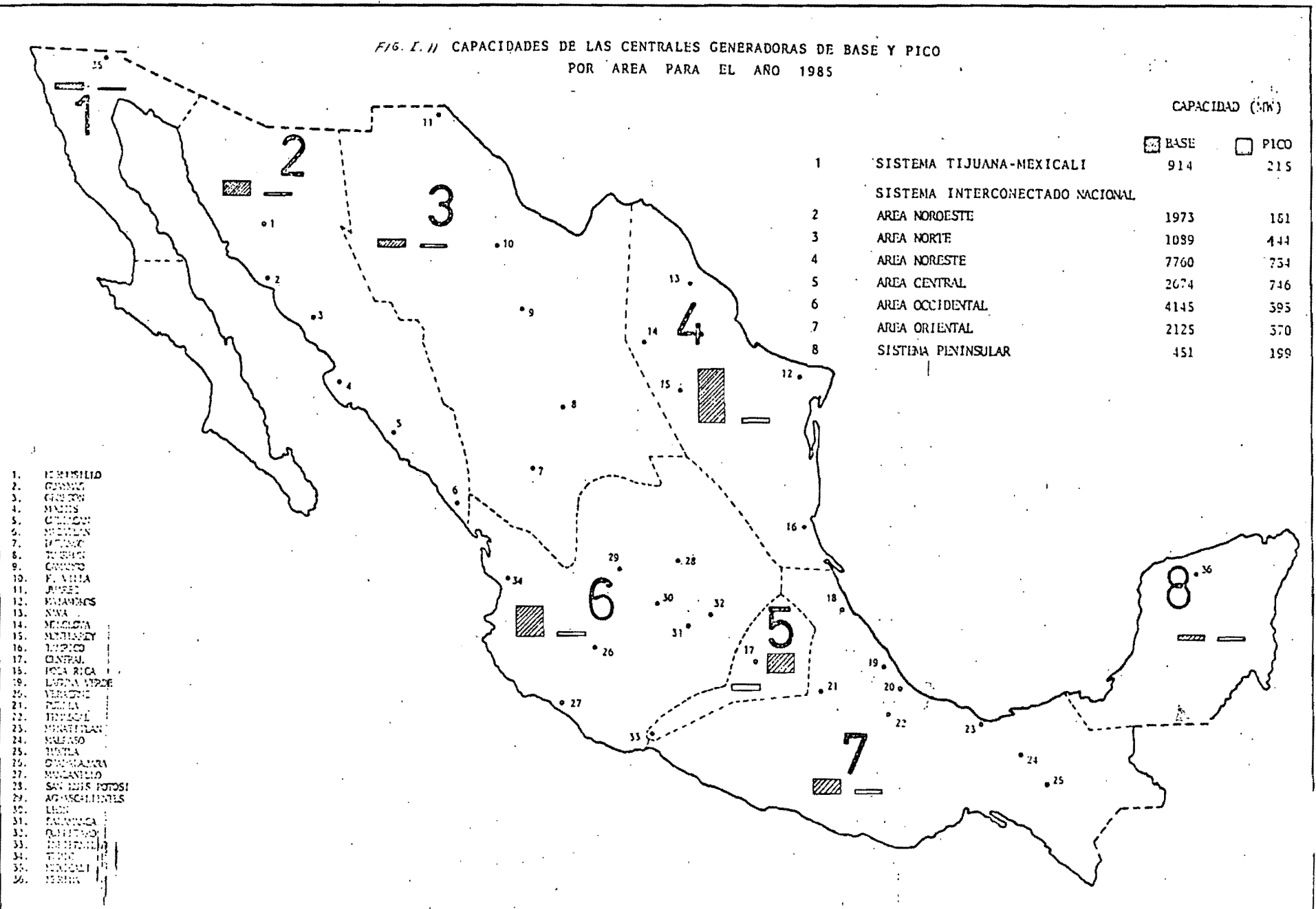


FIG. I.12 CAPACIDADES DE LAS CENTRALES GENERADORAS DE BASE Y PICO
POR AREA PARA EL AÑO 1995

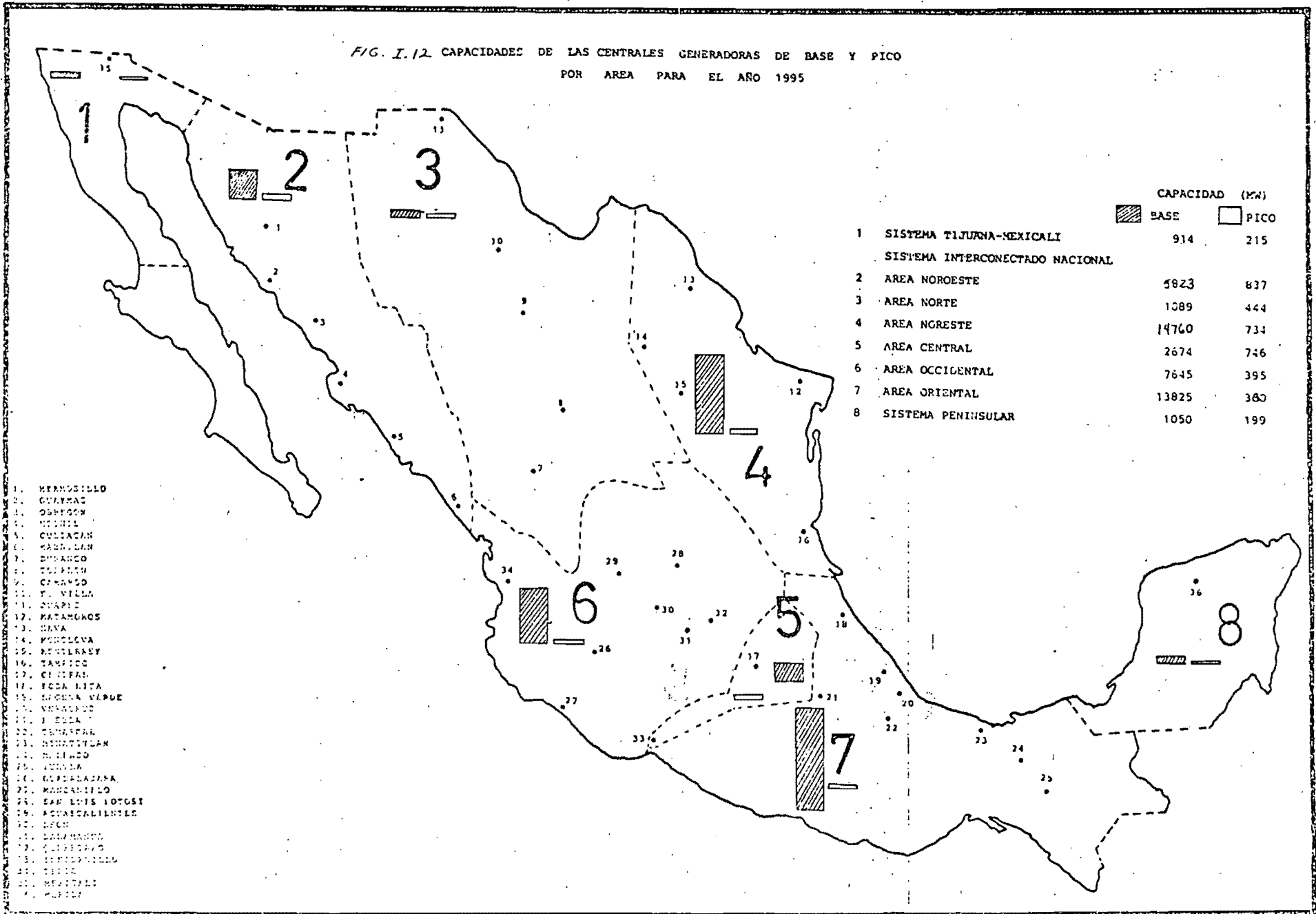
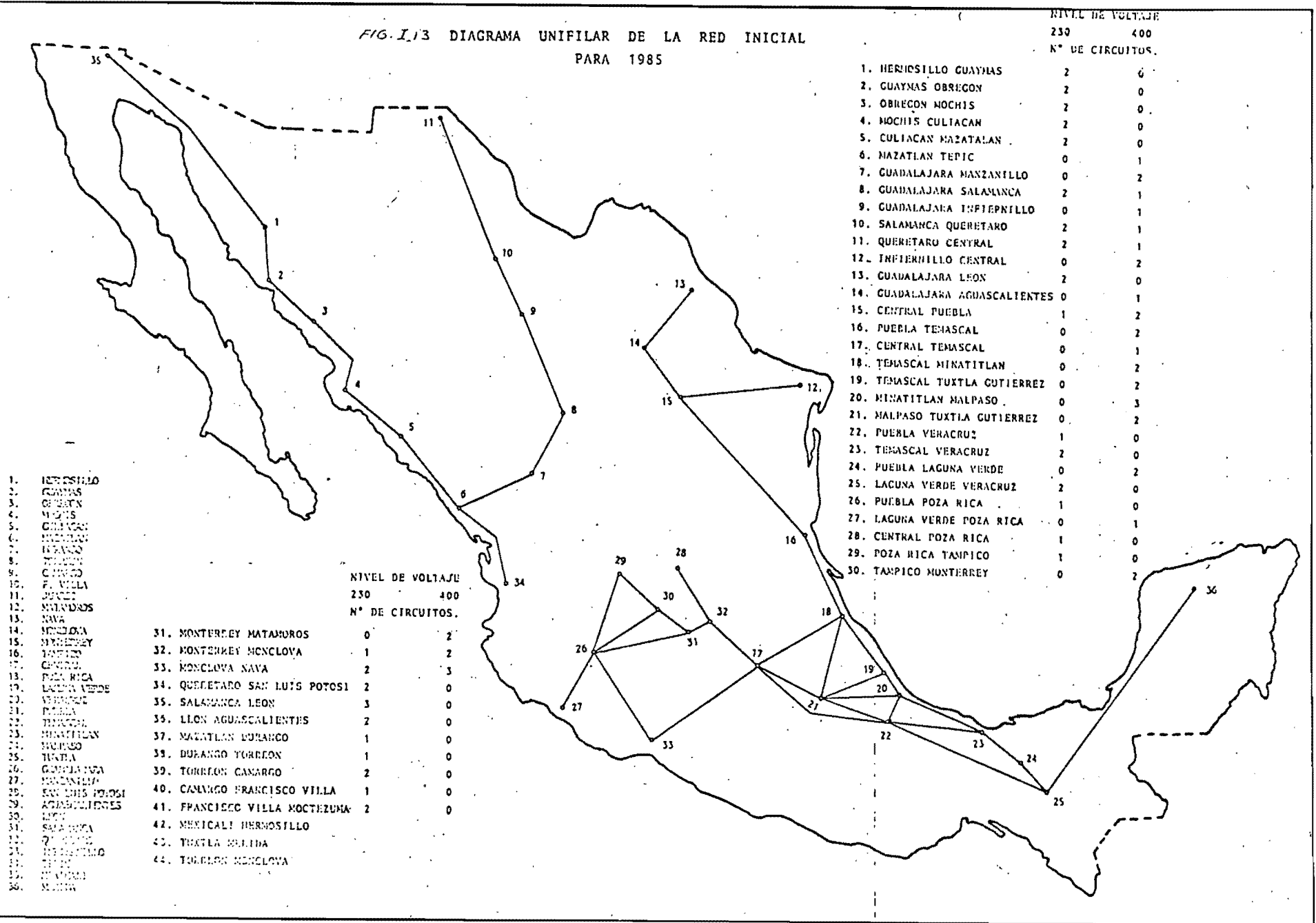


FIG. I.13 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED INICIAL PARA 1985



NIVEL DE VOLTAJE
230 400
N° DE CIRCUITOS.

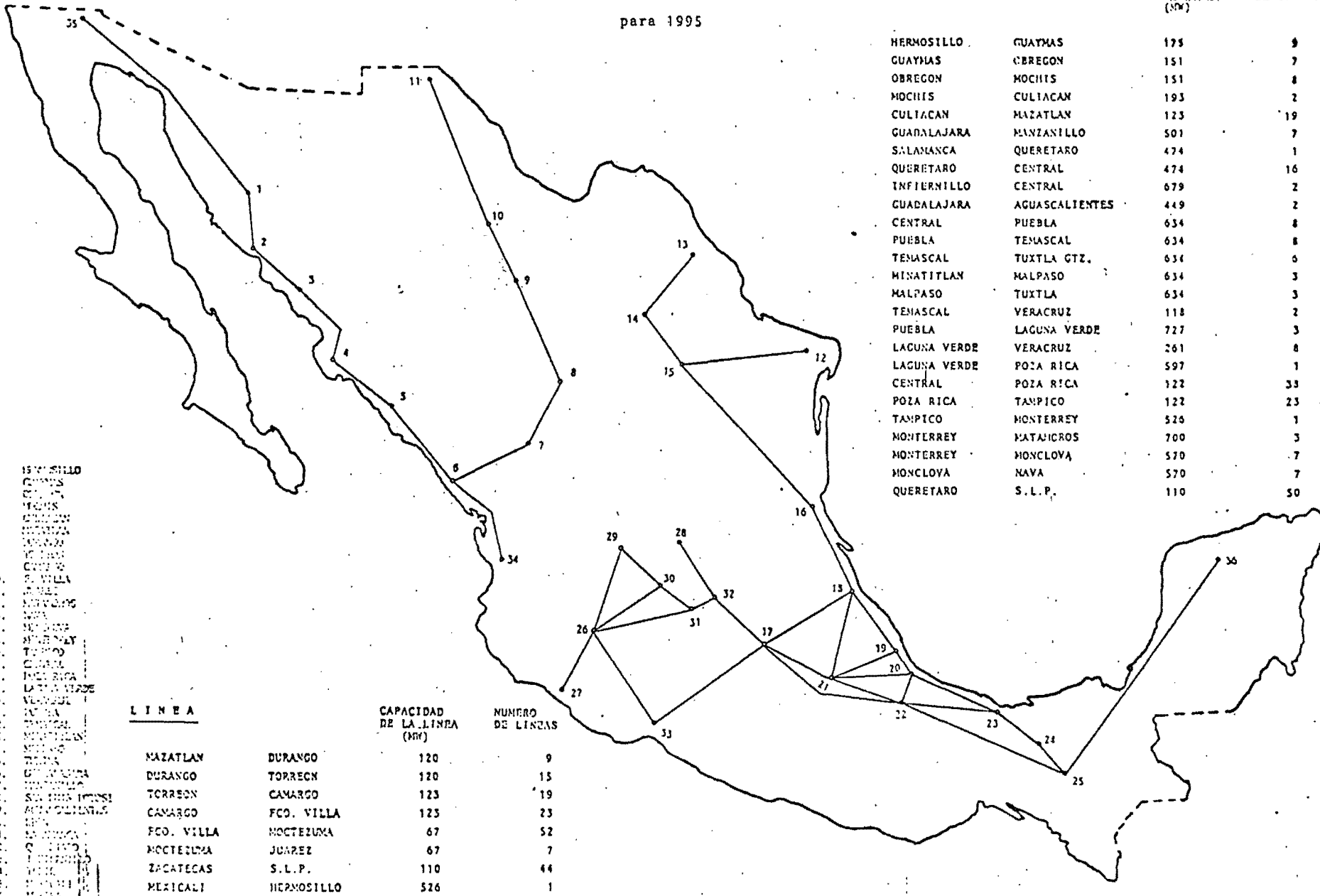
| | | |
|--------------------------------|---|---|
| 1. HERMOSILLO GUAYNAS | 2 | 0 |
| 2. GUAYNAS OBREGON | 2 | 0 |
| 3. OBREGON NOCHIS | 2 | 0 |
| 4. NOCHIS CULTACAN | 2 | 0 |
| 5. CULTACAN MAZATALAN | 2 | 0 |
| 6. MAZATLAN TEPIC | 0 | 1 |
| 7. GUADALAJARA MANZANILLO | 0 | 2 |
| 8. GUADALAJARA SALAMANCA | 2 | 1 |
| 9. GUADALAJARA INFIERNILLO | 0 | 1 |
| 10. SALAMANCA QUERETARO | 2 | 1 |
| 11. QUERETARO CENTRAL | 2 | 1 |
| 12. INFIERNILLO CENTRAL | 0 | 2 |
| 13. GUADALAJARA LEON | 2 | 0 |
| 14. GUADALAJARA AGUASCALIENTES | 0 | 1 |
| 15. CENTRAL PUEBLA | 1 | 2 |
| 16. PUEBLA TEMASCAL | 0 | 2 |
| 17. CENTRAL TEMASCAL | 0 | 1 |
| 18. TEMASCAL MINATITLAN | 0 | 2 |
| 19. TEMASCAL TUXTLA GUTIERREZ | 0 | 2 |
| 20. MINATITLAN MALPASO | 0 | 3 |
| 21. MALPASO TUXTLA GUTIERREZ | 0 | 2 |
| 22. PUEBLA VERACRUZ | 1 | 0 |
| 23. TEMASCAL VERACRUZ | 2 | 0 |
| 24. PUEBLA LAGUNA VERDE | 0 | 2 |
| 25. LAGUNA VERDE VERACRUZ | 2 | 0 |
| 26. PUEBLA POZA RICA | 1 | 0 |
| 27. LAGUNA VERDE POZA RICA | 0 | 1 |
| 28. CENTRAL POZA RICA | 1 | 0 |
| 29. POZA RICA TAMPICO | 1 | 0 |
| 30. TAMPICO MONTERREY | 0 | 2 |

1. HERMOSILLO
2. GUAYNAS
3. OBREGON
4. NOCHIS
5. CULTACAN
6. MAZATALAN
7. TEPIC
8. MANZANILLO
9. SALAMANCA
10. QUERETARO
11. INFIERNILLO
12. LEON
13. AGUASCALIENTES
14. PUEBLA
15. TEMASCAL
16. MINATITLAN
17. TUXTLA GUTIERREZ
18. MALPASO
19. VERACRUZ
20. LAGUNA VERDE
21. POZA RICA
22. TAMPICO
23. MONTERREY
24. MATAMOROS
25. MONCLOVA
26. SAN LUIS POTOSI
27. SALAMANCA LEON
28. AGUASCALIENTES
29. MAZATLAN
30. DURANGO
31. TORREON
32. CANARGO
33. FRANCISCO VILLA
34. HERMOSILLO
35. TUXTLA
36. MONCLOVA

NIVEL DE VOLTAJE
230 400
N° DE CIRCUITOS.

| | | |
|-------------------------------|---|---|
| 31. MONTERREY MATAMOROS | 0 | 2 |
| 32. MONTERREY MONCLOVA | 1 | 2 |
| 33. MONCLOVA NAVA | 2 | 3 |
| 34. QUERETARO SAN LUIS POTOSI | 2 | 0 |
| 35. SALAMANCA LEON | 3 | 0 |
| 36. LION AGUASCALIENTES | 2 | 0 |
| 37. MAZATLAN DURANGO | 1 | 0 |
| 38. DURANGO TORREON | 1 | 0 |
| 39. TORREON CANARGO | 2 | 0 |
| 40. CANARGO FRANCISCO VILLA | 1 | 0 |
| 41. FRANCISCO VILLA MOCTEZUMA | 2 | 0 |
| 42. MEXICALI HERMOSILLO | | |
| 43. TUXTLA | | |
| 44. TORREON MONCLOVA | | |

FIG. I.14 diagrama unifilar de la red para 1995



1. HERMOSILLO
2. GUAYMAS
3. OBREGON
4. MOCHIS
5. CULIACAN
6. MAZATLAN
7. DURANGO
8. TORREON
9. CAMARGO
10. FCO. VILLA
11. MOCTEZUMA
12. JUAREZ
13. TAMPICO
14. MONTERREY
15. MATAHICROS
16. MONCLOVA
17. DURANGO
18. FCO. VILLA
19. MOCTEZUMA
20. JUAREZ
21. TAMPICO
22. MONTERREY
23. MATAHICROS
24. MONCLOVA
25. NAVA
26. S.L.P.
27. DURANGO
28. TORREON
29. CAMARGO
30. FCO. VILLA
31. MOCTEZUMA
32. JUAREZ
33. ZACATECAS
34. S.L.P.
35. HERMOSILLO
36. MEXICALI

L I N E A

CAPACIDAD DE LA LINEA (MW)

NUMERO DE LINEAS

| | | | |
|------------|------------|-----|----|
| MAZATLAN | DURANGO | 120 | 9 |
| DURANGO | TORREON | 120 | 15 |
| TORREON | CAMARGO | 123 | 19 |
| CAMARGO | FCO. VILLA | 123 | 23 |
| FCO. VILLA | MOCTEZUMA | 67 | 52 |
| MOCTEZUMA | JUAREZ | 67 | 7 |
| ZACATECAS | S.L.P. | 110 | 44 |
| MEXICALI | HERMOSILLO | 526 | 1 |

L I N E A

CAPACIDAD DE LA LINEA (MW)

NUMERO DE LINEAS

| | | | |
|--------------|----------------|-----|----|
| HERMOSILLO | GUAYMAS | 175 | 9 |
| GUAYMAS | OBREGON | 151 | 7 |
| OBREGON | MOCHIS | 151 | 8 |
| MOCHIS | CULIACAN | 193 | 2 |
| CULIACAN | MAZATLAN | 123 | 19 |
| GUADALAJARA | MANZANILLO | 501 | 7 |
| SALAMANCA | QUERETARO | 474 | 1 |
| QUERETARO | CENTRAL | 474 | 16 |
| INFIERNILLO | CENTRAL | 679 | 2 |
| GUADALAJARA | AGUASCALIENTES | 449 | 2 |
| CENTRAL | PUEBLA | 634 | 8 |
| PUEBLA | TEHASCAL | 634 | 8 |
| TEHASCAL | TUXTLA GTZ. | 634 | 6 |
| MINATITLAN | MALPASO | 634 | 3 |
| MALPASO | TUXTLA | 634 | 3 |
| TEHASCAL | VERACRUZ | 118 | 2 |
| PUEBLA | LAGUNA VERDE | 727 | 3 |
| LAGUNA VERDE | VERACRUZ | 261 | 8 |
| LAGUNA VERDE | POZA RICA | 597 | 1 |
| CENTRAL | POZA RICA | 122 | 33 |
| POZA RICA | TAMPICO | 122 | 23 |
| TAMPICO | MONTERREY | 526 | 1 |
| MONTERREY | MATAHICROS | 700 | 3 |
| MONTERREY | MONCLOVA | 570 | 7 |
| MONCLOVA | NAVA | 570 | 7 |
| QUERETARO | S.L.P. | 110 | 50 |

1.5. FUTURO DE LA INGENIERIA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

Es difícil predecir el futuro de la Ingeniería de los Sistemas Eléctricos de Potencia, sin embargo, mediante el análisis del panorama del Sistema Eléctrico Nacional efectuado, podemos hacer las siguientes observaciones, para los próximos 20 años:

A) La demanda de energía eléctrica en México, se continuará duplicando cada 10 años, lo que implica como mínimo que en ese mismo tiempo se tienen que duplicar las instalaciones y equipos con que cuenta C.F.E. al inicio de cada período de 10 años. Se desprende de aquí la cantidad de investigación, planeación, diseño y proyectos involucrados.

B) Las fuentes de energía nuclear empezarán a tomar un papel importante en el suministro de la energía eléctrica.

C) Por razones económicas se tenderá a instalar tamaños cada vez mayores de plantas nucleares y convencionales.

D) La complejidad del diseño y operación de las centrales modernas requiere que el Ingeniero en Sistemas de Potencia este altamente capacitado para el desempeño de sus funciones.

E) En la transmisión y transformación trifásica, se empezarán a usar alternativas de desarrollo con voltajes de 750 KV.

F) Cada vez el "¿Qué?", "¿Cómo?", "¿Cuándo?", y "¿Dónde?" de toda instalación eléctrica requerirá de mayor investigación y planeación en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

Las ventajas de tener totalmente interconectado el sistema eléctrico nacional, cada vez serán más eminentes

El objetivo de los S.E.D.P. es el mismo en la actualidad que en años anteriores y seguirá sin variar en el futuro, pero no así la cantidad y calidad de energía y el equipo requerido, según se deduce de los puntos anteriores; de aquí que podemos establecer que en "poco tiempo" los sistemas de potencia actuales experimentarán un alto grado de absolvencia; por lo que, el Ingeniero en Sistemas de Potencia debe dar un enfoque moderno a los S.E.D.P.

G) La eficiencia en las instalaciones y las actividades operativas y de mantenimiento de los S.E.D.P., cada día requieren de ser mejoradas.

H) Las interrupciones por fallas tendrán mayores repercusiones que en la actualidad, por lo que se deberá poner más énfasis en la confiabilidad de los S.E.D.P.

I) El desarrollo ecológico es un factor que debe ser considerado por el ingeniero moderno a fin de justificar los proyectos de toda instalación eléctrica considerando su repercusión en el medio ambiente tanto a corto como a largo plazo.

CAPITULO II

II MODELADO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

El modelado en nuestros días es indispensable para poder dar solución a los diferentes problemas. En el caso de las líneas de transmisión se transforman sus componentes físicos a componentes eléctricos (modelos) en los que se manejan letras y números para darles un tratamiento matemático en forma de ecuaciones.

En el presente capítulo se observarán algunas de las ecuaciones que nos permiten entender más ampliamente lo relacionado a parámetros eléctricos.

Las líneas de transmisión funcionan nominalmente con cargas trifásicas equilibradas, aunque la disposición de los conductores no sea simétrica, e incluso sin transposición.

En la siguiente figura se presenta un generador conectado en Y, una línea de transmisión elemental y una carga balanceada.

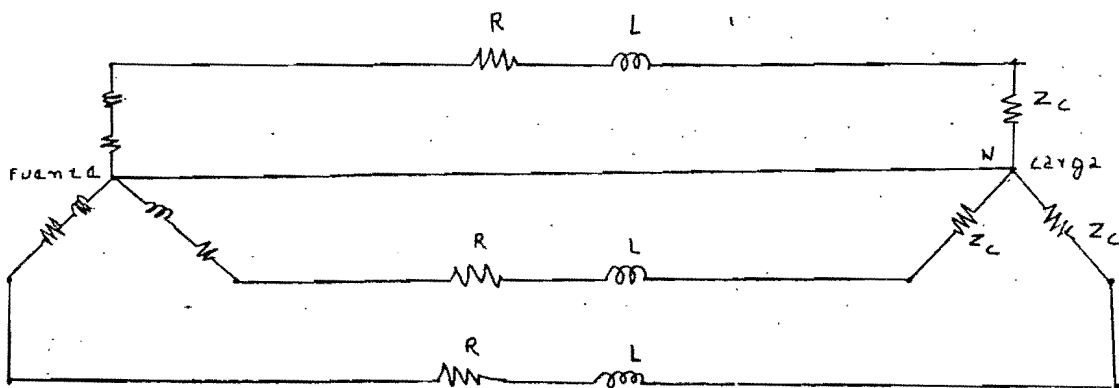


Fig. II.1 Fuente alimentando una carga equilibrada a través de una línea de transmisión.

El circuito equivalente de la línea se simplifica, poniendo la resistencia R y la inductancia L , como parámetros concentrados, en lugar de uniformemente repartidos a lo largo de la línea.

De los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión los que requieren de mayor atención son la inductancia y la capacitancia, ya que estos parámetros están en función de la disposición del conductor y la resistencia, no.

A continuación representamos el circuito equivalente monofásico de la figura anterior.

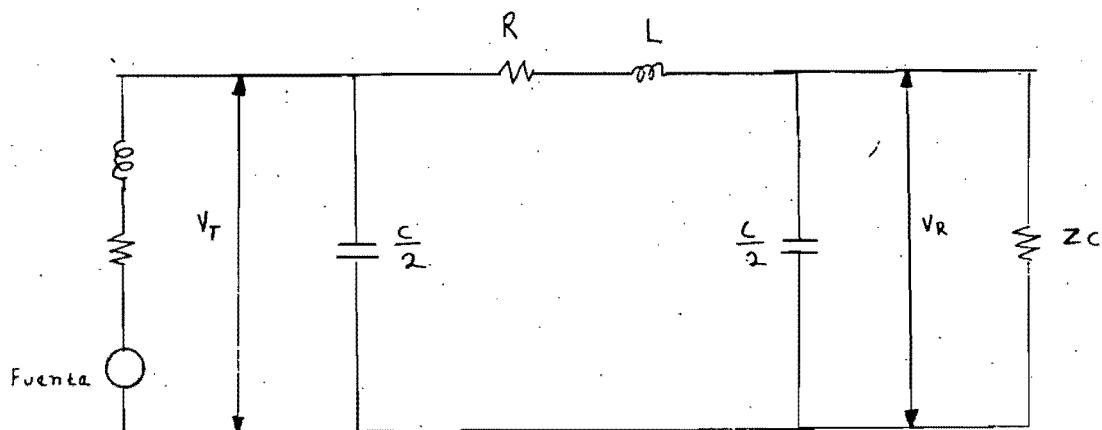


Fig. II.2 Equivalente monofásico de una fuente, línea de transmisión y carga. Considerando los parámetros eléctricos R , L y C agrupados.

II.1 MODELADO CONVENCIONAL

El modelado convencional, comunmente usado, clasifica a las líneas de transmisión en base a sus longitudes en tres tipos, que son: Líneas cortas, medias y largas.

Para cada caso existen formas diferentes de solución por considerarse, condiciones únicas, mencionadas a continuación;

Para las líneas cortas la susceptancia capacitiva total es muy pequeña, que para efectos prácticos se desprecia, se consideran líneas cortas las que trabajan a 60 Hz y menos de 80 km.

Para las líneas Medias, se considera que la mitad de la capacidad esta agrupada en cada extremo de la línea. Esto no da errores apreciables al calcular el voltaje y corriente en las terminales. La distancia de estas líneas es entre 80 y 240 km.

Líneas largas, en este tipo de líneas los cálculos son más exactos, por considerar los parámetros (L , R y C) uniformemente repartidos a lo largo de la línea. Se consideran líneas largas aquellas que sobrepasen una longitud de 240km.

Un criterio práctico no generalizado es que una línea de transmisión debe tener como mínimo 1 kv por cada km de longitud.

II.2 COMPARACION DE RESULTADOS

Comparación de los métodos convencionales; Comparando las ecuaciones 2.14. $[V_T = V_R (1 + \frac{1}{2} YZ) + I_R Z]$ y 2.16

$[I_T = V_R Y (1 + \frac{1}{4} ZY) + I_R (\frac{2Y}{2} + 1)]$ de la línea media usando el método \widetilde{II} , con las ecuaciones 2.1 $[I_T = I_R]$ y 2.2 $[V_T = V_R + I_R Z]$ de la línea corta; vemos el efecto de incluir la admitancia en los cálculos. Si la línea es corta, la admitancia total es pequeña y, cuando disminuye la admitancia, las ecuaciones de las líneas de longitud media se aproximan a las ecuaciones de la línea corta.

Los circuitos \widetilde{II} y T no representan la línea real, por lo que en casos de duda de la longitud de la línea, lo mejor es emplear las ecuaciones del circuito equivalente de una línea larga, que son más reales. Los circuitos \widetilde{II} y T, no son equivalentes como puede verse por la aplicación de transformación Y - A a cada uno de ellos. Los circuitos \widetilde{II} y T se aproximan más entre sí, y al circuito equivalente de la línea cuando esta se divide en dos o más secciones, y que estas secciones, sean representadas por sus circuitos nominales \widetilde{II} ó T.

COMPARANDO LAS SOLUCIONES DEL PROBLEMA, OBTENIDAS, (APENDICE A)
POR LOS DIFERENTES METODOS CONVENCIONALES, TENEMOS.

| METODO | V_T | V_R | $I_T Y \sqrt{3}$ | $I_R X \sqrt{3}$ |
|--|-----------------------|------------------|----------------------|----------------------|
| Impedancia simple en serie | 86400 $ 9^\circ 15'$ | 66000 $ 0^\circ$ | 284 $ -36^\circ 52'$ | 284 $ -36^\circ 52'$ |
| Capacitancia en el extremo de la carga | 79500 $ 11^\circ 44'$ | 66000 $ 0^\circ$ | 240 $ -18^\circ 57'$ | 284 $ -36^\circ 52'$ |
| Método nominal | 83300 $ 10^\circ 27'$ | 66000 $ 0^\circ$ | 227 $ -17^\circ 0'$ | 284 $ -36^\circ 52'$ |
| Método nominal T | 82300 $ 10^\circ 22'$ | 66000 $ 0^\circ$ | 229 $ -16^\circ 36'$ | 284 $ -36^\circ 52'$ |
| Método exacto | 82600 $ 10^\circ 21'$ | 66000 $ 0^\circ$ | 227 $ -46^\circ 55'$ | 284 $ -36^\circ 52'$ |

Se observa que los resultados de los métodos nominales II y T son muy aproximados al resultado del método exacto; el método simple que considera la impedancia en serie tiene un error considerable. El voltaje y la corriente del extremo transmisor son muy altos; el método de considerar la capacitancia cerca a la carga, subestima el voltaje en el extremo emisor, y sobreestima un poco la corriente.

II.3 MODELADO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION, EMPLEANDO NOTACION MATRICIAL

Condiciones Generales

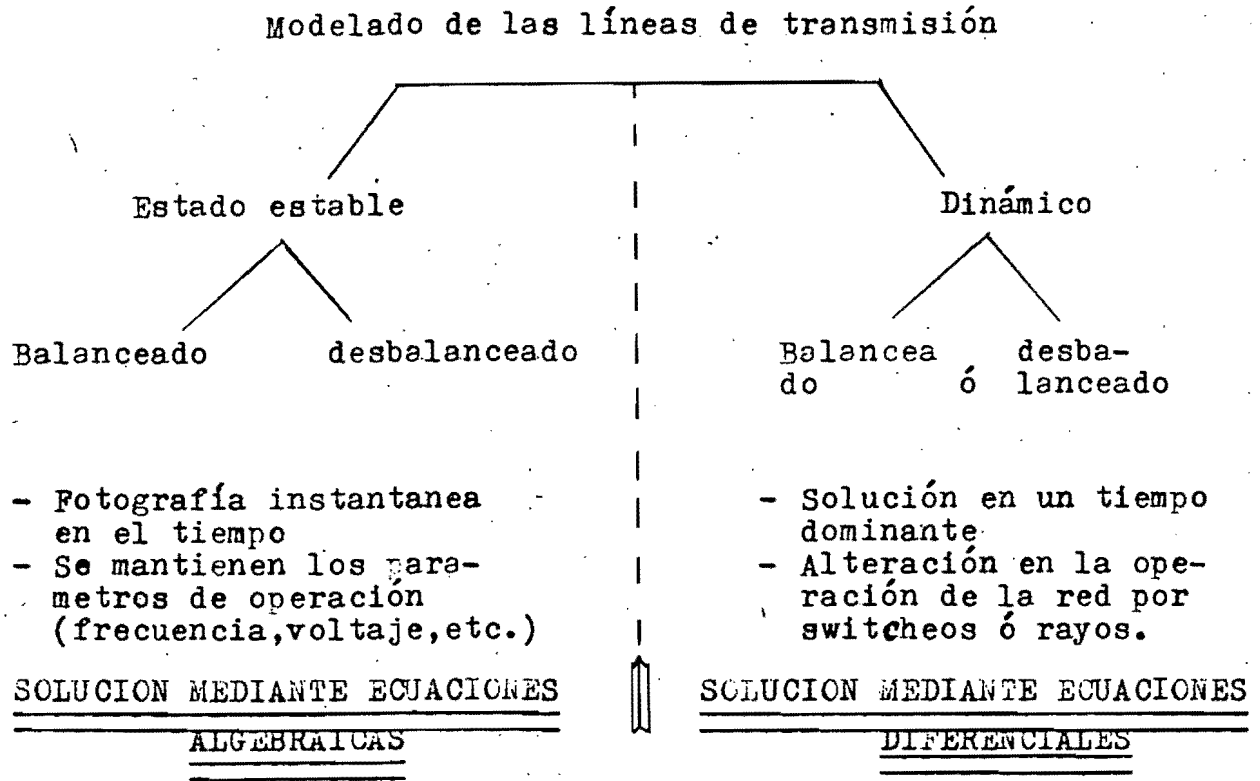
El análisis de los sistemas de potencia (Líneas de transmisión) implica el cálculo de voltajes y corrientes bajo ciertas condiciones dadas. En muchos casos los cálculos se orientan de acuerdo a la información para obtener un resultado específico (líneas de transmisión). Por ejemplo, podemos determinar la corriente que circula por tierra, en alguna situación particular, para determinar la calibración de los relevadores detectores de fallas a tierra. La figura 3.1 nos muestra una organización para analizar los sistemas de potencia. Los problemas de "estado estable" están en la parte izquierda de la figura, se les llama de estado estable por que su solución se obtiene mediante ecuaciones algebraicas. Esto no implica que el sistema está estático o descargado en el momento de la solución, por el contrario el sistema puede tener cambios muy rápidos, por ejemplo, en condiciones de falla. El asunto es que las ecuaciones algebraicas son más fácilmente resueltas que las ecuaciones diferenciales. Por lo que es muy importante aprender la solución del estado estable para aplicarlo en planeación de sistemas y para determinar la protección del sistema.

El problema dinámico (transitorio), señalado a la derecha de la figura 3.1 en forma general se le llama "problemas de estabilidad". Aquí se resuelve un conjunto de ecuaciones diferenciales para determinar el comportamiento de voltajes, corrientes y otras variables que sean función del tiempo.

Veremos el estado estable, para sistemas balanceados y desbalanceados. Consideramos la operación balanceada, dando solución al circuito, sobre una fase y extrapolamos para obtener información para las dos fases restantes. Cuando el sistema es desbalanceado, empleamos el método de las "Componentes Simétricas", por lo que siempre debemos considerar que $Z_a = Z_b = Z_c$.

Generalmente es imposible dar solución a los sistemas eléctricos grandes mediante el uso de calculadoras manuales, por el tamaño del problema. Por lo que se recomienda el uso de técnicas de solución, aplicables a computadoras digitales. El desarrollo del presente subcapítulo cuenta con dichas técnicas y el programa que calcula los parámetros de las líneas de transmisión. Para el uso de este programa, consulte el apéndice D; donde se da su instructivo, diagrama de flujo y comparación de resultados de algunos problemas concernientes al presente capítulo.

fig. 3.1 organización para el análisis de problemas de líneas de transmisión



Estado Estable : En el estado estable, la línea se representa por un circuito nominal II, que considera la admitancia dividida en dos partes iguales, localizada a la mitad de los extremos de la línea y la impedancia al centro de las admitancias (Ver figura siguiente), sus ecuaciones son algebraicas, o sea, no dependen del tiempo.

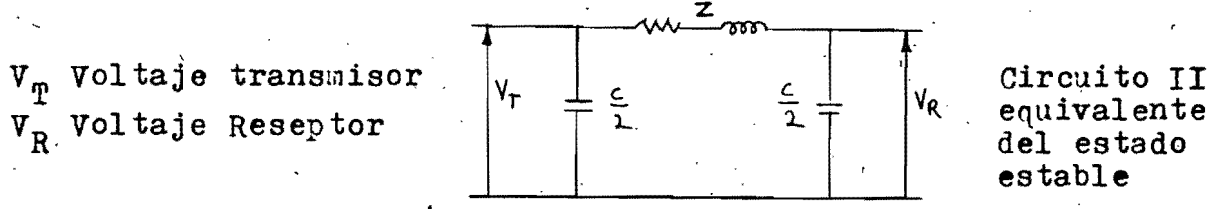
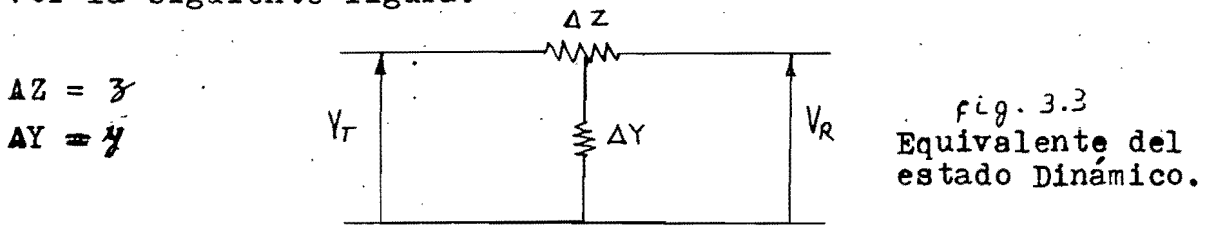


fig. 3.2

Estado Dinámico: Considera los parámetros uniformemente distribuidos a lo largo de la línea por lo que se plantean ecuaciones diferenciales. Se considera que la línea tiene una impedancia Z , admitancia Y . Las ecs. dependen del tiempo.

Ver la siguiente figura.



II.3.1 CALCULO DE LOS PARAMETROS EN LINEAS DE TRANSMISION

3.1 El fasor a ó operador a

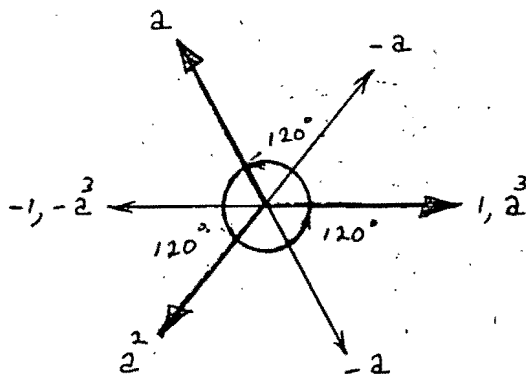
La letra a se utiliza normalmente para designar el operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al movimiento de las manecillas del reloj. Tal operador es un número complejo de módulo unidad y argumento de 120° y su expresión es :

$$a = 1 \angle 120^\circ = e^{j2\pi/3} = -0.5 + j 0.866$$

Algunas veces es conveniente conocer varias combinaciones del operador a . Algunas combinaciones, usuales se dan en la tabla I.

TABLA I. FUNCIONES DEL OPERADOR a

| FUNCION | POLAR | RECTANGULAR |
|--------------|--|------------------|
| a | $1 \angle 120^\circ$ | $-0.5 + j 0.866$ |
| a^2 | $1 \angle 240^\circ$ | $-0.5 - j 0.866$ |
| a^3 | $1 \angle 0^\circ$ | $1.0 + j 0$ |
| $a^4 = a$ | $1 \angle 120^\circ$ | $-0.5 + j 0.866$ |
| $1+a = -a^2$ | $1 \angle 60^\circ$ | $0.5 + j 0.866$ |
| $1+a^2 = -a$ | $1 \angle -60^\circ$ | $0.5 - j 0.866$ |
| $1-a$ | $\sqrt{3} \angle -30^\circ$ | $1.5 - j 0.866$ |
| $1-a^2$ | $\sqrt{3} \angle 30^\circ$ | $1.5 + j 0.866$ |
| $a-1$ | $\sqrt{3} \angle 150^\circ$ | $-1.5 + j 0.866$ |
| a^2-1 | $\sqrt{3} \angle -150^\circ$ | $-1.5 - j 0.866$ |
| $a-a^2$ | $\sqrt{3} \angle 90^\circ$ | $0.0 + j 1.732$ |
| a^2-a | $\sqrt{3} \angle -90^\circ$ | $0.0 - j 1.732$ |
| $a+a^2$ | $1 \angle 180^\circ = -1 \angle 0^\circ$ | $-1.0 + j 0$ |
| $1+a+a^2$ | 0 | 0 |



$$a^* = a^2$$

$$a^{2*} = a$$

Cuando el operador a esta elevado a potencias negativas, el ángulo de giro se mide en el sentido de las manecillas del reloj.

Empleando el operador a de la ecuación 3.2 (2) y multiplicando la ecuación 3.2 (1) por $1, a, a^2, \dots, a^{n-1}$, obtenemos;

$$\begin{aligned} Va &= Va1 - Va2 - Va3 - \dots - Van \\ a Vb &= a Vb1 - a Vb2 - a Vb3 - \dots - a Vbn \\ a^2 Vc &= a^2 Vc1 - a^2 Vc2 - a^2 Vc3 - \dots - a^2 Vcn \\ &\dots\dots\dots \\ a^{n-1} Vn &= a^{n-1} Vn1 - a^{n-1} Vn2 - \dots - a^{n-1} Vnn \end{aligned} \quad \left. \vphantom{\begin{aligned} Va \\ a Vb \\ a^2 Vc \\ \dots \\ a^{n-1} Vn \end{aligned}} \right\} 3.2(3)$$

Reorganizando de acuerdo a nuestro sistema de secuencias de fase 1, 2, ..., n tenemos ;

$$Va_1 + a Vb1 = a^2 Vc1 = \dots = a^{n-1} Vn1 \quad 3.2(4)$$

Esta secuencia es así, por que el ángulo definido entre componentes es exactamente de $2\pi/n$, las componentes son balanceadas, de igual magnitud y ángulo.

$Vb1$ con un ángulo de $2\pi/n$ radianes coincide con $Va1$, etc. sumando todas las componentes de la ecuación 3.2 (4) nos da $n Va1$. Ahora sumando la ecuación 3.2(3), para el primer grupo (suscripción 1) tenemos que la suma de este grupo es $n Va1$. Todos los demás grupos suman cero. Esto se puede demostrar mediante la suma vertical del segundo grupo (suscripción 2), que a continuación se muestra como ejemplo;

$$\begin{aligned} Va2 &= \dots = Va2 \\ a Vb2 &= a a^{-2} Va2 = a^{-1} Va2 \\ a^2 Vc2 &= a^2 a^{-4} Va2 = a^{-2} Va2 \\ &\dots\dots\dots \\ a^{n-1} Vn2 &= a^{n-1} a^{-2(n-1)} Va2 = a^{-(n-1)} Va2 \end{aligned}$$

$$Va2 + a Vb2 + a^2 Vc2 + \dots + a^{n-1} Vn2 = 0 \quad 2.2.(5)$$

La suma es cero, por que los términos que se manejan en el lado derecho de la ecuación forman un sistema de n voltajes balanceados cuya suma es cero. De manera similar se demuestra que los términos de la derecha, de todos los grupos suman cero, excepto el primer grupo (suscripción 1). Haciendo la suma en forma vertical de la ec. 2.2-(3)

$$\begin{aligned} Va &= Va1 + Va2 + \dots + Van \\ a Vb &= a Vb1 + a Vb2 + \dots + a Vbn \\ a^2 Vc &= a^2 Vc1 + a^2 Vc2 + \dots + a^2 Vcn \\ &\dots\dots\dots \\ a^{n-1} Vn &= a^{n-1} Vn1 + a^{n-1} Vn2 + \dots + a^{n-1} Vnn \end{aligned}$$

$$Va + a Vb + a^2 Vc + \dots + a^{n-1} Vn = nVa1 + 0+0+\dots+0 \quad 2.2(6)$$

De otra forma tenemos

$$V_{a1} = \frac{1}{n} (V_a + a V_b + a^2 V_c + \dots + a^{n-1} V_n) \quad 2.2.(7)$$

En forma similar obtenemos

$$V_{a2} = \frac{1}{n} (V_a + a^2 V_b + a^4 V_c + \dots + a^{2(n-1)} V_n)$$

$$V_{a3} = \frac{1}{n} (V_a + a^3 V_b + a^6 V_c + \dots + a^{3(n-1)} V_n)$$

.....

$$V_{an} = \frac{1}{n} (V_a + V_b + V_c + \dots + V_n) = V_a. \quad 2.2.(8)$$

Al escribir las ecuaciones 2.2.(7) y 2.2.(8) en forma matricial, simplificamos la ecuación 2.2.(8), llamando a V_{an} como V_{ao} y v_a en el primer renglón de la matriz.

Como demostrarlo 4, 7, 8 referencias 2.2.(9)

$$\begin{bmatrix} V_{ao} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \\ \dots \\ V_{a(n-1)} \end{bmatrix} = \frac{1}{n} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & a & a^2 & \dots & a^{n-1} \\ 1 & a^2 & a^4 & \dots & a^{2(n-1)} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & a^{n-1} & a^{2(n-1)} & \dots & a^{(n-1)(n-1)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ \dots \\ V_n \end{bmatrix}$$

Lo cual podemos escribir en notación matricial

$$Y = C V \quad 2.2.(10)$$

Aquí empleamos la notación de V cruzada (\checkmark) para indicar los voltajes de las componentes simétricas (secuencia). V indica el arreglo original de n fasores desbalanceados.

La matriz C es una matriz de operadores ó de transformación donde un conjunto de fasores V (desbalanceados) puede ser resuelto mediante un nuevo conjunto de fasores, los cuales definen las componentes simétricas \checkmark . De la forma como esta escrito C , solo podemos determinar las componentes simétricas de la fase a ; $V_{ao}, V_{a1}, \dots, V_{a(n-1)}$, pero con esto podemos determinar las componentes simétricas de la fase a pero con esto podemos determinar facilmente las otras fases por simetría.

La transformación unicamente se puede hacer si la matriz C es no singular ($C \neq 0$). So C es no singular como su inversa

$$C^{-1} = A \quad 2.2.(11)$$

Empleando la ecuación anterior podemos determinar los voltajes de un sistema desbalanceado.

$$V = A \checkmark \quad 2.2.(12)$$

En forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ \dots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & V & \dots & 1 \\ 1 & a^{n-1} & a^{n-2} & \dots & 2 \\ 1 & a^{n-2} & a^{n-4} & \dots & a^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & a & a^2 & \dots & a^{n-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \\ \dots \\ V_{a(n-1)} \end{bmatrix} \quad 2.2(19)$$

Esto es igual que la ecuación 2.2(12) $V = A Y$ de lo que concluimos

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & a^{n-1} & a^{n-2} & \dots & a \\ 1 & a^{n-2} & a^{n-4} & \dots & a^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & a & a^2 & \dots & a^{n-1} \end{bmatrix}$$

II.3.3 COMPONENTES SIMÉTRICOS EN UN SISTEMA TRIFÁSICO

Según el teorema de Fortescue, tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico puede descomponerse en tres sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados son:

- 1.- Componentes de secuencia positiva, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fases de 120° y con la misma secuencia de fases que los vectores originales.
- 2.- Componentes de secuencia negativa, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencia de fases de 120° y con la secuencia de fases opuesta a la de los vectores originales.
- 3.- Componentes de secuencia cero, formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fases nula.

Obtención de un sistema Asimétrico a partir de tres simétricos.

A las fases se les designa con las letras a, b, y c, cuya secuencia en el sistema es abc, los subíndices para las secuencias son: secuencias positivas (1), secuencia negativa (2) y la secuencia cero (0) las cuales se pueden ver en el siguiente dibujo (3.4).

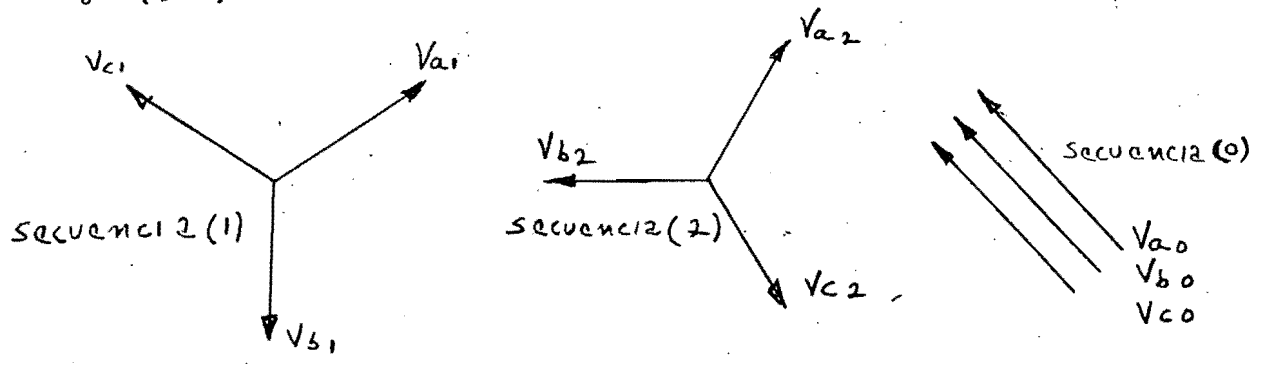
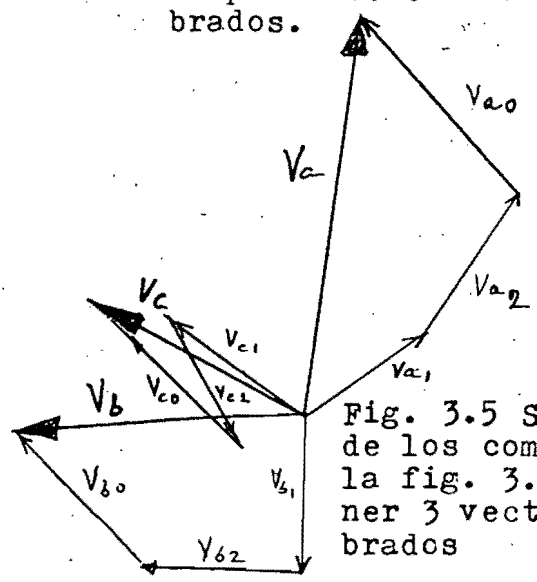


fig. 3.4 Tres conjuntos de vectores equilibrados que son los componentes simétricos de tres vectores desequilibrados.



Los vectores originales expresados en función de sus Componentes son:

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\
 V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\
 V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}
 \end{aligned}$$

Fig. 3.5 Suma gráfica de los componentes de la fig. 3.4 para obtener 3 vectores desequilibrados

Los vectores originales expresados en función de sus componentes son:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\ V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \end{array} \right\} \quad \text{ec(1)}$$

Considerando los componentes simétricos de vectores asimétricos y haciendo uso del operador a tenemos:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{b1} = a^2 V_{a1} \\ V_{b2} = a V_{a2} \\ V_{b0} = V_{a0} \end{array} \right\} \quad \text{ec. (2)} \quad \left\{ \begin{array}{l} V_{c1} = a V_{a1} \\ V_{c2} = a^2 V_{a2} \\ V_{c0} = V_{a0} \end{array} \right\} \quad \text{ec.(3)}$$

Sustituyendo las ecuaciones (2) y (3) en la ecuación (1) tenemos;

$$\left\{ \begin{array}{l} V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \\ V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \end{array} \right\} \quad \text{ec (4)}$$

Expresando la ecuación (4) en forma matricial, tenemos

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad \text{ec (5)}$$

Por conveniencia hacemos ;

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

a la que llamamos
MATRIZ DE SINTESIS

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

a la que llamamos
MATRIZ DE ANALISIS

Escribiendo la ecuación (5) en notación matricial

$$V_{abc} = A V_{012} \quad \text{ec. (6)}$$

Premultiplicando ambos miembros de la ec. (5) por A^{-1} , se tiene;

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (7)$$

Escribiendo la ec. 7 en notación matricial tenemos
 $V_{012} = A^{-1} V_{abc} \quad \text{ec(8)}$

La ecuación (7) nos muestra como descomponer tres vectores asimétricos en sus componentes simétricos, que escribiendolos tenemos;

$$V_{a0} = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \quad \text{ec. (9)}$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3} (V_a + a V_b + a^2 V_c) \quad \text{ec. (10)}$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3} (V_a + a^2 V_b + a V_c) \quad \text{ec. (11)}$$

La ecuación (9), demuestra que no hay componentes de secuencia cero si la suma de los vectores desequilibrados es cero. Como la suma de vectores de tensión entre líneas en un sistema trifásico es siempre cero, los componentes de secuencia cero no existen nunca en las tensiones de línea, cualquiera que sea el desequilibrio. La suma de los vectores de las tres tensiones entre línea y neutro no es necesariamente cero y, por tanto, las tensiones, respecto al neutro, pueden tener componentes de secuencia cero.

Escribiendo las ecuaciones anteriores, pero para corrientes, tenemos;

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (12) \quad I_{a0} = 1/3 (I_a + I_b + I_c) \quad (15)$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \quad (13) \quad I_{a1} = 1/3 (I_a + a I_b + a^2 I_c) \quad (16)$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \quad (14) \quad I_{a2} = 1/3 (I_a + a^2 I_b + a I_c) \quad (17)$$

En un sistema trifásico, la suma de las corrientes en las líneas, es igual a la corriente I_n en el retorno por el neutro por lo que,

$$I_a + I_b + I_c = I_n \quad (18)$$

Sustituyendo la ecuación (18) en la ecuación (15), tenemos,

$$I_n = 3 I_{a0} \quad (19)$$

Si no hay retorno por el neutro de un sistema trifásico I_n es cero y las corrientes en las líneas no contienen componentes de secuencia cero, Una carga conectada en Δ no tiene r retorno por el neutro, por lo que este tipo de carga no contiene componentes de secuencia cero.

Resumiendo las ecuaciones para la corriente, tenemos

$$I_{012} = A^{-1} I_{abc} \quad (20)$$

$$I_{abc} = A I_{012} \quad (21)$$

3.4 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA PARA REDES DESBALANCEADAS

La caída de tensión que se origina en una parte de un circuito debido a una corriente, depende de la impedancia del circuito. La impedancia de un circuito equilibrado va a depender del tipo de corriente de secuencia que circule a través de él. Si en un circuito circulan corrientes de secuencia positiva se llama "impedancia de secuencia positiva" si corrientes de secuencia negativa se denomina "impedancia de secuencia negativa", si corrientes de secuencia cero, se llama "impedancia de secuencia cero", pero se reduce su nombre a impedancia de secuencia positiva, negativa y cero.

El análisis de un fallo asimétrico en un sistema simétrico consiste en la determinación de los componentes simétricos de las corrientes desequilibradas que circulan. Como las corrientes componentes de la secuencia de una fase dan lugar a caídas de tensión de la misma secuencia y son independientes de las otras secuencias, en un sistema equilibrado, las corrientes de cualquier secuencia puede considerarse como, si circularan en una red independiente formada por las impedancias a la corriente de tal secuencia. El circuito equivalente monofásico formado por las impedancias a la corriente de cualquier secuencia, se le llama "red de secuencias" para tal secuencia particular. La red de secuencia incluye las f.e.m. generadas de igual secuencia. Para calcular el efecto de un fallo por el método de las componentes asimétricas, es esencial determinar las impedancias de secuencia y combinarlas para formar las "redes de secuencia".

Considerando el sistema trifásico de la figura 3.6 donde de cada corriente encuentra una impedancia en su conductor y en general la impedancia propia y la mutua son diferentes entonces;

$$Z_{aa} \neq Z_{bb} \neq Z_{cc} ; Z_{ab} \neq Z_{bc} \neq Z_{ca} \quad (22)$$

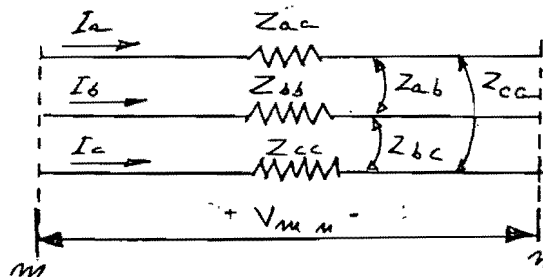


Figura-3.6 Sistema trifásico con (Impedancias) Z en serie.

De igual manera a la ec. (8) ($V_{012} = A^{-1} V_{abc}$), de donde calculamos las componentes simétricas para los voltajes desbalanceados, empleando una técnica similar para determinar las componentes simétricas de las impedancias desbalanceadas.

De la figura 3.4 deducimos la ecuación de caída de voltaje de m a n .

$$V_{mn} = \begin{bmatrix} V_{mn-a} \\ V_{mn-b} \\ V_{mn-c} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}}_Z \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (23)$$

Donde V_{mn} ahora es V_{mn-abc} , aplicando la transformación de síntesis en la ecuación $V_{mn-012} = Z I_{012}$ que se obtiene en forma similar a la ec. (6), tenemos;

$$A V_{mn-012} = Z A I_{012} \quad (24)$$

Las componentes simétricas de las caídas de voltaje están dadas por;

$$V_{mn-012} = A^{-1} Z A I_{012} \quad (25)$$

Suponemos por definición

$$V_{mn-012} = Z_{mn-012} I_{012} \quad (26)$$

Empleando la transformación definimos Z_{mn-012} como

$$Z_{mn-012} = A^{-1} Z A \quad (27)$$

Interpretamos a A como un operador, al cual transforma un sistema de coordenadas de corrientes ó voltajes (0 - 1 - 2) a otro sistema (a - b - c). Z es otra transformación la cual toma un vector corriente I_{abc} y un vector caída de voltaje V_{mn} que combinados dan un sistema de coordenadas a - b - c. El operador A es no singular, y como $A^t \neq A^{-1}$ la transformación no es ortogonal.

La matriz Z_{mn-012} la obtenemos a partir de la ec.(27) y tenemos;

$$Z_{mn-012} = \begin{bmatrix} (Z_{s0} + 2Z_{m0}) & (Z_{s2} - Z_{m2}) & (Z_{s1} - Z_{m1}) \\ (Z_{s1} - Z_{m1}) & (Z_{s0} - Z_{m0}) & (Z_{s2} + 2Z_{m2}) \\ (Z_{s2} - Z_{m2}) & (Z_{s1} + 2Z_{m1}) & (Z_{s0} - Z_{m0}) \end{bmatrix} \quad (28)$$

De donde definimos;

$$\begin{aligned} Z_{s0} &= (1/3) (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}) \text{ y } Z_{m0} = (1/3) (Z_{bc} + Z_{ca} + Z_{ab}) \\ (29) \quad Z_{s1} &= (1/3) (Z_{aa} + a Z_{bb} + a^2 Z_{cc}) \quad Z_{m1} = (1/3) (Z_{bc} + a Z_{ca} + a^2 Z_{ab}) \\ Z_{s2} &= (1/3) (Z_{aa} + a^2 Z_{bb} + a Z_{cc}) \quad Z_{m2} = (1/3) (Z_{bc} + a^2 Z_{ca} + Z_{ab}) \end{aligned}$$

Existen algunos casos especiales, en los cuales la matriz Z_{mn-012} se simplifica. Especificamente hay dos casos comunes, en los que la impedancia propia y mutua producen cambios significativos en la matriz de la ec. (28).

Primer caso; impedancias iguales. En muchos problemas la impedancia propia ó mutua pueden ser iguales en las tres fases. En tal caso, modificamos la ecuación (29) y (30)

$$\left. \begin{aligned} Z_{s0} &= Z_{aa} \\ Z_{s1} &= Z_{s2} = 0 \end{aligned} \right\} \quad (31)$$

y

$$\left. \begin{aligned} Z_{m0} &= Z_{bc} \\ Z_{m1} &= Z_{m2} = 0 \end{aligned} \right\} \quad (32)$$

Segundo caso; impedancias simetricas. En este caso la impedancia propia o mutua, son simetricas con respecto a la fase a.

$$\left. \begin{aligned} Z_{bb} &= Z_{cc} \\ Z_{ab} &= Z_{ca} \end{aligned} \right\} \quad (33)$$

Con esta destrucción, la impedancia propia es;

$$\left. \begin{aligned} Z_{s0} &= 1/3 (Z_{aa} + 2 Z_{bb}) \\ Z_{s1} &= Z_{s2} = 1/3 (Z_{aa} - Z_{bb}) \end{aligned} \right\} \quad (34)$$

y las impedancias mutuas son;

$$\left. \begin{aligned} Z_{m0} &= 1/3 (Z_{bc} + 2 Z_{ab}) \\ Z_{m1} &= Z_{m2} = 1/3 (Z_{bc} - Z_{ab}) \end{aligned} \right\} \quad (35)$$

II. 3.5 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LINEAS. (LT)

Una línea de transmisión es un mecanismo pasivo, y si se transpone presenta impedancias idénticas en cada fase. El voltaje aplicado no marca diferencia por que las caídas son las mismas para secuencias a - b - c como para a - c - b, por lo cual se concluye que las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales, o sea

$$Z_1 = Z_2 = R_1 + j X_1 \quad \Omega/\text{fase} \quad (36)$$

Generalmente calculamos la impedancia basados en una unidad de longitud, multiplicada por la longitud de la línea.

$$Z_1 = (r_1 + jX_1) S \quad \Omega/\text{fase} \quad (37)$$

Donde ; r_1 = resistencia de la línea, para las corrientes de secuencia positiva de cada fase, Ω /unidad de longitud.

X_1 = Reactancia de la línea, para las corrientes de secuencia positiva de cada fase, Ω /unidad de longitud.

S = Longitud de la línea

R, X y Z para los Ω totales de la línea; r, X y Z para Ω /unidad de longitud.

La resistencia r_1 es la resistencia de un conductor por fase ó un haz de conductores por unidad de longitud. Generalmente se da en tablas, de acuerdo al tamaño del conductor a la temperatura y varias frecuencias de interés.

Consideramos que esta resistencia es la misma en las tres fases.

II. 3.6 LINEA DE CARSON

Se les llama así, a las líneas de transmisión que al calcular su impedancia, considera que existe flujos de corriente a través de tierra. También se llama, correcciones de carson para el efecto de tierra.

Carson considero un conductor sencillo a de una unidad de longitud y paralelo a el un conductor por tierra d como se muestra en la figura 3.7

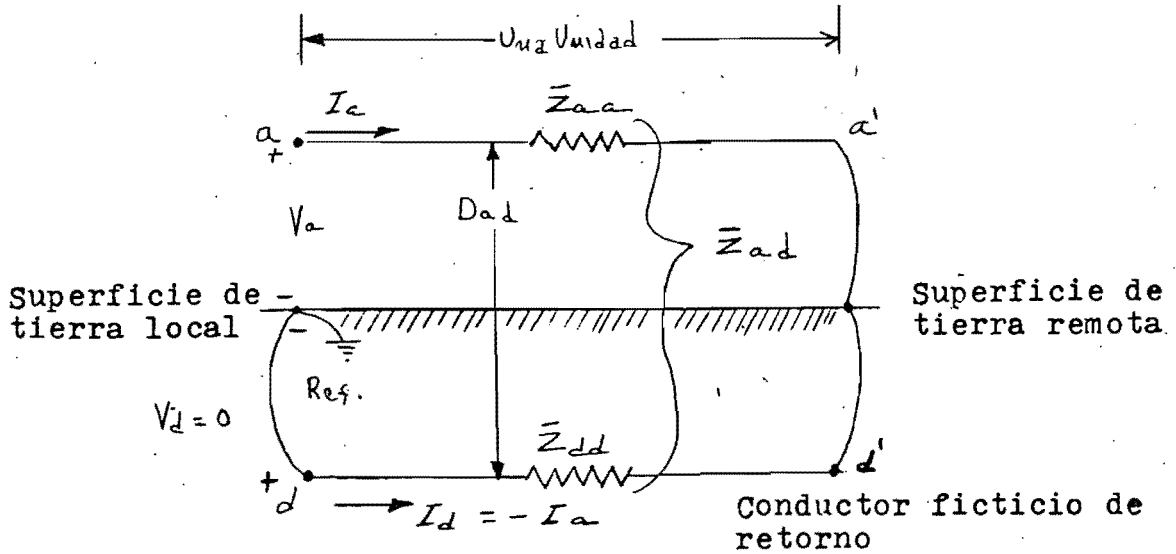


Fig. 3.7 Línea de Carson con retorno por tierra

I_a es la corriente que circula por el conductor a, el cual tiene un retorno por el circuito d-d' localizado bajo la superficie de la tierra a la que se considera, que su resistividad uniforme y su extensión, infinita. Esto satisface las leyes de Kirchhoff para garantizar una caída de voltaje igual en las ramas en paralelo. La línea de Carson puede tener un radio medio geométrico (RMG) de 1 pie (o un metro), localizado a una distancia D_{ad} en pies (ó metros) del conductor a. D_{ad} es función de la resistividad de la tierra.

Escribiendo en forma de ecuación la fig. 3.5 tenemos;

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{dd'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{a'} \\ V_d - V_{d'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ad} \\ \bar{Z}_{ad} & \bar{Z}_{dd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ -I_a \end{bmatrix} \quad \text{V/unidad de longitud} \quad (38)$$

$V_a, V_{a'}, V_d$ y $V_{d'}$ se miden respecto a una misma referencia. $V_d=0$ y $V_{a'}=V_{d'}=0$, resolviendo para obtener V_a , por sustracción de las dos ecuaciones determinamos;

$$V_a = (\bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{dd} - 2\bar{Z}_{ad}) I_a = \bar{Z}_{aa} I_a \quad (39)$$

De acuerdo a lo anterior podemos notar que $\bar{Z} \neq Z$ y además $Z_{aa} = \bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{dd} + 2\bar{Z}_{ad}$ Ω /unidad de longitud (40)

La impedancia Z_{aa} considera el efecto de tierra, a Z se le llama impedancia primitiva.

De las ecuaciones de inductancia e ignorando el efecto piel, podemos escribir las impedancias propias y mutuas de la ecuación (38) como sigue:

La impedancia propia primitiva de la línea a es;

$$\bar{Z}_{aa} = r_a + j\omega L_a = r_a + j\omega k \left(\ln \frac{2S}{D_{se}} - 1 \right) \Omega/\text{u. de longitud} \quad (41)$$

La impedancia propia del conductor ficticio d es;

$$\bar{Z}_{dd} = r_d + j\omega k \left(\ln \frac{2S}{D_{sd}} - 1 \right) \Omega/\text{unidad de longitud.} \quad (42)$$

La impedancia mutua primitiva es:

$$\bar{Z}_{ad} = j\omega m_{ad} = j\omega k \left(\ln \frac{2S}{D_{ad}} - 1 \right) \Omega/\text{unidad de longitud.} \quad (43)$$

En forma arbitraria tenemos $D_{sd} = 1$ unidad de long. Carson determino en forma empírica que la resistencia de tierra r_d es función de la frecuencia.

$$\begin{aligned} r_d &= 1.588 \times 10^{-3} f \Omega/\text{milla} \\ &= 9.869 \times 10^{-4} f \Omega/\text{Km} \end{aligned} \quad (44)$$

Para una frecuencia de 60 Hz. $r_d = 0.09528 \Omega/\text{milla}$

Combinando (41), (42) y (43) con (40) calculamos la impedancia del conductor a con retorno por tierra, y tenemos

$$Z_{aa} = Z_{aa} + \bar{Z}_{dd} - 2 Z_{ad} = (r_a + r_d) + j\omega k \left(\ln \frac{D_{ad}^2}{D_{sa}} \right) \Omega/\text{u.l.} \quad (45)$$

y como anteriormente señalamos $D_{sd} = 1$ unidad de longitud, en estas mismas unidades manejamos a D_{ad} y D_{sa} , lo que en forma logaritmica tenemos:

$$\ln \frac{D_{ad}^2}{D_{sa} D_{sd}} = \ln \frac{D_{ad}^2}{D_{sa}} (1)$$

El argumento de este logaritmo tiene la dimensión

$\left(\frac{\text{longitud}^2}{\text{longitud}^2} \right)$ o sea es adimensional. Sin embargo aparece teniendo la dimensión de longitud en la ec. (45). Por esta razón es una práctica común definir la cantidad D_e como:

$$D_e = D_{ad}^2 / D_{sd} \text{ (unidad de longitud)}^2 \Omega/\text{unidad de longitud} \quad (46)$$

Sustituyendo la ecuación 46 en la ecuación 45, tenemos:

$$Z_{aa} = (r_a + r_d + j\omega k \ln \left(\frac{D_e}{D_{sa}} \right)) \Omega/\text{unidad de longitud.} \quad (47)$$

Esta expresión es la más manejada comunmente.

El factor D_e es una función de la resistividad de la tierra y de la frecuencia manejada, y se define por la relación

$$D_e = 2160 \sqrt{e/f} \text{ ft}$$

De las ecuaciones anteriores las variables manejadas son;

r_a = resistencia del conductor a.

r_d = resistencia del conductor ficticio $d = 0.09528 \frac{\Omega}{\text{mi}}$

L_a = inductancia propia del conductor a.

M_{ad} = inductancia mutua entre el conductor a y d.

$w_k = 0.12134$ constante para el manejo de unidades de longitud (millas), ver tabla I capítulo II.

S = longitud de la línea de transmisión.

D_{sa} = radio medio geométrico del conductor a.

D_{sd} = radio medio geométrico del conductor d.

D_{ad} = Distancia entre el conductor a y el b.

e = resistividad de la tierra = 100 ohm - metro

f = frecuencia de operación = 60 Hz

A continuación se da la siguiente tabla con diferentes condiciones de la tierra.

Factor D_e para diferentes valores de resistividad de la tierra a una frecuencia de 60 Hz

| Condiciones del retorno por tierra | Resistividad Ω -metro | D_e ft | D_{ad} ft |
|------------------------------------|------------------------------|-----------|-------------|
| Agua de mar | 0.01- 1.0 | 27.9-279 | 5.28-16.7 |
| Tierra pantanosa | 10- 100 | 882 -2790 | 29.7-52.8 |
| Tierra a condición promedio | 100 | 2790 | 52.8 |
| Tierra seca | 1000 | 8820 | 93.9 |
| Tierra arenosa | 10^7 | 882,000 | 939 |
| Tierra rocosa | 10^9 | 8,820,000 | 2970 |

Generalmente cuando el valor de la resistividad no se tiene disponible, se considera comunmente el valor promedio que es de 100- Ω -metro.

Para la determinación de la inductancia propia y mutua de un conductor cilindrico la ecuación empleada es :

$$l = 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{2S}{D_s} - 1 \right) \quad \text{H/m}$$

$$m = 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{2S}{D_m} - 1 \right) \quad \text{H/m}$$

Algunas personas prefieren especificar la inductancia en henry/milla, otras trabajan con henry/km. También varias prefieren emplear logaritmos en base 10, otro logaritmos en base e. Por lo anterior se reemplaza 2×10^{-7} por una constante K, quedando las anteriores ecuaciones como:

$$l = k \left(\ln \frac{2S}{D_s} - 1 \right) \text{ H/unidad de long.}$$

$$m = k \left(\ln \frac{2S}{D_m} - 1 \right) \text{ H/unidad de long.}$$

Entonces la constante k se scoje de acuerdo a la preferencia de las unidades inglesas o metricas y para logaritmos de base e o base 10. En la tabla I se dan los valores para la constante k. obviamente S y Ds deben ser en las mismas unidades.

TABLA I Valores para la constante k.

| Constante | Unidad de longitud | Logaritmo natural | Logaritmo base 10 |
|---------------|--------------------|-------------------------|-------------------------|
| k | km | 0.2000×10^{-3} | 0.4605×10^{-3} |
| | mi | 0.3219×10^{-3} | 0.7411×10^{-3} |
| 27k | km | 1.257×10^{-3} | 2.893×10^{-3} |
| | mi | 2.022×10^{-3} | 4.656×10^{-3} |
| f=50 Hz fk | km | 0.01000 | 0.02302 |
| | mi | 0.01609 | 0.03705 |
| wk | km | 0.06283 | 0.1446 |
| | mi | 0.10111 | 0.2328 |
| f=60 Hz fk | km | 0.01200 | 0.02763 |
| | mi | 0.01931 | 0.04446 |
| wk | km | 0.07539 | 0.1736 |
| | mi | 0.12134 | 0.2794 |

Nota: 1.6093 km = 1.0 mi; f = 50 Hz, w = 314.159 rad/seg.

f = 60 Hz, w = 376.991 rad/seg.

II. 3.7 IMPEDANCIAS DE UNA LINEA TRIFASICA

Para determinar las impedancias de una línea trifásica, hacemos lo mismo que para una línea monofásica, analizada anteriormente. La configuración la podemos ver en la figura 3.8, donde localizamos las impedancias, voltajes y corrientes.

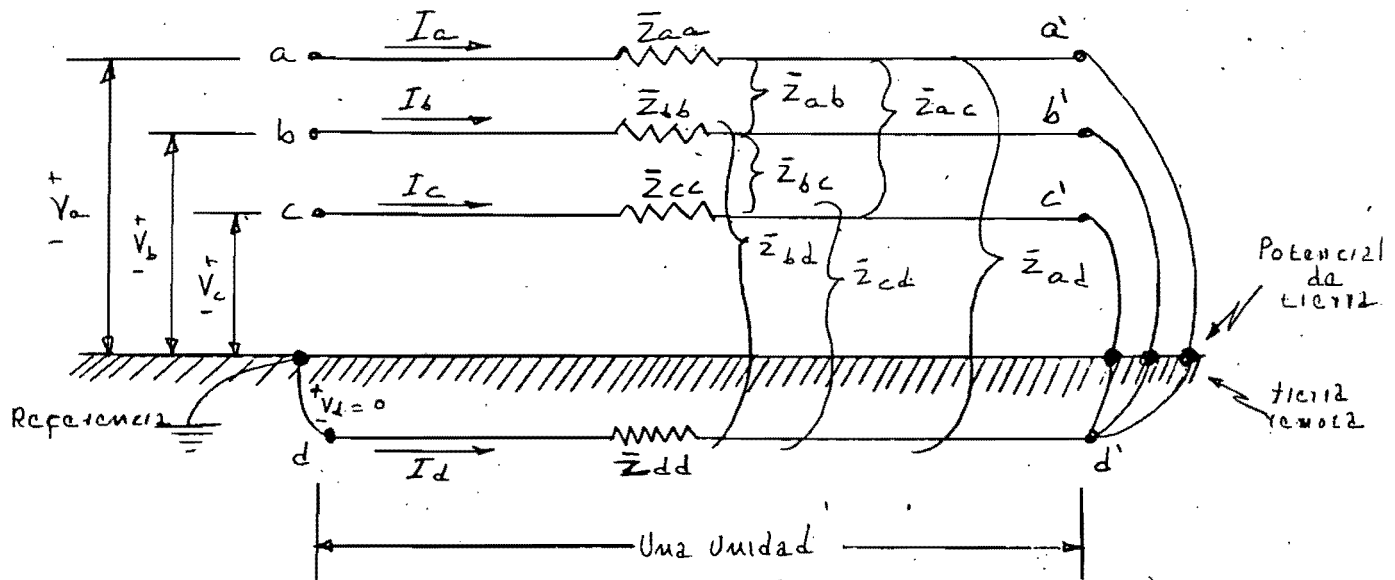


Figura 3.8 Línea trifásica con retorno por tierra

Como los alambres a', b' y c' se conectan en la tierra remota que concluye

$$I_d = - (I_a + I_b + I_c) \quad (48)$$

Escribiendo la ecuación de voltajes de acuerdo a la dirección de la corriente, tenemos;

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \\ V_{dd'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{a'} \\ V_b - V_{b'} \\ V_c - V_{c'} \\ V_d - V_{d'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{ad} \\ \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bd} \\ \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cd} \\ \bar{Z}_{ad} & \bar{Z}_{bd} & \bar{Z}_{cd} & \bar{Z}_{dd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_d \end{bmatrix} \quad \begin{matrix} \text{V/unidad,} \\ \text{de longitud} \\ (49) \end{matrix}$$

a la que le llamamos Ecuación de voltajes primitivos. Seleccionado el voltaje de la izquierda como referencia resolvemos la ec. (49) para los voltajes V_a , V_b , y V_c . Dado que la corriente I_d es conocida podemos escribir:

$$V_{a'} - V_{d'} = 0, \quad V_{b'} - V_{d'} = 0, \quad V_{c'} - V_{d'} = 0 \quad (50)$$

Para la condición, de considerar la conexión del extremo receptor de la línea.

Para la condición de considerar la conexión, del extremo receptor de la línea. Como $V_d = 0$, restamos las cuatro ecuaciones de la ec.; 4.45; $V_a - (V_a' - V_d') = (\bar{Z}_{aa} - 2\bar{Z}_{ad} + \bar{Z}_{dd}) I_a + (\bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ad} - \bar{Z}_{bd} + \bar{Z}_{dd}) I_b + (\bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ad} - \bar{Z}_{cd} + \bar{Z}_{dd}) I_c$ por conveniencia escribimos este resultado como

$V_a = \bar{z}_{aa} I_a + \bar{z}_{ab} I_b + \bar{z}_{ac} I_c$; Donde definimos una nueva impedancia \bar{z}_{aa} , \bar{z}_{ab} y \bar{z}_{ac} . Podemos notar que cuando $I_b = I_c = 0$, \bar{z}_{aa} es la misma impedancia que la de una línea monofásica con retorno por tierra (45). Si repetimos la operación anterior para las fases b y c, tenemos

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{z}_{aa} & \bar{z}_{ab} & \bar{z}_{ac} \\ \bar{z}_{ab} & \bar{z}_{bb} & \bar{z}_{bc} \\ \bar{z}_{ac} & \bar{z}_{bc} & \bar{z}_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (51)$$

V/unidad de longitud

a la que llamamos "ecuación de voltajes propios".

En la ecuación (51) reconocemos la reciprocidad de la inductiva mutua para una línea bilateral y pasiva,

($\bar{z}_{ab} = \bar{z}_{ba}$, etc.).

Impedancias propias

$$\begin{aligned} \bar{z}_{aa} &= \bar{Z}_{aa} - 2\bar{Z}_{ad} + \bar{Z}_{dd} \quad \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{z}_{bb} &= \bar{Z}_{bb} - 2\bar{Z}_{bd} + \bar{Z}_{dd} \quad \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{z}_{cc} &= \bar{Z}_{cc} - 2\bar{Z}_{cd} + \bar{Z}_{dd} \quad \sim / \text{unidad de longitud} \end{aligned} \quad (52)$$

Impedancias mutuas

$$\begin{aligned} \bar{z}_{ab} &= \bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ad} - \bar{Z}_{bd} + \bar{Z}_{dd} \quad \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{z}_{bb} &= \bar{Z}_{bb} - 2\bar{Z}_{db} - \bar{Z}_{cd} + \bar{Z}_{dd} \quad \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{z}_{ac} &= \bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ad} - \bar{Z}_{cd} + \bar{Z}_{dd} \quad \sim / \text{unidad de longitud} \end{aligned} \quad (53)$$

para investigar estas impedancias usamos, las ecuaciones (41, 42 y 43), para identificar elementos similares a \bar{Z}_{aa} , \bar{Z}_{dd} y \bar{Z}_{ad} respectivamente. A estas impedancias las llamamos "impedancias primitivas". A continuación se listan en términos de las distancias físicas.

Impedancias propias primitivas

$$\begin{aligned} \bar{Z}_{aa} &= r_a + j\omega k \left[\ln(2S/D_{sa}) - 1 \right] \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{bb} &= r_b + j\omega k \left[\ln(2S/D_{sb}) - 1 \right] \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{cc} &= r_c + j\omega k \left[\ln(2S/D_{sc}) - 1 \right] \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{dd} &= r_d + j\omega k \left[\ln(2S/D_{sd}) - 1 \right] \sim / \text{unidad de longitud} \end{aligned} \quad (54)$$

Impedancias mutuas primitivas línea a línea

$$\begin{aligned} \bar{Z}_{ab} &= j\omega k \left(\ln(2S/D_{ab}) - 1 \right) \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{bc} &= j\omega k \left(\ln(2S/D_{bc}) - 1 \right) \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{ca} &= j\omega k \left(\ln(2S/D_{ca}) - 1 \right) \sim / \text{unidad de longitud} \end{aligned} \quad (55)$$

Impedancias mutuas primitivas línea a tierra

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_{ad} &= jwk \left[\ln(25/D_{ad}) - 1 \right] \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{bd} &= jwk \left[\ln(25/D_{bd}) - 1 \right] \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{cd} &= jwk \left[\ln(25/D_{cd}) - 1 \right] \sim / \text{unidad de longitud} \end{aligned} \right\} (56)$$

por simplicidad, empleamos la aproximación;

$$\left. \begin{aligned} \sqrt{D_e} = D_{ad} = D_{bd} = D_{cd} ; D_s = D_{sa} = D_{sb} = D_{sc} \end{aligned} \right\} (57)$$

y usando la definición $D_{sd} = 1$ calculamos;

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_{aa} &= (r_a + r_d) + jwk \ln D_e/D_s \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{bb} &= (r_b + r_d) + jwk \ln D_e/D_s \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{cc} &= (r_c + r_d) + jwk \ln D_e/D_s \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{ab} &= r_d + jwk \ln D_e/D_{ab} \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{bc} &= r_d + jwk \ln D_e/D_{bc} \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{ca} &= r_d + jwk \ln D_e/D_{ca} \sim / \text{unidad de longitud} \end{aligned} \right\} (58)$$

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_{ab} &= r_d + jwk \ln D_e/D_{ab} \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{bc} &= r_d + jwk \ln D_e/D_{bc} \sim / \text{unidad de longitud} \\ \bar{Z}_{ca} &= r_d + jwk \ln D_e/D_{ca} \sim / \text{unidad de longitud} \end{aligned} \right\} (59)$$

Este resultado es interesante, dado que los términos de la impedancia mutua tienen una componente de la resistencia. Esto se debe a que tienen un retorno común por tierra.

Las ecuaciones anteriores las podemos definir en una forma más amplia como;

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_{ij} &= \bar{Z}_{ij} - \bar{Z}_{id} - \bar{Z}_{jd} + \bar{Z}_{dd} \\ \text{para } i, j &= a, b, c \end{aligned} \right\} (53')$$

para $i = j$ tendremos las impedancias propias
para $i \neq j$ tendremos las impedancias mutuas.

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_{ii} &= r_i + jwk \left[\ln(25/D_{ii}) - 1 \right] \\ \text{para } i &= a, b, c, d \end{aligned} \right\} \text{-----} (54')$$

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_{ij} &= jwk \left[\ln(25/D_{ij}) - 1 \right] \\ \text{para } i, j &= a, b, c, \quad i \neq j \end{aligned} \right\} \text{-----} (55')$$

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_{id} &= jwk \left[\ln(25/D_{id}) - 1 \right] \\ \text{para } i &= a, b, c \end{aligned} \right\} \text{-----} (56')$$

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_{ii} &= (r_i + r_d) + jwk \ln D_e/D_{ii} \\ \text{para } i &= a, b, c \end{aligned} \right\} \text{-----} (58')$$

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_{ij} &= r_d + jwk \ln D_e/D_{ij} \\ \text{para } i \neq j ; i, j &= a, b, c \end{aligned} \right\} \text{-----} (59')$$

II. 3.8 TRANSPOSICION Y GIRO DE LOS CONDUCTORES DE UNA LINEA

De la ecuación (51) notamos que la fase de los conductores de un sistema trifásico están mutuamente acoplados, y la corriente de un conductor cualquiera produce una caída de voltaje en los conductores adyacentes. Además esta caída de voltaje inducido puede ser diferente, también para corrientes balanceadas, dado que las impedancias mutuas dependen completamente de la disposición física de los conductores. De la ecuación (57) observamos que las impedancias mutuas son iguales únicamente cuando $D_{qb} = D_{bc} = D_{ca}$, sea que la disposición física que cumple con esto, es la de un triángulo equilátero, este tipo de disposición se emplea muy pocas veces.

Una forma de igualar las inductancias mutuas es el uso de la transposición o rotación de los conductores, en líneas aéreas. Una transposición es una rotación física de los conductores. Cada conductor se mueve de tal forma que ocupe la próxima posición física en una secuencia regular de manera que a - b - c, b - c - a, c - a - b, etc. En la figura 3.9 se muestra una transposición, donde se inicia con una secuencia a - b - c y termina con b - c - a. Si una sección de la línea se divide en tres segmentos y están girados los conductores en cada segmento de longitud, decimos que la línea es "completamente transpuesta". Bajo esta disposición la corriente en el conductor a verá las impedancias en la primera columna de la matriz de impedancias de la ecuación (51), para un tercio de la longitud total. Para un segundo tercio, veremos las impedancias en la segunda columna y finalmente en la tercera columna, encontraremos las impedancias del último tercio, todas en cantidades iguales. En forma más general usaremos el nombre de "rotación" cuando giramos los conductores.

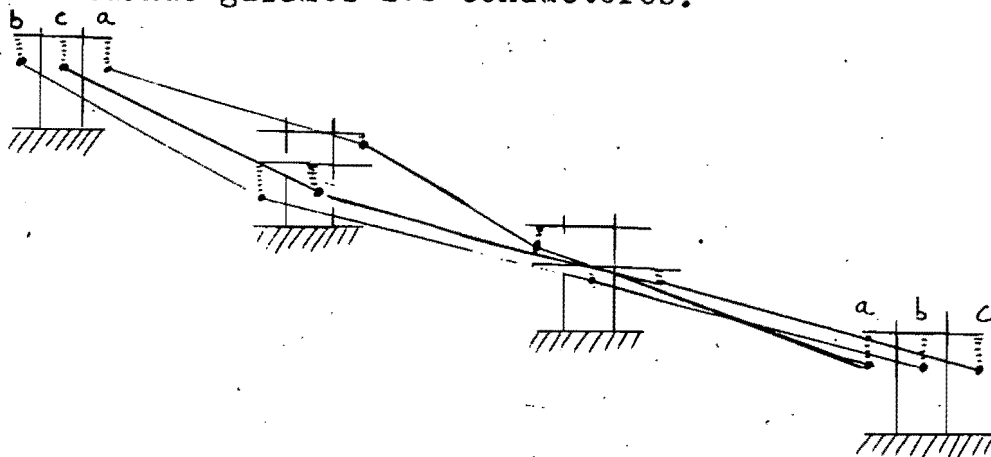


Fig. 3.9 Transposición o rotación de una línea aérea

II. 3.8.a ROTACION DE LOS CONDUCTORES USANDO R_ϕ

Matemáticamente podemos introducir una rotación por medio de una operación matricial simple. Para este propósito definiremos una "matriz rotacional hacia adelante" R_ϕ donde

$$R_\phi = \begin{matrix} & 2 & 3 & 1 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (60)$$

premultiplicando una matriz de impedancia por esta matriz rotacional, tenemos el efecto de rotación de los conductores como se muestra en la figura 3.10.

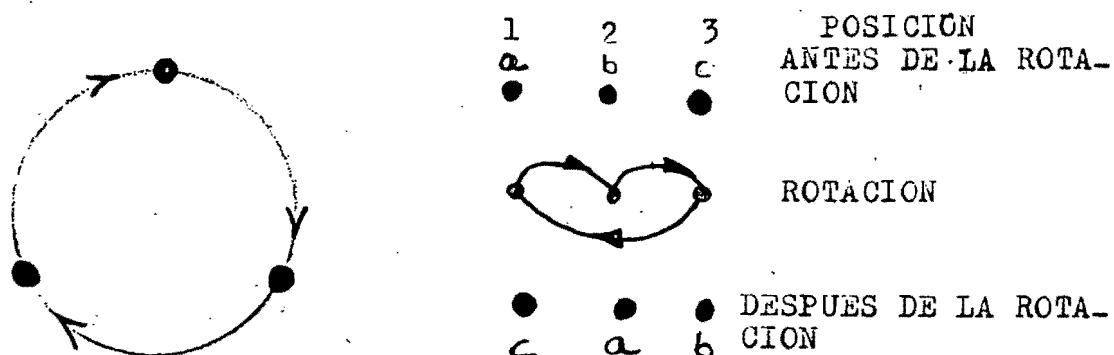


Figura 3.10 Rotación debido a la premultiplicación de R_ϕ

La inductancia propia y mutua del conductor en la posición 1 son movidas en la matriz a la posición inicialmente ocupada por las impedancias propias y mutuas del conductor 2, etc. En la aplicación de la matriz rotacional se considera que los conductores por fase son idénticos. Entonces

$$r_a = r_b = r_c = r ; D_{sa} = D_{sb} = D_{sc} = D_s \quad (61)$$

r = resistencia de los conductores Ω /milla.

D_s = radio medio geométrico de los conductores ft.

Bajo estas condiciones las impedancias dependen únicamente de la posición que ocupe el conductor en la torre y no depende de la designación de fases a - b - c. Designamos esta posición como 1 - 2 - 3 en la figura 3.10.

Lo anterior es útil para reconocer que la inversa de la matriz R_ϕ existe y es igual a

$$R_\phi^{-1} = \begin{matrix} & 3 & 1 & 2 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} = R_\phi^t \quad (62)$$

Lo anterior es útil para reconocer que la inversa de la matriz $R\phi$ existe y es igual a;

$$R\phi^{-1} = \begin{matrix} & 3 & 1 & 2 \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} \end{matrix} = \begin{matrix} t \\ \\ \\ \end{matrix} R\phi \quad (62)$$

De la figura 3.10 reconocemos esto, haciendo la rotación en reversa ó en sentido contrario a las manecillas del reloj, dado que reordena los elementos de la matriz en exactamente la inversa del reordenamiento producido por $R\phi$, también podemos calcular las cantidades

$$R\phi^2 = R\phi^{-1}, \quad (R\phi^{-1})^2 = R\phi \quad (63)$$

Así dos rotaciones producen el mismo efecto de una rotación en dirección opuesta. Esto se verifica observando la figura 3.10.

Matemáticamente, una rotación es el resultado de una transformación lineal. Si la ecuación (51) se reescribe con suscripciones numéricas para referir las cantidades a una posición física, mejor que una conexión terminal (a-b-c) tenemos en forma matricial

$$\begin{bmatrix} V1 \\ V2 \\ V3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z11 & Z12 & Z13 \\ Z21 & Z22 & Z23 \\ Z31 & Z32 & Z33 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I1 \\ I2 \\ I3 \end{bmatrix} \quad (64)$$

ó en notación matricial

$$V_{123} = Z_{123} I_{123} \quad (65)$$

Esta ecuación podemos transformarla, por la transformación lineal (60) para calcular

$$R\phi V_{123} = R\phi Z_{123} I_{123} \quad (66)$$

ó

$$\begin{bmatrix} V3 \\ V1 \\ V2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z31 & Z32 & Z33 \\ Z11 & Z12 & Z13 \\ Z21 & Z22 & Z23 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I1 \\ I2 \\ I3 \end{bmatrix}$$

El resultado de esta operación es poner la última fila de Z_{123} en la fila superior y mover las otras dos filas hacia abajo.

Note que podemos calcular de la ec. (66)

$$R\phi V123 = (R\phi Z123 R\phi^{-1}) R\phi I123 \quad (67)$$

Realizando la operación indicada, tenemos;

$$\begin{bmatrix} V3 \\ V1 \\ V2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z33 & z31 & z32 \\ z13 & z11 & z12 \\ z23 & z21 & z22 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I3 \\ I1 \\ I2 \end{bmatrix} \quad (68)$$

6

$$V312 = Z 312 I312 \quad (69)$$

El resultado de post-multiplicar una matriz por $R\phi^{-1}$ es mover la tercera columna a la primera posición. Esta operación se anota en forma compacta en la ec. (68).

En forma similar podemos mostrar que la transformación $R\phi^{-1}$ da el siguiente resultado

$$R\phi^{-1} V123 = (R\phi^{-1} Z 123 R\phi) R\phi^{-1} I123$$

$$\begin{bmatrix} V2 \\ V3 \\ V1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z12 & z23 & z21 \\ z32 & z33 & z31 \\ z12 & z13 & z11 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I2 \\ I3 \\ I1 \end{bmatrix} \quad (70)$$

en forma compacta

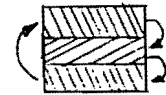
$$V231 = Z 231 I231$$

El efecto de las diferentes manipulaciones matriciales se muestran en la tabla (3.1).

Tabla (3.1) efecto de transposición por el uso de operaciones matriciales

Premultiplicando por $R\phi$

Mover la tercera fila a la posición 1



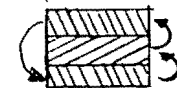
postmultiplicar por $R\phi^{-1}$

Mover la tercera columna a la posición 1



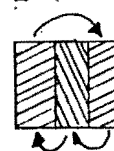
Premultiplicar por $R\phi^{-1} = R\phi^2$

mover la primera fila a la posición 3



Postmultiplicar por $R\phi$

mover la primera columna a la posición 3



Ahora aplicando la matriz rotacional, para el cálculo de la impedancia de una línea la cual incluya transposición o rotación, considerando la línea mostrada en la figura (3.11) donde cada corriente ve la impedancia de cada posición de conductor para una porción de la longitud de la línea.

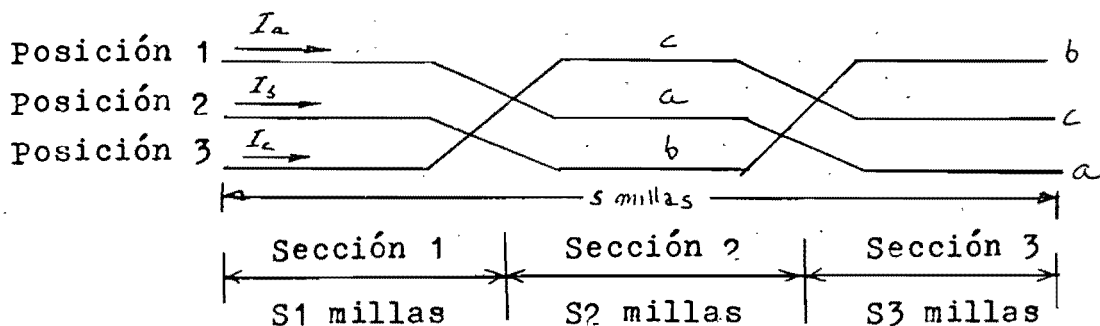


Figura (3.11) Transposición completa ó ciclo de rotación

En la sección 1 observamos que las posiciones 1-2-3 corresponden a las fases a - b - c tal que la ecuación (71) de voltajes se aplica para la sección.

$$\begin{bmatrix} V_a & V_1 \\ V_b & V_2 \\ V_c & V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11-1} & Z_{12-1} & Z_{13-1} \\ Z_{21-1} & Z_{22-1} & Z_{23-1} \\ Z_{31-1} & Z_{32-1} & Z_{33-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 = I_a \\ I_2 = I_b \\ I_3 = I_c \end{bmatrix} \quad (70)$$

6

$$V_{abc} = V_{123} = Z_{123} I_{123} = Z_{123} I_{abc} \quad (71)$$

Las impedancias manejadas aquí, son impedancias totales para la sección 1. usando la notación:

$$Z_{ij} - \kappa = f_k Z_{ij} \quad (72)$$

Donde

$$f_k = S_k / S$$

$i, j = 1, 2, 3$ = Indicador de posición.

$k = 1, 2, \text{ ó } 3$ = Indica la sección de la línea.

S_k = Longitud en una sección de la línea.

S = Longitud total de la línea.

Aquí Z_{ij} es la impedancia total de la línea correspondiente a la posición i, j y f_k es la fracción de la longitud total de la línea en la sección k .

Para la sección 2.; las fases c - a - b corresponden a las posiciones 1 - 2 - 3, de manera que la ecuación de voltajes puede ser escrita como

$$V_{cab} = V_{123} = Z_{123} I_{123} = Z_{123} I_{cab} \quad (73)$$

Aplicando la transformación $R\phi^{-1}$, esta ecuación cambia a:

$$V_{abc} = Z_{231} I_{abc} \quad (74)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{22-2} & Z_{23-2} & Z_{21-2} \\ Z_{32-2} & Z_{33-2} & Z_{31-2} \\ Z_{12-2} & Z_{13-2} & Z_{11-2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (V) \quad (75)$$

Esta ecuación puede verificarse por una inspección de la figura (3.11).

La sección 3 tiene la correspondencia b-c-a a 1-2-3
 ó $V_{bca} = V_{123} = Z_{123} I_{123} = Z_{123} I_{bca} \quad (V) \quad (76)$

transformando por $R\phi = (R\phi^{-1})^2$, calculamos

$$V_{abc} = Z_{312} I_{abc} \quad (V) \quad (77)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{33-3} & Z_{31-3} & Z_{32-3} \\ Z_{13-3} & Z_{11-3} & Z_{12-3} \\ Z_{23-3} & Z_{21-3} & Z_{22-3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (V) \quad (78)$$

Para calcular la caída de voltaje total a lo largo de la línea, sumamos las caídas de voltajes de cada sección dadas por las ecuaciones (70), (75) y (78), con el resultado

$$\begin{bmatrix} \leq V_a \\ \leq V_b \\ \leq V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (Z_{11-1} + Z_{22-2} + Z_{33-3}) & (Z_{12-1} + Z_{23-2} + Z_{31-3}) \\ (Z_{21-1} + Z_{32-2} + Z_{13-3}) & (Z_{22-1} + Z_{33-2} + Z_{11-3}) \\ (Z_{31-1} + Z_{12-2} + Z_{23-3}) & (Z_{32-1} + Z_{13-2} + Z_{21-3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (V) \quad (79)$$

Es conveniente escribir la ec. (79) en términos de la impedancia total de la línea, multiplicando cada posición por la fracción apropiada f_k definida en la ecuación (72), el resultado es

$$(80) \begin{bmatrix} \leq V_a \\ \leq V_b \\ \leq V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (f_1 Z_{11} + f_2 Z_{22} + f_3 Z_{33}) & (f_1 Z_{12} + f_2 Z_{23} + f_3 Z_{31}) & (f_1 Z_{13} + f_2 Z_{21} + Z_{32} f_3) \\ (f_1 Z_{21} + f_2 Z_{32} + f_3 Z_{13}) & (f_1 Z_{22} + f_2 Z_{33} + f_3 Z_{11}) & (f_1 Z_{23} + f_2 Z_{31} + f_3 Z_{12}) \\ (f_1 Z_{31} + f_2 Z_{12} + f_3 Z_{23}) & (f_1 Z_{32} + f_2 Z_{13} + f_3 Z_{21}) & (f_1 Z_{33} + f_2 Z_{11} + f_3 Z_{22}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (V)$$

De (58) y (59)

$$\begin{aligned} Z_{ij} &= (r_a + r_d) S + jwks \ln \frac{D_e}{D_s} \sim, \quad i = j \\ &= r_d S + jwks \ln \frac{D_e}{D_{ij}} \sim, \quad i \neq j \end{aligned} \quad (81)$$

Para conductores idénticos:

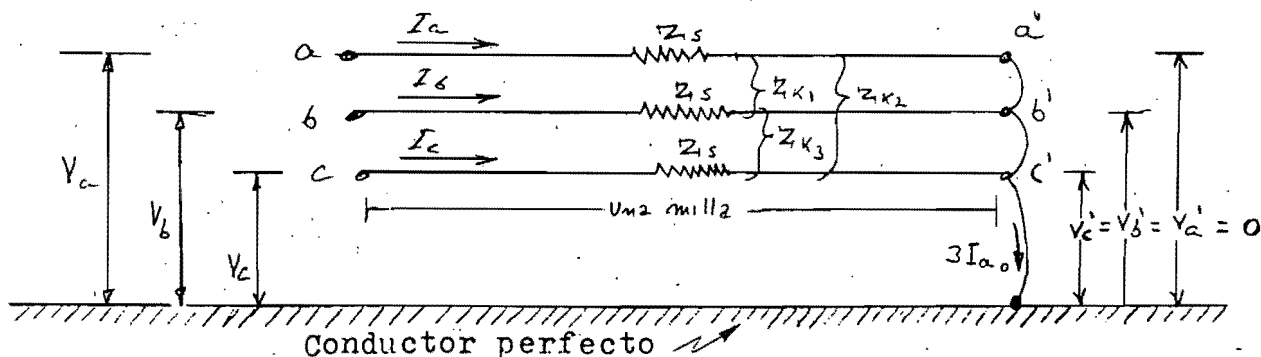
$$Z_{11} = Z_{22} = Z_{33} \triangleq Z_s \quad \Omega \quad (82)$$

También en una línea, bilateral, lineal y pasiva $Z_{ij} = Z_{ji}$, usando esta información, podemos definir tres clases de impedancias mutuas en los siguientes términos;

$$\begin{aligned} Z_{k1} &= f_1 Z_{12} + f_2 Z_{23} + f_3 Z_{13} \quad \Omega \\ Z_{k2} &= f_1 Z_{13} + f_2 Z_{12} + f_3 Z_{23} \quad \Omega \\ Z_{k3} &= f_1 Z_{23} + f_2 Z_{13} + f_3 Z_{12} \quad \Omega \end{aligned} \quad (83)$$

Entonces (80) se modifica a;

$$\begin{bmatrix} \leq V_a \\ \leq V_b \\ \leq V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s & Z_{k1} & Z_{k2} \\ Z_{k1} & Z_s & Z_{k3} \\ Z_{k2} & Z_{k3} & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad \text{V/unidad de longitud} \quad (84)$$



Circuito equivalente de la ecuación (84).

En términos de la geometría de la línea, podemos escribir la ecuación (83) de impedancias como

$$\begin{aligned} Z_s &= (r_a + r_d) + j\omega k \ln \frac{D_e}{D_s} \quad \Omega/\text{unidad de longitud} \\ Z_{k1} &= r_d s + j\omega k s \left(f_1 \ln \frac{D_e}{D_{12}} + f_2 \ln \frac{D_e}{D_{23}} + f_3 \ln \frac{D_e}{D_{13}} \right) \quad \Omega \\ Z_{k2} &= r_d s + j\omega k s \left(f_1 \ln \frac{D_e}{D_{13}} + f_2 \ln \frac{D_e}{D_{12}} + f_3 \ln \frac{D_e}{D_{23}} \right) \quad \Omega \\ Z_{k3} &= r_d s + j\omega k s \left(f_1 \ln \frac{D_e}{D_{23}} + f_2 \ln \frac{D_e}{D_{13}} + f_3 \ln \frac{D_e}{D_{12}} \right) \quad \Omega \end{aligned} \quad (85)$$

La ecuación (84) es la expresión buscada para una línea sujeta a transposición, observe que la impedancia de la línea incluye el efecto de cualquier corriente de retorno a través de tierra. En el caso de corrientes balanceadas, esta impedancia de tierra desaparecerá, dado que no hay flujo de corriente a través de tierra.

Sin embargo, cuando hay flujo de corriente de secuencia cero, son muy importantes, el retorno de las tres corrientes a través de tierra y la impedancia de tierra.

Para calcular las impedancias de secuencia regresamos a las definiciones de las ecuaciones (28), (29) y (30) para calcular

$$Z_{s0} = Z_s = (r_a + r_d) S + jwks \ln \frac{D_e}{D_s}$$

$$Z_{s1} = Z_{s2} = 0 \text{ (por ser conductores idénticas)}$$

$$Z_{M0} = r_{ds} + jwks \ln \frac{D_e}{D_{eq}} \quad \Omega$$

$$Z_{M1} = jwks \left[\frac{(f_3 + a^2 f_2 + a f_1)}{3} \ln \frac{D_e}{D_{12}} + \frac{(f_1 + a f_3 + a^2 f_2)}{3} \ln \frac{D_e}{D_{23}} + \frac{(f_2 + a f_1 + a^2 f_3)}{3} \ln \frac{D_e}{D_{13}} \right] \quad \Omega$$

$$Z_{M2} = jwks \left[\frac{(f_3 + a^2 f_2 + a f_1)}{3} \ln \frac{D_e}{D_{12}} + \frac{(f_1 + a^2 f_3 + a f_2)}{3} \ln \frac{D_e}{D_{23}} + \frac{(f_2 + a^2 f_1 + a f_3)}{3} \ln \frac{D_e}{D_{13}} \right] \quad \Omega$$

Donde en Z_{M0} usamos la cantidad D_{eq} , el "espaciamiento equivalente" de tres conductores definido como la distancia media geométrica GMD de las tres distancias ó

$$D_{eq} = (D_{12} D_{23} D_{13})^{1/3} \quad (87)$$

y todas las distancias están en las mismas unidades (ft). Aplicando la ecuación (28) escribimos las impedancias de secuencia como;

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (Z_s + 2 Z_{M0}) & -Z_{M2} & -Z_{M1} \\ -Z_{M1} & (Z_s - Z_{M0}) & 2 Z_{M2} \\ -Z_{M2} & 2 Z_{M1} & (Z_s - Z_{M0}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad V \quad (88)$$

Como Z_{M1} y Z_{M2} son diferentes de cero, hay acoplamiento entre la red a secuencias en el caso general de una línea transpuesta. La impedancia propia que se presenta al flujo de corriente I_{a0} e I_{a2} son respectivamente iguales a

$$Z_0 = Z_s + 2 Z_{M0} = S \left[(r_a + 3 r_d) + jwk \ln \frac{D_e^3}{D_s D_{eq}^2} \right] \quad \Omega$$

$$Z_1 = Z_2 = Z_s - Z_{M0} = S (r_a + jwk \ln \frac{D_{eq}}{D_s}) \quad \Omega \quad (89)$$

notamos que la resistencia de tierra desaparece en Z_1 .

D. 3.9 FACTORES DE DESBALANCE

Para determinar la cantidad de desbalance en una línea, transformamos la ecuación (84), y tenemos;

$$V_{012} = Z_{012} I_{012} \quad \text{V/unidad de longitud} \quad (90)$$

Donde

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \quad \Omega/\text{unidad de longitud} \quad (91)$$

Los elementos de Z_{012} están completamente definidos por (28), (29) y (30) aplicando estas fórmulas calculamos

$$Z_{s0} = Z_s \quad \Omega/\text{unidad de longitud}$$

$$Z_{s1} = Z_{s2} = 0 \quad \Omega/\text{unidad de longitud}$$

$$Z_{m0} = (1/3) (Z_{k1} + Z_{k2} + Z_{k3}) \quad \Omega/\text{unidad de longitud} \quad (92)$$

$$Z_{m1} = (1/3) (a^2 Z_{k1} + a Z_{k2} + Z_{k3}) \quad \Omega/\text{unidad de longitud}$$

$$Z_{m2} = (1/3) (a Z_{k1} + a^2 Z_{k2} + Z_{k3}) \quad \Omega/\text{unidad de longitud}$$

De estas cantidades aplicamos (28) y calculamos

$$Z_{00} = Z_s + (2/3) (Z_{k1} + Z_{k2} + Z_{k3}) \quad \Omega/\text{unidad de longitud}$$

$$Z_{11} = Z_{22} = Z_s - (1/3) (Z_{k1} + Z_{k2} + Z_{k3}) \quad \Omega/\text{unidad de longitud}$$

$$Z_{01} = Z_{20} = -(1/3) (a Z_{k1} + a^2 Z_{k2} + Z_{k3}) \quad \Omega/\text{unidad de longitud}$$

$$Z_{02} = Z_{10} = -(1/3) (a^2 Z_{k1} + a Z_{k2} + Z_{k3}) \quad \Omega/\text{unidad de longitud}$$

$$Z_{12} = -2 Z_{01} \quad \Omega/\text{unidad de longitud} \quad (93)$$

$$Z_{21} = -2 Z_{02} \quad \Omega/\text{unidad de longitud}$$

Como la cantidad de desbalance, está determinado del flujo de corrientes desbalanceadas, cuando los voltajes aplicados son balanceados, es conveniente invertir la ecuación de voltajes (90) para calcular

$$I_{012} = Y_{012} V_{012} \quad (A) \quad (94)$$

Donde

$$Y_{012} = Z_{012}^{-1} = \frac{1}{\det Z_{012}} \begin{bmatrix} (Z_{11}Z_{22} - Z_{21}Z_{12}) & (Z_{02}Z_{21} - Z_{01}Z_{22}) & (Z_{01}Z_{12} - Z_{11}Z_{02}) \\ (Z_{20}Z_{12} - Z_{10}Z_{22}) & (Z_{00}Z_{22} - Z_{20}Z_{02}) & (Z_{10}Z_{02} - Z_{00}Z_{12}) \\ (Z_{10}Z_{21} - Z_{20}Z_{11}) & (Z_{20}Z_{01} - Z_{00}Z_{21}) & (Z_{00}Z_{11} - Z_{10}Z_{01}) \end{bmatrix} \quad \text{mho} \times \text{unidad de longitud} \quad (95)$$

Si definimos

$$Y_{012} = \begin{bmatrix} Y_{00} & Y_{01} & Y_{02} \\ Y_{10} & Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{20} & Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \quad \text{mho. unidad de longitud} \quad (96)$$

Comparando las ecuaciones (95) y (96) podemos fácilmente identificar las impedancias correspondientes.

El desbalance se mide unicamente con voltajes aplicados de secuencia positiva, escribimos; (94) como;

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{00} & y_{01} & y_{02} \\ y_{10} & y_{11} & y_{12} \\ y_{20} & y_{21} & y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ V_{a1} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{01} \\ y_{11} \\ y_{21} \end{bmatrix} V_{a1} \quad (97)$$

Definiendo los desbalances en unidades, para las corrientes de secuencia cero y negativa, tenemos

$$m_0 = \frac{I_{a0}}{I_{a1}} = \frac{y_{01}}{y_{11}} ; \quad m_2 = \frac{I_{a2}}{I_{a1}} = \frac{y_{21}}{y_{11}} \text{ pu} \quad (98)$$

Escribiendo estos factores en términos de los elementos de la matriz Z_{012} , escribimos:

$$m_0 = \frac{Z_{02} Z_{21} - Z_{01} Z_{22}}{Z_{00} Z_{22} - Z_{20} Z_{02}} \text{ pu} \quad (99)$$

$$m_2 = \frac{Z_{20} Z_{01} - Z_{00} Z_{21}}{Z_{00} Z_{22} - Z_{20} Z_{02}} \text{ pu}$$

Si consideramos que en un sistema físico

$$Z_{22} \gg Z_{02}, Z_{21} ; \quad Z_{00} \gg Z_{20}, Z_{01}$$

Si dividimos la ecuación de m_0 por Z_{22} y la ecuación de m_2 por Z_{00} , como resultado obtendremos unas fórmulas aproximada que son ;

$$m_0 \cong - \frac{Z_{01}}{Z_{00}} , \quad m_2 \cong \frac{Z_{21}}{Z_{22}} \text{ pu} \quad (100)$$

En la tabla 3.II se muestran cálculos de factores de desbalance, calculados por medio del programa de computación para las configuraciones más comunmente usadas, m_0 es una constante que su valor anda al rededor de 1% pero esta unidad aumenta al agregarle a la configuración, hilos de guarda cuyo efecto no debe ser despreciado. El factor m_2 tiene un rango de variación muy amplio, alrededor de 3 a 20%, el efecto de los hilos de guarda es muy ligero.

Tabla 3.II Comparación de los cálculos de desbalance de secuencia

| Ejemplo | Factores de sección | | | | Método exacto | |
|---------|---------------------|-----|-----|-----|----------------|----------------|
| | f1 | f2 | f2 | f3 | % m_0 | % m_2 |
| 4.1 | | | | | | |
| 4.2 | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.95 72.67° | 6.63 139.15° |
| 4.3 | 0.2 | 0.3 | 0.5 | 0.5 | 0.26 -66.63° | 1.74 81.97° |
| 4.3 | 0.4 | 0.6 | 0.0 | 0.0 | 0.51 151.88° | 3.48 59.86° |
| 4.5=4.3 | 0.4 | 0.6 | 0.0 | 0.0 | 0.51 151.88° | 3.48 59.86° |

Método aproximado

| | |
|----------------|----------------|
| 0.99 71.50° | 6.59 139.08° |
| 0.26 67.60° | 1.74 81.91° |
| 0.51 150.61° | 3.49 60.00° |
| 0.51 150.61° | 3.49 60.00° |

II. 3.10 Impedancias de Secuencia de Líneas con Conductores Agrupados

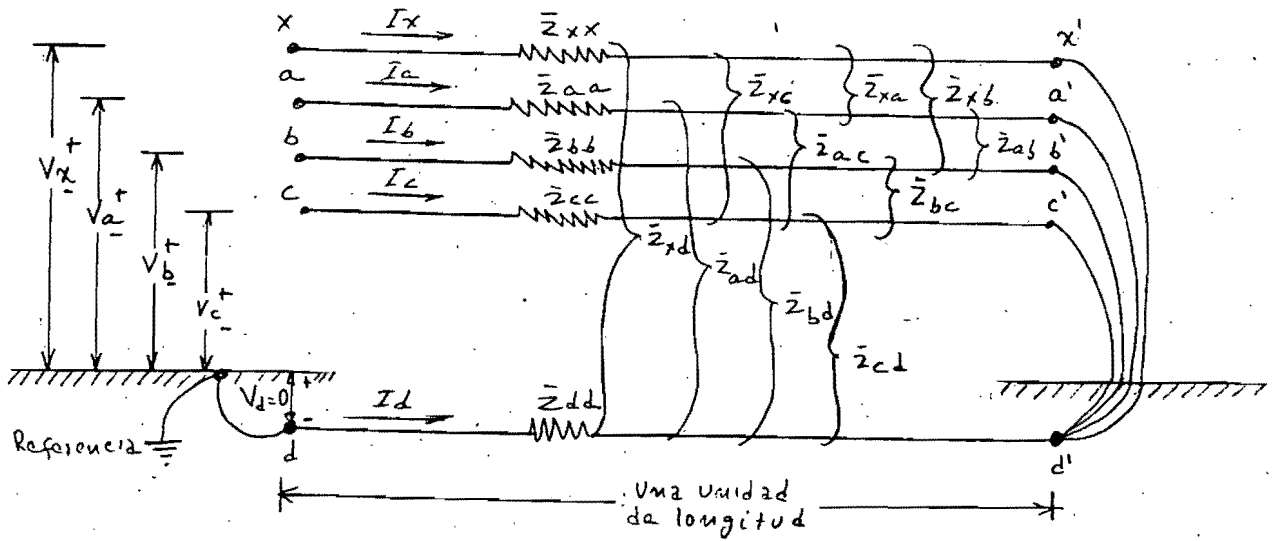
Considerando la línea de transmisión de la figura 3.12 que consiste de cuatro conductores aéreos con retorno común por tierra. Este sistema es similar al de la línea trifásica de la figura 3.8, y las impedancias primitivas se calculan con expresiones semejantes a las 54, 55, 56. También como en el caso previo, hacemos

$$I_a + I_b + I_c + I_x = - I_d \quad (A) \quad (101)$$

Entonces podemos escribir la ecuación primitiva

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \\ V_{xx'} \\ V_{dd'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{a'} & \bar{Z}_{ao} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{ax} & \bar{Z}_{ad} \\ V_b - V_{b'} & \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bx} & \bar{Z}_{bd} \\ V_c - V_{c'} & \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cx} & \bar{Z}_{cd} \\ V_x - V_{x'} & \bar{Z}_{xa} & \bar{Z}_{xb} & \bar{Z}_{xc} & \bar{Z}_{xx} & \bar{Z}_{xd} \\ 0 - V_{d'} & \bar{Z}_{da} & \bar{Z}_{db} & \bar{Z}_{dc} & \bar{Z}_{dx} & \bar{Z}_{dd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_x \\ I_d \end{bmatrix} \quad \text{v/u. de long.} \quad (102)$$

Figura 3.12 Cuatro conductores con retorno por tierra.



Donde los elementos de la matriz de impedancia primitiva están determinados por

$$\bar{Z}_{pp} = Y_p + jwk \left(\ln \frac{25}{D_{sp}} - 1 \right) \text{ /unidad de longitud} \quad (103)$$

$p = a, b, c, x$

y

$$\bar{Z}_{pq} = jwk \left(\ln \frac{25}{D_{pq}} - 1 \right) \text{ /unidad de longitud} \quad (104)$$

$p, q = a, b, c, x, d$

para $p \neq q$

Como la suma de las corrientes de línea son el negativo de I_d , la última ecuación podemos restarla de las otras cuatro para escribir las ecuaciones de la línea.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} & z_{ax} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} & z_{bx} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} & z_{cx} \\ z_{xa} & z_{xb} & z_{xc} & z_{xx} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_x \end{bmatrix} \text{ v/u. de long.} \quad (105)$$

Donde los elementos de la matriz estan definidos en términos de las impedancias primitivas, y viceversa.,

$$z_{pq} = \bar{Z}_{pq} - Z_{pd} - Z_{dq} + Z_{dd} \text{ /unidad de longitud} \quad (106)$$

$p, q = a, b, c, x$

Ahora suponiendo que el conductor X esta conectado en paralelo con el conductor a de tal forma, que sus caídas de voltajes son idénticas ó $V_{xx'} = V_{aa'}$ de donde determinamos que

$$V_x - V_a = 0 \quad (107)$$

Haciendo uso de esta propiedad, reemplazamos V_x en la ecuacion (105) por una nueva ecuación calculada de (107).

Entonces (105) se cambia a

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} & z_{ax} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} & z_{bx} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} & z_{cx} \\ (z_{xa} - z_{aa}) & (z_{xb} - z_{ab}) & (z_{xc} - z_{ac}) & (z_{xx} - z_{ax}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_x \end{bmatrix} \quad (108)$$

como los conductores X y a estan en paralelo, forman una fase nueva a que es una fase compuesta ó conductores agrupados como se muestra en la figura 3.13 donde definimos la corriente de la nueva fase a como

$$\hat{I}_a = I_a + I_x \quad (109)$$

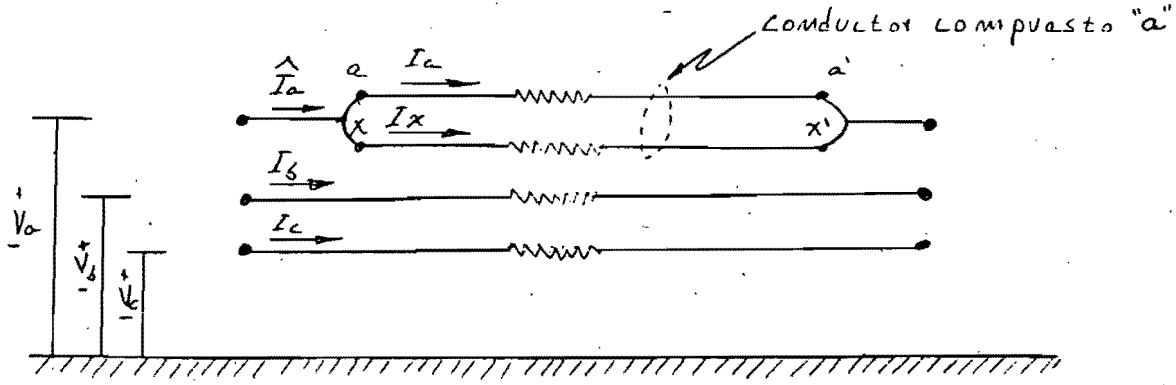


Fig. 3.13 conductores a y x, formando una nueva fase a

Ahora tenemos un nuevo producto Z_{ix} , en cada una de las ecuaciones $a - b - c$ puede ser sumado y restado cuidando que la ecuación no cambie. Reemplazando I_a de (109) en (108) y reemplazando la cuarta columna de la matriz de impedancia por la diferencia entre la columna cuatro y la columna uno. El resultado es -

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & (Z_{ax}-Z_{aa}) \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & (Z_{bx}-Z_{ba}) \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & (Z_{cx}-Z_{ca}) \\ (Z_{xa}-Z_{aa}) & (Z_{xb}-Z_{ab}) & (Z_{xc}-Z_{ac}) & \hat{Z}_{xx} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a+I_x \\ I_b \\ I_c \\ I_x \end{bmatrix} \quad (110)$$

Donde $\hat{Z}_{xx} = Z_{xx} - Z_{ax} - Z_{xa} + Z_{aa}$

Escribiendo (110) en forma de matriz partida, tenemos

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_1 & Z_2 & I_{abc} \\ Z_3 & Z_4 & I_x \end{bmatrix} \quad (111)$$

Empleando la reducción matricial, tenemos

$$V_{abc} = (Z_1 - Z_2 Z_4^{-1} Z_3) \hat{I}_{abc} \quad (112)$$

El efecto de aumentar un conductor x a la fase a , aumenta mucho el radio medio geométrico (RMG) de la fase a . Esto reduce la impedancia de la fase a pero también reduce las otras impedancias, propia y mutuas. La cantidad de reducción esta dada por la matriz

$$(Z_2 Z_4^{-1} Z_3)_{pq} = \frac{(Z_{px} - Z_{pa})(Z_{qx} - Z_{aq})}{Z_{xx} - Z_{ax} - Z_{xa} + Z_{aa}} \quad (113)$$

$p, q = a, b, c$

Esta misma idea puede extenderse a varios conductores por fase. La ventaja de emplear varios conductores por fase, es aumentar la capacidad de transmisión de energía y reducción de pérdidas. Un caso de interés particular es el de considerar un conductor en paralelo a cada fase, como se observa en la figura 3.14. Donde los conductores $\gamma, s, y t$ están agrupados con los conductores $a, b, y c$ respectivamente la ecuación de voltajes es similar a la ec. (105) pero incluyendo 6 conductores.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_r \\ V_s \\ V_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{ar} & Z_{as} & Z_{at} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{br} & Z_{bs} & Z_{bt} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cr} & Z_{cs} & Z_{ct} \\ Z_{ra} & Z_{rb} & Z_{rc} & Z_{rr} & Z_{rs} & Z_{rt} \\ Z_{sa} & Z_{sb} & Z_{sc} & Z_{sr} & Z_{ss} & Z_{st} \\ Z_{ta} & Z_{tb} & Z_{tc} & Z_{tr} & Z_{ts} & Z_{tt} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_r \\ I_s \\ I_t \end{bmatrix} \quad (114)$$

u. de longitud

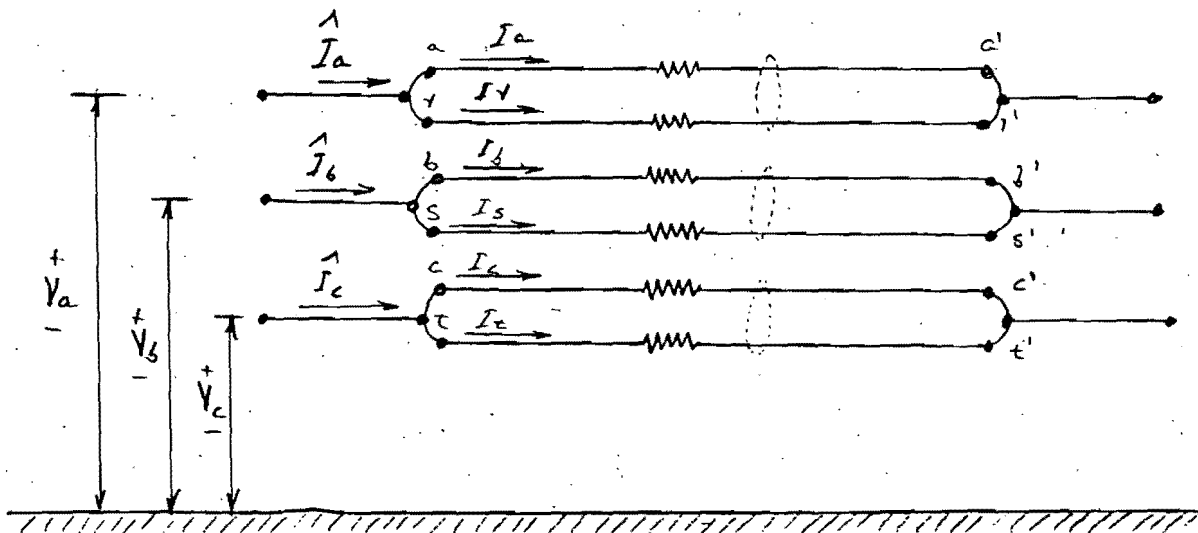


Figura 3.14 Conductores agrupados en paralelo

Haciendo consideraciones similares, que para la ec. (105), tenemos;

$$V_r - V_a = 0, \quad V_s - V_b = 0, \quad V_t - V_c = 0 \quad (V) \quad (115)$$

y de la figura definimos

$$\hat{I}_a = I_a + I_r, \quad \hat{I}_b = I_b + I_s, \quad \hat{I}_c = I_c + I_t \quad (A) \quad (116)$$

Empleando técnicas de partición en la ec.(114) escribimos

| | | | | | | | |
|----------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--|--|--|----------------|
| V _a | Z _{aa} | Z _{ab} | Z _{ac} | | | | |
| V _b | Z _{ba} | Z _{bb} | Z _{bc} | | | | |
| V _c | Z _{ca} | Z _{cb} | Z _{cc} | | | | |
| 0 | (Z _{ra} -Z _{aa}) | (Z _{rb} -Z _{ab}) | (Z _{rc} -Z _{ac}) | | | | |
| 0 | (Z _{sa} -Z _{ba}) | (Z _{sb} -Z _{bb}) | (Z _{sc} -Z _{bc}) | | | | |
| 0 | (Z _{ta} -Z _{ca}) | (Z _{tb} -Z _{cb}) | (Z _{tc} -Z _{cc}) | | | | |
| | (Z _{ar} -Z _{aa}) | (Z _{as} -Z _{ab}) | (Z _{at} -Z _{ac}) | | | | I _a |
| | (Z _{br} -Z _{ba}) | (Z _{bs} -Z _{bb}) | (Z _{bt} -Z _{bc}) | | | | I _b |
| | (Z _{cr} -Z _{ca}) | (Z _{cs} -Z _{cb}) | (Z _{ct} -Z _{cc}) | | | | I _c |
| | Z _{rr} | Z _{rs} | Z _{rt} | | | | I _r |
| | Z _{sr} | Z _{ss} | Z _{st} | | | | I _s |
| | Z _{tr} | Z _{ts} | Z _{tt} | | | | I _t |

v / unidad de longitud

(117)

donde todos los elementos de \hat{z} localizados a la derecha inferior de la matriz de impedancias, podemos escribirlas con la fórmula

$$\hat{z}_{pq} = z_{pq} - z_{iq} - z_{ph} + z_{ih} \quad (118)$$

$$i, h = a, b, c; p, q = r, s, t$$

siguiendo la partición de (117) aplicamos la ec. (111) para determinar la nueva matriz de impedancias de (112) ó

$$Z_{nueva} = Z_1 - Z_2 Z_4^{-1} Z_3 \quad (119)$$

La técnica anterior permite el cálculo de la matriz de impedancia de la línea con conductores agrupados, donde cada fase consta de 2 conductores. Este mismo resultado se puede obtener aplicando la ec. (111) con las suscripciones apropiadas y sumando el segundo conductor a cada una de las fases a la vez. El trabajo es el mismo para un u otro caso. Conociendo las matrices de impedancias de los conductores, mediante una transformación calculamos las impedancias de secuencia

$$Z_{012} = A^{-1} Z_{nueva} A \quad \sim / \text{unidad de longitud (120)}$$

II. 3.11 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE LINEAS CON UN HILO DE GUARDA

En muchas líneas de transmisión se emplean hilos de guarda, colocados arriba de los conductores de fase, para proteger a la línea contra descargas atmosféricas directas.

Considerando la disposición de la figura 3.15 donde un hilo de guarda se muestra conectado sólidamente a tierra. Claramente se observa que la ecuación de voltajes de esta disposición es exactamente la misma que la de la figura 3.12 de donde se obtiene la ecuación (102) exepcto que en este caso $V_x = V_w = 0$. Escribiendo la ec. Primitiva

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \\ V_{ww'} \\ V_{dd'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{a'} \\ V_b - V_{b'} \\ V_c - V_{c'} \\ V_w - V_{w'} \\ V_d - V_{d'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{aw} & \bar{Z}_{ad} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bw} & \bar{Z}_{bd} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cw} & \bar{Z}_{cd} \\ \bar{Z}_{wa} & \bar{Z}_{wb} & \bar{Z}_{wc} & \bar{Z}_{ww} & \bar{Z}_{wd} \\ \bar{Z}_{da} & \bar{Z}_{db} & \bar{Z}_{dc} & \bar{Z}_{dw} & \bar{Z}_{dd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_w \\ I_d \end{bmatrix} \quad (121)$$

y
u. de longitud

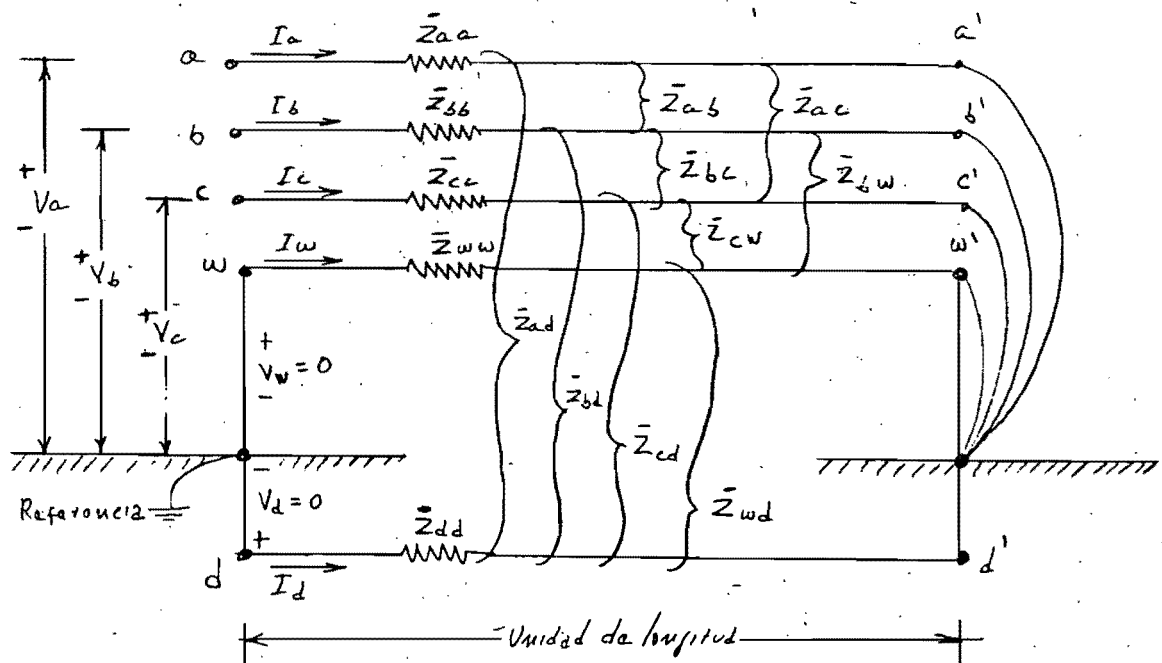


Figura 3.15 Línea trifásica con un hilo de guarda

De la figura 3.15 observamos que el conductor w y d están en paralelo por lo que, la corriente de retorno se divide entre las dos ramas ó $I_a + I_b + I_c = - (I_d + I_w)$.

Reordenando, escribimos;

$$I_d = - (I_a + I_b + I_c + I_w) \quad (122)$$

Empleando este resultado de I_d en la ec. (121), restamos el voltaje V_{dd} en la ecuación, de cada uno de los otros para calcular

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ \vdots \\ V_w=0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{aw} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bw} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cw} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{wa} & Z_{wb} & Z_{wc} & Z_{ww} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ \vdots \\ I_w \end{bmatrix} \quad (123)$$

/unidad de longitud

y como anteriormente

$$\bar{Z}_{pq} = \bar{Z}_{pq} - \bar{Z}_{pd} - \bar{Z}_{dq} + \bar{Z}_{dd} \quad (124)$$

$p, q = a, b, c, w$

Note que Z_{pq} esta definido, para incluir r_a ó r_w cuando $p = q$, pero es puramente imaginaria cuando $p \neq q$, de la ec. (49) - (56) calculamos

$$Z_{pq} = (r_a + r_d) + jwk \ln \frac{D_e}{D_{pq}}, \quad p = q \quad (125)$$

$$= r_d + jwk \ln \frac{D_e}{D_{pq}}, \quad p \neq q \quad \text{/unidad de longitud}$$

Como $V_w = 0$, la ec (123) podemos reducirla a

$$V_{abc} = (Z_1 - Z_2 Z_4^{-1} Z_3) I_{abc} = \hat{Z}_{abc} I_{abc} \quad (126)$$

Donde la partición de Z esta definida en la ec. (111). Sabiendo la operación indicada en la ec. (126), tenemos;

$$\hat{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aw} \\ Z_{bw} \\ Z_{cw} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ Z_{ww} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{wa} & Z_{wb} & Z_{wc} \\ c \end{bmatrix} =$$

$$\begin{matrix} a \\ b \\ c \end{matrix} \begin{bmatrix} (Z_{aa} - \frac{Z_{aw} Z_{wa}}{Z_{ww}}) & (Z_{ab} - \frac{Z_{aw} Z_{wb}}{Z_{ww}}) & (Z_{ac} - \frac{Z_{aw} Z_{wc}}{Z_{ww}}) \\ (Z_{ba} - \frac{Z_{bw} Z_{wa}}{Z_{ww}}) & (Z_{bb} - \frac{Z_{bw} Z_{wb}}{Z_{ww}}) & (Z_{bc} - \frac{Z_{bw} Z_{wc}}{Z_{ww}}) \\ (Z_{ca} - \frac{Z_{cw} Z_{wa}}{Z_{ww}}) & (Z_{cb} - \frac{Z_{cw} Z_{wb}}{Z_{ww}}) & (Z_{cc} - \frac{Z_{cw} Z_{wc}}{Z_{ww}}) \end{bmatrix} \quad (127)$$

/unidad de longitud

ó cada uno de los elementos de la matriz reducida es de la forma

$$\hat{Z}_{pq} = Z_{pq} - \frac{Z_{pw} Z_{wq}}{Z_{ww}} \quad (128)$$

p, q (filas, columnas) = a, b, c

Cada elemento de la matriz es menor por la corrección del factor que involucra la impedancia mutua del hilo de guarda w . Generalmente las líneas trifásicas tienen impedancias mutuas iguales ó $Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc}$. Esto hace que los primeros términos de la diagonal sean iguales, pero las condiciones de sustracción son diferentes, ya que las mutuas de w a a, b, c , son generalmente diferentes.

II. 3.12 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE UNA LINEA NO TRANSPUESTA Y UN HILO DE GUARDA

Para calcular las impedancias de secuencia, nuevamente usamos las ecuaciones (28) a (30), dado que la matriz (127) es simétrica pero con términos mutuos diferentes, las secuencias de (28) se acoplarán por términos recíprocos.

$Z_{012} = A^{-1} \hat{Z}_{abc} A$. (129) se puede apreciar más claramente en el ejemplo 4.9, 4.11. (Anderson)

II 3.13 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE UNA LINEA TRANSPUESTA CON UN HILO DE GUARDA

El acoplamiento entre secuencias puede reducirse y eliminarse si la línea se transpone adecuadamente. Considerando que la línea se transpone de acuerdo a la figura 3.11. Dejando las tres posiciones de los conductores de igual manera pero ahora las vamos a identificar como α , β y γ de tal forma que la disposición es de acuerdo a la tabla 3.III. Por consiguiente la impedancia de cada sección transpuesta puede determinarse mediante la ecuación (127) con el resultado mostrado en la tabla 3.IV.

La impedancia total en ohms por unidad de longitud es la suma de las tres matrices de la tabla 3.IV

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = S \begin{bmatrix} f_1 z_{f1} + f_2 z_{f2} + f_3 z_{f3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (130)$$

Tabla 3.III Ordenamiento de conductores en sección de transposición

| SECCION | LONGITUD | POSICION | FASES |
|---------|----------|-------------------------|-----------|
| 1 | f1s | α, β, γ | a - b - c |
| 2 | f2s | α, β, γ | c - a - b |
| 3 | f3s | α, β, γ | b - c - a |

TABLA 3.IV IMPEDANCIAS DE LAS SECCIONES TRANSPUESTAS

SECCION MATRIZ DE IMPEDANCIAS (\sim /unidad de longitud)

| | | | | |
|----|------------|--|--|--|
| S1 | $Z_{f1} =$ | $Z_{\alpha\alpha} - \frac{Z_{\alpha W} Z_{W\alpha}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\alpha\beta} - \frac{Z_{\alpha W} Z_{W\beta}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\alpha\gamma} - \frac{Z_{\alpha W} Z_{W\gamma}}{Z_{WW}}$ |
| | | $Z_{\beta\alpha} - \frac{Z_{\beta W} Z_{W\alpha}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\beta\beta} - \frac{Z_{\beta W} Z_{W\beta}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\beta\gamma} - \frac{Z_{\beta W} Z_{W\gamma}}{Z_{WW}}$ |
| | | $Z_{\gamma\alpha} - \frac{Z_{\gamma W} Z_{W\alpha}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\gamma\beta} - \frac{Z_{\gamma W} Z_{W\beta}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\gamma\gamma} - \frac{Z_{\gamma W} Z_{W\gamma}}{Z_{WW}}$ |
| S2 | $Z_{f2} =$ | $Z_{\beta\beta} - \frac{Z_{\beta W} Z_{W\beta}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\beta\gamma} - \frac{Z_{\beta W} Z_{W\gamma}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\beta\alpha} - \frac{Z_{\beta W} Z_{W\alpha}}{Z_{WW}}$ |
| | | $Z_{\gamma\beta} - \frac{Z_{\gamma W} Z_{W\beta}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\gamma\gamma} - \frac{Z_{\gamma W} Z_{W\gamma}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\gamma\alpha} - \frac{Z_{\gamma W} Z_{W\alpha}}{Z_{WW}}$ |
| | | $Z_{\alpha\beta} - \frac{Z_{\alpha W} Z_{W\beta}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\alpha\gamma} - \frac{Z_{\alpha W} Z_{W\gamma}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\alpha\alpha} - \frac{Z_{\alpha W} Z_{W\alpha}}{Z_{WW}}$ |
| S3 | $Z_{f3} =$ | $Z_{\gamma\gamma} - \frac{Z_{\gamma W} Z_{W\gamma}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\gamma\alpha} - \frac{Z_{\gamma W} Z_{W\alpha}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\gamma\beta} - \frac{Z_{\gamma W} Z_{W\beta}}{Z_{WW}}$ |
| | | $Z_{\alpha\gamma} - \frac{Z_{\alpha W} Z_{W\gamma}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\alpha\alpha} - \frac{Z_{\alpha W} Z_{W\alpha}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\alpha\beta} - \frac{Z_{\alpha W} Z_{W\beta}}{Z_{WW}}$ |
| | | $Z_{\beta\gamma} - \frac{Z_{\beta W} Z_{W\gamma}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\beta\alpha} - \frac{Z_{\beta W} Z_{W\alpha}}{Z_{WW}}$ | $Z_{\beta\beta} - \frac{Z_{\beta W} Z_{W\beta}}{Z_{WW}}$ |

3.14 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE UNA LINEA CON DOS HILOS DE GUARDA

El sistema trifásico, con un conductor por fase y dos hilos de guarda se analiza de la misma manera como el caso de un hilo de guarda. El sistema se muestra en la figura 3.16 donde los hilos de guarda u y w están conectados sólidamente a tierra en cada uno de los extremos.

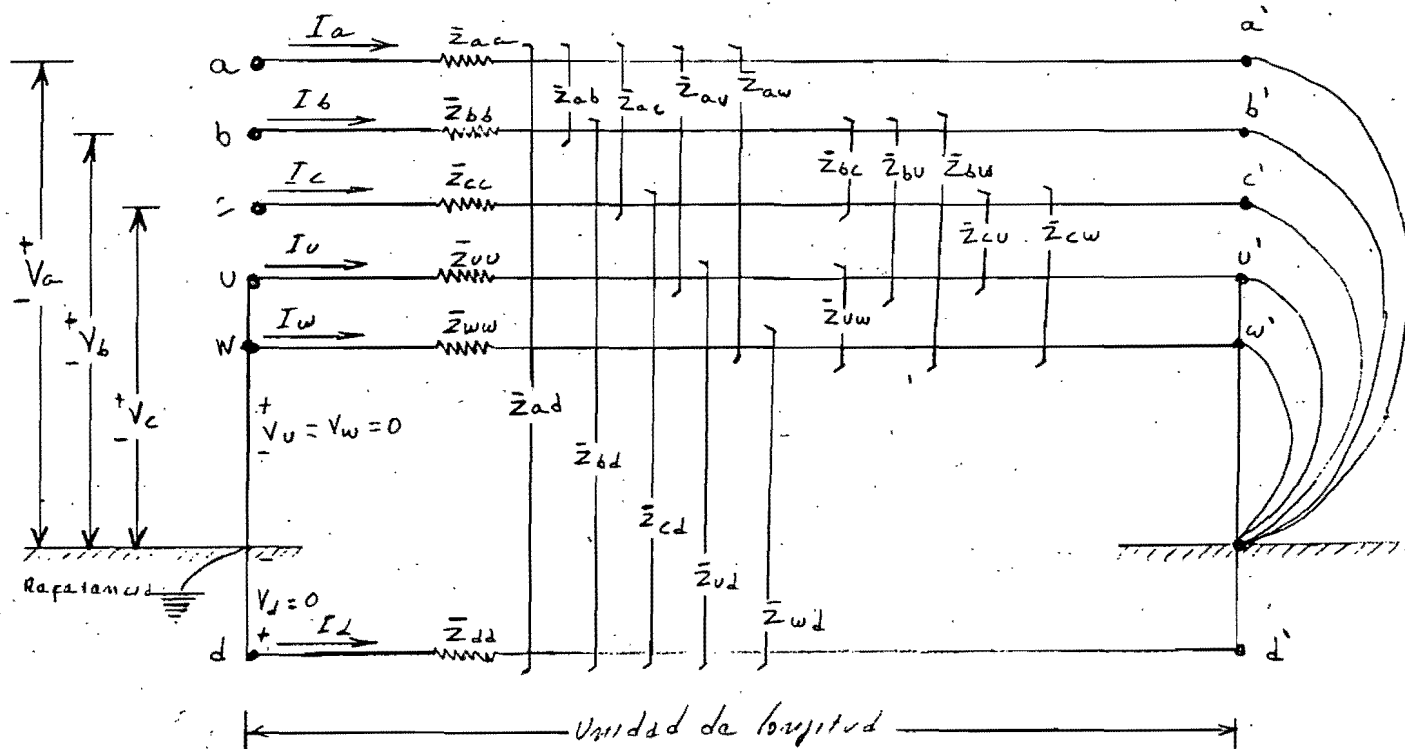


Figura 3.16 Línea trifásica con dos hilos de guarda

La ecuación de voltajes primitivos es:

| | | | | | | | | | |
|-----------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-------|-------------------------------|
| $V_{aa'}$ | $V_a - V_{a'}$ | \bar{Z}_{aa} | \bar{Z}_{ab} | \bar{Z}_{ac} | \bar{Z}_{au} | \bar{Z}_{aw} | \bar{Z}_{ad} | I_a | V/unidad de longitud (131) |
| $V_{bb'}$ | $V_b - V_{b'}$ | \bar{Z}_{ba} | \bar{Z}_{bb} | \bar{Z}_{bc} | \bar{Z}_{bu} | \bar{Z}_{bw} | \bar{Z}_{bd} | I_b | |
| $V_{cc'}$ | $V_c - V_{c'}$ | \bar{Z}_{ca} | \bar{Z}_{cb} | \bar{Z}_{cc} | \bar{Z}_{cu} | \bar{Z}_{cw} | \bar{Z}_{cd} | I_c | |
| $V_{uu'}$ | $V_u - V_{u'}$ | \bar{Z}_{ua} | \bar{Z}_{ub} | \bar{Z}_{uc} | \bar{Z}_{uu} | \bar{Z}_{uw} | \bar{Z}_{ud} | I_u | |
| $V_{ww'}$ | $V_w - V_{w'}$ | \bar{Z}_{wa} | \bar{Z}_{wb} | \bar{Z}_{wc} | \bar{Z}_{wu} | \bar{Z}_{ww} | \bar{Z}_{wd} | I_w | |
| $V_{dd'}$ | $V_d - V_{d'}$ | \bar{Z}_{da} | \bar{Z}_{db} | \bar{Z}_{dc} | \bar{Z}_{du} | \bar{Z}_{dw} | \bar{Z}_{dd} | I_d | |

Como la corriente de retorno se divide entre las ramas d, u, y w tenemos;

$$I_a + I_b + I_c = - (I_d + I_u + I_w) \quad (132)$$

$$I_d = - (I_a + I_b + I_c + I_u + I_w)$$

Haciendo esta sustitución en la ec. 131 y restando Vdd' de cada uno de los otros voltajes, calculamos;

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_u=0 \\ V_w=0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{au} & Z_{aw} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bu} & Z_{bw} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cu} & Z_{cw} \\ Z_{ua} & Z_{ub} & Z_{uc} & Z_{uu} & Z_{uw} \\ Z_{wa} & Z_{wb} & Z_{wc} & Z_{wu} & Z_{ww} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_u \\ I_w \end{bmatrix} \quad (133)$$

V/unidad de longitud

Donde definimos $Z_{pq} = \bar{Z}_{pq} - \bar{Z}_{pd} - \bar{Z}_{dq} + \bar{Z}_{dd}$; p,q = a,b,c,u,w.

Reconocemos que esta ecuación matricial puede reducirse a un sistema de tercer orden, con las variables suscritas a, b, c, llamando al resultado matriz de impedancia \hat{Z}_{abc} , tenemos;

$$\hat{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{au} & Z_{aw} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bu} & Z_{bw} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cu} & Z_{cw} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{uu} & Y_{uw} & Z_{va} & Z_{ub} & Z_{uc} \\ Y_{wu} & Y_{ww} & Z_{wa} & Z_{wb} & Z_{wc} \end{bmatrix} \quad (134)$$

1/unidad de longitud

Donde tenemos definido

$$\begin{bmatrix} Y_{uu} & Y_{uw} \\ Y_{wu} & Y_{ww} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{uu} & Z_{uw} \\ Z_{wu} & Z_{ww} \end{bmatrix}^{-1} = \frac{1}{\det Z_{uw}} \begin{bmatrix} Z_{ww} & -Z_{uw} \\ -Z_{wu} & Z_{uu} \end{bmatrix} \quad (135)$$

Donde el determinante $Z_{uw} = Z_{uu} Z_{ww} - Z_{uw} Z_{wu}$. podemos demostrar que cualquier elemento de (134) puede describirse como;

$$\hat{Z}_{pq} = Z_{pq} - \frac{Z_{pu} Z_{ww} Z_{uq} - Z_{pw} Z_{wu} Z_{uq} + Z_{pw} Z_{uu} Z_{wq} - Z_{pu} Z_{uw} Z_{wq}}{Z_{uu} Z_{ww} - Z_{uw} Z_{wu}}$$

$$p, q \text{ (filas, columnas) } = a, b, c \quad (136)$$

Es parecido este resultado al que se obtuvo cuando consideramos un hilo de guarda (ec. 127).

II. 3.15 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE UNA LINEA TRANSPUESTA CON DOS HILOS DE GUARDA

Si la línea es transpuesta, las tres matrices pueden ser sumadas para determinar la impedancia total

Z_{abc} . Similarmente como se hizo en las de la tabla 3-IV. Este resultado puede ser transformado a Z_{012} de acuerdo a la transformación empleada anteriormente.

Para cualquier transposición de una línea, escribimos

$$\begin{bmatrix} Z_{aa} \\ Z_{bb} \\ Z_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1 & f_2 & f_3 \\ f_3 & f_1 & f_2 \\ f_2 & f_3 & f_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{\alpha\alpha} \\ Z_{\beta\beta} \\ Z_{\gamma\gamma} \end{bmatrix} \quad (137)$$

unidad de longitud

$$\begin{bmatrix} Z_{ab} \\ Z_{bc} \\ Z_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1 & f_2 & f_3 \\ f_3 & f_1 & f_2 \\ f_2 & f_3 & f_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{\alpha\beta} \\ Z_{\beta\gamma} \\ Z_{\gamma\alpha} \end{bmatrix} \quad (138)$$

unidad de longitud

Donde las cantidades con subscrición griega estan definidas por la ecuación (136) con $p, q = \alpha, \beta, \gamma$.

II 3.16 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA DE UNA LINEA CON N HILOS DE GUARDA

Raramente se construyen líneas con más de dos hilos de guarda, pero los cálculos de las impedancias de la línea se pueden hacer considerando cualquier número de hilos de guarda por los métodos usados en las secciones previas. El caso más general es el de considerar n hilos de guarda, donde n es cualquier número entero. Este problema es solamente de interes académico, que veremos en forma breve.

Si hay n conductores de guarda, la matriz de impedancia primitiva será de orden $3+n+1$ y el conductor de tierra para reducir el sistema al orden $3+n$. Podemos reducir la matriz de impedancia a la forma usual de tercer orden por la ecuación;

$$Z_{abc} = Z_1 - Z_2 Z_4^{-1} Z_3 \quad (139)$$

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{a1} \dots & Z_{an} \\ Z_{b1} \dots & Z_{bn} \\ Z_{c1} \dots & Z_{cn} \end{bmatrix} Z_4^{-1} \begin{bmatrix} Z_{1a} & Z_{1b} & Z_{1c} \\ \dots & \dots & \dots \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} \end{bmatrix}$$

donde

$$Z_n = \begin{bmatrix} Z_{11} & \dots & Z_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ Z_{n1} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (140)$$

Z_n es la matriz de impedancias propias y mutuas de los conductores de guarda que es no singular ($\neq 0$).

II.4 CAPACITANCIAS DE SECUENCIAS EN LINEAS DE TRANSMISION

En este subcapítulo examinaremos la admitancia en derivación de las líneas aéreas de transmisión. En este tipo de líneas la admitancia en derivación es una susceptancia pura dado que la conducción de corriente entre los conductores, o entre conductores y tierra, es despreciable. Además esta susceptancia es puramente capacitiva. Iniciamos con el cálculo de la capacitancia al neutro de una línea aislada y analizamos el método adecuado para los problemas más comunes. Posteriormente examinaremos la capacitancia entre conductores (capacitancias mutuas) y la capacitancia en líneas no transpuestas, así como su factor de desbalance electroestático.

II.4.1 CAPACITANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA EN L.T

La capacitancia a tierra de cada una de las fases de una línea transpuesta se determina mediante la relación lineal de la densidad de carga al voltaje, promediada para cada sección de la transposición. La caída de voltaje de un punto 1 a un punto 2 y una densidad de carga q_x , se obtiene por;

$$V_{12} = \frac{q_x}{2\pi\epsilon} \ln \frac{D_{x2}}{D_{x1}} \quad (001)$$

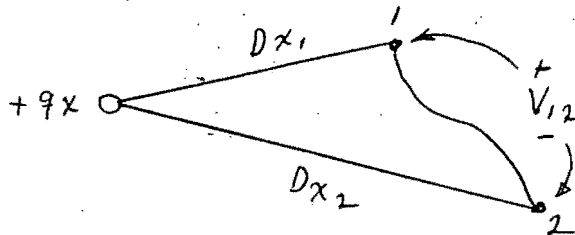


Figura 4.1 Configuración de la ecuación (001)

Podemos llamar a D_{xx} , radio del conductor, la figura 4.1 ilustra las distancias d_x presadas en la ecuación (001) Note que si $q_x > 0$, y $D_{x2} > D_{x1}$ entonces la caída de potencial (V_{12}) es positivo, de acuerdo a la polaridad indicada.

Como la línea de transmisión es pasiva, la capacitancia de secuencia positiva y negativa son las mismas por que los parámetros físicos no cambian con un cambio en la secuencia del voltaje aplicado. La expresión para determinar la capacitancia al neutro de una línea trifásica transpuesta es:

$$C_n = \frac{k^1}{\ln (D_m / r)} \quad \text{nF/unidad de longitud, al neutro.} \quad (002)$$

Donde D_m es el radio medio geométrico que para una línea trifásica es $D_m = (D_{ab} D_{bc} D_{ca})^{1/3} = D_{eq.}(D_{ab}, D_{bc}, D_{ca})$ que son las distancias entre conductores. r es el radio del conductor por fase y k' es una constante que depende de las unidades de longitud, el valor empleado para nuestros calculos es $k' = 82.525$ por emplear millas y logaritmo natural, otra constante que empleamos es $wk' = 33750.07$; ($w = 376.991$ rad/seg.). se usa el radio del conductor por que la carga recide en la superficie del mismo.

Para generalizar la ecuación (2), reemplazamos a r por D_s' :

$$C_n = \frac{k'}{\ln(D_m / D_s')} \quad nF/\text{unidad de longitud.} \quad (3)$$

y $b_n = w C_n \quad nmho/\text{unidad de longitud.}$

Donde $D_s' = (D_{s1}' \times D_{s2}' \times D_{s3}')^{1/3}$ y $D_{s'i}$ = distancia media geométrica del centro del conductor al radio exterior en la parte i de una transposición. Normalmente el rango de b_n es de 4.8 al 5.5 micro mho/milla para líneas aéreas del circuito simple y 60 Hz.

Si consideramos las imagenes de los conductores la expresión 143 se modifica (ver figura 4.2).

$$C_n = \frac{k'}{\ln(D_m / D_s') - \ln(H_{12} H_{23} H_{31} / H_1 H_2 H_3)^{1/3}} \quad nF/u.de l. \quad (4)$$

Analizando $\ln(H_{12} H_{23} H_{31} / H_1 H_2 H_3)^{1/3}$ (5)

Podemos ver que si la elevación de los conductores es mayor que la separación entre los mismos, el resultado del logaritmo será próximo a cero.

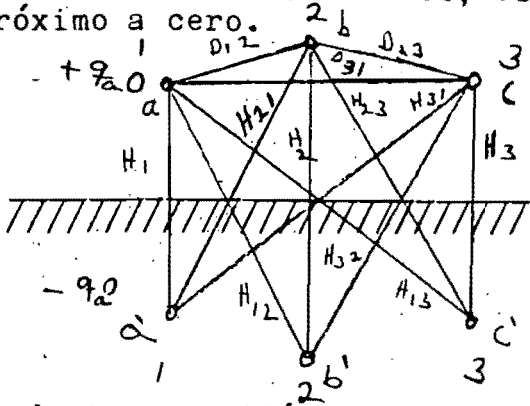


Figura 4.2 Conductores trifásicos y sus imagenes.

4.2 CAPACITANCIA DE SECUENCIA CERO DE UNA LINEA TRANSPUESTA

Calculamos la susceptancia de secuencia cero, usando el método de las imágenes, aplicando cargas de secuencia cero y calculamos la capacitancia de una línea transpuesta. Primero consideramos una línea sin hilos de guarda y después una línea con hilos de guarda.

Capacitancia Sin Hilos de Guardia. Considerando el sistema de la figura 4.2, donde las cargas q_{a0} , q_{b0} , y q_{c0} residen sobre el conductor a, b, y c respectivamente, las cargas negativas de estos residen en los conductores imágenes; por lo que la caída de voltaje del conductor a al neutro es la mitad de la caída de voltaje $V_{aa'}$, ó si ϵ es la permitividad;

$$V_{a0} = (1/2) V_{aa'} = (1/2) \int_{D_1}^{D_2} \frac{q_i}{2\pi\epsilon x} dx = \frac{q_i}{4\pi\epsilon} \ln \left(\frac{D_2}{D_1} \right) \quad (6)$$

$$= 1/4\pi\epsilon (q_{a0} \ln H_1/r_a + q_{b0} \ln H_2/D_{12} + q_{c0} \ln H_3/D_{31} - q_{a0} \ln r_a/H_1 - q_{b0} \ln D_{12}/H_2 - q_{c0} \ln D_{31}/H_3) \quad (7)$$

Simplificando

$$V_{a0} = 1/2\pi\epsilon (q_{a0} \ln H_1/r_a + q_{b0} \ln H_2/D_{12} + q_{c0} \ln H_3/D_{31}) \quad (8)$$

En forma similar

$$V_{b0} = 1/2\pi\epsilon (q_{a0} \ln H_2/D_{12} + q_{b0} \ln H_2/r_b + q_{c0} \ln H_3/D_{32}) \quad (9)$$

$$V_{c0} = 1/2\pi\epsilon (q_{a0} \ln H_3/D_{13} + q_{b0} \ln H_2/D_{23} + q_{c0} \ln H_3/r_c) \quad (10)$$

por definición conocemos

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} \quad (11)$$

De acuerdo a las ecuaciones (8) a (10) concluimos que

$$q_{a0} \neq q_{b0} \neq q_{c0} \quad (12)$$

en cualquier sección de la transposición, pero para los espaciamientos usuales estas cargas son aproximadamente iguales si consideramos cargas iguales en un ciclo de transposición completo ó

$$q_{a0} = q_{b0} = q_{c0} \quad (12)$$

el voltaje se convierte en un valor promedio de los tres voltajes dados por las ecs. (8) a (10) ó

$$V_{a0} \approx (V_{a0} + V_{b0} + V_{c0}) / 3$$

Sabiendo esta operación, calculamos

$$V_{ao} = \frac{3q_{ao}}{2\pi\epsilon E} \ln \left[\frac{H_1 H_2 H_3 (H_{12} H_{23} H_{31})^2}{\gamma_a \gamma_b \gamma_c (D_{12} D_{23} D_{31})^2} \right]^{(1/9)} \quad (13)$$

ó observamos que

$$V_{ao} = \frac{3q_{ao}}{2\pi\epsilon E} \ln H_{aa}/D_{aa} \quad (14)$$

donde

H_{aa} = DMG entre los tres conductores y sus imágenes

D_{aa} = DMG propia de los conductores aéreos como un grupo compuesto, pero con D_s de cada conductor tomado como sus radios.

Entonces

$$\begin{aligned} C_o &= q_{ao}/V_{ao} = 2\pi\epsilon E/3 \ln (H_{aa}/D_{aa}) \text{ F/m/fase} \\ &= (1/3)K'/\ln (H_{aa}/D_{aa}) \text{ nF/ unidad de longitud} \end{aligned}$$

Como regla, el rango de los valores de C_o es entre 2.5 - 3.5 μ mho/milla, para circuitos simples de líneas aéreas y que trabajen a 60Hz.

Capacitancia Con Hilos de Guarda. Para resolver los problemas de capacitancia con hilos de guarda, primero analizamos el caso de un conductor simple a con un alambre de guarda g como se muestra en la figura 4.3, posteriormente esta la extenderemos para una situación general.

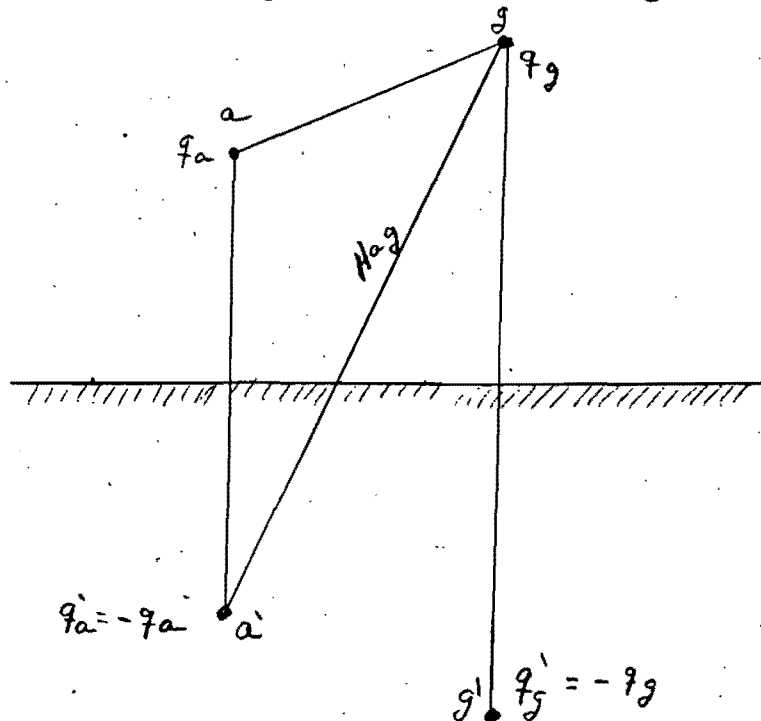


Figura 4.3 Un conductor con un hilo de guarda

De acuerdo a la figura 3, escribimos

$$V_a = (1/2) V_{aa'} = \frac{1}{2\pi\epsilon} (q_a \ln \frac{H_a}{r_a} + q_g \ln \frac{H_{ag}}{D_{ag}}) \quad (16)$$

así mismo

$$V_g = 0 = (1/2) V_{gg'} = \frac{1}{2\pi\epsilon} (q_a \ln \frac{H_{ag}}{D_{ag}} + q_g \ln \frac{H_g}{r_g}) \quad (17)$$

Resolviendo (16) y (17) para q_a , tenemos

$$q_a = \frac{2\pi\epsilon V_a \ln (H_g/r_g)}{\ln \frac{H_a}{r_a} \ln \frac{H_g}{r_g} - (\ln H_{ag}/D_{ag})^2} \quad (18)$$

Ahora suponiendo que el conductor a es el compuesto de los conductores trifásicos y el conductor g es el compuesto de n hilos de guarda. Entonces q_a es la carga total de los tres conductores ϕ , si todos los conductores tienen la misma carga,

$$q_{a\phi} = (1/3) q_a \quad (19)$$

como $V_{a\phi} = V_{b\phi} = V_{c\phi}$, tenemos

$$V_{a\phi} = V_a \quad (20)$$

Considerando (18 \rightarrow 20) calculamos

$$C_{\phi} = \frac{(1/3)K' \ln (H_{gg}/D_{gg})}{\ln \frac{H_{aa}}{D_{aa}} \ln \frac{H_{gg}}{D_{gg}} - (\ln \frac{H_{ag}}{D_{ag}})^2} \text{ nF/unidad de longitud/fase} \quad (21)$$

Donde

D_{aa} = tiene el mismo significado como en la ec. (4)

D_{gg} = DMG Propia de los hilos de guarda $D_s = r_g$

D_{ag} = DMG entre los conductores de fase y hilos de guarda

H_{aa} = DMG entre los conductores de fase y las imágenes

H_{gg} = DMG entre los hilos de guarda y sus imágenes

H_{ag} = DMG entre los conductores de fase e imágenes de hilos de guarda

II. 4.3 CAPACITANCIAS MUTUAS DE LINEAS DE TRANSMISION

En párrafos precedentes consideramos la capacitancia entre un conductor cargado y tierra, para cargas de secuencia positiva, negativa y cero. Ahora ampliaremos nuestra consideración a la capacitancia entre conductores próximos llamada "capacitancia mutua".

Trataremos la transposición de una línea trifásica simple y consideraremos brevemente el efecto de los hilos de guarda. Posteriormente veremos la desimetría en líneas no transpuestas.

Considerando un grupo de n conductores con una densidad de carga q_a, q_b, \dots, q_n , localizados sobre el plano de tierra, como se muestra en la figura 4.4. Usando el método de las imágenes calculamos la caída de voltajes entre los puntos 1 y 2 por el método de superposición. De la ecuación 4.1, tenemos,

$$V_{12} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} (q_a \ln \frac{D_{a2}}{D_{a1}} + q_b \ln \frac{D_{b2}}{D_{b1}} + \dots + q_n \ln \frac{D_{n2}}{D_{n1}} - q_a \ln \frac{H_{a2}}{H_{a1}} - q_b \ln \frac{H_{b2}}{H_{b1}} - \dots - q_n \ln \frac{H_{n2}}{H_{n1}}) (V) \tag{4.22}$$

Donde las D 's son distancias entre conductores o puntos sobre el nivel de tierra y las H 's son distancias entre conductores y sus cargas imagen y de esta manera calculamos los voltajes de todos los conductores a tierra, podemos notar que

$$\begin{aligned} V_a &= 1/2 V_{aa'} \\ V_b &= 1/2 V_{bb'} \\ &\dots \\ V_n &= 1/2 V_{nn'} \end{aligned} \tag{4.23}$$

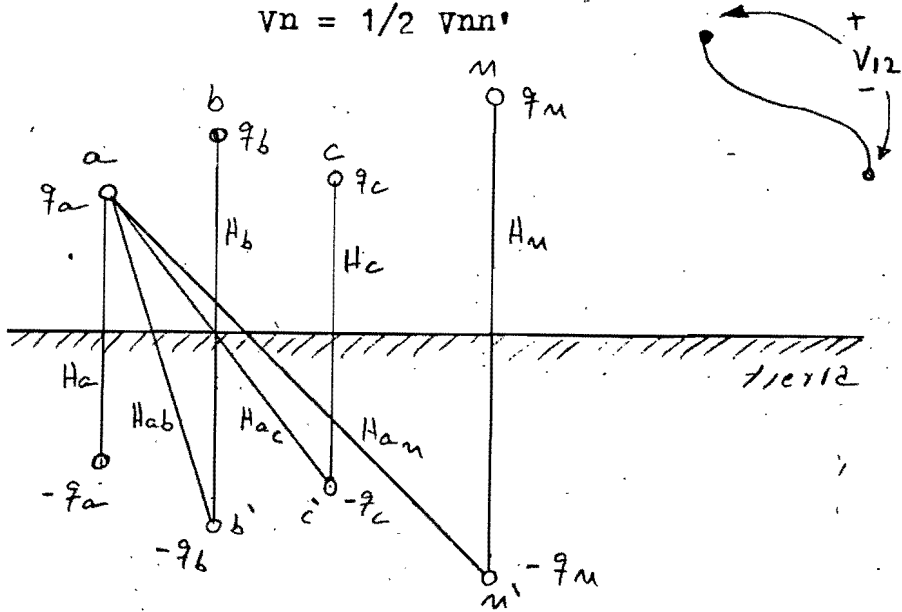


figura 4.4 Grupo de n cargas lineales y sus imágenes.

Entonces, por ejemplo

$$V_a = (1/2) V_{aa'} = 1/(4\pi\epsilon) (q_a \ln \frac{H_a}{r_a} + q_b \ln \frac{H_{ab}}{D_{ab}} + \dots + q_n \ln \frac{H_{an}}{D_{an}} - q_a \ln \frac{r_a}{H_a} - q_b \ln \frac{D_{ab}}{H_{ab}} - \dots - q_n \ln \frac{D_{an}}{H_{an}}) \quad (4.24)$$

Combinando términos tenemos

$$V_a = \frac{1}{2\pi\epsilon} (q_a \ln \frac{H_a}{r_a} + q_b \ln \frac{H_{ab}}{D_{ab}} + \dots + q_n \ln \frac{H_{an}}{D_{an}}) (V) \quad (4.25)$$

De forma similar

$$V_b = \frac{1}{2\pi\epsilon} (q_a \ln \frac{H_{ab}}{D_{ab}} + q_b \ln \frac{H_b}{r_b} + \dots + q_n \ln \frac{H_{bn}}{D_{bn}}) (V) \quad (4.26)$$

$$\dots$$

$$V_n = \frac{1}{2\pi\epsilon} (q_a \ln \frac{H_{an}}{D_{an}} + q_b \ln \frac{H_{bn}}{D_{bn}} + \dots + q_n \ln \frac{H_n}{r_n}) (V) \quad (4.26)$$

Generalmente las ecuaciones 4.25 y 4.26 se escriben en forma matricial como;

$$V = p q \quad (4.27)$$

Donde V es el vector voltaje, q es el vector carga, y p es una matriz de coeficientes llamada "Coeficientes de potencias"

Donde

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{H_i}{r_i}, \quad i = j \quad (4.28)$$

$$= \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \frac{H_{ij}}{D_{ij}}, \quad i \neq j \quad F^{-1}m$$

Si p es no singular y existe su inversa p^{-1} podemos escribir la ecuación (4.27) como;

$$q = c v \quad (4.29)$$

Donde

$$c = p^{-1} \quad (4.30)$$

Los elementos de la matriz C son llamados "Coeficientes de Maxwell" ó en forma más específica "Coeficientes de capacitancia" cuando nos referimos a los términos de la diagonal, y los llamamos "Coeficientes de inducción electrostática" cuando nos referimos a los términos fuera de la diagonal. Estos coeficientes pueden relacionar las cargas y los voltajes del sistema, considerando un corto circuito por ejemplo, con;

$$V = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.31)$$

Con $V_a = 1$ y todos los otros voltajes, cero (cortos circuitados), determinamos la primera columna de C

$$\begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ \dots \\ q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{aa} \\ -C_{ba} \\ \dots \\ -C_{na} \end{bmatrix} \quad C/m \quad (4.32)$$

El signo negativo de los términos fuera de la diagonal aparecen debido a que los coeficientes de p en la ec. (4.27) son todos positivos. Por lo que la inversa de p es

$$C = p^{-1} = \frac{\text{Adg}p}{\det p} = \frac{(p_{ij})^t}{\det p} \quad (4.33)$$

Donde p_{ij} es el cofactor del elemento p_{ij} pero

$$p_{ij} = (-1)^{i+j} M_{ij} \quad (4.34)$$

Donde M_{ij} es el menor elemento de p_{ij}

$$\begin{aligned} C_{ij} &= \frac{M_{ij}}{\det p} \quad \text{para } i = j \text{ o } (i+j) \text{ iguales} \\ &= -\frac{M_{ij}}{\det p} \quad \text{para } i \neq j \text{ o } (i+j) \text{ impar} \end{aligned} \quad (4.35)$$

Entonces

$$C = \begin{bmatrix} + C_{aa} & -C_{ab} & \dots & -C_{an} \\ -C_{ba} & +C_{bb} & \dots & -C_{bn} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -C_{na} & -C_{nb} & \dots & +C_{nn} \end{bmatrix} \quad F/m \quad (4.36)$$

y únicamente los términos de la diagonal tienen signo positivo. Los coeficientes (C_{ij}) son capacitancias y se pueden determinar por superposiciones, aplicando 1 volt. al conductor a, b, etc., siempre con todos los otros conductores cortocircuitados a tierra. El signo negativo, realmente significa, que si aplicamos un potencial positivo a un conductor, induce una carga negativa en los otros conductores. Esto es ~~incorrecto~~ inconfundiblemente correcto dado que la aplicación de un voltaje de c.d a un capacitor se hace a una placa positiva y a la placa marcada como negativa.

La ecuación (4.29) es la relación para las capacitancias propias y mutuas de un sistema de n conductores..

Escribiendo la ecuación (4.29) en términos fasoriales de densidad de carga y voltaje, tenemos;

$$Q = CV \quad (4.37)$$

Escribiendo el fasor de la corriente tenemos

$$\mathbf{I} = j\omega \mathbf{a} = j\omega \mathbf{C} \mathbf{v} \quad (4.38)$$

que también podemos escribirla como

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} \mathbf{V} \quad (4.39)$$

escribiendo la admitancia en forma fasorial, tenemos

$$\mathbf{Y} = j\omega \mathbf{C} \quad (4.40)$$

De la ecuación (4.39) interpretamos que

$$\begin{aligned} Y_{kk} &= \text{suma de todas las admitancias conectadas a K} \quad (4.41) \\ &= j\omega C_{kk} \quad \text{una suceptancia capacitiva} \end{aligned}$$

$$Y_{km} = \text{el negativo, de todas las admitancias conectadas entre k y m}$$

$$= -j\omega C_{km} \quad (4.42)$$

o la admitancia actual entre k y m es

$$Y_{km} = -Y_{km} = g_{km} + jb_{km} = +j\omega C_{km} \quad (4.43)$$

lo cual es, otra vez una suceptancia capacitiva.

De las ecuaciones (4.40) y (4.43) visualizamos en circuito equivalente como se muestra en la figura 4.5. Como Y_{kk} está definido en la ecuación (4.41), las capacitancias a tierra son;

$$\begin{aligned} C_{ag} &= C_{aa} - C_{ab} - C_{ac} - \dots - C_{an} \quad \text{F/m} \\ C_{bg} &= -C_{ba} + C_{bb} - C_{bc} - \dots - C_{bn} \quad \text{F/m} \\ \dots & \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \\ C_{nj} &= -C_{na} - C_{nb} - C_{nc} - \dots + C_{nn} \quad \text{F/m} \end{aligned} \quad (4.44)$$

Con las capacitancias así definidas, se ve fácilmente que la suma de las admitancias conectadas al nodo K en verdad es Y_{kk} .

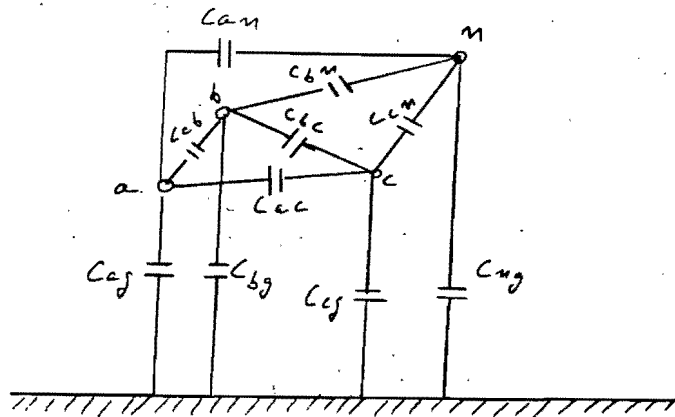


Figura 4.5 Capacitancias propias y mutuas de un sistema de n fases.

4.4 CAPACITANCIAS PROPIAS Y MUTUAS DE UNA LINEA TRIFASICA SIN HILOS DE GUARDA

Considerando un caso especial de las capacitancias mutuas, considerando tres conductores cargados de una línea trifásica transpuesta sin hilos de guarda.

De las ecuaciones de potencial 4.25 y 4.26 son, en términos de coeficientes de potencial $V = Pq$, o

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \end{bmatrix} \quad V \quad (4.45)$$

Donde los elementos de P se dan en la ec. (4.28). La ecuación para determinar la carga, se determina a partir de los coeficientes de Maxwell's, $q = c v$, o;

$$\begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{aa} & -C_{ab} & -C_{ac} \\ -C_{ba} & C_{bb} & -C_{bc} \\ -C_{ca} & -C_{cb} & C_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad C/m \quad (4.46)$$

Donde los elementos de C están dados por la ec. (4.35) dejando $\det. P = P_{aa}(P_{bb}P_{cc} - P_{bc}^2) - P_{ab}P_{cc} + 2P_{ab}P_{bc}P_{ac} - P_{ac}^2P_{bb}$

Calculando los menores (note que $P_{ik} = P_{ki}$) (4.47)

$$\begin{aligned} M_{aa} &= P_{bb}P_{cc} - P_{bc}^2 & M_{ab} &= P_{ab}P_{cc} - P_{ac}P_{bc} \\ M_{bb} &= P_{aa}P_{cc} - P_{ac}^2 & M_{ac} &= P_{ab}P_{bc} - P_{bb}P_{ac} \\ M_{cc} &= P_{aa}P_{bb} - P_{ab}^2 & M_{bc} &= P_{aa}P_{bc} - P_{ab}P_{ac} \end{aligned}$$

Para calcular los elementos de c, se hacen con la ec. 4.35. Para determinar las capacitancias a tierra partimos de la ec. (4.44).

$$\begin{aligned} C_{ag} &= C_{aa} - C_{ab} - C_{ac} \quad F/m \\ C_{bg} &= C_{bb} - C_{ab} - C_{bc} \quad F/m \\ C_{cg} &= C_{cc} - C_{ac} - C_{bc} \quad F/m \end{aligned} \quad (4.48)$$

Estas capacitancias las podemos simbolizar en la figura 4.6 donde las capacitancias se muestran como elementos de un circuito.

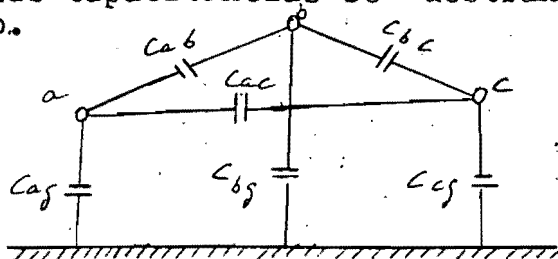


figura 4.5 Capacitancias de una línea trifásica sin hilos de guarda.

Si la línea es transpuesta en las secciones f1, f2 y f3 la ecuación de voltajes (4.45), puede escribirse usando la notación de la sección 3. Así escribimos

$$q_{abc} = (f_1 C_{123} + f_2 C_{231} + f_3 C_{312}) V_{abc} \text{ (C/m)} \quad (4.49)$$

Donde

$$C_{231} = R\phi^{-1} C_{123} R\phi, \quad C_{312} = R\phi C_{123} R\phi^{-1}$$

C_{123} esta definida por la matriz de los coeficientes de Maxwell's para la sección f1. La matriz de potencial se de termina por la inversión de la matriz de la ec. (4.49).

Si la línea es completamente transpuesta, cada una de las fases ocupará cada una de las posiciones, para un tercio de la longitud total. Dado que cada sección es un tercio de la longitud total, la capacitancia por fase por metro consta de un tercio de metro de cada una de C_{ab} , C_{bc} , y C_{ca} ó

$$C_{mo} = (1/3) (C_{ab} + C_{bc} + C_{ca}) \text{ (F/m)} \quad (4.50)$$

Donde

$$C_{so} = (1/3) (C_{aa} + C_{bb} + C_{cc}) \text{ F/m} \quad (4.51)$$

En forma similar, para las capacitancias a tierra

$$C_{go} = (1/3) (c_{ag} + c_{bg} + c_{cg}) = (C_{so} - 2C_{mo}) \text{ F/m} \quad (4.52)$$

Actualmente estas "capacitancias transpuestas" son el promedio de las capacitancias vistas por cada una de las fases en cada sección de transposición. La capacitancia a tierra puede ser como una combinación de la capacitancia propia C_s y la capacitancia mutua C_n .

II. 4.5 CAPACITANCIAS DE SECUENCIA DE UNA LINEA TRANSPUESTA SIN HILOS DE GUARDA

Considerando una línea trifásica, cuya capacitancia es ta descrita por los coeficientes de Maxwell's como $q = C\bar{v}$, don de q y v son fasores.

Escribiendo la capacitancia en las coordenadas 0-1-2 tenemos;

$$C_{012} = A^{-1}CA = \begin{bmatrix} C_{00} & C_{01} & C_{02} \\ C_{10} & C_{11} & C_{12} \\ C_{20} & C_{21} & C_{22} \end{bmatrix} \quad (4.53)$$

sustituyendo equivalencias en la ec. 4.53, tenemos

$$C_{012} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 \\ (C_{s0} - 2C_{m0}) & (C_{s2} + C_{m2}) & (C_{s1} + C_{m1}) \\ (C_{s1} + C_{m1}) & (C_{s0} + C_{m0}) & (C_{s2} - 2C_{m2}) \\ (C_{s2} + C_{m2}) & (C_{s1} - 2C_{m1}) & (C_{s0} + C_{m0}) \end{bmatrix}$$

Definiendo C_{s0} y C_{m0} como en las ecs. (4.52) y (4.50) respectivamente, debemos de notar que los signos en C_{012} no estan localizados en los lugares, como en Z_{012} . Esto es por los signos negativos en la matriz C_{abc} de la ec. (4.46)

Ampliando la ecuación (4.54), escribimos

$$C_{s1} = (1/3) (C_{aa} + a cbb + a^2 C_{cc}) \quad (4.55)$$

$$C_{s2} = (1/3) (C_{aa} + a^2 C_{bb} + a C_{cc})$$

$$C_{m1} = (1/3) (C_{bc} + a C_{ac} + a^2 C_{ab})$$

$$C_{m2} = (1/3) (C_{bc} + a^2 C_{ac} + a C_{ab})$$

Si la línea es completamente transpuesta, todos los valores de la ec. (4.55) serán cero, por que cada una de las fases ocuparán cada una de las posiciones, para una distancia igual, de esta manera adquieren un multiplicando $(1 + a + a^2)$ para cada término de la capacitancia. Con las capacitancias mutuas igual a cero, la ec. (4.55) cambia a;

$$C_{012} = \begin{bmatrix} C_{s0} - 2C_{m0} & 0 & 0 \\ 0 & C_{s0} + C_{m0} & 0 \\ 0 & 0 & C_{s0} + C_{m0} \end{bmatrix} \quad (4.56)$$

Con esto el acoplamiento mutuo entre las redes de secuencia se elimina.

En la ec. (4.56) podemos notar que la capacitancia de secuencia cero es mucho menor que las capacitancias de secuencia positiva y negativa. También notamos que la capacitancia de secuencia positiva y negativa al neutro esta da da por

$$C_{11} = C_{22} = C_{s0} + C_{m0} \quad (4.57)$$

lo cual se prueba exactamente con (4.3) similarmente para la secuencia cero;

$$C_{00} = C_{50} - 2 C_{40} \quad (4.58)$$

lo cual checa con la ecuación (4.15).

II.4.6 CAPACITANCIAS MUTUAS DE LINEAS TRIFASICAS CON HILOS DE GUARDA

Habiendo calculado las capacitancias mutuas y propias de un circuito sin hilos de guarda, ahora consideramos una complicación adicional considerando el hilo de guarda y estudiaremos su efecto, sobre la capacitancia de una línea.

Usando la suscripción n para denotar el hilo de guarda podemos escribir la ecuación de coeficientes de potencial para el sistema de cuatro hilos mostrados en la figura 4.7.

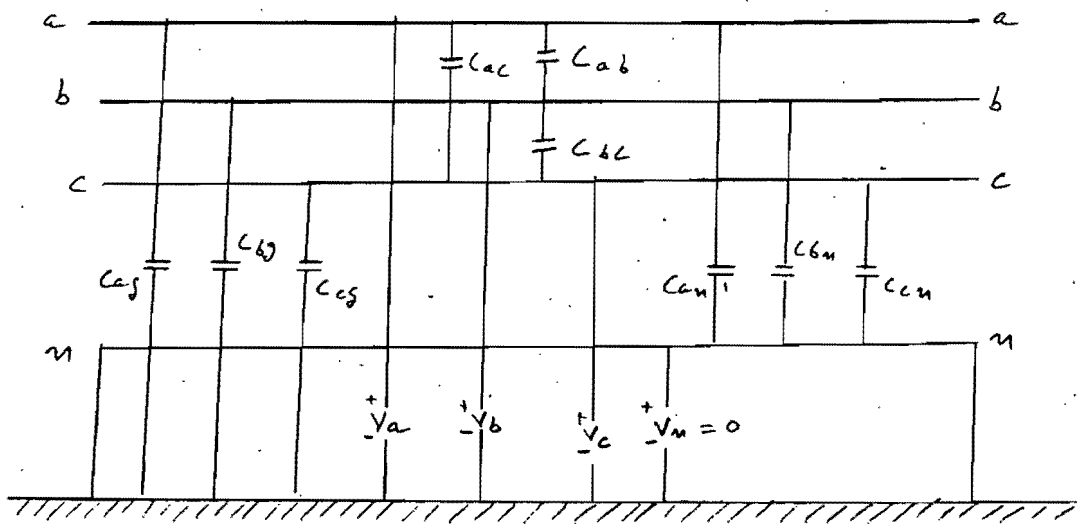


figura 4.7 línea trifásica con un hilo de guarda n

Escribimos $V=Pq$ o, en forma más detallada y con $V_n = 0$,

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ \text{---} & \text{---} & \text{---} & \text{---} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \\ q_n \end{bmatrix} \quad (4.59)$$

Pero esta matriz puede ser reducida a tres ecuaciones por eliminación de la cuarta fila y columna. Resolviendo la última ecuación y sustituyendo hacia atrás en las otras;

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (P_{aa} - \frac{P_{an} P_{na}}{P_{nn}}) & (P_{ab} - \frac{P_{an} P_{nb}}{P_{nn}}) & (P_{ac} - \frac{P_{an} P_{nc}}{P_{nn}}) \\ (P_{ba} - \frac{P_{bn} P_{na}}{P_{nn}}) & (P_{bb} - \frac{P_{bn} P_{nb}}{P_{nn}}) & (P_{bc} - \frac{P_{bn} P_{nc}}{P_{nn}}) \\ (P_{ca} - \frac{P_{cn} P_{na}}{P_{nn}}) & (P_{cb} - \frac{P_{cn} P_{nb}}{P_{nn}}) & (P_{cc} - \frac{P_{cn} P_{nc}}{P_{nn}}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \end{bmatrix} \quad (4.60)$$

Esto se simplifica ligeramente considerando la ventaja de que \mathbf{p} es simétrica.

Como los elementos de \mathbf{p} son todos positivos, la nueva \mathbf{p} de la ec. (4.60) contiene todos los elementos, los cuales son más pequeños que los elementos de una línea sin hilos de guarda. Note que "el factor de corrección" para cada elemento es una cantidad positiva, la cual depende únicamente de la geometría del sistema, como se ve en la ec. (4.28). Si el hilo de guarda se mueve hacia el infinito, este factor de corrección se aproxima a cero, dado que la fila y la columna asociadas con el hilo de guarda desaparecen.

Usando la corrección en la matriz \mathbf{P} de la ec. (4.60), otra vez determinamos la matriz de capacitancia de los coeficientes de Maxwell's por inversión matricial, $\mathbf{q} = \mathbf{C}_{abc} \mathbf{V}$, donde \mathbf{C}_{abc} es la inversa de la matriz 3×3 de la ec. (4.60) como la presencia del hilo de guarda, marca la pequeños de los elementos de \mathbf{P} esperamos que los elementos de \mathbf{C} sean más grandes que el caso del mismo sistema sin hilos de guarda.

La matriz de capacitancias de secuencia \mathbf{C}_{012} es determinada otra vez, por medio de una transformación, como en el caso que no se consideró hilo de guarda, mediante la ecuación (4.53).

Si se desea considerar la capacitancia o tierra separadamente de la capacitancia al neutro, como se observa en la figura 4.7, esto se puede hacer invirtiendo la matriz \mathbf{P} , 4×4 ec (4.59). Esto permite separar la identificación de elementos, tal como C_{an} , C_{bn} , y C_{cn} como se muestra en la figura 4.7, como estas capacitancias están en paralelo con C_{ag} , C_{bg} , y C_{cg} , esto hace evidente que las capacitancias se incrementen por el hilo de guarda.

Si hay dos hilos de guarda m y n , el procedimiento es exactamente el mismo. En este caso las ecuaciones de coeficientes de potencial son;

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ - \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{am} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bm} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cm} & P_{cn} \\ - & - & - & - & - \\ P_{ma} & P_{mb} & P_{mc} & P_{mm} & P_{mn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nm} & P_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \\ - \\ q_m \\ q_n \end{bmatrix} \quad (4.61)$$

Lo que escribimos como

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ - \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1 & P_2 \\ P_3 & P_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_{abc} \\ - \\ q_{mn} \end{bmatrix} \quad (4.62)$$

Donde las matrices P , P_2 , P_3 , y P_4 están identificados de acuerdo a la partición de la ec. (4.61). Resolviendo para V_{abc} tenemos;

$$V_{abc} = (P_1 - P_2 P_4^{-1} P_3) q_{abc} = p_{abc} q_{abc} \quad (4.63)$$

Donde
$$p_{abc} = P_1 - P_2 P_4^{-1} P_3 \quad (4.64)$$

Así $P_2 P_4^{-1} P_3$ puede ser como una corrección debida a los hilos de guarda. Los coeficientes de Maxwell's se determinan por la inversión de la ec. (4.64)

$$C_{abc} = p_{abc}^{-1} \quad (4.65)$$

y las capacitancias de secuencia se determinan en forma similar a la ec. (4.53) para C_{abc} .

II.4.7 CAPACITANCIAS DE LINEAS CON DOBLE CIRCUITO

Para el caso de una línea con doble circuito con o sin hilos de guarda el problema se hace más complicado por estar presentes muchas cargas considerando la configuración de la figura 4.8 donde se muestra la distancia de un conductor C' a todos los otros conductores y sus imágenes. Usando el método de la sección 4.4 podemos escribir las ecuaciones de voltajes en términos de coeficientes de potencial como $V = q P$ o

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ \dots \\ V_{a'} \\ V_{b'} \\ V_{c'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{aa'} & P_{ab'} & P_{ac'} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{ba'} & P_{bb'} & P_{bc'} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{ca'} & P_{cb'} & P_{cc'} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ P_{a'a} & P_{a'b} & P_{a'c} & P_{a'a'} & P_{a'b'} & P_{a'c'} \\ P_{b'a} & P_{b'b} & P_{b'c} & P_{b'a'} & P_{b'b'} & P_{b'c'} \\ P_{c'a} & P_{c'b} & P_{c'c} & P_{c'a'} & P_{c'b'} & P_{c'c'} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \\ \dots \\ q_{a'} \\ q_{b'} \\ q_{c'} \end{bmatrix} \quad (4.66)$$

Lo que como vemos podemos escribir así

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{a'b'c'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_{abc} \\ q_{a'b'c'} \end{bmatrix} \quad (4.67)$$

La matriz de capacitancia C es la inversa de P , que podemos calcularla de acuerdo a la partición de la ec.(4.67)

$$C = P^{-1} = \begin{bmatrix} (P_{11}^{-1} + F E^{-1} F^t) & (-F E^{-1}) \\ (-F E^{-1})^t & (E^{-1}) \end{bmatrix} \quad (4.68)$$

donde definimos

$$F = P_{11}^{-1} P_{12} \quad (4.69)$$

así que $F^t = P_{21} P_{11}^{-1}$ dado que P es simétrica, y

$$E = P_{22} - P_{21} P_{11}^{-1} P_{12} = P_{22} - P_{21} F \quad (4.70)$$

una vez determinada C , podemos escribir

$I = j\omega C V$ donde I y V son de 6×1 . lo que es útil para escribir;

$$\begin{bmatrix} I_{abb} \\ I_{a'b'c'} \end{bmatrix} = j\omega \begin{bmatrix} C1 & C2 \\ C3 & C4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{a'b'c'} \end{bmatrix} \quad (4.71)$$

Donde $C1$, $C2$, $C3$, y $C4$ se definen en la ec. (4.68).
Entonces calculamos;

$$I_{abc} = j\omega (C1 V_{abc} + C2 V_{a'b'c'}) \quad (4.72)$$

$$I_{a'b'c'} = j\omega (C2 V_{abc} + C4 V_{a'b'c'})$$

como las líneas están en paralelo

$$V_{abc} = V_{a'b'c'} \quad (4.73)$$

ó

$$I_{abc} = j\omega (C1 + C2) V_{abc} \quad (4.74)$$

$$I_{a'b'c'} = j\omega (C3 + C4) V_{abc}$$

y la corriente total de carga es

$$I_c = I_{abc} + I_{a'b'c'} = j\omega (C1 + C2 + C3 + C4) V_{abc} \quad (4.75)$$

El comportamiento de la línea con el circuito en paralelo es semejante al de una línea con circuito simple con capacitancia C_{eq} , donde

$$C_{eq} = C1 + C2 + C3 + C4 \quad (4.76)$$

Las capacitancias de secuencia pueden ser determinadas para cada circuito o para el circuito equivalente en paralelo, mediante una transformación;

$$C_{12} = A^{-1} C_{eq} A \quad (4.77)$$

También, de la ec. (4.76) y (4.68) calculamos

$$C_{eq} = P_{11}^{-1} + (F - U) E^{-1} (F - U)^t \quad (4.78)$$

Donde u es la matriz unidad. Así vemos que el efecto del segundo circuito sobre el primero depende fuertemente según la matriz $(F-U)$. Dado que $P_{11} \neq P_{12}$, escribimos

$$F - U = P_{11}^{-1} P_{12} - U \quad (4.79)$$

Si $F-U$ es cercana a cero, C_{eq} se acerca a P^{-1} , lo que solamente indicará el valor de C_{abc} y no indicará el efecto de todos, debido al segundo circuito. Esto será el caso si $P_{12} \cong P_{11}$ tal que $F-U = P^{-1} P_{11} - U = U-U = 0$. Esto será aproximadamente cierto si la elevación de los conductores es grande comparada con la distancia entre conductores de fase están dispuestos en forma vertical tal que $H_{ab} = H_{ab}'$, etc. Las matrices P_{11} y P_{12} nunca serán exactamente iguales ya que esta requiere que el radio del conductor sea igual a la distancia entre fases, ó $r = D_{aa}'$ tal que $P_{aa} = P_{aa}'$.

Para el caso de circuitos dobles con hilos de guarda, la ecuación P será similar a (4.66) pero tendrá más filas y columnas para los hilos de guarda. Esto se puede eliminar por reducción matricial ya que los voltajes de los hilos de guarda son cero. Por lo que el resultado siempre puede ser reducido a una matriz equivalente P de 6×6 .

II.4.8 DESBALANCE ELECTROSTATICO DE LINEAS NO TRANSPUESTAS

Si las líneas se dejan sin transponer, lo que es una práctica relativamente común, existe un desbalance eléctrico además del desbalance electromagnético estudiado anteriormente. Cualquier desbalance en una línea de transmisión provocará un flujo de corriente al neutro "corriente residual" en sistemas conectados sólidamente a tierra, y este flujo de corriente será en todos momentos, independiente de la corriente de carga. Si el desbalance es grande y las corrientes residuales son grandes, esto afectará el sistema o contribuye a desbalancear los voltajes.

La expresión para determinar el factor de desbalance electrostático es;

$$d_0 = \frac{C_{ag} + a^2 C_{bg} + a C_{cg}}{C_{ag} + C_{bg} + C_{cg}} \quad (4.80)$$

la expresión (4.80) es conveniente para líneas cuyo neutro este, o no aterrizado. De acuerdo a los problemas hechos con diferentes conductores, configuraciones y uso de hilos de guardia. El resultado lo podemos sumarizar como :

- 1) El desbalance electrostático se puede reducir por la adición de hilos de guardia y por el aumento de distancia entre conductores.
- 2) El desbalance electrostático se puede reducir por cambio en la disposición de conductores de fase e hilos de guardia, bajando el conductor medio de una configuración plana, disponiendo los conductores a - c - b mejor que a - b - c cuando se trata de una configuración vertical.

El desbalance de secuencia negativa generalmente es muy pequeño y no se considera.

CAPITULO III

CAPITULO III

III. MODELADO DE LAS LINEAS PARA PROPÓSITOS DE PLANEACION DE SISTEMAS ELECTRICOS.

Las líneas de transmisión cruzan diferentes estados de la república, creando disponibilidad de energía eléctrica - generada en diversos lugares. La importancia de un sistema de transmisión es que sea seguro para transportar energía a los centros de carga a un nivel de voltaje y frecuencia apropiados. El crecimiento de las líneas de transmisión en México se trata en el capítulo I, también se habla del sistema más importante de la red, que es el de 230 a 400 KV. En el capítulo I nos damos cuenta del circuito actual y de las líneas proyectadas para el año 2000. La transmisión -- subterránea en los Estados Unidos se limita a 345 KV. y se usa muy poco debido a su desventaja de costo que oscila entre 5:1 y 20:1 comparado contra la transmisión por líneas aéreas. Otra desventaja es el límite de capacidad que es -- aproximadamente de 1,000 MW. para distancias de 80 KM. no se duda que los avances de la tecnología mejoren para transportar más energía y que sus costo sea más competitivo.

Para transmitir en forma económica grandes cantidades de energía eléctrica en líneas largas, es conveniente manejar c. a. para aprovechar su propiedad de elevarse a un muy alto voltaje.

En la etapa de planeación de las líneas aéreas se considera el cálculo eléctrico, cálculo mecánico y cálculo de aislamiento. El presente trabajo se enfoca al cálculo eléctrico, por lo que primeramente establecemos las características de servicio de la línea o sea :

- 1) La tensión de transmisión.
- 2) La potencia a transmitir.
- 3) La distancia, y
- 4) Las características de la carga.

III.1 MODELACION

Considerando la línea de transmisión de la figura III.1 la cual representa una línea de transmisión conectada a dos buses i y j

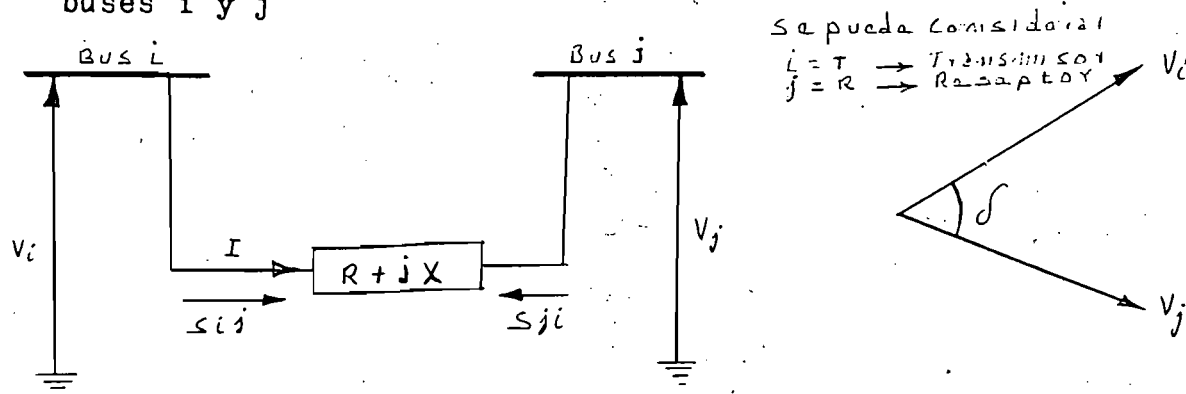


Fig. III.1 Representación de una línea de transmisión por fase.

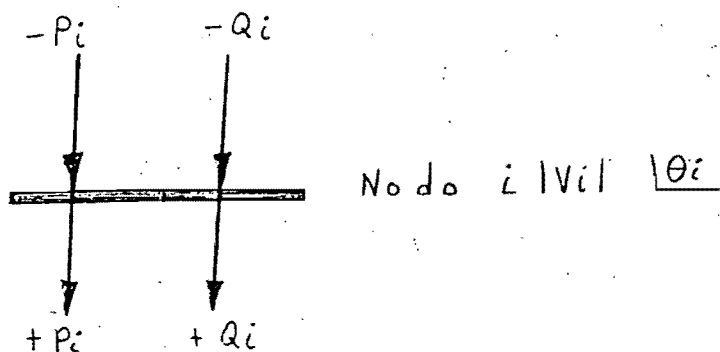


Fig. III.2 Símbolo de un nodo cualquiera.

En base a lo anterior podemos determinar las expresiones para la potencia real y reactiva, considerando conocidos los siguientes parámetros ;

- 1) V_i y V_j expresados en valores por fase.
- 2) Impedancia serie de la línea; $Z = R + jX$ por fase.
- 3) La corriente I es la misma a través de la línea.
- 4) Pérdidas debidas a la resistencia de la línea. Las potencias de transmisión no son las mismas en cada extremo.

Considerando la potencia de la línea como S_{ij} y S_{ji} medidas en los puntos i y j respectivamente. Note que ambos son positivos saliendo de su nodo; (bus) ;

$$\text{como ; } I = (V_i - V_j) / Z \quad (3.1)$$

obtenemos para las potencias de la línea

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i I^* = V_i [(V_i^* - V_j^*) / Z^*]$$

$$S_{ij} = (|V_i|^2 - |V_i||V_j| e^{j(V_i - V_j)}) / (R - jX)$$

$$S_{ij} = P_{ji} + jQ_{ji} = V_j (-I)^* = \frac{(|V_j|^2 - |V_i||V_j| e^{j(V_j - V_i)})}{(R + jX)} \quad (3.2)$$

Definiendo ahora el ángulo de potencia como :

$$\delta \triangleq \angle V_i - \angle V_j \quad (3.3)$$

que es el ángulo entre los voltajes V_i y V_j ; haciendo la sustitución de δ y separando las partes real e imaginaria de las ecuaciones anteriores obtenemos

$$P_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} (R|V_i|^2 - R|V_i||V_j| \cos \delta - X|V_i||V_j| \sin \delta) \quad (3.4)$$

$$Q_{ij} = \frac{1}{R^2 + X^2} (X|V_i|^2 - X|V_i||V_j| \cos \delta - R|V_i||V_j| \sin \delta) \quad (3.5)$$

$$P_{ji} = \frac{1}{R^2 + X^2} (R|V_j|^2 - R|V_i||V_j| \cos \delta - X|V_i||V_j| \sin \delta) \quad (3.6)$$

$$Q_{ji} = \frac{1}{R^2 + X^2} (X|V_j|^2 - X|V_i||V_j| \cos \delta - R|V_i||V_j| \sin \delta) \quad (3.7)$$

Donde :

- P_{ij} = Es la potencia activa que va del nodo i al j .
- P_{ji} = Es la potencia activa que va del nodo j al i .
- Q_{ij} = Es la potencia reactiva que va del i al j .
- Q_{ji} = Es la potencia reactiva que va del j al i .

III.1.1.a CAPACIDAD DE TRANSMISION EN ESTADO PERMANENTE

Un factor crítico en la planeación y operación de un sistema de transmisión es la capacidad de carga de una línea de transmisión específica.

Para una línea de transmisión existe un límite para la transmisión de energía para condiciones estáticas.

Considerando la figura #.3 para la que tenemos la ecuación de la potencia transmitida. Inicialmente consideramos que la línea no tiene pérdidas o sea $R = 0$; y consideramos a X_{ij} como una constante característica de la línea. Esto es una suposición aceptable prácticamente. Sustituyen X_{ij} en la ecuación (3.4) de la potencia transmitida.

$$P_{ij} = -P_{ji} = \frac{V_i / V_j}{X} \sin \delta \quad (3.8)$$

δ representa el ángulo de fase entre V_i y V_j considerando que V_i y V_j se pueden mantener constantes, la ecuación (3.8) nos queda

$$P_{ij} = P_{max} \sin \delta$$

donde;

$$P_{max} = \frac{V_i / V_j}{X} = \text{Cte.} \quad (3.9)$$

P_{max} = es el límite de capacidad de transmisión estático.

La manera como podemos afectar la magnitud de la potencia transmitida es por el cambio del ángulo δ .

La figura #.3 muestra la relación entre la potencia transmitida y δ . Notese que se invierte el signo de la potencia por un signo inverso de δ , que es la dirección del flujo de potencia que esta determinada por V_i y V_j .

Cuando forzamos la potencia transmitida para alcanzar el valor de P_{max} , el ángulo tiene que tomar el valor de 90° , a partir de aquí, a cualquier incremento de carga no aumenta la potencia transmitida.

Si aumenta más de 90° la potencia transmitida empieza a disminuir. Al punto de referencia se le llama: Límite estático o también límite de estabilidad de estado estable. Después de este límite se pierde sincronismo en los buses i y j .

El incremento en la potencia transmitida P_{ij} causado por un pequeño aumento $\Delta \delta$ en un ángulo δ , es una medición de la rigidez eléctrica de una línea de transmisión.

Definimos la rigidez o coeficiente de sincronización como;

$$T_{ij} = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta \delta} \approx \frac{d P_{ij}}{d \delta} = P_{max} \cos \delta \quad (3.10)$$

T_{ij} → se mide en MW por radian.

Debe notarse que cuando toma valores de $\pm 90^\circ$ el coeficiente de sincronización va a cero. Esta es la razón por

la que rara vez se operan las líneas en ángulos de potencia δ cercanos a 90° , generalmente δ es menor de 30° o 45° dejando un rango amplio para emergencias de transmisión en el sistema. Si le damos valores negativos quiere decir que el flujo va del nodo j al i . Para mejor ilustración ver ejemplos del apéndice B.

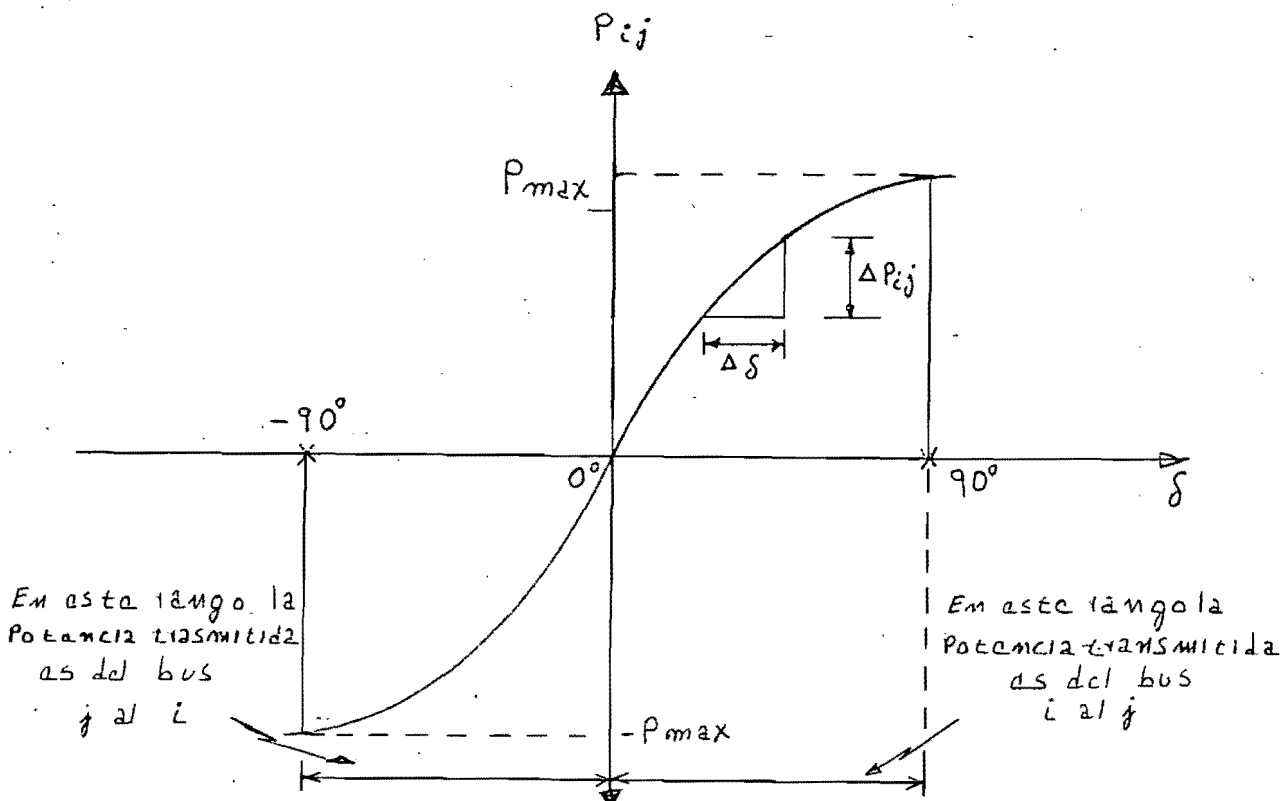


Fig. III.3 Potencia de la línea contra ángulo de potencia

III.1.1 CALCULO DE CAPACIDAD DE TRANSMISION Y DISTANCIA

El tremendo crecimiento de centros de carga en el país y la correspondiente generación, requiere del incremento de la transmisión de energía. Por lo que es necesario obtener la capacidad en las líneas, lo que nos determinará los límites máximos de carga de las mismas. Para poder determinar el aumento de carga en las líneas de transmisión se requiere determinar la capacidad, analizandola en base a las siguientes tres alternativas;

- Incrementar la carga de las líneas existentes
- Construir nuevas líneas o circuito a voltajes ya existentes.
- Suponer voltajes altos sobre sistemas existentes.

En base a la capacidad podemos elegir y planear. Es necesario pensar en los factores que limitan la capacidad y discutirlos desde el punto de vista práctico y comparar las capacidades a diferentes voltajes y distancias.

Los factores que determinan el límite de potencia a transmitir en una línea de transmisión son:

- Límite térmico.
- Caída de voltaje, y,
- Límite de estabilidad en estado permanente.

Es muy común que los resultados se empleen directamente en forma de curvas o ecuaciones sencillas, aplicadas a las configuraciones típicas existentes en las líneas de transmisión del país.

-Límite térmico: Se refiere a la corriente que circula en la línea. La corriente por si sola no constituye un factor de limitación, ecepto para líneas relativamente cortas (300 KM.) que tengan un cierto grado de interconexión. El límite térmico es una limitación física dada por las características del conductor de las cuales el fabricante señala la corriente máxima permisible en un tiempo t o bien la potencia máxima en MVA que puede transmitir en un determinado tiempo.

-Caída de voltaje: Se puede deducir de la expresión (3.8) que la capacidad de carga depende en forma directa del voltaje al cuadrado y se relaciona directamente con su capacidad de alimentación de potencia reactiva. Para analizar este factor es necesario hacer estudios en forma individual o global del sistema. Para lo que se emplea el circuito nominal PI como se muestra en la figura 4.4 Para fines de capacidad de la línea se fija como valor máximo de caída de voltaje un 7.5 %, aunque generalmente se acostumbra el 5 %. Si aumentamos el margen permisible de caída de voltaje la confiabilidad del sistema se reduce.

-Límite de estabilidad en estado permanente: A cualquier voltaje dado, la estabilidad es probablemente el factor limitante más importante en líneas muy largas, más de 300 Km., una línea de este tipo es esencialmente una reactancia y como tal requiere que el ángulo del voltaje transmisor δ_i este adelantado con respecto al ángulo del voltaje receptor.

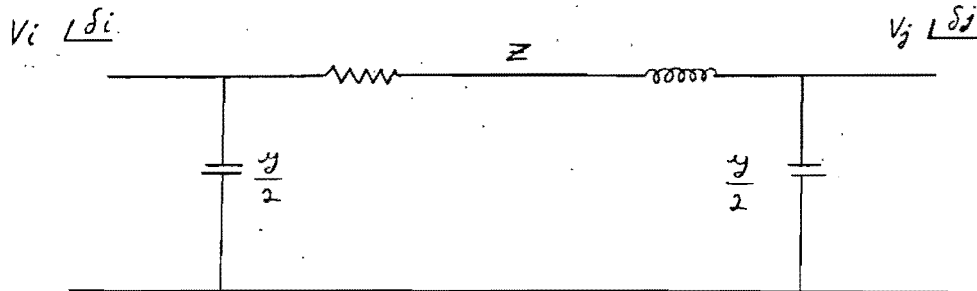


Fig. 3.4; Circuito T para una línea de transmisión.

Potencia Característica : El término de potencia característica o potencia natural es una forma conveniente de comparar la carga-transportada en líneas a diferentes niveles de voltajes. El SIL (Surge Impedance Loading) representa la potencia activa que alimentaría la línea de transmisión si en su extremo receptor se le conectara una carga resistiva de magnitud Z_R .

Para deducir la expresión de la potencia natural es necesario partir del planteamiento de las ecuaciones de voltaje y corriente de la línea larga. Cuyas ecuaciones son: la ec.(3.11) y (3.12), que a continuación se escriben.

$$V(x) = V_R (\cos h \sqrt{zy} x) + I_R (\sqrt{z/y} \operatorname{sen} h \sqrt{zy} x) \quad (3.11)$$

$$I(x) = V_R (\operatorname{sen} h (x \sqrt{zy})) (\sqrt{y/z}) + I_R (\cos h \sqrt{yz} x) \quad (3.12)$$

Al término $\sqrt{z/y} = \sqrt{L/C} = Z_c$; $\sqrt{y/z} = 1/Z_c$

$$y \sqrt{zy} = \gamma$$

Donde :

Z_c = Impedancia característica de la línea.

γ = Constante de propagación. Es un número complejo.

Representando su parte real e imaginaria tenemos

$$\gamma = \alpha + j\beta$$

α = Constante de atenuación.

β = Constante de fase.

$$Z(x) = \frac{V(x)}{I(x)} = \frac{V_R \cos h \gamma x + (I_R \operatorname{sen} h \gamma x) (Z_c)}{(V_R / Z_c) \operatorname{sen} h \gamma x - I_R \cos h \gamma x}$$

$$Z(x) = \frac{I_R \cos h \delta x \left(V_R / I_R + Z_c \frac{\operatorname{sen} h \delta x}{\cos h \delta x} \right)}{(I_R / Z_c) \cosh \delta x \left(\frac{V_R \operatorname{sen} h \delta x}{I_R \cos h \delta x} + Z_c \right)}$$

$$Z(x) = Z_c \frac{Z_R + Z_c \operatorname{tg} h \delta l}{Z_c + Z_R \operatorname{tg} h \delta l} \quad (3.13)$$

Si la impedancia conectada al final de la línea es igual a la impedancia característica de la línea, o sea si :

$$Z_R = Z_c$$

La expresión queda :

$$Z(x) = Z_c$$

O sea que la impedancia es constante en cualquier punto de la línea y es puramente resistiva.

La impedancia característica de las líneas aéreas con un conductor por fase es del orden de 400 Ω y con dos conductores por fase 300 Ω . En los cables subterráneos la Z_c es del orden de 40 Ω .

La potencia consumida en el extremo receptor, si se tiene conectada una carga igual a la impedancia característica, es :

$$P_c = \frac{V^2}{Z_c} \quad (3.14)$$

Si la carga conectada a la línea es menor que la potencia característica, se verifica que

$$Q_T - Q_R < 0$$

o sea que la línea transmite o suministra potencia reactiva, por lo que se comporta como un condensador.

Si la carga conectada a la línea es mayor que la potencia característica, se comprueba que

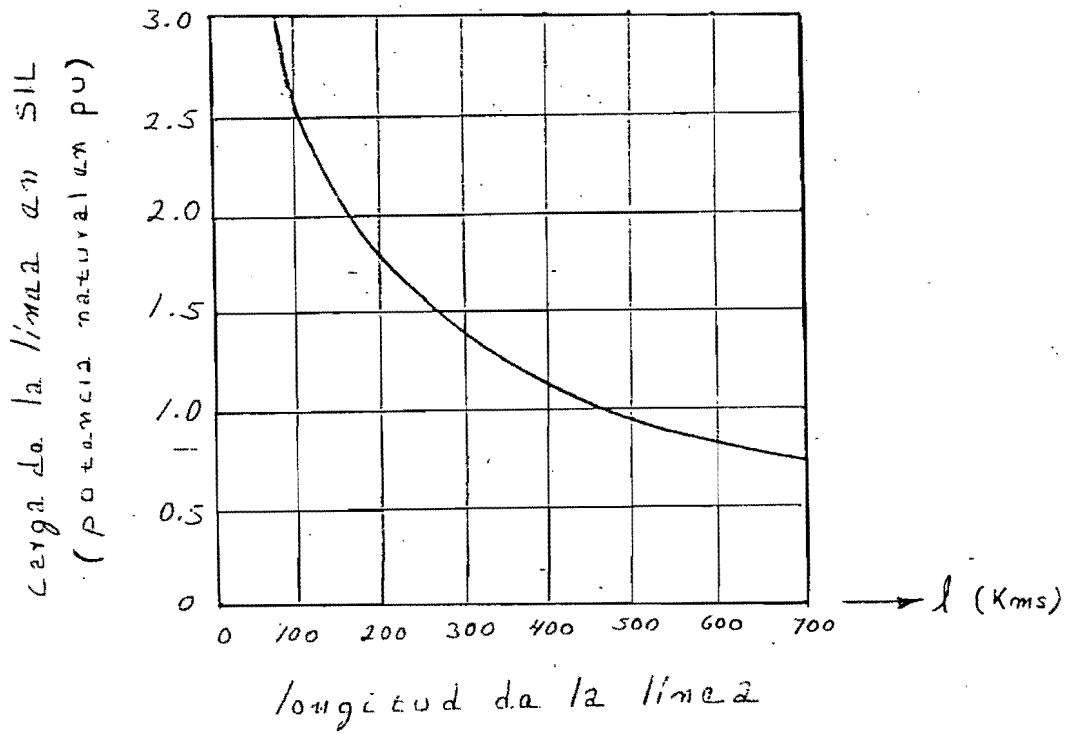
$$Q_T - Q_R > 0$$

o sea que la línea absorbe potencia reactiva y por ello se comporta como una inductancia.

Las líneas muy largas se planean para trabajar alrededor de la potencia característica.

La potencia natural da una idea general de la capacidad de carga de una línea, es normal que en líneas cortas de baja reactancia inductiva, que el SIL sea un poco elevado, para líneas largas el SIL es bajo lo que requiere de menos compensadores en serie.

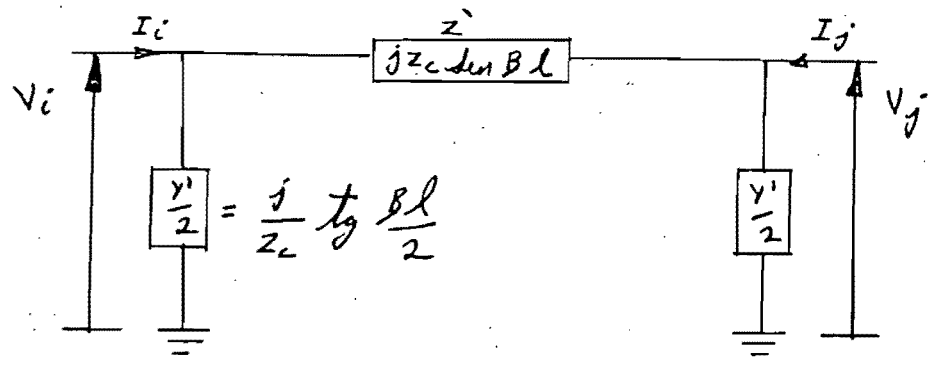
La curva de la figura 4 es una representación práctica de la potencia natural en P.U. de líneas no compensadas y la longitud. También se incluye una tabla de SIL para algunas tensiones nominales.



| Tensión Nominal (KV) | Potencia Natural (MW) |
|----------------------|-----------------------|
| 69 | 10 |
| 115 | 33 |
| 161 | 63 |
| 220 | 123 |
| 230 | 132 |
| 345 | 390 |
| 380 | 395 |
| 400 | 528 |

Figura 4.4 Capacidad en líneas de transmisión.

EMPLEO DEL CIRCUITO NOMINAL PI PARA FINES DE CAPABILIDAD



Circuito equivalente PI para líneas sin pérdidas

Estableciendo ecuaciones tenemos ;

$$S_i = V_i I_i^* = V_i (Y_{ii}^* V_i^* + Y_{ij}^* V_j^*) \tag{3.15}$$

$$Y_{ij} = Y_{ji} = j / (Z_c \text{ sen } \beta l) \tag{3.16}$$

$$Y_{ii} = Y_{jj} = -j / (Z_c \text{ tg } \beta l) \tag{3.17}$$

$$\delta = \sqrt{zy} = \alpha + j\beta ; Z_c = \sqrt{z/y} \Omega$$

- δ ---- Cte. de propagación; α ---- Cte. de atenuación (nepers/milla)
- β ---- Cte. de fase (rad/milla); Z_c ---- Impedancia característica
- l ---- longitud.

Sustituyendo la ecuación 3.17 y 3.16 en la ecuación 3.15 y separando P_i y Q_i tenemos

$$P_i = \frac{|V_i| |V_j|}{Z_c \text{ sen } \beta l} \text{ sen } \delta \tag{3.18}$$

$$Q_i = \frac{|V_i|^2}{Z_c \text{ tg } \beta l} - \frac{|V_i| |V_j|}{Z_c \text{ sen } \beta l} \text{ cos } \delta \tag{3.19}$$

Haciendo $|V_i| = m |V_j|$

$$P_i = \frac{m |V_j|^2}{Z_c \text{ sen } \beta l} \text{ sen } \delta \tag{3.20}$$

$$Q_i = \frac{m |V_j|^2}{Z_c} \left(\frac{m}{\text{tg } \beta l} - \frac{\text{cos } \delta}{\text{sen } \beta l} \right) \tag{3.21}$$

Al término V_j^2/Z_c se le llama potencia natural (Surge Impedance Loading : SIL) y representa la potencia activa que alimentaría la LT si en su extremo receptor se le conectará una carga resistiva de magnitud Z_c ; en estas condiciones la potencia de envío sería la misma (V_j^2/Z_c) y si suponemos $m = 1$ entonces $\delta = \beta l$. con $\delta = \beta l$ se observa que la ecuación 3.21 se hace cero, en otras palabras, que una línea de transmisión operando a una carga igual a su potencia natural no absorbe ni genera reactivos.

La suposición de que $m = 1$ es una condición de operación típica, la consideración de que es una línea sin pérdidas se justifica en base a que la relación r/x es muy pequeña, 0.17 para líneas de transmisión de 115 KV, 0.15 para líneas de 230 KV y 0.07 para líneas de 400 KV.

Definiendo factores para la potencia transmitida: P_i y Q_i en términos del SIL

$$k \triangleq \frac{P_i}{\text{SIL}} = \frac{\sin \delta}{\sin \beta l} \quad (3.22)$$

$$q \triangleq \frac{Q_i}{\text{SIL}} = \frac{1}{\text{tg } \beta l} - \frac{\cos \delta}{\sin \beta l} \quad (3.23)$$

Graficando estos factores contra la longitud se obtienen curvas de potencia activa y reactiva en base del SIL para un ángulo constante y longitud variable.

Para una línea de transmisión sin pérdidas β esta dada por $\beta = \omega/c$ donde c es la velocidad de la luz, igual a 299793 Km/seg. por lo que las ecuaciones 3.22 y 3.23 quedan:

$$k = \frac{\sin \delta}{\sin \alpha_1} \quad (3.24)$$

$$q = \frac{1}{\sin \alpha_1} (\cos \alpha_1 - \cos \delta) \quad (3.25)$$

Donde

$$\alpha_1 = 72.05 \times 10^{-3} l \quad \text{en grados eléctricos con } l \text{ en Kms.}$$

La figura siguiente muestra el factor k para $\delta = 20, 30$ y 40° ; el factor q solo se muestra para $\delta = 30^\circ$. La curva A es la curva normal o de Clair, se observa que es una curva que se obtiene por una reducción gradual de $\delta = 35^\circ$ para $k = 1$, $l = 500$ Km. a $\delta \approx 15^\circ$ para $l = 80$ Km.

Se pueden derivar expresiones para k y q que incluyan compensación serie paralelo, y para $n = X_{\text{comp}}/X_{LT}$ estas resultan:

Para compensación serie :

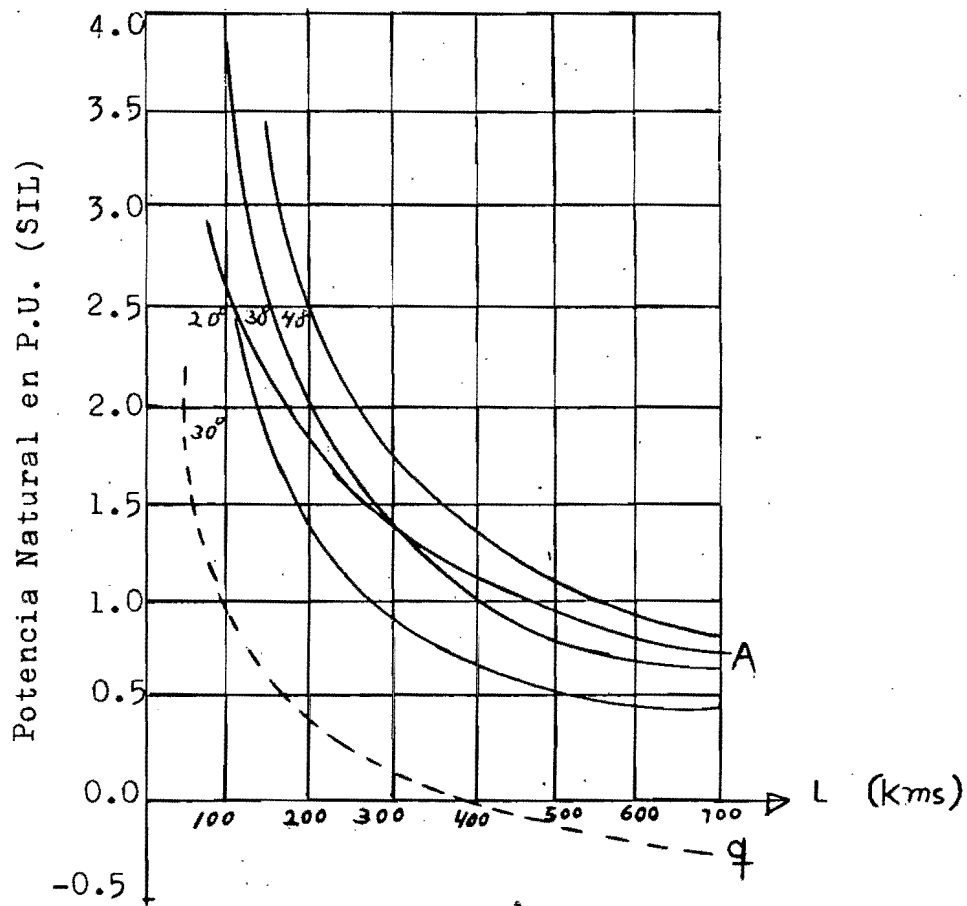
$$k' = \frac{\sin \delta}{\sqrt{1-n} \sin \alpha_2}$$

Para compensación paralelo:

$$k'' = \frac{\sqrt{1-n} \sin \delta}{\sin \alpha_2}$$

$$q' = \frac{1}{\sqrt{1-n} \sin \alpha_2} (\cos \alpha_2 - \cos \delta) \quad q'' = \frac{\sqrt{1-n}}{\sin \alpha_2} (\cos \alpha_2 - \cos \delta)$$

Donde ; $\alpha_2 = (72.05 \times 10^{-3} \sqrt{1-n} l)$; con l en Kms.



Curva de potencia en P.U. de SIL Vs. Longitud

A: Curva normal (aplicarla para líneas de mas de 300 Kms.)

Margen de Estabilidad en Estado Estable (M E E E)

El MEEE limita la capacidad de transferencia de potencia en líneas de transmisión sin compensación en derivación. Para que pueda ser considerado lo anterior es necesario que se trate de líneas cuya longitud sea de 300 KM. o más, ya que con esta longitud la reactancia es considerable.

La expresión que define el margen de estabilidad en estado estable es :

$$MEEE = \frac{P_{max} - P_n}{P_{max}} \times 100$$

Esto es el margen deseado entre la potencia máxima y la potencia natural. Como podemos observar en la figura .

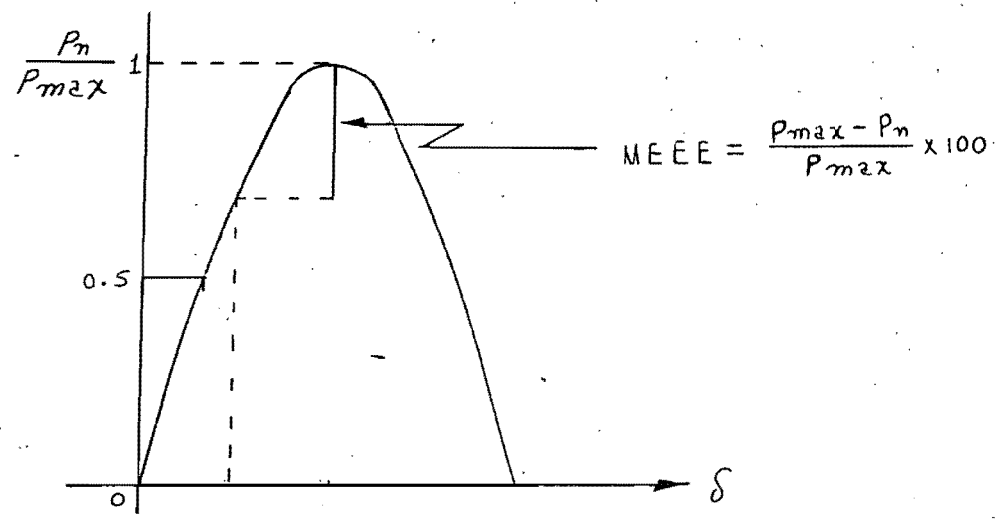


Fig. III.5 Margen de estabilidad en estado estable.

El valor promedio normal del MEEE en una línea de transmisión es del orden de 30 - 35 %, este valor se obtuvo en forma práctica, ya que esto mantiene el sistema en condiciones de estabilidad.

Con las expresiones anteriormente expuestas podemos graficar curvas de capacidad en función del límite de estabilidad en estado estable y de la caída de voltaje máxima permisible para los calibres de conductores seleccionados.

En el apéndice B se pueden apreciar las curvas graficadas para las configuraciones más comunes y los casos más típicos de líneas de transmisión.

CAPITULO .IV

IV CALCULOS DIELECTRICOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

En esta etapa se deben considerar los diferentes agentes que pueden producir la interrupción de la energía en una línea. En este caso no se examinarán las causas mecánicas y nos enfocaremos a las causas eléctricas o sea: dimensionamiento dieléctrico, blindaje, resistencia al pie de la torre, sobretensiones y contaminación. Lo anterior es muy importante tenerlo en cuenta para el momento de hacer la coordinación de aislamiento del sistema. Se puede intuir que si aumentamos la tensión de operación, los costos por aislamiento también aumentan por lo que es necesario considerar los límites técnicos.

IV./ DIMENSIONAMIENTO DIELECTRICO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION.

El dimensionamiento dieléctrico se hace determinando -- las distancias dieléctricas mínimas de fase a tierra y fase a fase. Estas distancias deben de ser de tal forma que la confiabilidad de la línea sea buena. El cálculo de las distancias de fase a tierra, se hace considerando sobretensiones de rayo o de maniobra de interruptores, es muy importante considerar la altura a la que se trabaje. Otros factores que se deben considerar en las distancias por sobretensiones son:

- 1) Claro de la línea (distancia entre estructuras).
- 2) Flecha en el punto medio del claro.
- 3) Material de los conductores (efecto de cambio de tem.)

Las expresiones empleadas para el cálculo de las distancias entre fases en la torre son :

$$D \geq n \sqrt{f + L} + 0.012 V \quad (m) \quad 4.1$$

Donde ;

f = Flecha del conductor en el punto medio del claro(m)

L = Distancia de fase a tierra corregida a la altura de operación. (m).

V = Tensión nominal de la línea en KV.

n = Factor dependiente del material del conductor de la línea, sus valores son:

n = 0.6 para conductores ACSR o allumovield.

n = 0.5 para conductores de cobre o aluminio.

hc = Altura mínima del conductor.

H = Altura de trabe.

h: med = Altura media.

Cuando la suma de la longitud de la cadena de aisladores y la flecha sobrepasen los 40 mts. que ocurre en líneas con claros muy grandes (más de 1000mts.) o en terrenos montañosos, ondulados y en torres a desnivel. En estos casos las expresiones a usar son :

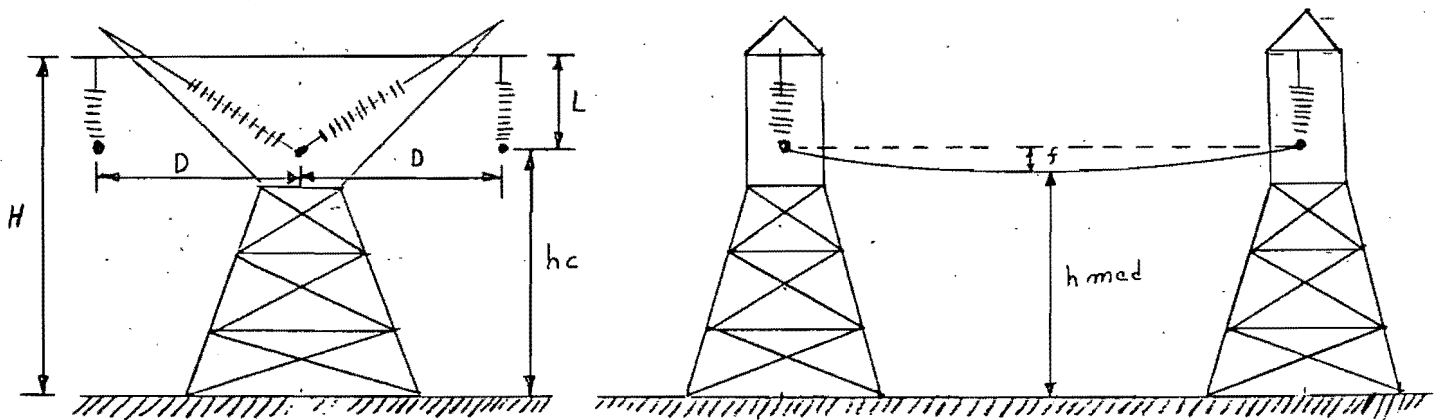


Fig. IV. / Parámetros a considerar en el dimensionamiento dieléctrico de una línea de transmisión.

Para conductor de aluminio :

$$D \geq 3.8 + 0.012 V \quad (\text{m}). \quad 4.2$$

Para conductor ACSR o cobre:

$$D \geq 3.2 + 0.012 V \quad (\text{m}). \quad 4.3$$

En la siguiente tabla se observan las flechas más comunmente usadas en conductores ACSR y terreno plano.

| Tensión nominal (KV) | Claro medio (m) | Flecha (m) | Calibre KCM |
|----------------------|-----------------|------------|-------------|
| 400 | 400 | 10 | 1113 |
| 230 | 350 | 8 | 900 |
| 115 | 250 | 6 | 795 |

Para la determinación de la altura de la trabe de la torre además de considerar los factores antes mencionados se toma en cuenta la distancia mínima de suelo conductor en el punto medio del claro, lo que se especifica en las normas técnicas para instalaciones eléctricas parte 2, edición 1982. Su expresión es :

$$H = h_{med} + f + L \quad (\text{m}). \quad 4.4$$

Para la altura mínima del conductor tenemos ;

$$h_{c \min} = 5.3 + V / 150 \quad (\text{m}). \quad (\text{empírica}) \quad 4.5$$

El valor de hc no debe ser menor de 7 mts. en ningún caso.

En líneas que operan con tensiones de 115 a 400 KV. la altura mínima se refiere al punto medio del claro por razones de seguridad. En tensiones inferiores la altura mínima debe ser de 5.3 mts.

Para el cálculo de la distancia de fase a tierra, es necesario determinar antes la tensión crítica de flameo - (VCF) que se aplica solamente a los aislamientos recuperables, por ejemplo el aire, la porcelana y el vidrio. Este voltaje se refiere al valor de la tensión que tiene un 50% de posibilidad de flameo. Se determina en forma experimental en laboratorios de alta tensión, aplicando ondas de -- impulso de rayo (VCF) y ondas de impulso de maniobra (VCM). En líneas de 300 KV. o mayores, las distancias dieléctricas se determinan por sobretensiones de maniobra y se verifican por las sobretensiones de rayo. Para tensiones inferiores a 300 KV. se calculan las distancias dieléctricas por sobretensiones del rayo y se verifican por sobretensiones de maniobra en algunos casos.

La distribución de probabilidad de flameo se considera que corresponde a una distribución normal o de gauss y se determina aplicando la siguiente ecuación.

$$V \text{ med} = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n} \quad 4.6$$

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_m)^2}{n} \quad 4.7$$

$$VCF = V \text{ med} \pm \sigma \quad 4.8$$

Donde;

V_i = Voltaje aplicado a cada experimento.

n = Número de experimentos.

σ = Desviación estandar.

σ^2 = Variancia.

En la práctica el valor aceptado para la desviación estandar en tensiones críticas de flameo de impulsos de rayo (NBI) es de $\pm 3\%$ y para la tensión crítica de flameo por impulso de maniobra (NBM) la desviación estandar es de $\pm 6\%$.

El nivel basico de aislamiento al impulso por rayo representa la tensión de impulso por rayo que tiene una probabilidad de flameo de 10%. Es decir que se espera que no se produzca flameo en un 90% de la veces.

Las relaciones entre los niveles básicos de aislamiento al impulso y las tensiones críticas de flameo se dan a continuación:

a) Para impulso por rayo 4.9

$$NBI = VCF (1.0 - 1.3 \sigma)$$

σ = desviación estandar referida al valor del VCF.

Empleando el valor recomendado (3%) tenemos: 4.10

$$NBI = 0.961 VCF$$

b) Para impulsos por maniobra

$$NBM = VCM (1.0 - 1.3 \sigma)$$

σ = desviación estandar referida al valor de VCM. 4.11

Empleando el valor recomendado (6%) tenemos:

$$NBM = 0.922 VCM \quad 4.12$$

En la tabla IV.2 están indicados los valores de NBI.

| Tension nominal del sistema KV | Tensión máxima de diseño KV | Nibel básico de aislamiento al impulso por rayo NBI.KV. fase-tie. | Nibel básico de aislamiento por maniobra (NBM) KV. fase-tierra |
|--------------------------------|-----------------------------|---|--|
| 13.8 | 15 | 95 | |
| 23.0 | 25 | 150 | |
| 34.5 | 38 | 150 | |
| 69.0 | 72.5 | 350 | |
| 115.0 | 123 | 550 | |
| 230.0 | 245 | 900-1050 | |
| 400.0 | 420 | 1300-1425 | 1050 |

Para establecer la distancia de fase a tierra es necesario saber la configuración de los electrodos, lo que se hace en forma experimental y se requiere de ciertas condiciones controladas como son: Temperatura, presión barométrica y humedad ya que esto afecta directamente a la constante dieléctrica del aire.

Los electrodos empleados generalmente son los llamados punta-punta y punta-placa.

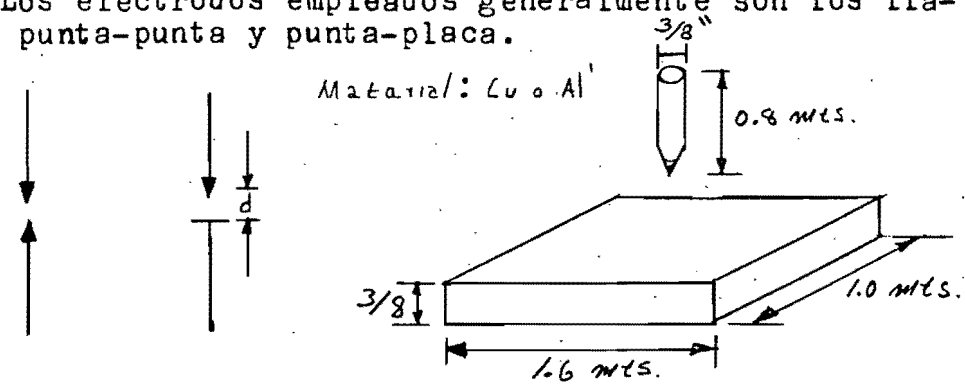


Fig.2 Tipo de electrodos usados para determinar VCF.

El experimento se hace determinando la tensión crítica de flameo para diferentes distancias de electrodos. Para que la prueba sea válida se aplican por lo menos 30 impulsos.

Para impulsos por rayo se observa graficamente que la tensión crítica de flameo contra la distancia, forman practicamente una línea, por lo que se expresa

$$VCF = K_3 d \quad (KV) \quad 4.13$$

Donde:

K_3 = Cte. de proporcionalidad cuyo valor es de 500-600 KV/m en condiciones estandar. (TABLA IV.3)

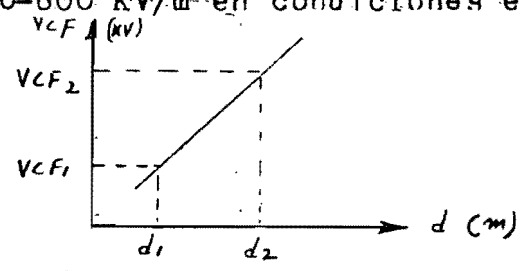


Fig.3 grafica de la VCF contra distancia.

Se considera condiciones normales a la

Presión barométrica (b) = 760 mmHg a 1000 msnm.

Temperatura (T) = 20 °C o 25 °C.

Humedad (H) = 11 gramos/ m³.

Cuando las condiciones normales varían se aplican factores de corrección. En tales casos la expresión usada para determinar el voltaje crítico de diseño es :

$$VCF_{\text{diseño}} = \frac{VCF}{f^n} Kh \quad (KV) \quad (4.14)$$

f = Factor de corrección por presión barométrica (tabla II)

VCF_{diseño} = Voltaje crítico de flameo de diseño a cualquier densidad relativa del aire.

VCF = Voltaje crítico de flameo en condiciones estándar.

$$f = \frac{0.392 b}{273 + T} ; \quad f \leq 1 \quad (4.15)$$

Kh = Factor de corrección por humedad y se obtiene de curvas (fig. 4.4). Su valor es de 0.7 → 1.05

n = Exponente que depende de la configuración de los electrodos teniendo un valor máximo de 1.0 (se recomienda usar este valor para proyectos).

Para ilustrar lo anterior, ver los ejemplos 1 y 2 del apéndice C.

Distancia en Aire Para Sobretensiones por Maniobra

De manera similar a las sobretensiones por rayo pero empleando la aplicación de impulsos de maniobra normalizados de 250/2500 μseg.

Las maniobras que producen este tipo de sobretensión es son :

- 1) Desconexión de circuitos capacitivos (líneas en vacío, bancos de condensadores).
- 2) Desconexión de circuitos inductivos (transformadores en vacío, reactores en derivación).
- 3) Descoexión de fallas (c.c. a una distancia aproximadamente a 1 Km del interruptor de desconexión)
- 4) Cierre de líneas en vacío.

Para la coordinación de aislamiento se consideran los valores de cresta debido a los diferentes factores que hacen posible este tipo de sobretensiones y que son de carácter aleatorio por lo que no se pueden normalizar.

Los valores de sobretensiones en P.U. normalmente se expresan como sobretensiones de línea a tierra referidos al valor cresta de la tensión máxima de operación.

$$V_{p.u.} = \frac{\text{sobretensión en el sistema}}{\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_{\text{max}}} \quad (4.16)$$

Ver ejemplo 3 del apéndice C.

Los valores típicos de sobretensiones de maniobra en las redes de 400 KV, caen dentro del rango de 1.9 a 2.5 pu

Para hacer que los transitorios sean menos severos se pueden conectar a la línea apartarrayos, resistencias de preinserción, reactores en derivación o también si la red está muy interconectada. Un índice que nos puede decir si la sobretensión es severa es el nivel de falla de corto circuito que si es elevado, quiere decir que es una red muy interconectada.

Para determinar la distancia en aire por sobretensión de maniobra, se determina la relación (VCM) contra la distancia en aire para ciertas configuraciones de electrodos; la configuración más empleada es la de punta-placa. La relación de tensión crítica de flameo contra distancia es afectada por las condiciones ambientales y por la forma de los electrodos. Su relación se expresa mediante una ecuación semiempírica que es :

$$V_{50\%} = VCM = K_2 \frac{3400}{1 + \frac{8}{d}} \quad (\text{KV}) \quad (4.17)$$

$$d = \frac{8 \text{ VCM}}{3400 K_2 - VCM} \quad (\text{m}) \quad (4.18)$$

Donde:

K_2 = Coeficiente que depende de la geometría de los electrodos y se da en la tabla IV.iii.

VCM = Tensión crítica de flameo por maniobra de interruptores ($V_{50\%}$).

Las sobretensiones por maniobra tienen una distribución normal con una desviación estándar del orden del 6 % de VCM. Cuando la distancia es en aire y las condiciones ambientales varían y existe lluvia, las tensiones de ruptura dieléctrica con una probabilidad del 50 % se obtienen con la ecuación anterior, pero considerando una desviación estándar del 8 %. Tratándose de aisladores, la lluvia reduce la tensión crítica de flameo aproximadamente en un 50 % con respecto al valor en seco obtenido con la ecuación 4.17.

Lo anteriormente expuesto se resume en el apéndice C para niveles de voltaje y aisladores empleados en el país.

TABLA IV.III CONSTANTES K_2 , K_3 , K_1 . PARA DIFERENTES CONFIGURACIONES DE ELECTRODOS.

| Tipo de configuración (sobretensión fase-tierra) | Ilustraciones | K_1 1) | K_2 2) | K_3 3) |
|--|---------------|----------|----------|----------|
| Conductor-estructura (línea de transmisión) | | 1.40 | 1.25 | 550 |
| Conductor-ventana | | 1.30 | 1.20 | 550 |
| Conductor-suelo | | 1.30 | 1.10 | 550 |
| Conductor-objeto a tierra (vehículos, equipo mecánico, de maniobras, etc.) | | 1.45 | 1.35 | 550 |
| Varilla-varilla | | 1.20 | 1.40 | 480 |
| Punta-plano | | 1.20 | 1.00 | 480 |
| Conductor-estructura | | 1.45 | 1.35 | 550 |
| Conductor-conductor (sobretensión fase-fase) | | --- | 1.50 | 550 |
| Anillo equipotencial-anillo equipotencial | | --- | 1.60 | 550 |

- 1) K_1 Factor de electrodos ("gaps") para sobretensiones a la frecuencia del sistema (60 Hz).
 2) K_2 Factor de electrodos ("gaps") para sobretensiones por maniobra de interruptores.
 3) K_3 Factor de electrodos ("gaps") para sobretensiones por rayo.

IV.2 MODELADO DE BLINDAJE Y RESISTENCIA AL PIE DE LA TORRE

La frecuencia y duración de interrupción del servicio en una línea de transmisión se basa en el balance económico y la aceptación de una cierta probabilidad de falla repentina en el aislamiento; debido a un sobrevoltaje. El efecto de la resistencia al pie de la torre, contra-antenas, hilos de guarda, apartarrayos, interruptores con resistencia de cierre, y reactores en paralelo, abaten la magnitud de onda de voltaje por lo que el grado de protección requerido para una línea de transmisión específica se puede establecer.

El modelado de blindaje, resistencia al pie de la torre y el dimensionamiento de las distancias dieléctricas entre conductores de fase y partes a tierra, conforman el diseño dieléctrico de las líneas de transmisión.

El modelado de blindaje se refiere a la optima localización de los cables de guarda con respecto a los conductores de fase para prevenir las descargas atmosféricas sobre estos. Lo que se hace empleando el modelo electrogeométrico de la línea, que se basa en las siguiente hipótesis :

- La descarga atmosférica está precedida de la formación de un canal guía conductor que cuando alcanza la tierra da pase a la descarga del rayo.
- La magnitud de la corriente del rayo es proporcional a la tensión del canal previo a la descarga.
- En su trayectoria a tierra el canal guía "brinca" hacia aquel objeto que está a una distancia de la punta del canal guía igual a un valor que depende del potencial del canal y consecuentemente de la intensidad de la descarga a que da lugar. Esta distancia se calcula con la siguiente expresión:

$$r_c = 9.4 I^{2/3} \quad 4.11$$

Donde:

r_c = Distancia en metros.

I = Corriente del rayo en KA.

Para tomar en consideración la diferencia existente en la magnitud de la corriente del rayo cuando cae sobre un conductor de fase o sobre el terreno y que se considera del 10 % mayor, la expresión anterior cambia a :

$$r_c = 9.4 (1.1 I)^{2/3} \quad 4.10$$

La posición de los cables de guarda se ajusta de acuerdo al ángulo de blindaje . En la figura se observa la localización de los parámetros básicos del blindaje.

La fórmula que recomienda el grupo 33 de la comisión internacional de electrotécnica para el calculo de la corriente del rayo en KA es ;

$$I = \frac{2 V_0 \%}{Z_c} \quad 4.11$$

Donde:

$V_0\%$ = Tensión con cero probabilidades de flameo.

$V_0\% = 0.9 V_{50\%} = 0.9 VCF$

4.14

Z_c = Impedancia característica de los conductores de fase en ohms.

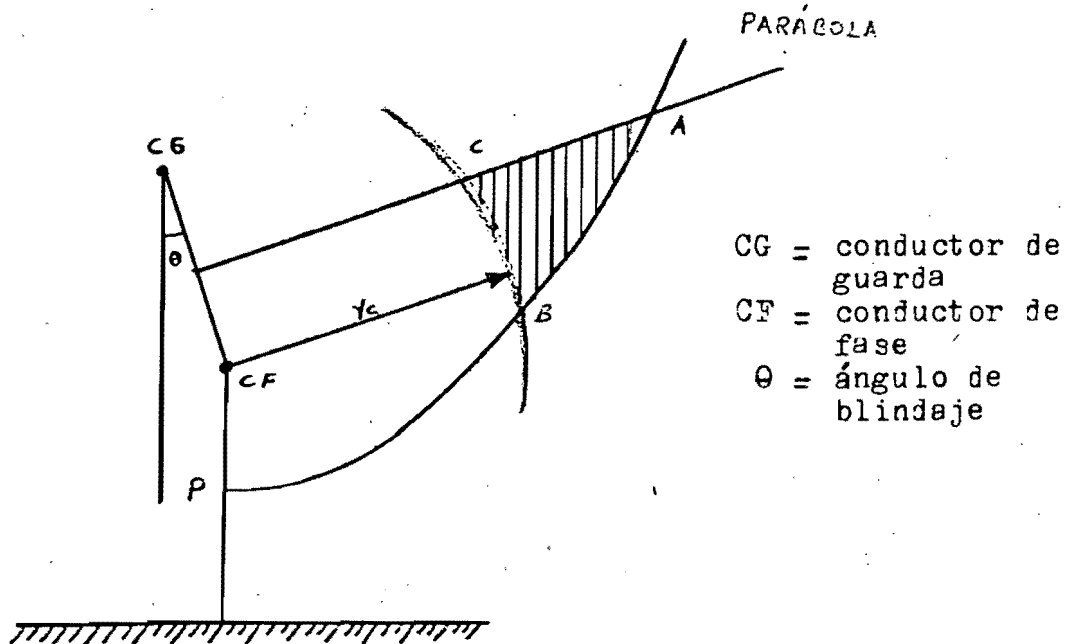


Fig. 4.4 Esquema básico de blindaje.

La teoría del modelo electrogeométrico establece que la probabilidad de falla es mayor en la línea de transmisión mientras mayor sea el área ABC, zona achurada de la figura 4, donde :

QA = Línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda CG y el conductor de fase CF.

PA = Línea que une a todos los puntos que están a igual distancia del conductor de fase CF que del suelo.

QA y PA = Constituyen puntos de una parábola.

BC = Constituye el arco de circunferencia de radio r_c con centro en CF.

El principio de análisis del blindaje se basa en los siguientes conceptos:

Cualquier punto que quede arriba de QA significa que el rayo cae en CG en lugar de CF. También cualquier punto debajo de PA representa una descarga al suelo en lugar del conductor de fase CF.

En la figura 4 la zona ABC determina el área donde se pueden presentar descargas que incidan sobre el conductor de fase. El principio del blindaje efectivo consiste en reducir la zona ABC a un punto de manera que se minimice la zona del impacto de rayo, para esto se busca la ubicación más conveniente de los cables de guarda con respecto a los conductores de fase.

La geometría que determina la efectividad del blindaje basada en el modelo electrogeométrico es reduciendo el área ABC a un punto, lo que se logra haciendo que la mediatriz del segmento CG-CF pase por el punto B, como se muestra en la figura 5.

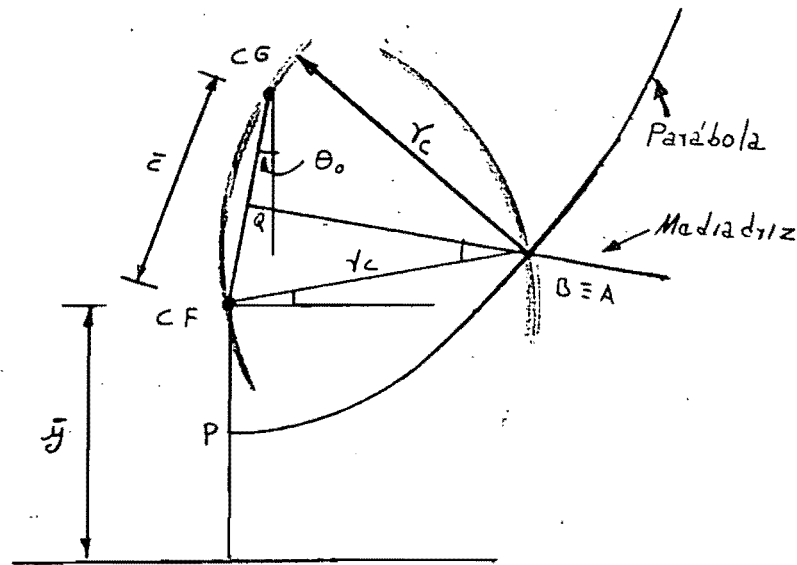


Fig. 5 Blindaje total (efectivo).

Donde:

- CG y CF = Son las posiciones preliminares del conductor de guarda CG y el conductor de fase CF
- θ = Ángulo de blindaje total.
- \bar{y} = Altura media del conductor de fase.
- c = Distancia del conductor de fase CF al cable de guarda CG.

Por el punto medio de CG y CF se traza una perpendicular que corta en el punto A a la circunferencia de radio r_c trazada con centro CF a su vez con centro en A se traza otra circunferencia de radio r_c que pasa por los puntos CF y CG.

El resto de puntos de la parábola se determinan como sigue:

- Se determinan los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda CG y el conductor de fase CF.
- Se determinan los puntos que están a la misma distancia del conductor de fase CF y del suelo (la recta PA) y cada vez se determina un nuevo punto A. La unión de estos puntos se determina la parábola que es simétrica.

De la figura \bar{y} representa la altura media del conductor de fase que se define exclusivamente para los propósitos del blindaje.

Esta altura media del conductor se calcula como:

Para líneas en terreno plano ;

$$\bar{y} = \bar{h} = y - \frac{2}{3} f = h - \frac{2}{3} f \tag{4.15}$$

Para líneas en terreno ondulado (no montañoso) ;

$$\bar{y} = h = y \tag{4.16}$$

Para líneas en terrenos montañosos;

$$\bar{y} = \bar{h} = 2 h \tag{4.17}$$

El ángulo de blindaje se determina de la figura 5 como:

$$\theta = \text{ang sen } \frac{r_c - \bar{y}}{r_c} - \text{ang sen } \frac{\bar{c}}{2 r_c} \tag{4.18}$$

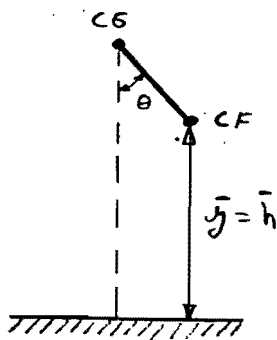
Donde :

f = Flecha en el punto medio del claro.

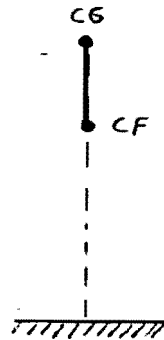
Como inicialmente no se sabe la posición del cable de guarda CG el valor inicial de \bar{c} se calcula como :

$$\bar{c} = 6 \times 10^{-3} \times VCF \text{ (metros)}. \tag{4.19}$$

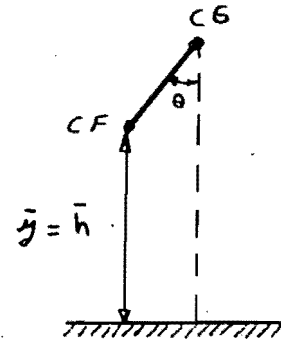
Dependiendo del análisis de blindaje que se haga se puede obtener la posición del cable de guarda con respecto a los conductores de fase de la siguiente forma :



θ = ángulo de blindaje positivo



ángulo de blindaje cero



ángulo de blindaje negativo.

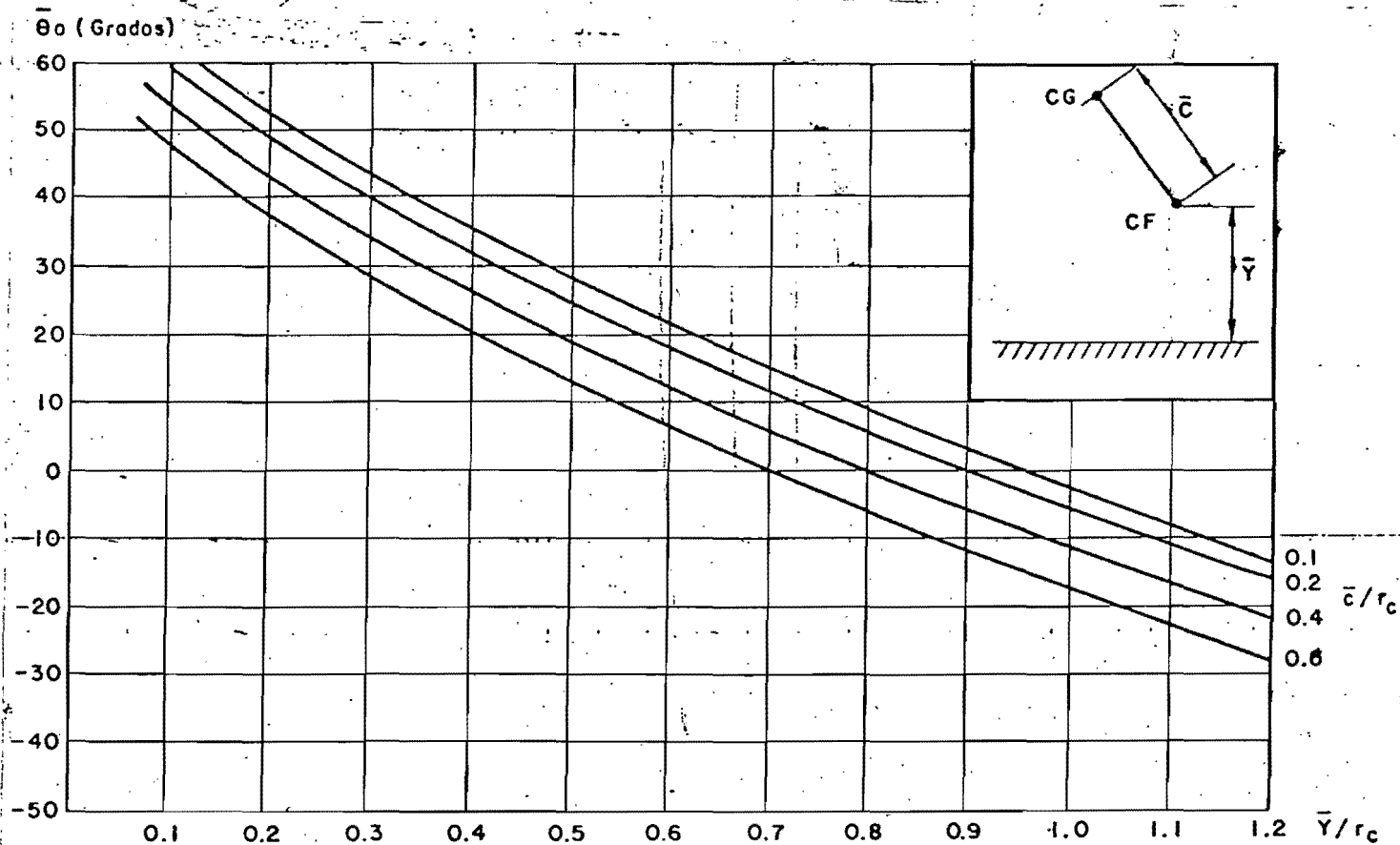
$\frac{\bar{y}}{r_c} < 1$; poca altura buen nivel de aislamiento.

$\frac{\bar{y}}{r_c} > 1$; gran altura bajo nivel de aislamiento.

Cuando $\bar{y}/r_c > 2$ corresponde a líneas que atraviesan ríos o grandes desniveles. En estos casos, prácticamente el blindaje total o efectivo no es posible.

Para la determinación o verificación del ángulo de blindaje se puede hacer uso de graficas como las señaladas en la grafica IV.6. Su uso se inicia con:

- Cálculo de los valores de \bar{y} , \bar{c} , y r_c .
- Cálculo de las relaciones \bar{y}/r_c y \bar{c}/r_c .
- Se entra en el eje de las abscisas con la relación \bar{y}/r_c y se corta la curva correspondiente a la relación \bar{c}/r_c .
- En el eje de las ordenadas se encuentra el ángulo de blindaje correspondiente.

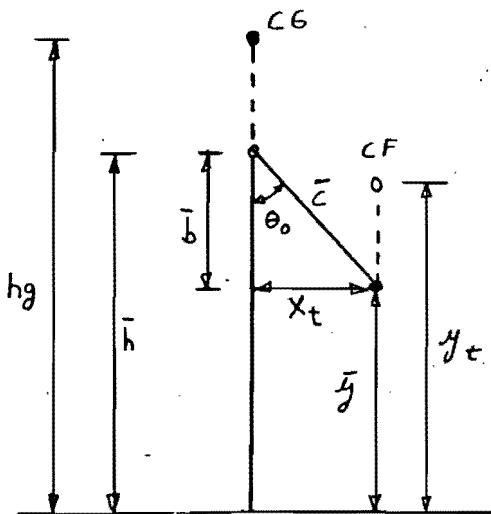


Grafica α Curvas para la determinación del ángulo de blindaje.

La determinación del número de cables de guarda y su posición en una línea de transmisión, es función del grado de confiabilidad en este caso desde el punto de vista de las sobretensiones para descargas atmosféricas. El grado de confiabilidad se expresa en un índice de salidas de la línea, que indica el número de salidas/100Km/año, esté índice se forma de dos parte, una por salidas de falla de blindaje y otra por salidas de sobretensiones de retorno o sea por resistencia al pie de la torre.

$$\begin{matrix} \text{Indice de salidas por} & & \text{Indice de} & & \text{Indice de} \\ \text{descargas atmosféricas} & = & \text{salidas por} & = & \text{salidas por} \\ \text{(ISDA)} & & \text{fallas de} & & \text{salidas por} \\ & & \text{blindaje} & & \text{sobretensio-} \\ & & & & \text{nes de retorno} \end{matrix}$$

El índice (ISDA) determina la confiabilidad. Para poder elegir de acuerdo a los resultados del modelo electrogeométrico la disposición de los CG y los CF de acuerdo a la figura 4.

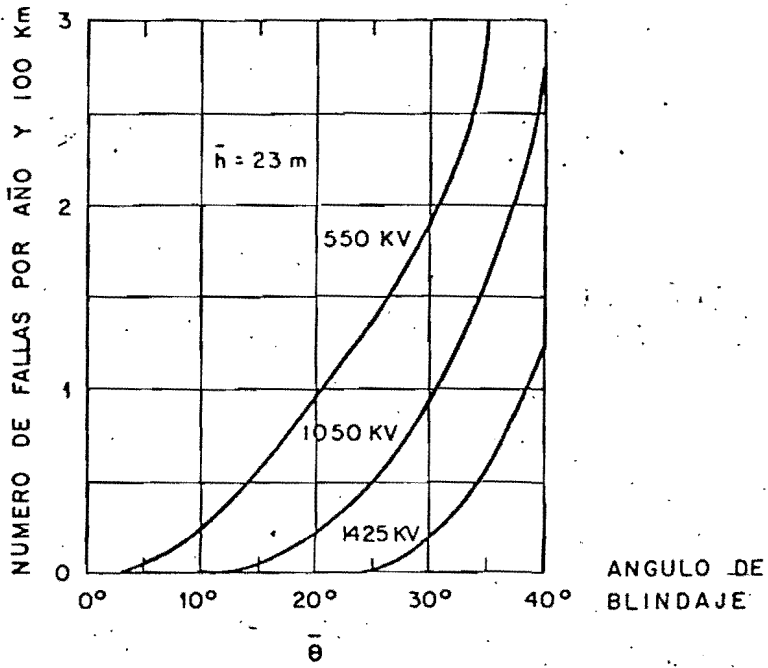


- Donde:
- h_g = Altura preliminar del CG
 - $h_g = \bar{y} + \bar{c} \cos \theta_0 + (2/3) f_g$ (m)
 - $x_t = \bar{c} \sin \theta_0$
 - θ_0 = Ángulo preliminar de blindaje.
 - f_g = Flecha del cable de guarda.
 - x_t = Distancia del cable de guarda al conductor de la fase externa.

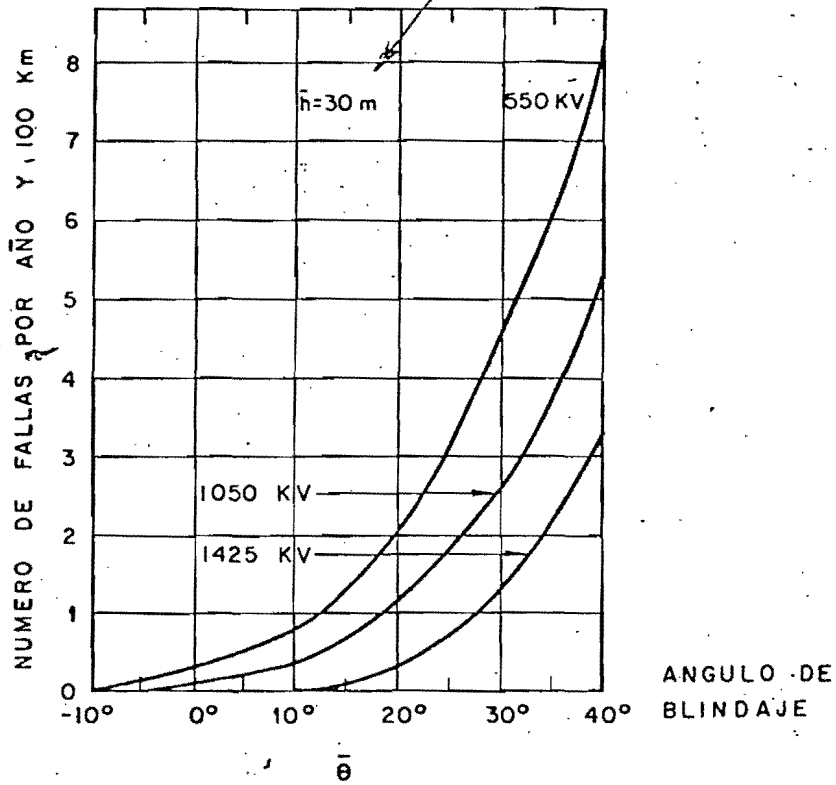
Fig. 4 Paramétros necesarios para el inicio del cálculo de la altura del cable de guarda CG.

Las cantidades anteriores dan la distancia mínima de blindaje. Apartir de los resultados se verifica el índice de confiabilidad. También el índice de salidas se determina de acuerdo a las graficas b, c, d, y e.

Para mejor ilustración ver ejemplo 4 del apendice C.

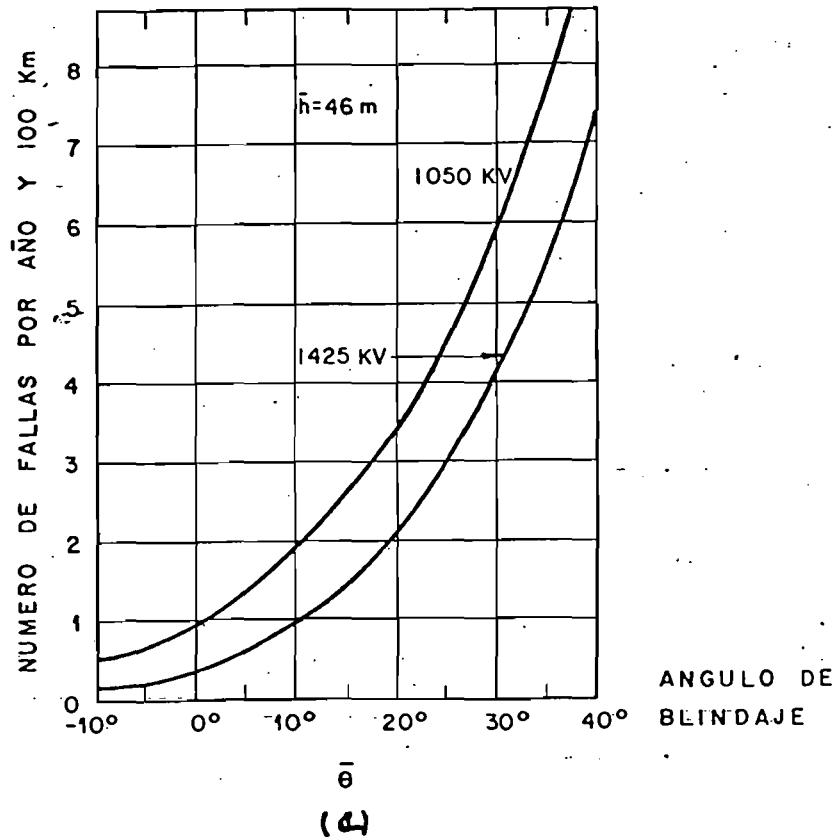
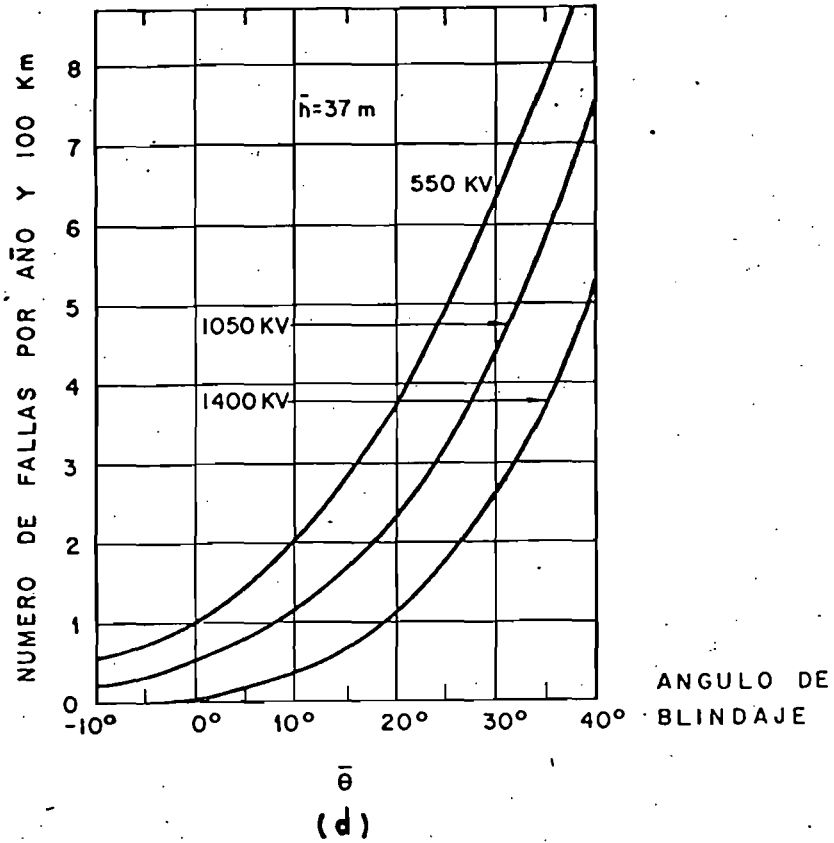


(b)



(c)

INDICE DE SALIDAS POR FALLA DE BLINDAJE EN LINEAS DE 115 - 400 KV.



INDICE DE SALIDAS POR FALLA DE BLINDAJE EN LINEAS DE 115-400 KV.

RESISTENCIA AL PIE DE LA TORRE

La resistencia al pie de la torre es tan importante como el blindaje de las líneas de transmisión por lo que debemos revisar las características de salidas por efecto de sobretensiones de retorno.

Un blindaje adecuado determina una baja incidencia de rayos a conductores de fase por lo cual, los rayos caen en los hilos de guarda o las torres, que al estar conectados a tierra su efecto depende en gran parte de la resistividad del terreno, lo que significa que se debe cumplir con ciertos requisitos del valor de la resistencia al pie de la torre y que debe ser tan bajo como sea posible. El valor de la resistencia al pie de la torre esta relacionado con la resistividad del terreno. Los valores elevados de resistividad del terreno producen un efecto de reflexión de onda de sobretensión que a su vez provoca una superposición con las ondas incidentes que por períodos de corto tiempo (0.5 a 1.0 μ seg) elevan la tensión a valores que en ocasiones exceden los niveles básicos de aislamiento, produciendo flameos.

La resistencia al pie de la torre esta compuesta por el valor de la resistencia de la torre, hilos de guarda y la resistividad del terreno. Para fines de cálculo generalmente no se considera la resistencia de los cables de guarda.

La resistividad del terreno es característica del tipo de terreno y se expresa en Ω - m. Se mide empleando un megger. El método empleado es el que usa dos electrodos de voltaje y dos electrodos de corriente, la disposición es como la que se observa en la figura 7.

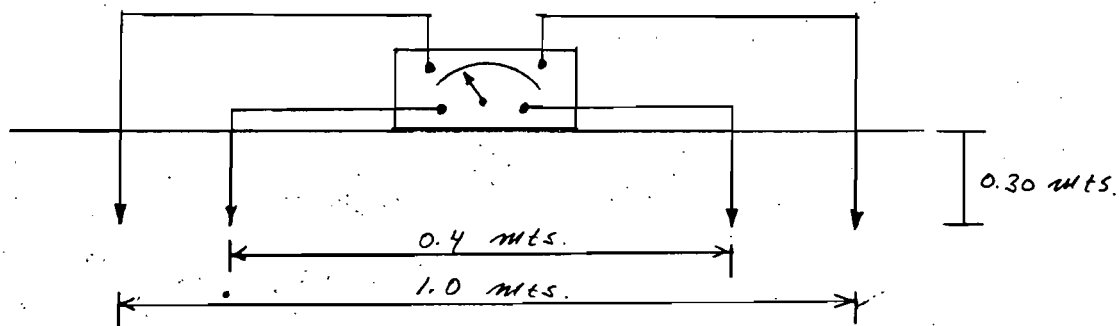


Fig. 7 Disposición de los electrodos del megger de alta frecuencia para la medición de la resistencia del terreno. (la resistencia depende de la profundidad).

Las mediciones se deben efectuar cuando menos dos veces. Una cuando el terreno se encuentra seco ya que representa la condición más desfavorable y la otra en épocas de lluvia. Un valor más confiable será un promedio de las mediciones en diferentes períodos o sea una muestra estadística.

En la tabla IV se dan valores normalizados de resistencia para diferentes tipos de terrenos.

Tabla IV Resistencia de diferentes tipos de terrenos.

| Condición | Resistividad del terreno ($\Omega\text{-m}$) |
|-------------------|--|
| Agua de mar | 0.01 - 1.0 |
| Terreno pantanoso | 10 - 100 |
| Terreno normal | 100 |
| Terreno seco | 1000 |
| Terreno arenoso | 10^7 |
| Terreno rocoso | 10^9 |

Cuando no se dispone de un megger de alta frecuencia y la medición se hace con un megger normal debe de corregirse de acuerdo a la siguiente figura.

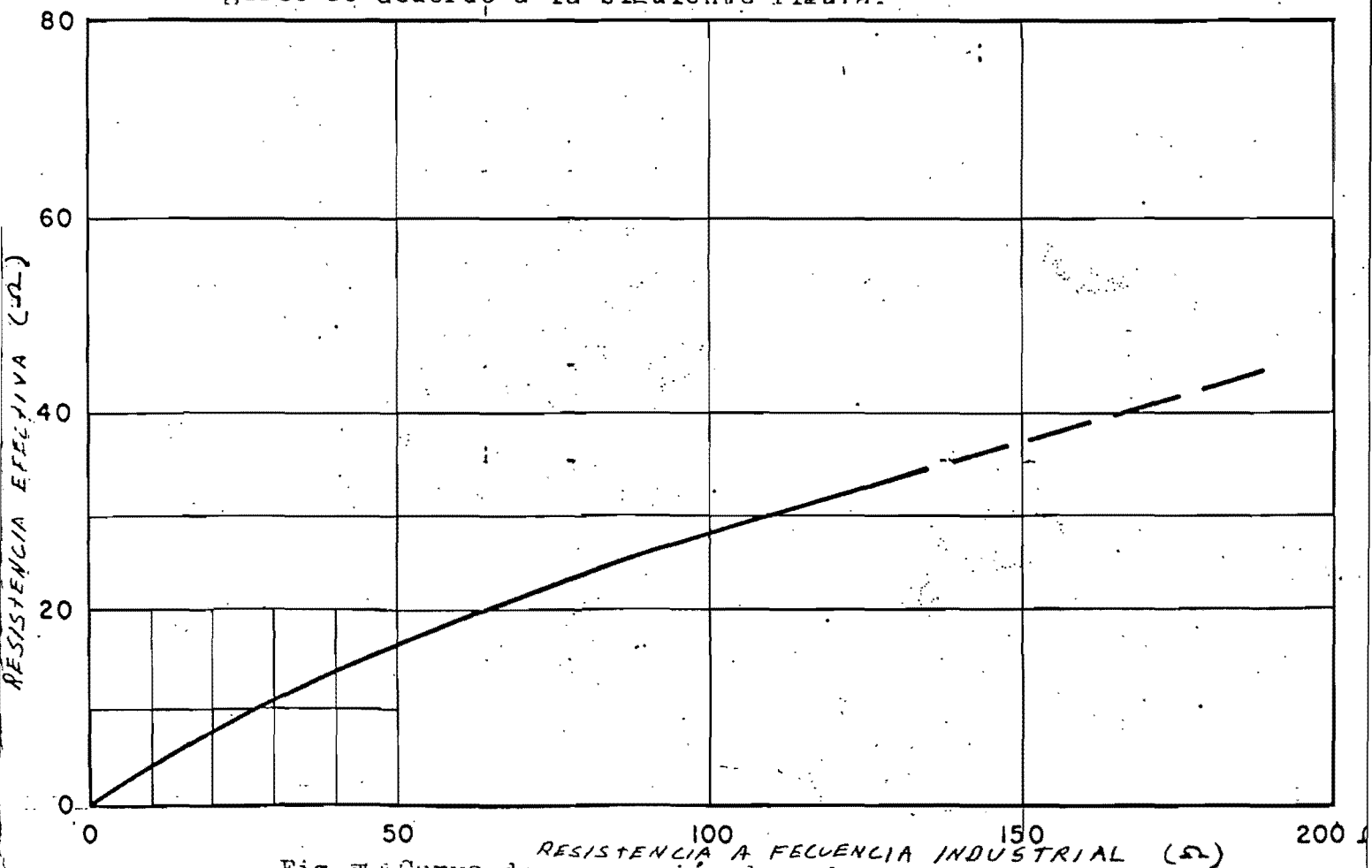


Fig. IV Curva de corrección de valores de resistencia a frecuencia industrial.

Cuando el valor de la resistencia al pie de la torre es alto implica un índice de salidas por sobretensiones - de retorno elevado. Ver tabla IV.V.

$$V_T = R_{PT} I_{\text{rayo}}$$

Estas sobretensiones corresponden a una distribución probabilística que de acuerdo con la fórmula anterior para limitar el valor de V_T a tensiones inferiores a las críticas de flameo y para los valores más probables de corrientes del rayo se deben fijar valores máximos de la resistencia al pie de la torre (R_{PT}) para cada nivel de tensión.

| Tensión KV | | Resistencia Ω |
|---------------|-------|-------------------------|
| 400 | hasta | 20 |
| 230 | | 15 - 20 |
| 115 | | 10 - 13 |

Cuando se tienen valores mayores a estos se hace necesario disminuirlos empleando redes de tierras que en líneas de transmisión se llaman contra-antenas que se diseñan normalmente de cobre desnudo, localizadas a una profundidad del orden de 70 cm. y cuya configuración y longitud dependen del diseño que se adapte en función del valor de resistividad encontrada en el terreno.

Cuando resulta muy costoso disminuir la resistencia al pie de la torre, se puede aumentar la longitud de la cadena de aisladores, o sea la distancia dieléctrica entre conductor y estructura de tal forma que disminuya el índice de salidas.

Para la determinación del índice de salidas por sobretensiones de retorno para líneas de transmisión de 115 a 400 KV. se obtienen de las gráficas de la f hasta la g , dependiendo de la configuración de la línea.

Los resultados obtenidos de las gráficas se consideran como valores base y para condiciones diferentes deben hacer se los siguientes ajustes:

- A) En zonas de nivel cerámico distinto de 30 se considera en forma aproximada como una relación lineal, la relación entre el valor obtenido de las gráficas y el real de acuerdo con la expresión:

$$\frac{\text{Índice de fallas}}{100/\text{Km}} \text{ real al año} = \frac{\text{Índice de fallas}}{100/\text{Km}} \text{ al año de gráfica} \times \frac{NC}{30}$$

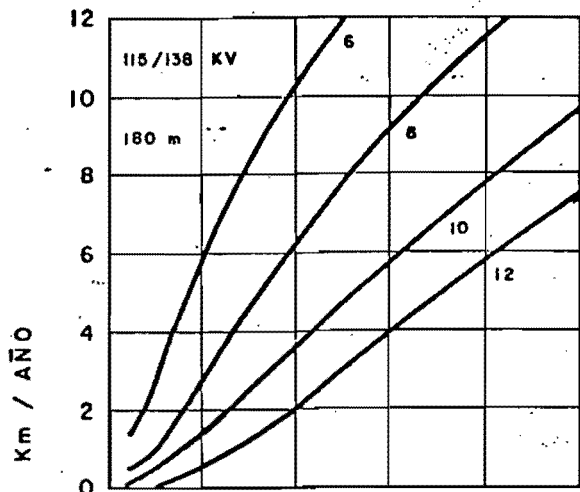
Donde: NC = Nivel cerámico real.

- B) Para aisladores distintos a los del tipo estandar que son (254 x 46 mm.) se debe emplear el número de aisladores equivalentes o bien la distancia dieléctrica equivalente o aproximada.
- C) El valor de la resistencia al pie de la torre que aparece en el eje de las abscisas de las gráficas corresponde al valor efectivo y no al medido a la frecuencia industrial, la relación de estos valores se da en la fig. V.4

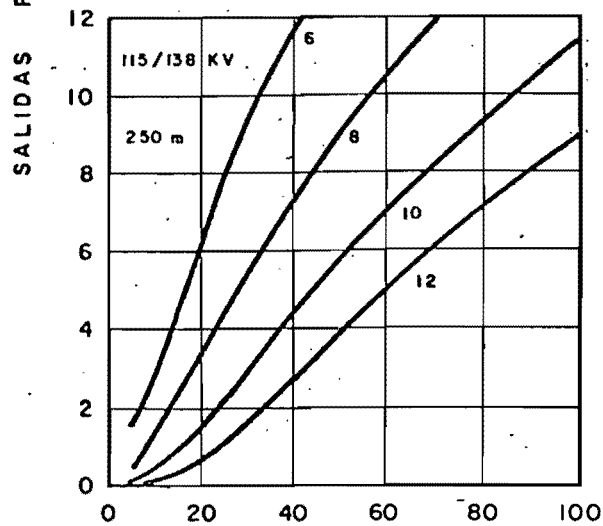
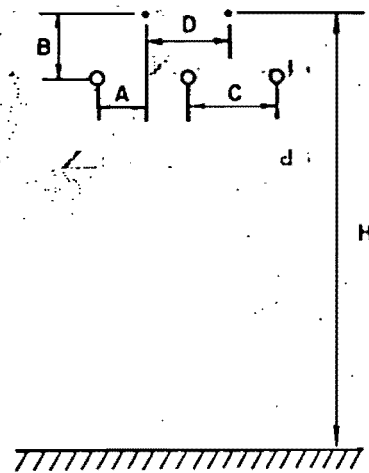
TABLA IV. Valores máximos de resistencias recomendadas al pie de la torre

| Tensión nominal en kV eficaz | NEAI en kV cresta | Resistencia sin cable de guarda en: Ω | | Resistencia con cable de guarda en: Ω | |
|---------------------------------|----------------------|---|--------|---|--------|
| | | seco | húmedo | seco | húmedo |
| 13.8 | 95 | 20 | 10 | — | — |
| 24 | 150 | 20 | 10 | 25 | 15 |
| 34.5 | 200 | 20 | 10 | 25 | 15 |
| 69 | 350 | 20 | 10 | 25 | 15 |
| 115 | 450 | 15 | 10 | 25 | 15 |
| | 550 | | | | |
| 138 | 550 | 15 | 10 | 25 | 15 |
| | 650 | | | | |
| 161 | 650 | 15 | 10 | 25 | 15 |
| | 750 | | | | |
| 230 | 850 | 15 | 10 | 25 | 15 |
| | 950 | | | | |
| | 1050 | | | | |
| 400 | 1175 | 15 | 10 | 25 | 15 |
| | 1300 | | | | |
| | 1425 | | | | |

NOTA: Estos valores incluyen la resistencia de la torre y del cable de guarda.



(f)



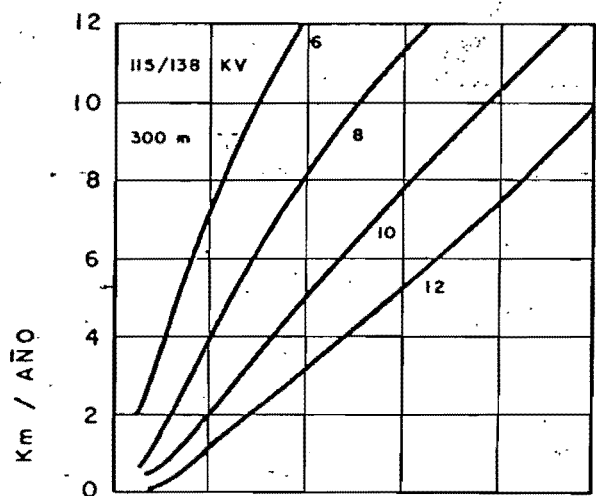
(g)

| TENSION (KV) NOMINAL | DIMENSIONES (m) | | | | |
|-------------------------|-----------------|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | H |
| 115 / 138 | 2.1 | 3.4 | 4.3 | 4.3 | 17.0 |
| 161 | 2.5 | 3.7 | 4.9 | 4.9 | 18.0 |
| 230 | 2.7 | 4.3 | 5.5 | 5.5 | 20.0 |
| 400 | 3.7 | 5.5 | 7.3 | 7.3 | 21.0 |

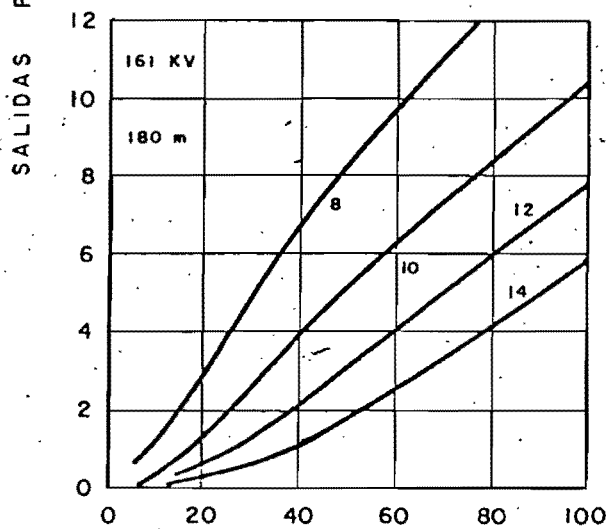
RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE

GRAFICAS PARA LA DETERMINACION DEL INDICE DE SALIDAS POR SOBRETENSIONES DE RETORNO PARA LINEAS DE TRANSMISION DE 115 A 400 kV CON UN CIRCUITO Y DOS CABLES DE GUARDA

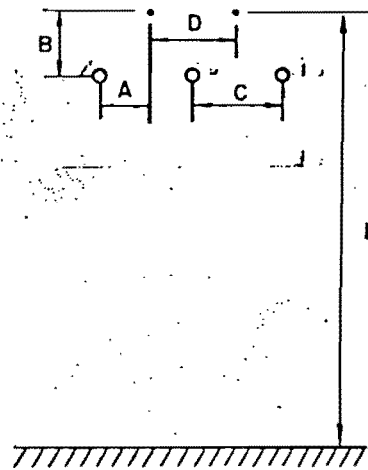
- 1.- SE ENTRA EN EL EJE DE LAS ABCISAS CON EL VALOR DE LA RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
- 2.- SE ENCUENTRA LA CURVA CORRESPONDIENTE AL NÚMERO DE AISLADORES EN LA CADENA (PARA CADENAS EN V SE TOMA LA DISTANCIA EQUIVALENTE DE FASE A TIERRA)
- 3.- EN EL EJE DE LAS ORDENADAS SE ENCUENTRA EL ÍNDICE DE SALIDAS



(h)

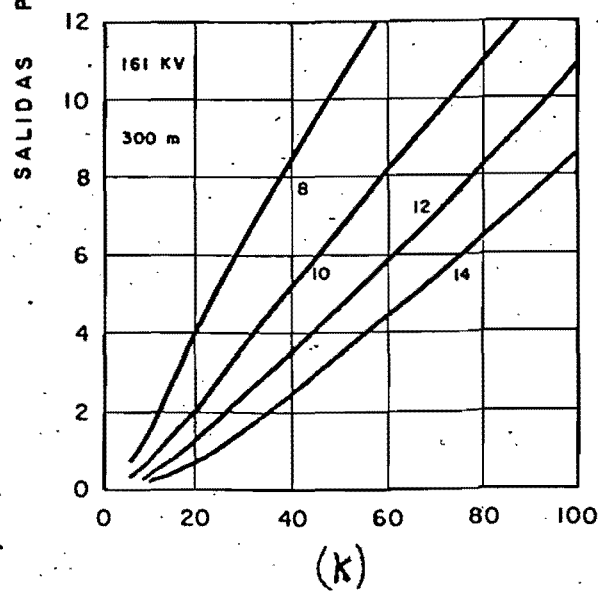
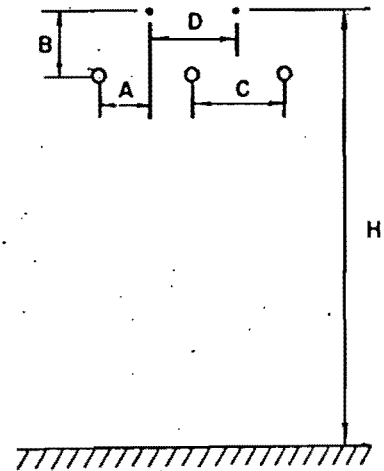
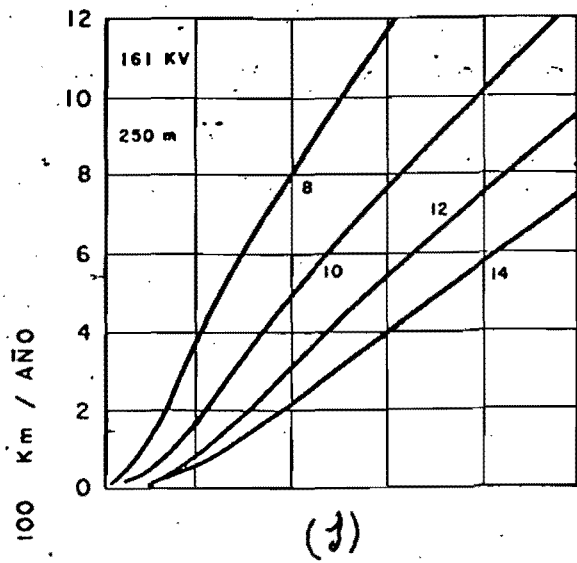


(l)



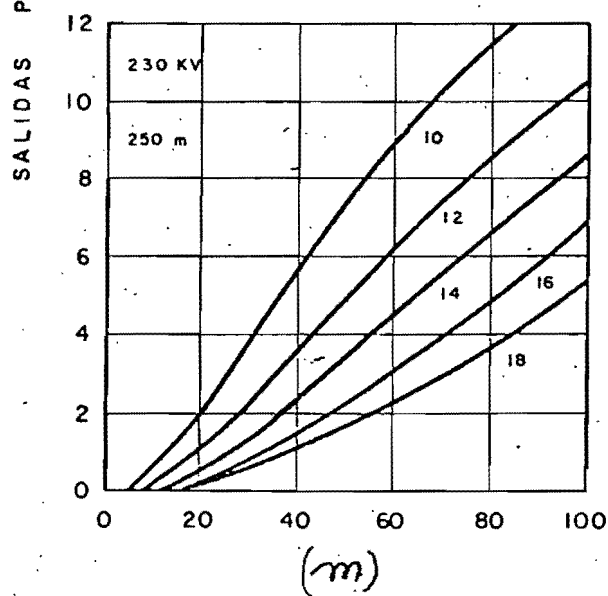
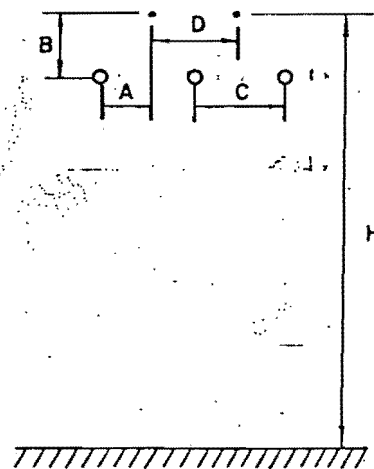
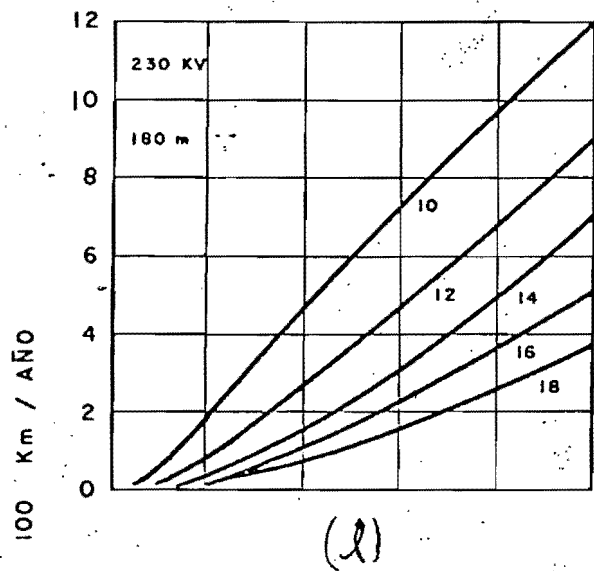
| TENSION (KV) | DIMENSIONES (m) | | | | |
|--------------|-----------------|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | H |
| 115 / 138 | 2.1 | 3.4 | 4.3 | 4.3 | 17.0 |
| 161 | 2.5 | 3.7 | 4.9 | 4.9 | 18.0 |
| 230 | 2.7 | 4.3 | 5.5 | 5.5 | 20.0 |
| 400 | 3.7 | 5.5 | 7.3 | 7.3 | 21.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE.



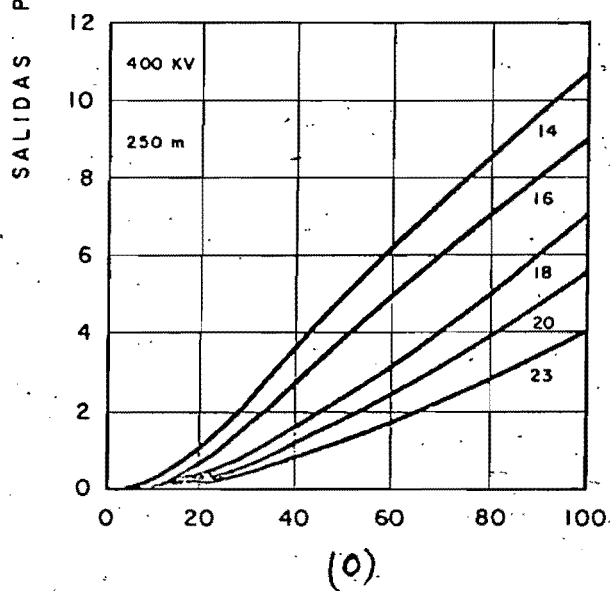
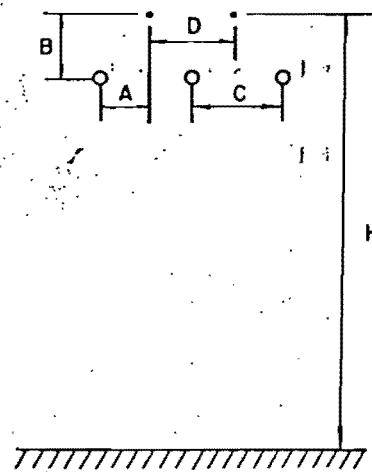
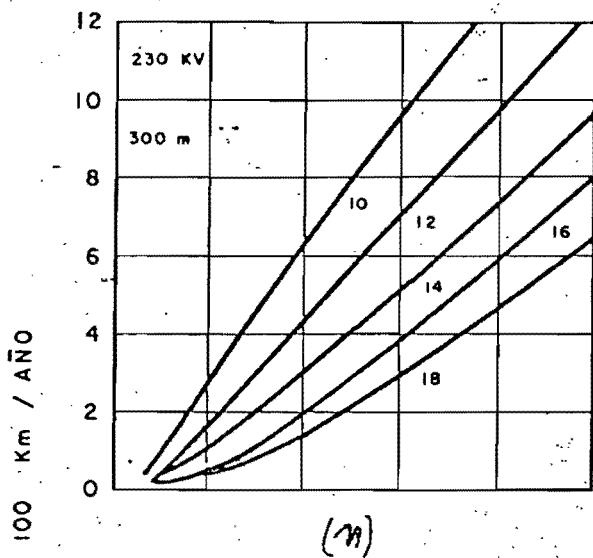
| TENSION (KV) | DIMENSIONES (m) | | | | |
|--------------|-----------------|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | H |
| 115 / 138 | 2.1 | 3.4 | 4.3 | 4.3 | 17.0 |
| 161 | 2.5 | 3.7 | 4.9 | 4.9 | 18.0 |
| 230 | 2.7 | 4.3 | 5.5 | 5.5 | 20.0 |
| 400 | 3.7 | 5.5 | 7.3 | 7.3 | 21.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE



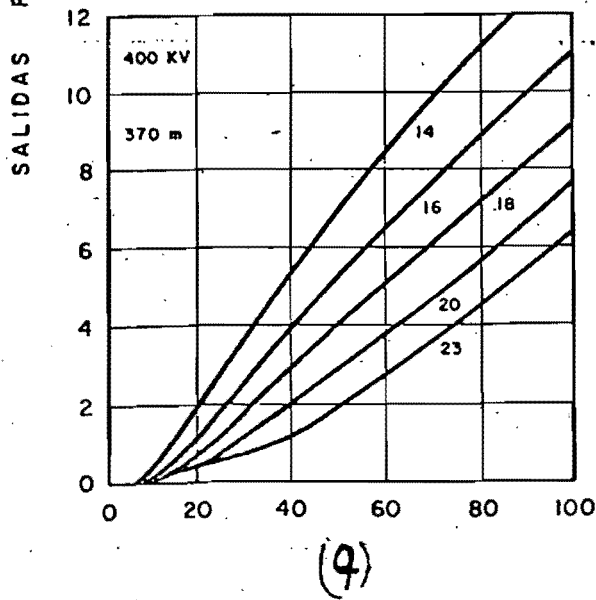
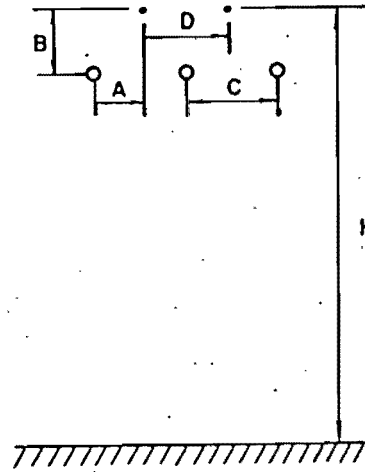
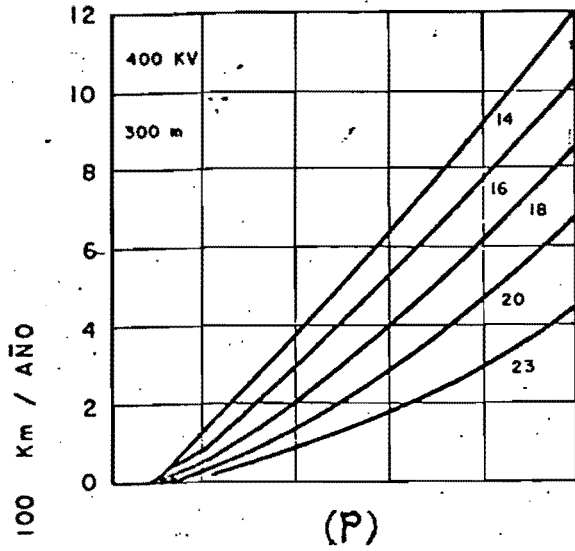
| TENSION (KV) | DIMENSIONES (m) | | | | |
|--------------|-----------------|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | H |
| 115 / 138 | 2.1 | 3.4 | 4.3 | 4.3 | 17.0 |
| 161 | 2.5 | 3.7 | 4.9 | 4.9 | 18.0 |
| 230 | 2.7 | 4.3 | 5.5 | 5.5 | 20.0 |
| 400 | 3.7 | 5.5 | 7.3 | 7.3 | 21.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE



| TENSION (KV) | DIMENSIONES (m) | | | | |
|--------------|-----------------|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | H |
| 115 / 138 | 2.1 | 3.4 | 4.3 | 4.3 | 17.0 |
| 161 | 2.5 | 3.7 | 4.9 | 4.9 | 18.0 |
| 230 | 2.7 | 4.3 | 5.5 | 5.5 | 20.0 |
| 400 | 3.7 | 5.5 | 7.3 | 7.3 | 21.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE



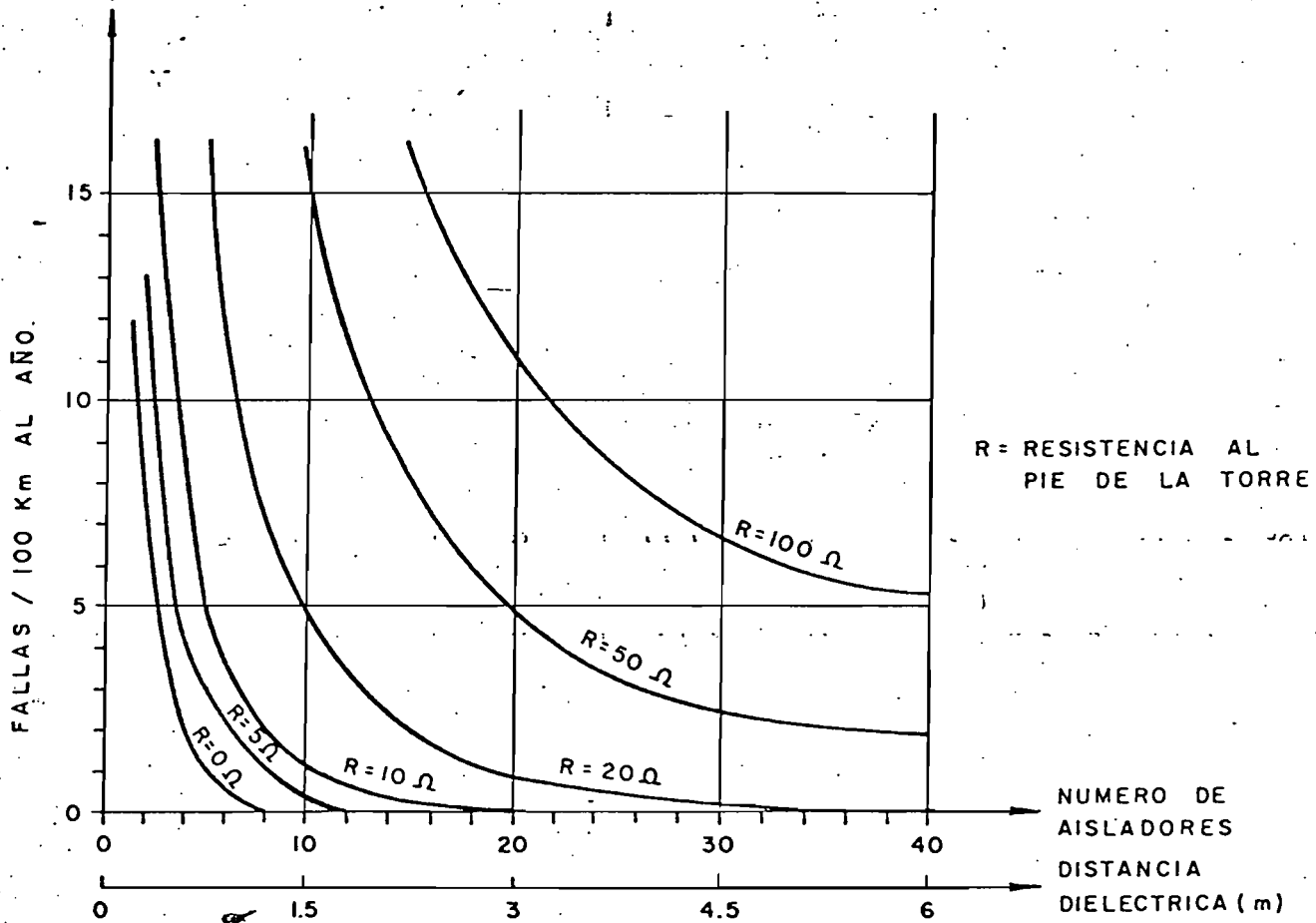
| TENSION (KV) | DIMENSIONES (m) | | | | |
|--------------|-----------------|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | H |
| 115 / 138 | 2.1 | 3.4 | 4.3 | 4.3 | 17.0 |
| 161 | 2.5 | 3.7 | 4.9 | 4.9 | 18.0 |
| 230 | 2.7 | 4.3 | 5.5 | 5.5 | 20.0 |
| 400 | 3.7 | 5.5 | 7.3 | 7.3 | 21.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE

GRAFICAS PARA LA DETERMINACION DEL INDICE DE SALIDAS POR SOBRETENSIONES DE RETORNO PARA LINEAS DE TRANSMISION DE 115 A 400 kV CON UN CIRCUITO Y UN CABLE DE GUARDA

- 1.- SE ENTRA EN EL EJE DE LAS ABCISAS CON EL NÚMERO DE AISLADORES EN LA CADENA O LA DISTANCIA DIELECTRICA DE FASE A TIERRA
- 2.- SE ENCUENTRA LA CURVA CON LA RESISTENCIA EFECTIVA CALCULADA
- 3.- EN EL EJE DE LAS ORDENADAS SE ENCUENTRA EL ÍNDICE DE SALIDAS CORRESPONDIENTE

LINEAS CON 1 CABLE DE GUARDA.



SALIDAS POR SOBRETENSIONES DE RETORNO PARA UN NIVEL CERAUNICO DE 30 Y CLARO MAX. DE 500 m.

NOTA: PARA NIVELES CERAUNICOS DISTINTOS DE 30;

SE OBTIENEN LAS SALIDAS COMO:

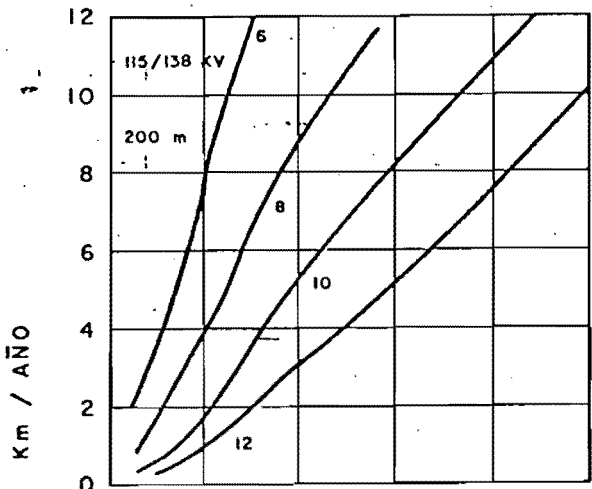
$$SALIDAS_{NC} = \frac{NC}{30} \times SALIDAS \text{ DE LA GRAFICA}$$

NC = NIVEL CERAUNICO REAL.

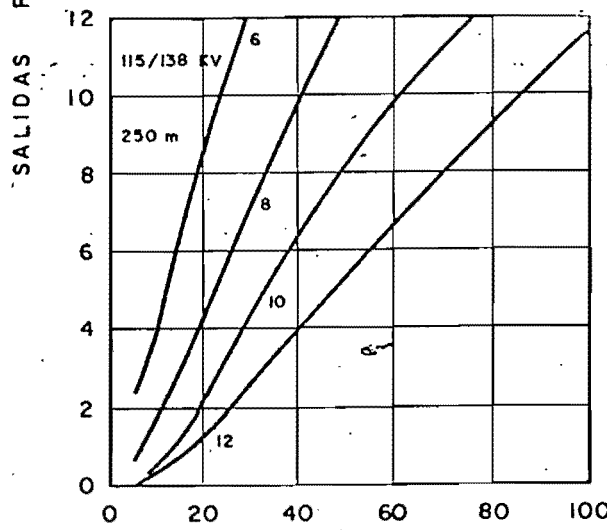
GRAFICA f

GRAFICAS PARA LA DETERMINACION DEL INDICE DE SALIDAS POR SOBRETENSIONES DE RETORNO PARA LINEAS DE TRANSMISION DE 115 A 400 kV CON DOBLE CIRCUITO Y DOS CABLES DE GUARDA

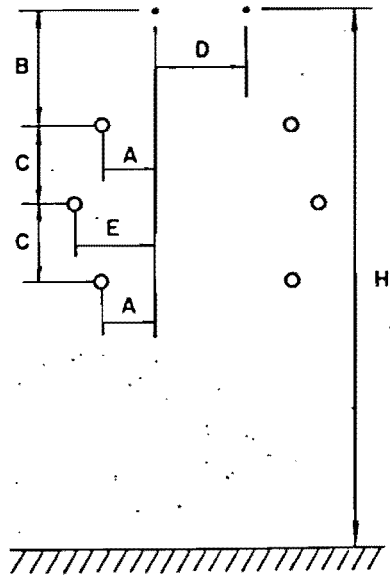
- 1.- SE ENTRA EN EL EJE DE LAS ABCISAS CON EL VALOR DE LA RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA AL PIE DE LA TORRE
- 2.- SE ENCUENTRA LA CURVA CORRESPONDIENTE AL NÚMERO DE AISLADORES EN LA CADENA (PARA CADENAS EN V SE TOMA LA DISTANCIA EQUIVALENTE DE FASE A TIERRA)
- 3.- EN EL EJE DE LAS ORDENADAS SE ENCUENTRA EL ÍNDICE DE SALIDAS



(g)

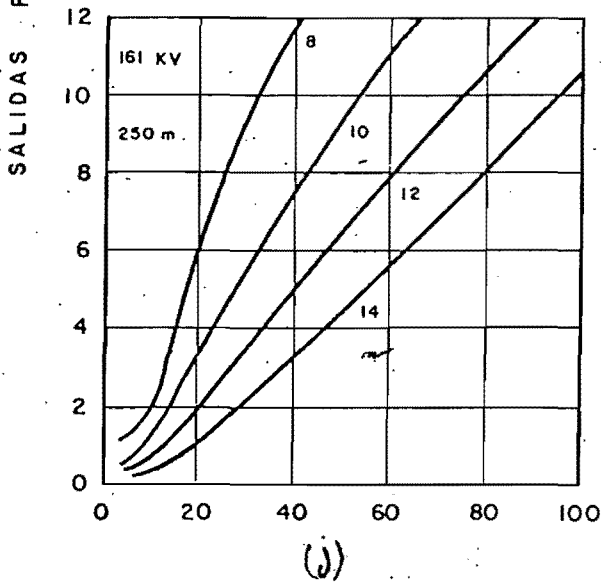
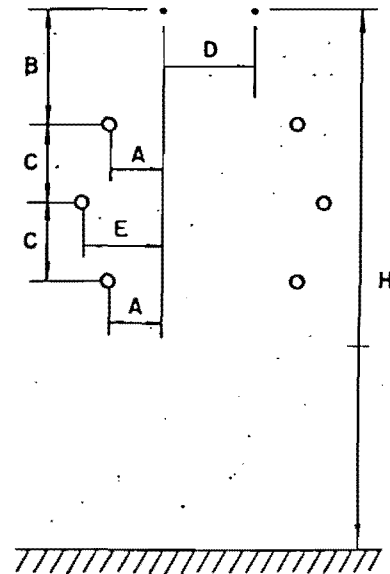
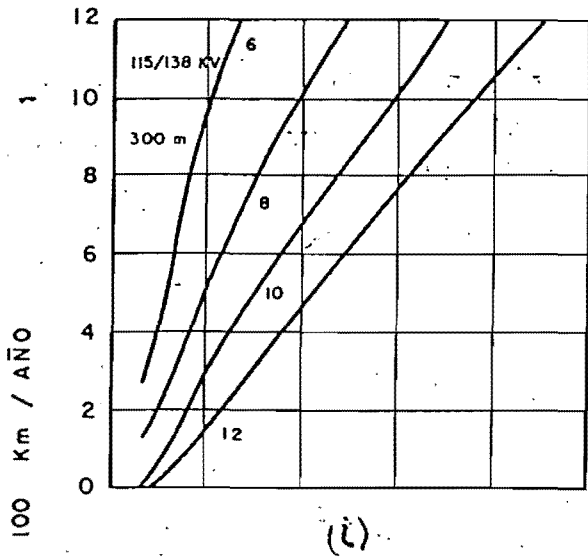


(h)



| TENSION (KV) NOMINAL | DIMENSIONES (m) | | | | | |
|-------------------------|-----------------|-----|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | E | H |
| 115 / 138 | 1.8 | 3.7 | 3.7 | 3.0 | 2.7 | 26.0 |
| 161 | 1.8 | 4.3 | 4.3 | 3.7 | 2.7 | 27.5 |
| 230 | 1.8 | 5.5 | 5.5 | 4.9 | 3.0 | 34.0 |
| 400 | 2.1 | 7.6 | 7.3 | 6.7 | 4.0 | 40.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE

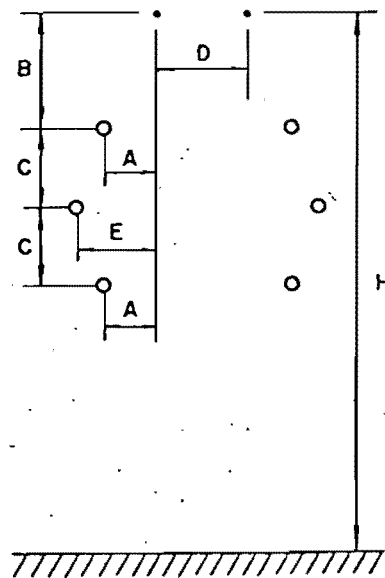
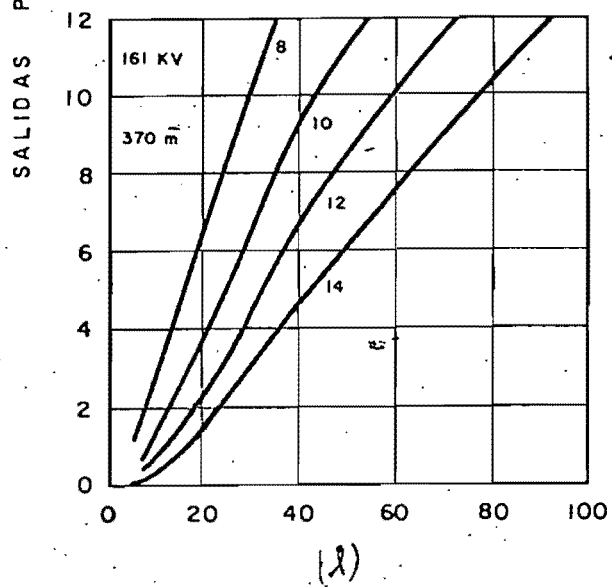
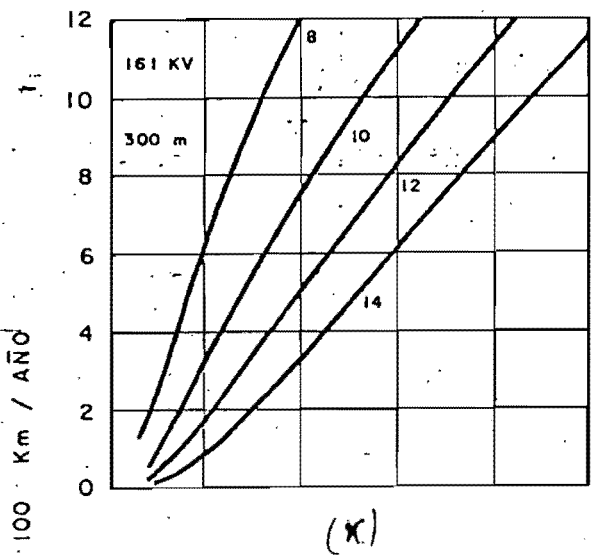


TENSION (KV)
NOMINAL

DIMENSIONES (m)

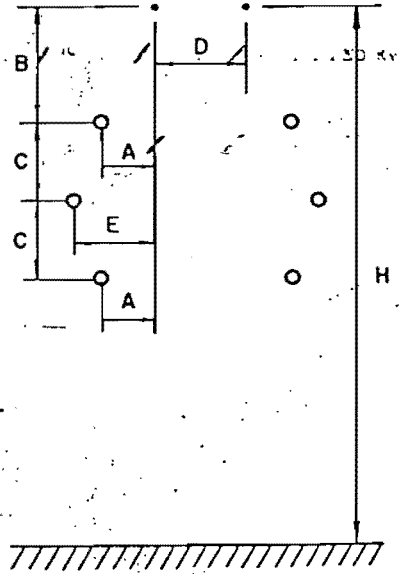
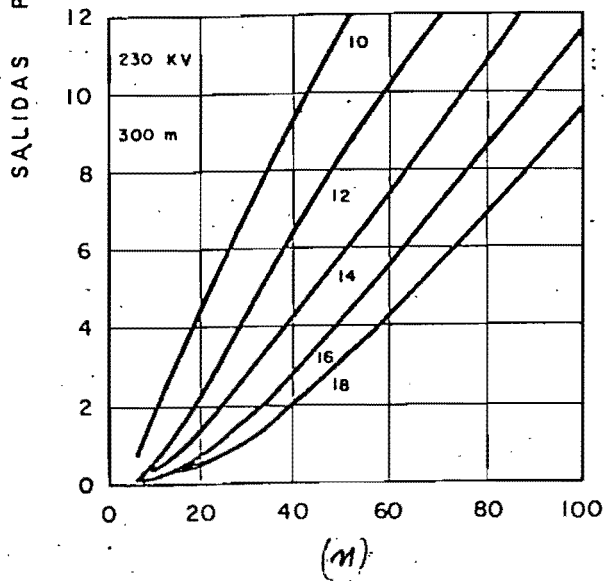
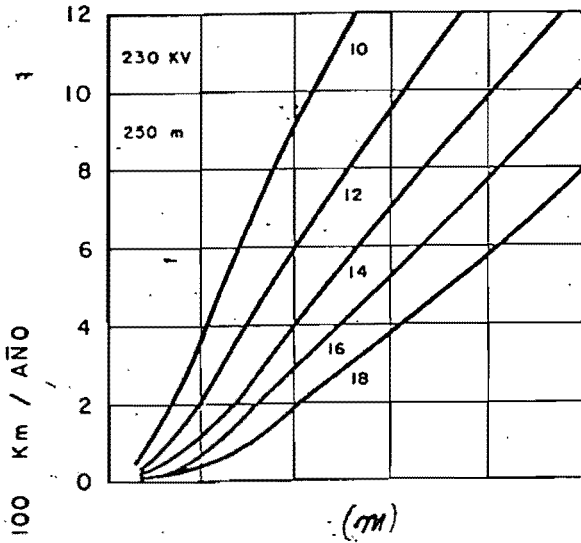
| | A | B | C | D | E | H |
|---------|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| 115/138 | 1.8 | 3.7 | 3.7 | 3.0 | 2.7 | 26.0 |
| 161 | 1.8 | 4.3 | 4.3 | 3.7 | 2.7 | 27.5 |
| 230 | 1.8 | 5.5 | 5.5 | 4.9 | 3.0 | 34.0 |
| 400 | 2.1 | 7.6 | 7.3 | 6.7 | 4.0 | 40.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE



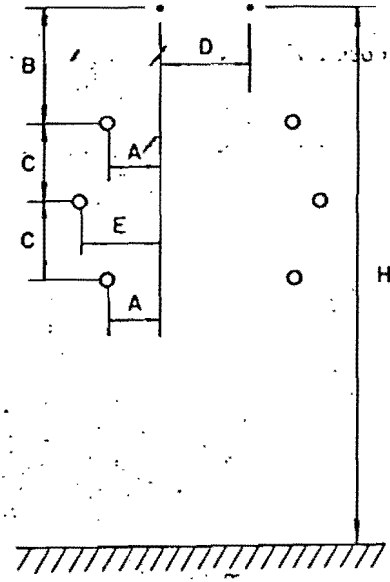
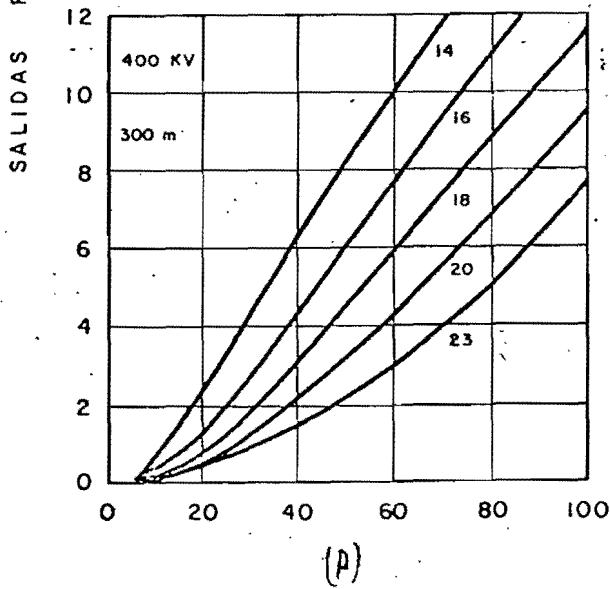
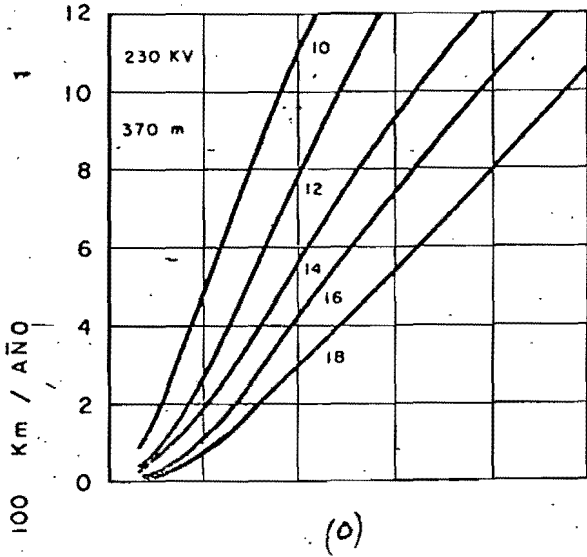
| TENSION (KV) NOMINAL | DIMENSIONES (m) | | | | | |
|-------------------------|-----------------|-----|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | E | H |
| 115 / 138 | 1.8 | 3.7 | 3.7 | 3.0 | 2.7 | 26.0 |
| 161 | 1.8 | 4.3 | 4.3 | 3.7 | 2.7 | 27.5 |
| 230 | 1.8 | 5.5 | 5.5 | 4.9 | 3.0 | 34.0 |
| 400 | 2.1 | 7.6 | 7.3 | 6.7 | 4.0 | 40.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE



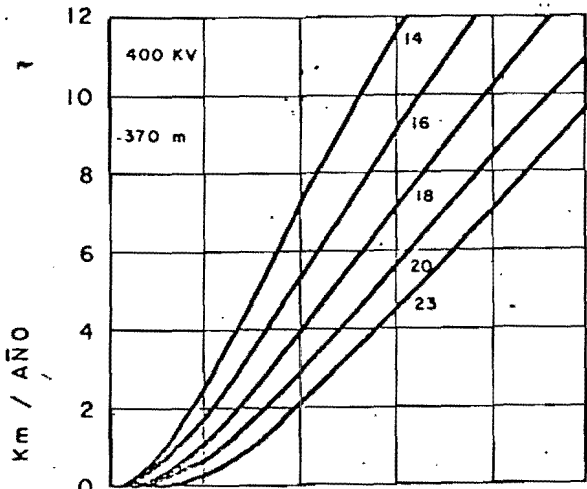
| TENSION (KV) NOMINAL | DIMENSIONES (m) | | | | | |
|-------------------------|-----------------|-----|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | E | H |
| 115 / 138 | 1.8 | 3.7 | 3.7 | 3.0 | 2.7 | 26.0 |
| 161 | 1.8 | 4.3 | 4.3 | 3.7 | 2.7 | 27.5 |
| 230 | 1.8 | 5.5 | 5.5 | 4.9 | 3.0 | 34.0 |
| 400 | 2.1 | 7.6 | 7.3 | 6.7 | 4.0 | 40.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE

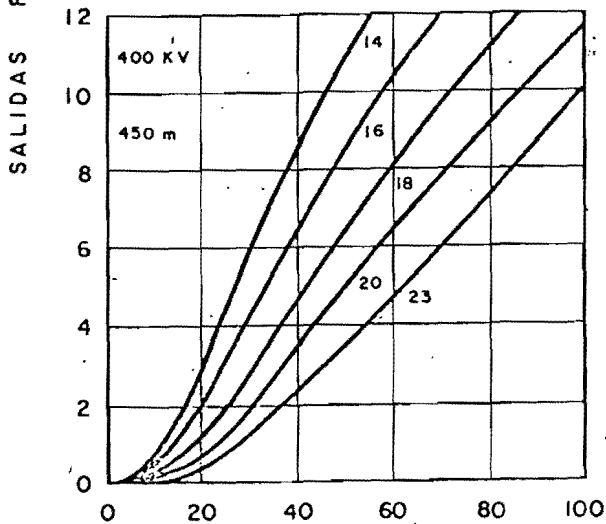


| TENSION (KV) NOMINAL | DIMENSIONES (m) | | | | | |
|-------------------------|-----------------|-----|-----|-----|-----|------|
| | A | B | C | D | E | H |
| 115 / 138 | 1.8 | 3.7 | 3.7 | 3.0 | 2.7 | 26.0 |
| 161 | 1.8 | 4.3 | 4.3 | 3.7 | 2.7 | 27.5 |
| 230 | 1.8 | 5.5 | 5.5 | 4.9 | 3.0 | 34.0 |
| 400 | 2.1 | 7.6 | 7.3 | 6.7 | 4.0 | 40.0 |

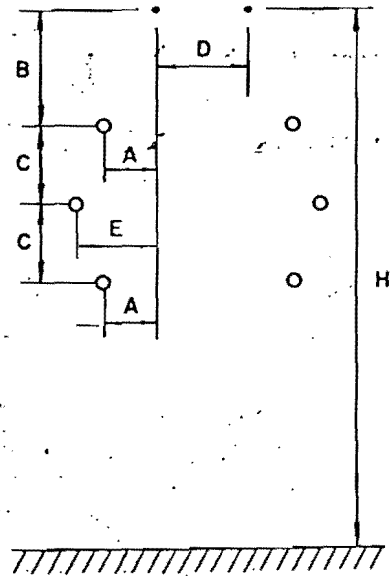
RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE



(g)



(gamma)



TENSION (KV)
NOMINAL

DIMENSIONES (m)

| | A | B | C | D | E | H |
|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| 115 / 138 | 1.8 | 3.7 | 3.7 | 3.0 | 2.7 | 26.0 |
| 161 | 1.8 | 4.3 | 4.3 | 3.7 | 2.7 | 27.5 |
| 230 | 1.8 | 5.5 | 5.5 | 4.9 | 3.0 | 34.0 |
| 400 | 2.1 | 7.6 | 7.3 | 6.7 | 4.0 | 40.0 |

RESISTENCIA EFECTIVA DE PUESTA A TIERRA
AL PIE DE LA TORRE

IV.3 EFECTOS ATMOSFERICOS Y CONTAMINACION

Las condiciones atmosféricas y la contaminación influyen grandemente en las características de los aisladores externos y de la apreciación de estas condiciones va a depender el diseño de la línea de transmisión.

Dentro de las condiciones atmosféricas que forzan; el aislamiento de la línea, tenemos las siguientes; La densidad relativa del aire, humedad, lluvia, niebla y la dimensión de claros entre conductores y la torre con los conductores, debido a la oscilación causada por el viento, y por último tenemos el rayo. De los primeros hablaremos brevemente y examinaremos en forma más amplia las descargas atmosféricas, por estar más expuesta la línea a este tipo de fenómenos, además de causar daños muy severos en las líneas de transmisión.

EFECTO DE LA DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE (DRA)

La DRA influye en el inicio del efecto corona y las descargas parciales, como se muestra en la ecuación IV.20 vemos que existe un factor referente a la densidad del aire, la cual varía de acuerdo a la altura como se aprecia en la tabla IV.VI

$$E = 30,000 \delta M \left(1 + \frac{3}{\delta R} \right) V/M \quad \text{ec. IV.20}$$

- E.. gradiente de superficie. V/M
- R.. Radio del conductor en m
- M.. factor de superficie (1.0 para conductores lisos, para otros < 1.0)

La presión barométrica estandar b de 760 mm Hg y la temperatura normal t de 25 °C establece una densidad relativa del aire de 1.0. La densidad relativa del aire para cualquier otra presión barométrica y temperatura se puede calcular con la siguiente relación:

$$\delta = \frac{0.392 b}{273 + t} \quad \text{ec. IV.21}$$

siendo:

- b.. presión barométrica en mm Hg
- t.. temperatura en °C, (media)

Las condiciones metereológicas normales en México son:

- presión barométrica: 760 mm Hg a 0 msnm.
- humedad (absoluta): 11 g/m³
- (presión de vapor:) 15.45 mm Hg.
- temperatura ambiente: 25 °C (media)
- precipitación: 5 mm/min.

Tabla IV.V Factor de corrección por presión a distintas altitudes

| Altitud en m | Presión | | Factor de corrección δ | Altitud en m | Presión | | Factor de corrección δ |
|--------------------|---------|-------|-------------------------------------|--------------------|---------|-------|-------------------------------------|
| | kPa | mm Hg | | | kPa | mm Hg | |
| 0 | 101.3 | 760 | 1.000 | 2500 | 74.7 | 550 | 0.737 |
| 100 | 100.1 | 751 | 0.988 | 2600 | 73.9 | 554 | 0.728 |
| 200 | 98.9 | 742 | 0.976 | 2700 | 72.8 | 546 | 0.718 |
| 300 | 97.7 | 733 | 0.965 | 2800 | 72.0 | 540 | 0.710 |
| 400 | 96.8 | 726 | 0.954 | 2900 | 70.8 | 531 | 0.698 |
| 500 | 95.5 | 716 | 0.942 | 3000 | 70.1 | 526 | 0.692 |
| 600 | 94.3 | 707 | 0.931 | 3100 | 69.2 | 519 | 0.683 |
| 700 | 93.2 | 699 | 0.919 | 3200 | 68.3 | 512 | 0.674 |
| 800 | 92.1 | 691 | 0.908 | 3300 | 67.5 | 505 | 0.665 |
| 900 | 90.9 | 682 | 0.897 | 3400 | 66.5 | 499 | 0.656 |
| 1000 | 90.5 | 679 | 0.893 | 3500 | 65.6 | 492 | 0.647 |
| 1100 | 89.8 | 666 | 0.876 | 3600 | 64.8 | 485 | 0.639 |
| 1200 | 87.7 | 658 | 0.866 | 3700 | 63.9 | 479 | 0.629 |
| 1300 | 85.7 | 650 | 0.855 | 3800 | 62.9 | 472 | 0.621 |
| 1400 | 85.6 | 642 | 0.845 | 3900 | 62.1 | 466 | 0.613 |
| 1500 | 84.5 | 634 | 0.834 | 4000 | 61.3 | 460 | 0.605 |
| 1600 | 83.6 | 627 | 0.824 | 4100 | 60.5 | 454 | 0.597 |
| 1700 | 82.5 | 619 | 0.814 | 4200 | 59.7 | 448 | 0.590 |
| 1800 | 81.5 | 611 | 0.804 | 4300 | 59.1 | 443 | 0.583 |
| 1900 | 80.5 | 604 | 0.794 | 4400 | 58.4 | 438 | 0.576 |
| 2000 | 79.5 | 596 | 0.784 | 4500 | 57.7 | 433 | 0.569 |
| 2100 | 78.5 | 589 | 0.774 | 4600 | 57.1 | 428 | 0.562 |
| 2200 | 77.5 | 581 | 0.765 | 4700 | 56.3 | 422 | 0.555 |
| 2300 | 76.5 | 574 | 0.755 | 4800 | 55.6 | 417 | 0.548 |
| 2400 | 75.6 | 567 | 0.746 | 4900 | 54.9 | 412 | 0.542 |

En la siguiente expresión observamos que el voltaje crítico de flameo no estandar depende directamente de DRA e inversamente a un factor de corrección por humedad.

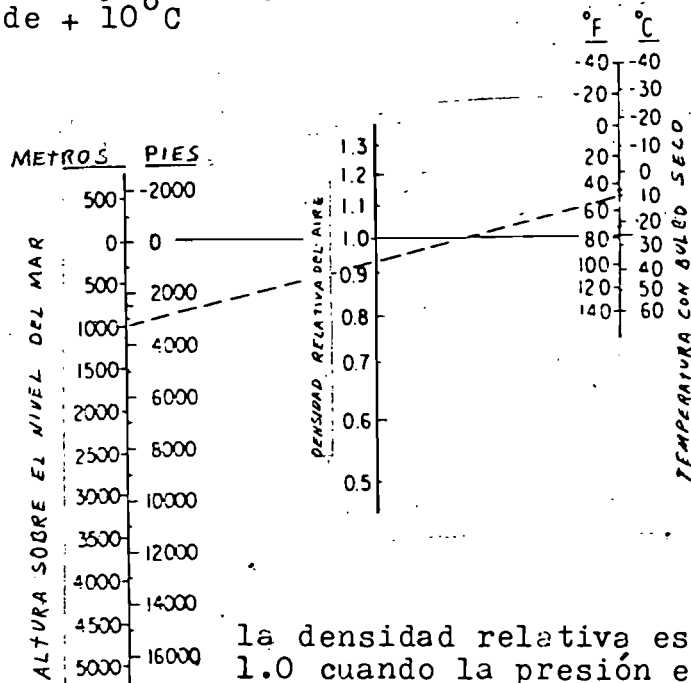
$$\text{VCF no estandar} = \frac{\int^n \text{VCF estandar (KV)}}{\text{Kn}} \quad \text{ec. IV. 22}$$

Donde:

- VCF no estandar.. voltaje crítico de flameo a cualquier DRA
- VCF estandar.. voltaje crítico de flameo a una temperatura y presión estandar.
- Kn.. Factor de corrección por humedad (*613105*)
- n.. exponente que cambia de 1 a 0 de acuerdo al espaciamiento de 1 a 7 metros.
- \int .. factor de corrección por DRA (tabla IV.V).

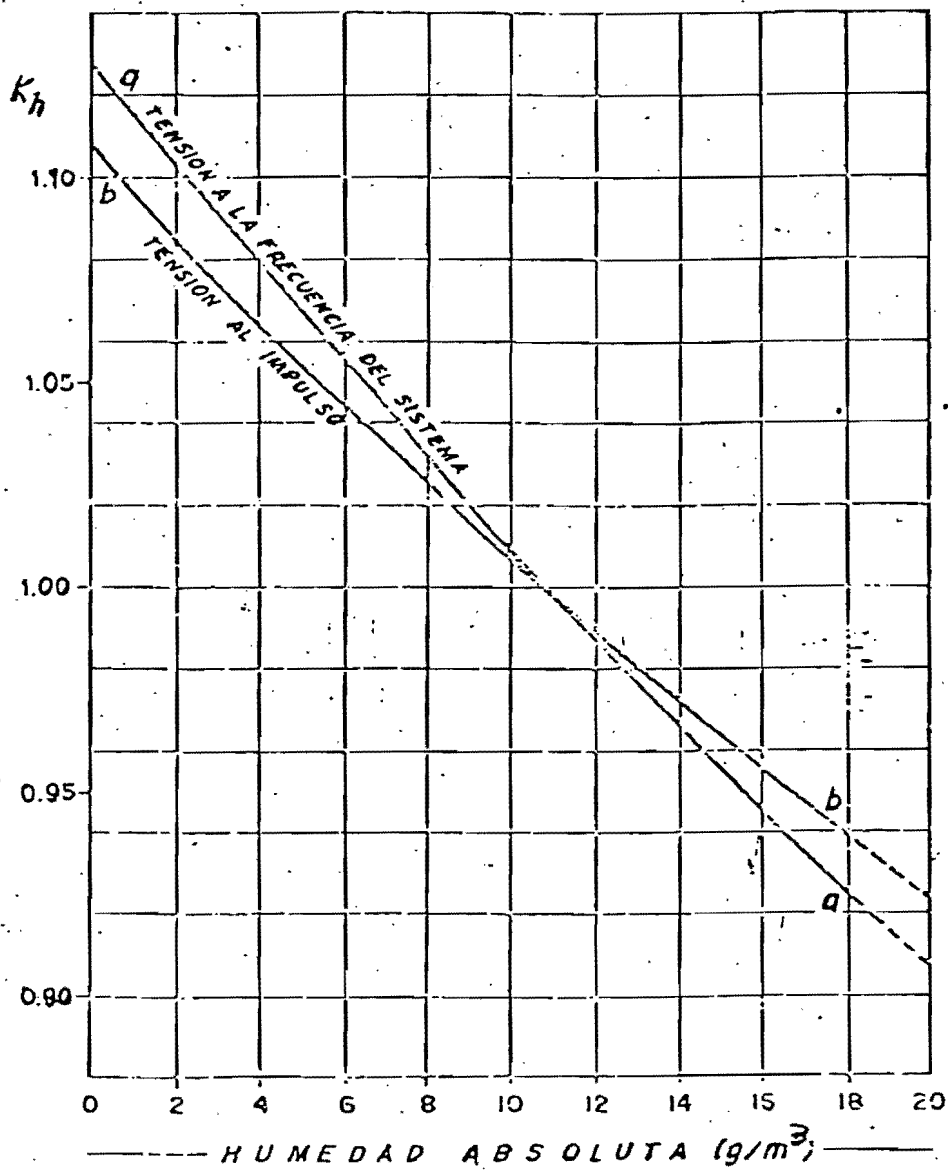
Un incremento en la humedad normalmente va acompañada por una disminución en la densidad relativa del aire. De aquí los dos efectos se neutralizan uno a otro, marcando una variación total, pequeña. Sin embargo el efecto de la densidad del aire llega a ser muy importante en áreas montañosas. La figura IV.9 muestra un monograma para calcular un valor promedio de la densidad del aire empleando la altura y la temperatura.

El ejemplo señala que DRA = 0.935 cuando la altitud es de 1000 metros y la temperatura de + 10 °C



la densidad relativa es 1.0 cuando la presión es de 760 mm Hg y la temperatura de 25 °C

Fig. (IV.9.) Monograma de la densidad relativa del aire como una función de la altitud y temperatura.



Humedad absoluta (g/m^3)

Gráfica 5 Factor de corrección K_h por humedad

NOTA: El valor de humedad de $11 g/m^3$ corresponde al 100% de humedad relativa.

Observando el monograma podemos ver que al aumentar la altitud sobre el nivel del mar, implica una disminución de la presión atmosférica, reduciendo el nivel de aislamiento de los aisladores en aire, por lo que es necesario incrementar las distancias dieléctricas externas en comparación a las distancias que serían necesarias al nivel del mar, para tener un mismo nivel de aislamiento.

EFFECTOS DE LA HUMEDAD

En lugares donde se use aire como aislante, la humedad causa efectos en el voltaje de flameo, como podemos ver en la ecuación IV.11 y en la gráfica 5. Si aumenta la humedad absoluta, disminuye el factor de corrección y por lo tanto aumenta el voltaje de flameo no estandar.

La humedad relativa es una medida del vapor de agua contenida en el aire. La elevada humedad tiende a producir vapor de agua sobre el conductor, creando puntos corona.

Otra forma de tomar en cuenta la corrección por humedad atmosférica, es considerando un aumento en el valor del voltaje de flameo en 1% por cada mm de Hg menor que el valor de la humedad (presión de vapor) que es de 15.45 mm Hg y disminuimos el 1% del voltaje crítico de flameo por cada mm de Hg después de 15.45 mm de Hg.

EFFECTOS DE LA LLUVIA

El agua en forma de lluvia o llovizna, al pasar en el conductor forma pequeñas gotas sobre su superficie. Después de un corto tiempo, el agua corre bajo el conductor formando una capa de agua en torno al conductor, eliminando las pequeñas gotas de la parte superior del conductor, que se acumulan en la parte inferior del conductor, debido al efecto de gravedad. Posteriormente estas gotas caen. Esta condición es común para limpiar los conductores.

Generalmente, pueden existir dos condiciones extremas respecto al grado de lluvia de un conductor. La primera es la que el agua cubre uniformemente el conductor, (hidrofílico) y la otra cuando se forman pequeñas gotas como si se tratara de una superficie encerrada (hidrofóbica). La condición hidrofóbica incrementa la tensión superficial entre el agua y el conductor, mientras que en la condición hidrofílica, decrece la tensión superficial. Las dos condiciones anteriores son fuente de descarga por efecto corona, ya que existe una influencia del campo eléctrico en las gotas del agua.

El voltaje de flameo a 60 Hz. en los aisladores de suspensión es muy dependiente de la tasa de lluvias. Para un aislador vertical el mayor efecto del agua es el goteo o el flujo hacia abajo de una unidad a la próxima. Para propósitos de prueba (ASA STANDARD C - 291 1961) se especifica una lluvia de 5 mm por minuto. Esto equivale a una lluvia fuerte, lo cual ocurre muy raramente. Este tipo de prueba se realiza sin contaminación, por lo que no es muy confiable. La figura IV.10 muestra una curva, con la cual podemos obtener el factor de corrección para proyectos de EHV. El voltaje crítico de flameo para condiciones limpias y seco, se considera de 1 P.U. para determinar el voltaje crítico de flameo, cuando sea a cualquier rango de lluvia, uno multiplica el valor de referencia por el factor de corrección.

El voltaje crítico de flameo, depende también de la resistividad del agua. La resistividad del agua es variable por la contaminación del aire, partículas de sal en lugares, cerca a la costa, y diferentes formas de contaminantes cerca de áreas industriales. Cuando se inicia la lluvia, la resistencia del agua - lluvia es más baja que después de llover un tiempo. En la figura IV.11 se determina el factor de corrección empleado en proyectos de EHV, para la resistividad de la lluvia. En esta gráfica se señala la resistividad del agua contra el voltaje crítico de flameo en P.U.. El PU es considerado una lluvia de 5 mm por minuto y la resistividad de 17,800 Ω - cm.

EFEECTO DEL VIENTO

La velocidad del viento, provoca la disminución de la distancia dieléctrica entre conductores. Para propósitos de planeación se considera una velocidad de 30 Km / hr. Lo anterior queda considerado en la constante K2 de la tabla IV.11

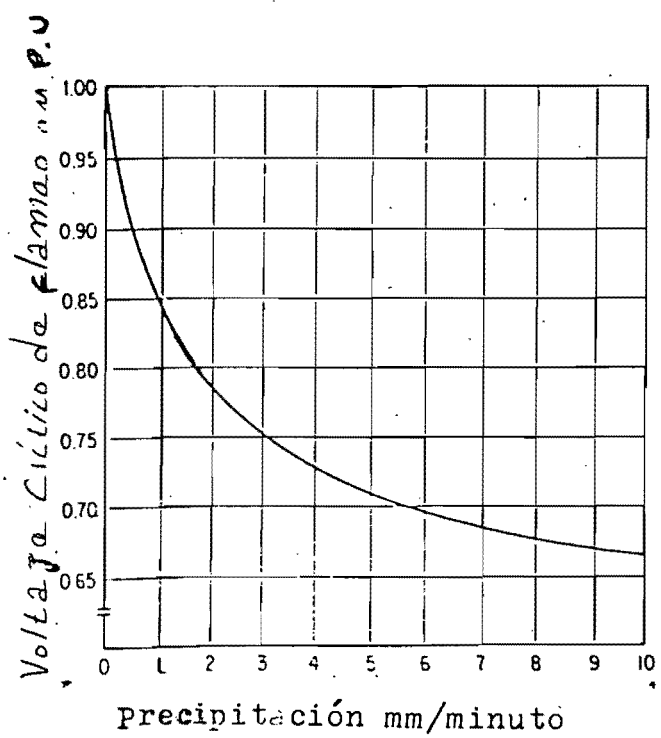


Fig. IV factor de corrección a 60 HZ por efecto de lluvia en aisladores verticales.

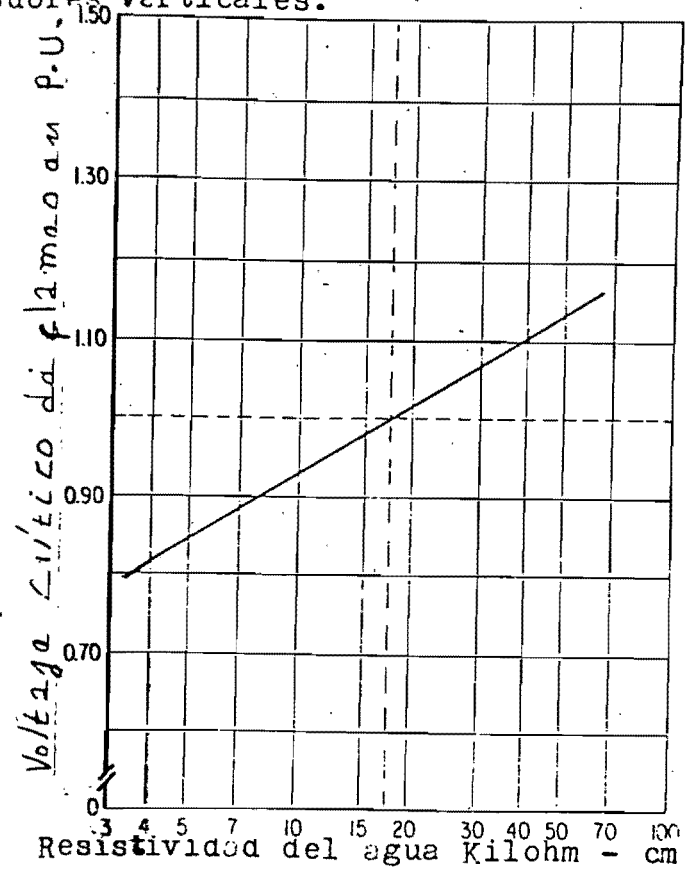


Fig. IV factor de corrección a 60 HZ por efecto de la resistencia del agua - lluvia.

EFFECTO DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS SOBRE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Al diseñar una línea de transmisión es de vital importancia considerar la protección contra descargas atmosféricas que pueden influir de dos formas, la primera es la descarga directa y la otra por inducción electrostática. La propagación de ondas (voltaje, corriente) dentro del sistema puede causar daños destructivos, por lo que es importante el conocimiento de este fenómeno, ya que en la operación de los sistemas eléctricos por estadísticas en las líneas de transmisión se sabe que aproximadamente un 8.5% de las interrupciones del servicio se deben a las sobretensiones por descargas directas y las descargas indirectas producen una tensión por abajo del nivel de flameo de los aisladores para líneas de alta tensión.

FORMACION DE LA CARGA

Existen tres teorías más conocidas, que explican la formación de centros de carga y son: La teoría de Wilson, sobre la corriente ascendente del aire. Teoría de Simpson, basada en el movimiento relativo de gotas de agua de diferentes tamaños, y la teoría de Wokkman, que señala la separación de la carga eléctrica por congelación.

TEORIA DE WILSON; se basa en la presencia de un gran número de iones positivos y negativos en la atmósfera, muchos de ellos se unen entre si formando diminutas partículas de agua. Los menores rangos de iones son de 300 a 1000/cc, y el mayor número de iones es de 1,000 a 80,000/cc. posteriormente considero que existe un campo dirigido de arriba hacia abajo (dirección positiva) haciendo buen tiempo (cielo limpio y despejado). La magnitud de este campo decae gradualmente desde aproximadamente 1 v/cm a la superficie de la tierra hasta alrededor de 0.02 v/cm a 900 mts. En este campo una gota de agua relativamente grande (1mm de radio) se llega a polarizar en forma inductiva; la parte superior se carga negativamente y la inferior positivamente. Como las gotas mayores caen, la superficie inferior de la gota atrae iones negativos y repele iones positivos y, dado que no ocurre acción en la superficie superior, la gota acumula una carga negativa. Así las gotas polarizadas mayores transportan la carga negativa a la parte inferior de la nube y las pequeñas gotas formadas por más iones positivos que repelen la parte inferior de la gota, quedan en la parte superior de la nube. También lo anterior se lleva a cabo por la acción de la gravedad, lo que permite la separación de la carga dentro de la nube.

TEORIA DE SIMPSON; En principio, Simpson contradice a Wilson en que Simpson hipotetiza una intensa carga positiva en la parte superior de la nube y una carga negativa distribuida por el resto de la nube.

para resolver esta contradicción, Simpson y Scrase investigaron la distribución de la carga en las nubes, usando un globo aerostático. Determinaron que en general, el cuerpo principal de una nube está cargada negativamente y la parte superior tiene carga positiva. Pero también existirá frecuentemente una carga positiva en la base de la nube. Simpson y Scrase concluyen que existen dos procesos diferentes en una tormenta, uno en la parte superior de la nube donde la temperatura es inferior a la de congelamiento, y otro en la parte inferior donde la temperatura es superior a la de congelamiento. En el área donde la nube tiene temperaturas inferiores a las de congelamiento (-10°C), no pueden existir las gotas de agua y lo que se encuentran son cristales de hielo. Por impacto, estos cristales toman carga negativa y el aire residual al llegar se carga positivamente. Los cristales de hielo cargados negativamente caen en forma relativamente lenta y el aire cargado positivamente asciende a la parte superior de la nube por lo que resulta una separación de cargas como se observa en la figura IV.12. En la región donde están las temperaturas sobre el punto de congelamiento el proceso se explica empleando la teoría de Simpson. Las gotas con un radio mayor a 2.5 mm, al caer por el aire ascendente se rompen en pequeñas gotas. La carga resultante de estas gotas llega a ser positiva y la carga del aire negativa. La velocidad normal de las gotas de 0.25 cm de diámetro es de 8 m/s, por lo tanto, si la velocidad del aire ascendente excede los 8 m/s, las gotas no caen. En la figura IV.12 el aire entra en forma recta, pasando bajo la parte delantera antes de moverse hacia arriba a una velocidad de más de 8 m/s. Únicamente las gotas mayores caen por esta región pero se rompen. Siempre que las gotas se rompan, el aire ascendente incrementa su carga negativa y la gota recibe una carga positiva. Las gotitas que regresa el viento se recombinan y caen otra vez, continuando el proceso. De esta forma las gotas acumuladas llegan a ser positivas al llegar a la base de la nube.

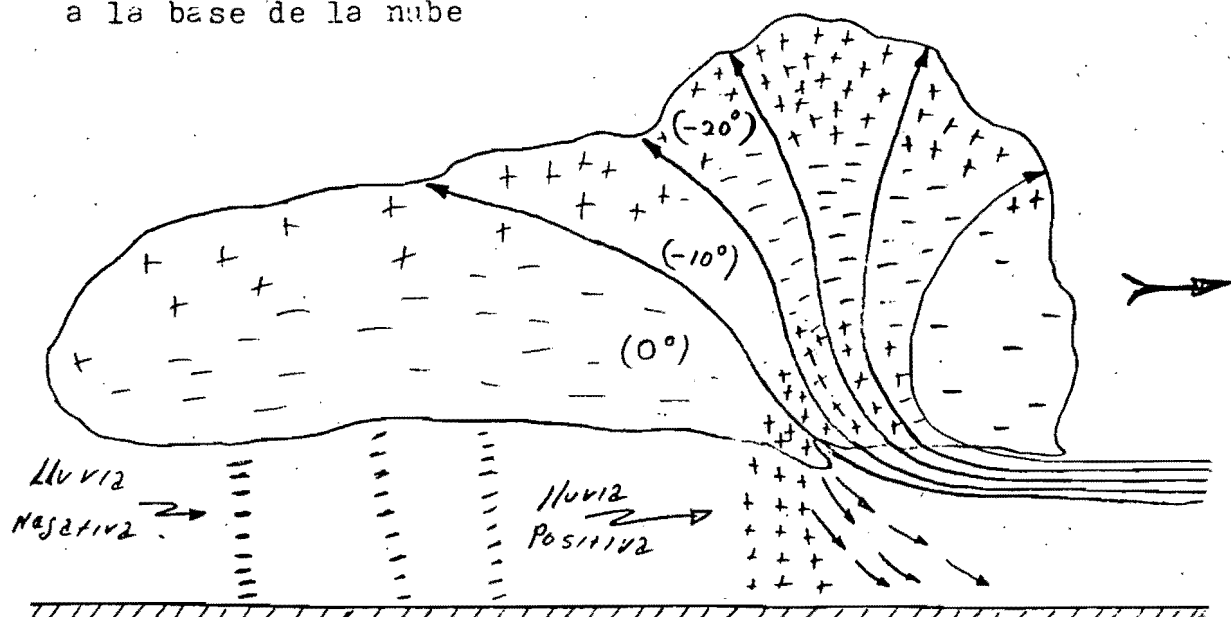


Fig. IV.12 Condiciones meteorológicas y eléctricas en una tormenta de acuerdo a la teoría de Simpson.

TEORIA DE WORKMAN: La teoría de Workman es ligeramente diferente, se basa en la separación de carga eléctrica por congelación y en considerar que una tormenta esta formada por celdas. Una celda es una unidad operacional de una tormenta su tamaño es de aproximadamente 1 Km o menor. En cada caída aparecen precipitaciones discretas de carga eléctrica (separación), y cada celda desarrolla su propia carga. El rayo consiste de más de una descarga en la que participan más de una celda. Workman muestra experimentalmente que cuando una gota de agua super-fría choca con un granizo, con una velocidad tal que llegue a salpicar después del impacto, el granizo se carga. La cantidad y el signo de la carga dependen de la cantidad y naturaleza de contaminantes en la gota de agua.

De acuerdo a la teoría de Workman, las partículas de hielo caen através de la nube, chocando con gotas de agua super-fría, incrementándose el tamaño de la partícula de hielo, por lo que se acelerará su caída. Una parte del agua congelada en una partícula de hielo da una carga negativa. Las partículas de agua que se forman después de haber chocado con el granizo, tienen carga positiva, que tenderá a concentrarse en la región superior de la nube. Cuando el granizo alcanza las regiones calientes de la nube se empieza a deshacer, y disemina su carga entre las gotas de agua, quedando una carga negativa en la parte inferior de la nube.

PARTES QUE CONSTITUYEN EL RAYO

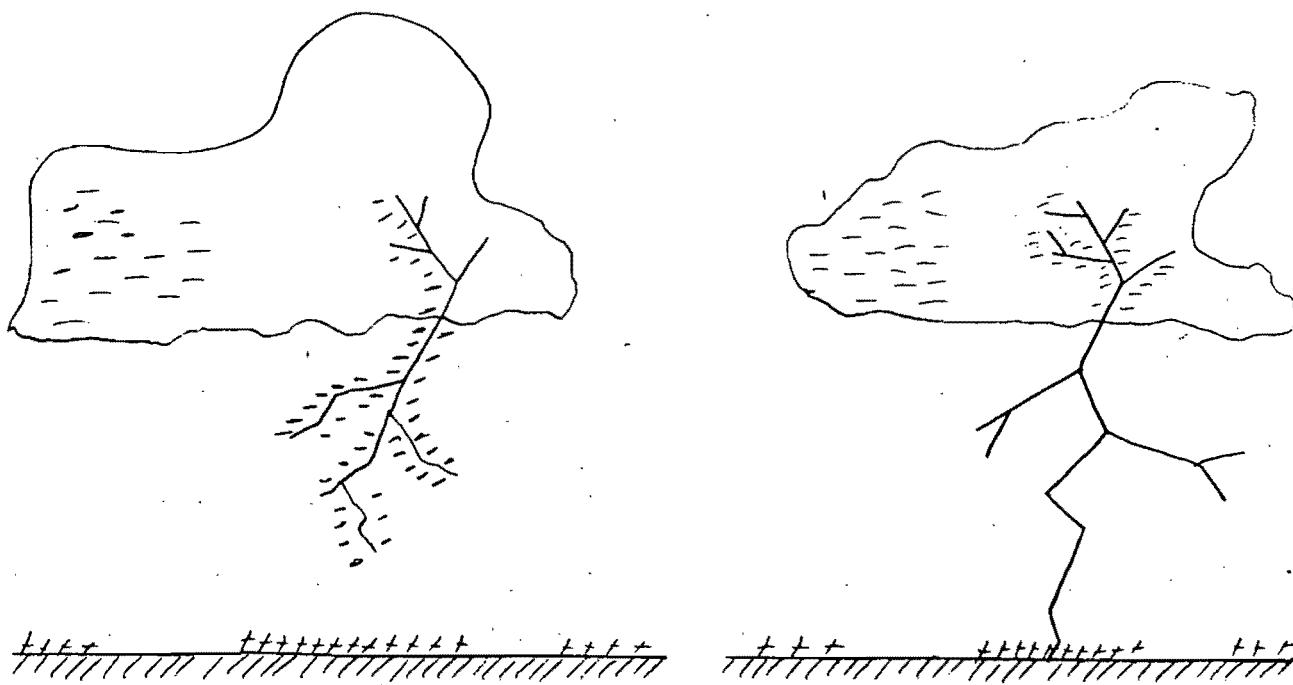
Los componentes del rayo son; La carga, la descarga inicial, descarga de alta corriente y la aparición del rayo (relámpago).

La carga negativa formada en la parte inferior de la nube, induce un centro de carga positivo en tierra, existiendo una diferencia de potencial entre nube y tierra. El gradiente de voltaje no es uniforme, normalmente es mayor cerca a la base de la nube, por que el volumen de la carga es menor que el correspondiente a la tierra. La diferencia de potencial aumenta al incrementarse la carga hasta romper la rigidez dieléctrica del aire (30 kv/cm) apareciendo consecuentemente una descarga de baja corriente. Esto inicia la descarga inicial o canal piloto, el cual va acompañado de una descarga de alta corriente o sea el paso a tierra, lo que es seguido por la reaparición del rayo. La reaparición del rayo o descarga de alta corriente es el relámpago que vemos. Si la ruptura de la rigidez del aire se da más cerca de nube se dice que la descarga es nube-tierra en cambio si se produce más cerca de la tierra se dice que es tierra-nube en cada caso se tiene un tipo de polaridad diferente.

Las observaciones que se han hecho de este fenómeno demuestran que la mayoría de las descargas son nube-tierra (80 al 90 %).

Las corrientes del canal piloto son normalmente del orden de pocos amperes y su luminosidad no se registra sobre una placa fotográfica, su velocidad de propagación es de alrededor de 0.05% de la velocidad de la luz.

El canal piloto va seguido de puntos luminosos que avanzan paso a paso, el punto más luminoso es el que llega a tierra. La distancia entre pasos es de aproximadamente 45 mts y su trayectoria es recta, pero cada nuevo paso toma generalmente una dirección diferente. El canal piloto es el que incide en tierra como se ilustra en la fig. IV.13 A) y B).



A) Canal piloto y su propagación hacia tierra con algunas rames.

B) Canal piloto incidiendo en tierra.

Fig. IV.13

El canal piloto es de mucha importancia para la localización de mástiles e hilos de guarda para la protección de sistemas de potencia contra descargas directas.

Como la incidencia de la descarga a tierra es extraordinariamente brillante reaparecen propagaciones hacia arriba, de tierra a nube siguiendo el mismo camino que el del canal principal de descarga. La descarga se distribuye en forma progresiva a lo largo de la tierra.

CARACTERÍSTICAS DEL RAYO

Las características más importantes del rayo son: la corriente, ondas viajeras, polaridad, y frecuencia de ocurrencia.

CORRIENTE; Se considera de mayor relevancia para la protección de los sistemas de potencia, el paso de la corriente a tierra. Para fines de aplicación es necesario tener una idea de la distribución probabilística de la magnitud de corriente del rayo. La figura IV.14 muestra una curva de magnitud de corriente del rayo, obtenidas de mediciones hechas en estaciones diseñadas para tal fin.

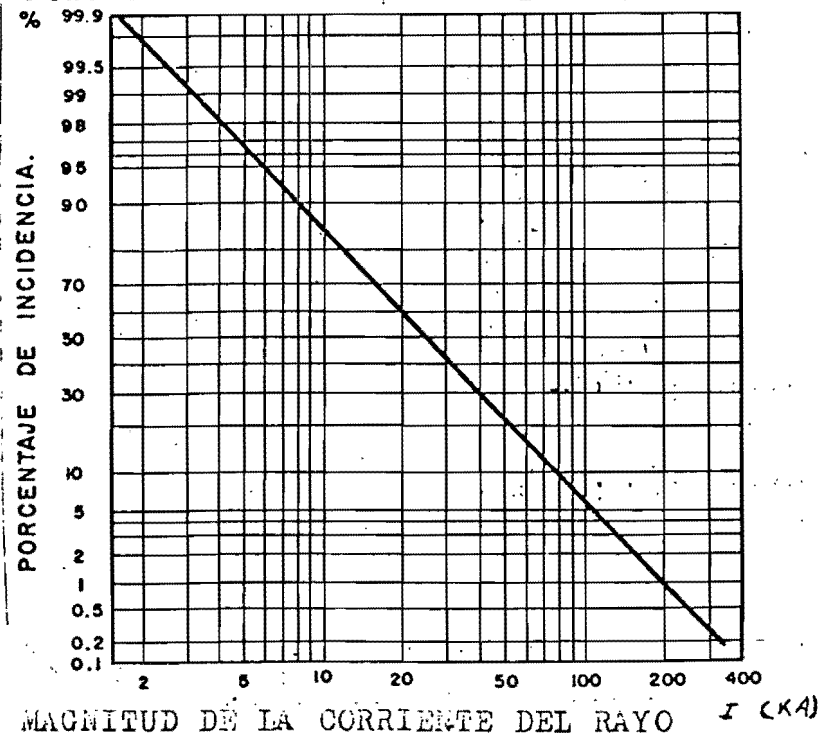


Fig. IV.14 Curva de probabilidad de corriente en la descarga de un rayo.

La curva anterior se puede considerar como buena referencia ya que fue reportada por el comité de coordinación de aislamiento. En el eje de las abscisas localizamos la corriente y en el eje de las ordenadas encontramos su probabilidad de ocurrencia. Así tenemos que una corriente de 20kA tiene una probabilidad de ocurrencia de 60%.

Para propósitos prácticos los rayos pueden clasificarse en dos categorías; fríos y calientes.

RAYOS FRIOS; Sus daños físicos son violentos, tal como resquebrajar un árbol desde la parte superior hasta su base y normalmente la magnitud de su corriente es muy alta, pero el tiempo de duración es corto.

RAYOS CALIENTES; Tienen baja potencia de quebrantamiento pero su acción es altamente incendiaria, tal como quemar granjas, edificios y áreas forestales, usualmente la magnitud de corriente es baja pero su duración es relativamente grande.

- Voltaje; Comunmente el voltaje no se usa en la descripción de las características del rayo por ser difícil de medirse. Por lo que se estima que la diferencia de potencial entre una nube y tierra es del orden de 5 a 50 MW.

- Ondas Viajeras; La descarga pico de no oscilación es de pocos microsegundos y decaé a la mitad de la cresta en un rango de tiempo de 20 a 100 μ s. De acuerdo a resultados estadísticos, las ondas tienen la configuración mostrada en la figura IV.15.

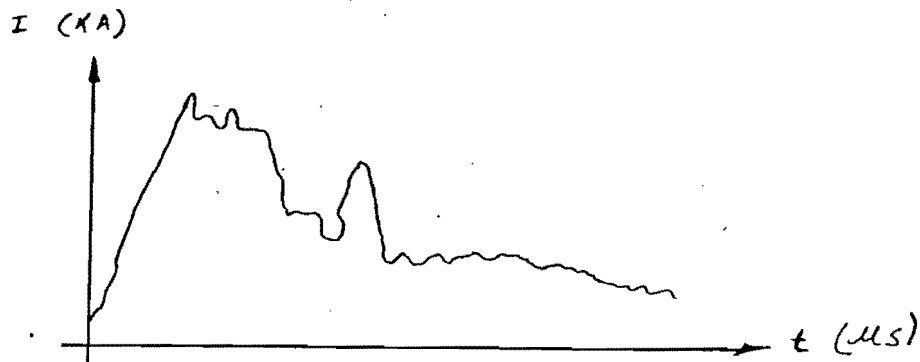
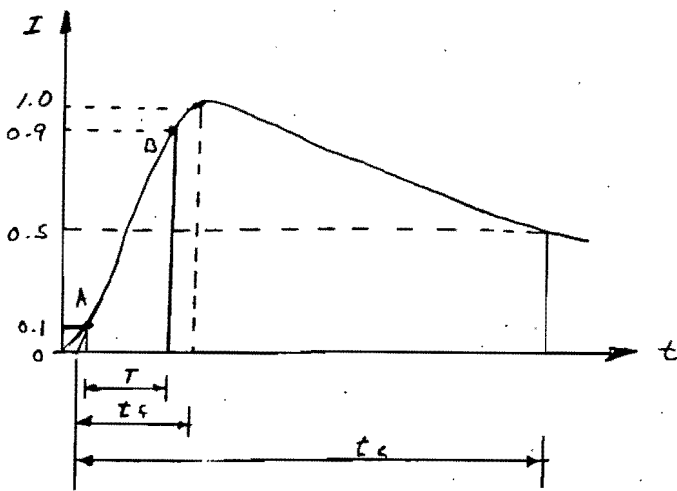
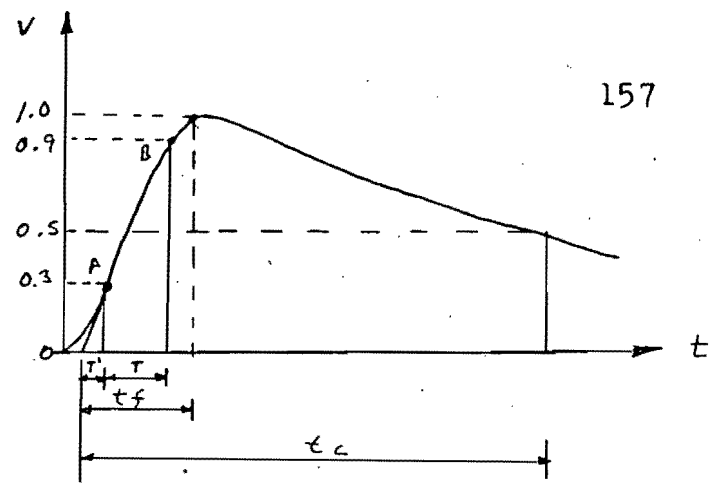


Fig. IV.15 Forma de onda promedio del rayo de acuerdo a un registro estadístico.

La duración total del fenómeno es del orden de 2000 μ s. pero la parte inicial es la que produce los efectos más severos, después se amortigua la onda. La onda de voltaje es la que produce el efecto dieléctrico en las distintas partes de la instalación y tiene las mismas características de forma y velocidad que la onda de corriente del rayo. Para la reproducción de ondas de voltaje en los laboratorios (generador de Marx) y poder normalizar las pruebas de aislamiento al impulso, la onda se ha normalizado a 1.2/50 μ s. Este tipo de ondas es un impulso que alcanza la magnitud de la cresta en 1.2 μ s. y decae a la mitad de su valor en 50 μ s. Como es difícil definir con precisión el inicio y cresta de un impulso, el frente de onda de corriente se define como el tiempo transcurrido desde el 10% al 80% (T) del valor de cresta, -- multiplicado por 1.25. El frente de onda del voltaje se define en forma similar pero considerando el tiempo (T) entre los puntos 30% y 90% multiplicado por 1.67. Lo anterior se muestra en la figura IV.16.



$$t_f = 1.25 T$$



$$t_f = 1.67 T$$

$$T' = 0.3 t_f = 0.5 T$$

Figura IV.16. Forma de onda normalizada de corriente y de voltaje debido a un rayo.

t_f - Tiempo de frente de onda que es el transcurrido para alcanzar el 100% del valor de cresta. Por norma es $1.2 \mu s$.

t_c - Tiempo de cola de onda, y es el valor en el cual la onda decae al 50% de su valor de cresta. Por norma es $50 \mu s$.

En el cálculo de la protección se considera el valor máximo del frente de onda por ser más significativo que la cola de onda. El rango usual del frente de onda es de 1 a $10 \mu s$, y el rango de la cola de onda de 20 a $100 \mu s$. Algunas mediciones de campo sugieren que los frentes de onda mayores, corresponden a descargas de alta corriente.

- Polaridad; Basado en miles de mediciones, el 90% de las descargas a tierra tienen polaridad negativa. Por definición se considera al rayo con polaridad negativa cuando la carga negativa incide en tierra. La carga negativa la porta la parte inferior de la nube y la positiva se induce en tierra, también a este tipo de rayos se les conoce como descendentes y cuando va al contrario se llama rayo ascendente.

Los rayos positivos, constan generalmente de una descarga única con un frente de onda de 20 a 50 microsegundos y cuya amplitud puede llegar hasta 100 KA.

Los rayos negativos, normalmente están constituidos por varias descargas sucesivas con un frente de onda para la primera carga de 10 a 15 microsegundos y una amplitud menor a la de los rayos positivos.

- Frecuencia de Ocurrencia; La frecuencia de las tormentas es de un interés directo para la protección de los sistemas de potencia, ya que de ella va a depender la ocurrencia de los rayos por lo que se establece un nivel cerámico.

cc. IV. 22

$$D_1 = 2.7 \bar{h} (NC)/30 \quad (\text{Descargas} / 100 \text{ Km. de línea al año})$$

Donde : (Esta ecuación solo se aplica a estructura cuya altura no exceda 30 mts.)

D_1 .. número de descargas sobre la línea/100 Km al año.

\bar{h} .. altura promedio del conductor de fase o del cable de guarda en la torre.

NC.. nivel cerámico de la localidad.

La altura promedio (h) se calcula con las siguientes relaciones:

cc. IV. 23

| Características del terreno | Altura promedio (h) | |
|-----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|
| | Con cable de guarda | Sin cable de guarda |
| Plano | $\bar{h} = H_t - \frac{2}{3} f_g$ | $h = h_t - \frac{2}{3} f_c$ |
| Ondulado | $\bar{h} = H_t$ | $h = h_t$ |
| Montañoso | $\bar{h} = 2 H_t$ | $h = 2 h_t$ |

Siendo :

H_t .. Altura del cable de guarda sobre el nivel del suelo.

h_t .. Altura del conductor de fase (en la torre).

f_g .. Flecha del cable de guarda.

f_c .. Flecha del conductor de fase.

- Descargas directas :

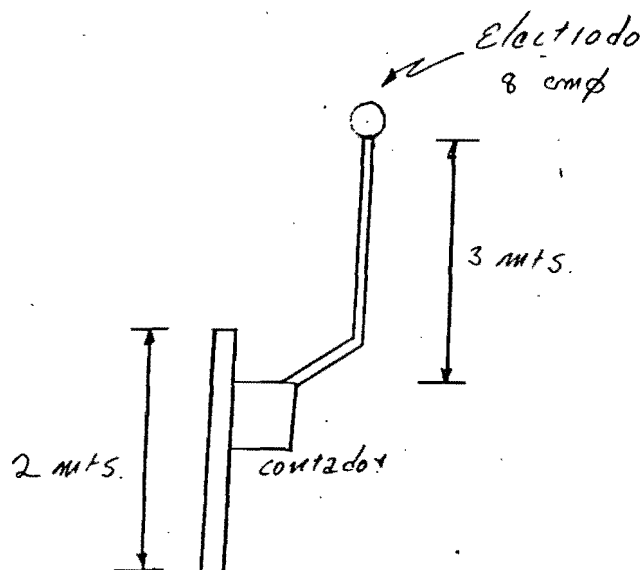
El tipo de descargas que maneja la ecuación anterior son descargas directas, si una de estas descargas incide en los conductores de fase o en las terminales de algún equipo, desarrolla un alto voltaje que si no tiene protección, flamearía el aislamiento. en el mejor de los casos, si el flameo ocurre a través del aislamiento de aire o de porcelana, difícilmente causa daños permanentes. Si de otra manera el flameo ocurre a través de un aislamiento sólido, tal como en transformador o un cable, los daños resultan permanentes. La magnitud de la onda de voltaje se puede limitar mediante mástiles aterrizados o hilos de guarda que intercepten las descargas directas. El efecto de las descargas atmosféricas directas normalmente se analiza en los siguientes casos:

- A) Descargas atmosféricas sobre los conductores de fase.
- B) Descargas atmosféricas sobre las torres.
- C) Descargas atmosféricas sobre los cables de guarda.

A) descargas atmosféricas sobre los conductores de fase.

Esta situación se presenta cuando la línea no tiene cable de guarda o el blindaje es deficiente. Cuando el rayo incide, se inicia la onda viajera de voltaje y corriente que viajan a velocidad de la luz en ambas direcciones y de valor igual a $I/2$ (A). Como se observa en la figura IV.17.

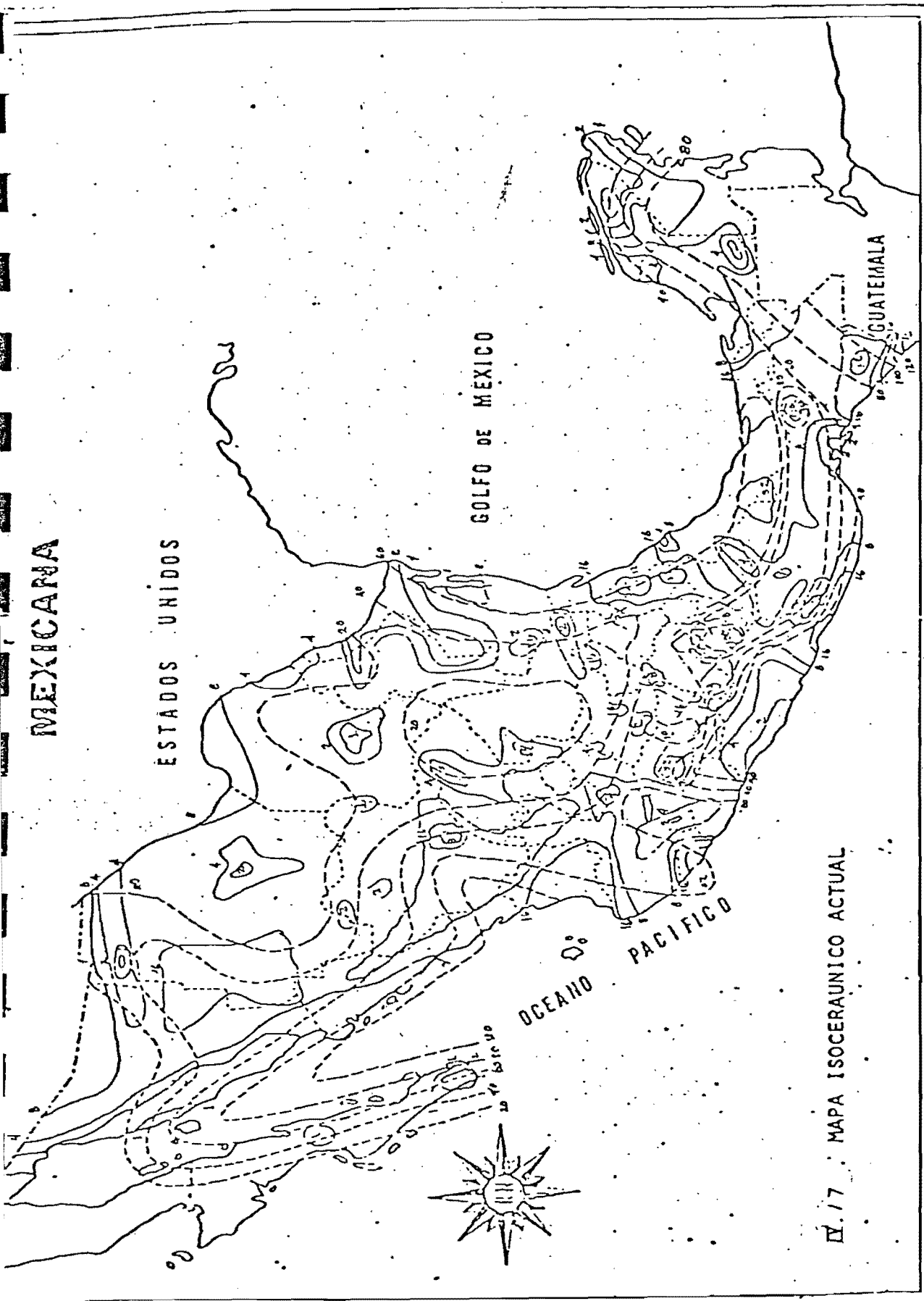
El nivel cerámico de una región geográfica está determinado por el número promedio de días con tormenta dieléctrica anual (descargas atmosféricas) en esa región. Un día tormentoso define como un día en el que se escuchan uno o más truenos. El nivel cerámico se expresa mediante un número por ej; 20, 30, 50, 100, mientras más grande sea este número, nos indica que existe un mayor número de rayos por día. Si localizamos y unimos los puntos de igual nivel cerámico en un mapa geográfico, formaremos un mapa de nivel isocerámico como el observado en la figura IV.17 para determinar los niveles cerámicos se emplean contadores de rayos, que son aparatos que tienen la función de medir o contar cada descarga que ocurre dentro de una cierta área de influencia del aparato y posteriormente con relaciones semiempíricas se puede determinar el nivel cerámico. Los contadores de rayos normalmente lo que miden es la densidad de descargas, o sea el número de rayos por Km².



Disposición del contador de rayos.

Para tener una información confiable de los niveles cerámicos se deben efectuar medicaciones durante un ciclo solar o sea 11 años. El nivel isocerámico se usa para predicción de descargas en líneas de transmisión. El número total de descargas a una línea, tiende a aumentar al incrementar la altura, y disminuye con alturas menores.

Lo más importante es la determinación del número de descargas que pueden ocurrir sobre una línea en un año, lo que se hace con una ecuación semi empírica que relaciona el número de descargas sobre una línea con el nivel cerámico de la región donde se encuentra y la altura del conductor, la ecuación es : IV.22.



IV. 17 . MAPA ISOCERAUNICO ACTUAL



Fig. IV.24 Impacto de un rayo sobre un conductor de fase.

El voltaje que aparece en los conductores de fase es:

$$V_c = Z_c \frac{I}{2} \quad (\text{Kv}) \quad \text{IV.24}$$

Donde:

Z_c .. Impedancia característica del conductor de fase.

I .. Corriente del rayo.

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} = \sqrt{\frac{XL}{XC}} \quad \Omega \quad ; Z_c = 60 \ln \frac{2\bar{h}}{RMG} \quad \text{ec. IV} \quad \text{IV.25}$$

Donde:

L = Inductancia de la línea en (H) ; C = Capacitancia de la línea farads.

XL = Reactancia inductiva (Ω) ; XC = Reactancia capacitiva.

Z_c = Impedancia característica (Ω) ; \bar{h} = Altura promedio conductor de fase;

ec. IV.26

$$RMG = Rh \sqrt[n]{\frac{nr_1}{Rh}} \quad ; \text{ Para un conductor por fase } RMG=6\text{cm para considerar la atenuación por efecto corona.}$$

$$Rh = \frac{S}{2 \operatorname{sen} \frac{\pi}{n}} \quad ; \text{ Donde :}$$

Rh = Radio del haz; S = separación entre subconductores de haz

n = Número de subconductores del haz; r_1 = radio de un subconductor.

Los valores de impedancia característica, depende de la geometría de los conductores, pero para casos prácticos se toman:

| Linea de Transmisi3n | Impedancia caracte- rística (Zc) |
|--|-------------------------------------|
| Un circuito con 1 conductor por fase | 315 a 325 Ω |
| Un circuito con 2 conductores por fase | 300 Ω |
| Dos circuitos con 1 conductor por fase | 250 Ω |
| Un circuito con 3 conductores por fase | 275 Ω |
| Un circuito con 4 conductores por fase | 250 a 250 Ω |
| En forma m3s general | |
| De 400 Kv | 300 - 380 Ω |
| De 230 Kv | 250 - 350 Ω |
| De 115 Kv | 200 - 280 Ω |
| Torres (acero) | 150 - 300 Ω |

Las ondas viajeras del rayo continuan propagandose a lo largo de la l3nea hasta donde encuentran una discontinuidad. En este punto la onda de voltaje se refleja (regresan) a lo largo de la l3nea. Las discontinuidades pueden ser interruptores abiertos, un transformador conectado a la l3nea, o un flameo en la l3nea. Para una onda de rayo, el transformador aparece como una capacitancia de 2,000 a 3,000 PF, por lo que se comporta como un circuito abierto. Al llegar la onda a la discontinuidad, una onda de voltaje de la misma magnitud y polaridad que la onda incidente, es reflejada. La combinaci3n de la onda entrante y reflejada, dan como resultado el doble de la onda viajera de voltaje ($2 \frac{1}{2}$).

A este fen3meno se le conoce como "doblamiento de voltaje en el extremo de la l3nea". Para la onda de corriente no ocurre lo mismo, ya que la onda de corriente reflejada tiene la misma magnitud que la incidente pero con polaridad opuesta, resultando una corriente cero en el extremo de la l3nea.

Ahora considerando que la l3nea es un corto circuito perfecto. La onda incidente y la reflejada del voltaje, tienen la misma magnitud pero de polaridad opuesta, el resultado del voltaje es cero en este extremo. La onda de corriente tiene igual magnitud y la misma polaridad, el resultado es el doble de corriente de la onda viajera ($2 \frac{1}{2}$), tambi3n se le conoce a este fen3meno como "doblamiento de corriente cuando se tiene un corto circuito".

El apartarrayos, descarga una corriente en el extremo de la l3nea donde se cierra parcialmente, haciendo las veces de un corto circuito, dado que la resistencia del apartarrayos es muy baja comparada con la impedancia caracter3stica de la l3nea. La corriente que puede descargar el apartarrayos es serca al doble de la onda viajera de corriente de la l3nea. Esta es una de las condiciones que debe cumplir el apartarrayos.

Un concepto útil que se cálcula fácilmente, es la magnitud de onda de voltaje en una subestación con cualquier número de líneas conectadas. El voltaje en la subestación es:

$$E = \frac{2\left(\frac{V}{2}\right)}{n} \quad \text{ec. IV. 27}$$

Donde:

$\frac{V}{2}$ = onda viajera del voltaje incidente

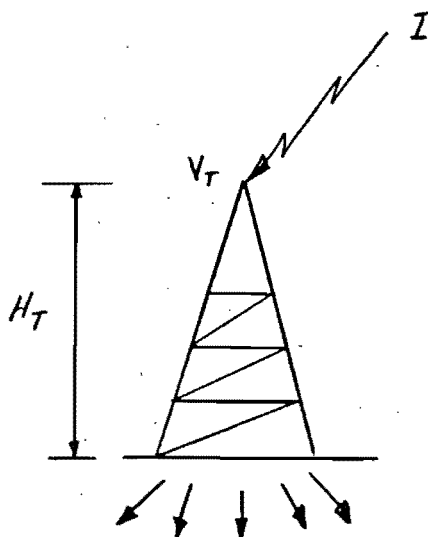
n = número total de líneas conectadas incluyendo la línea que origina la onda.

Considerando un voltaje entrante de 1 por unidad. $E = 2, 1, 0.67$ y 0.5 PU para 1, 2, 3 y 4 líneas conectada, respectivamente. Esto, denota las ventajas de las líneas múltiples en la reducción de la onda de voltaje en una subestación.

B) Descargas atmosféricas sobre las torres (metálicas).

Al incidir un rayo en una torre, la corriente de descarga devida a la impedancia de la torre.

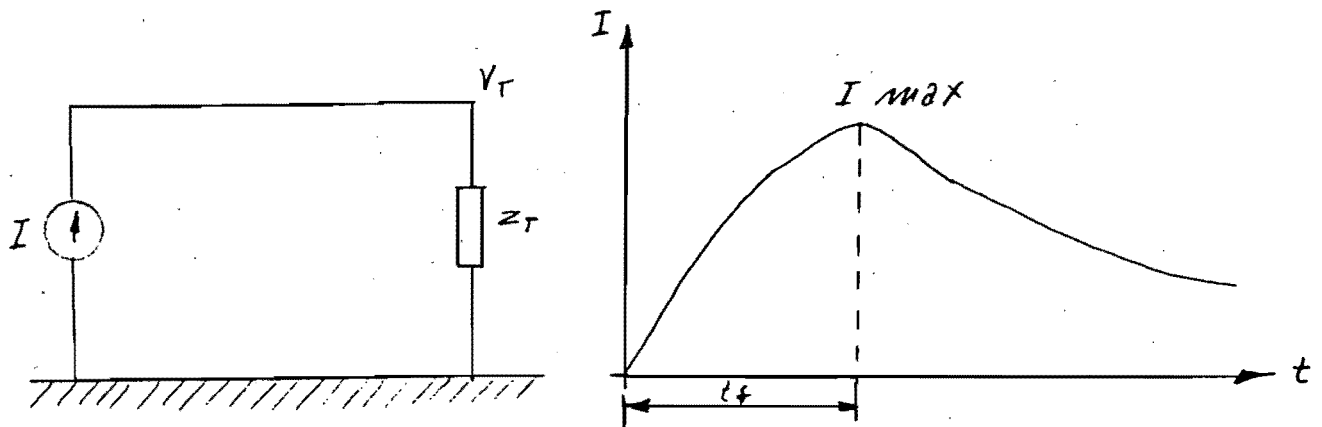
La impedancia característica de la torre se cálcula su poniendo que la silueta de la estructura es cónica de radio R_t y altura H_t .



$$Z_T = 60 \ln \left(\sqrt{2} \frac{H_T}{R_T} \right) \quad \text{ec. IV. 28}$$

El voltaje que aparece en la torre entre el punto de incidencia del rayo y tierra es:

$$V_T = Z_T I \quad (\text{KV}) \quad (\text{si existen cables de guarda, } Z_T \text{ los incluirá}) \quad \text{ec. IV. 29}$$



Circuito equivalente de la incidencia de I en una estructura.
 C) Descargas atmosféricas sobre los cables de guarda.

Los cables de guarda constituyen el medio de protección contra descargas atmosféricas en las líneas de transmisión, o sea que la incidencia de rayos a los conductores de fase se reduce en la medida que el blindaje es efectivo (modelo electrogeométrico), el sobre voltaje que aparece en los conductores de fase es controlable y las corrientes del rayo se drenan a tierra. Al caer el rayo sobre el cable de guarda se forman dos ondas con un valor de $I/2$. Siendo I la magnitud de corriente del rayo. Las ondas de tensión que aparecen tienen un valor:

$$V_g = Z_g \frac{I}{2} \quad \text{ec. IV.30}$$

$$Z_g = 60 \ln \frac{2H_g}{R_g} \quad \text{ec. IV.31}$$

Donde:

Z_g = Impedancia característica del cable de guarda

H_g = Altura del cable de guarda en la torre

R_g = Radio del cable de guarda

La impedancia Z_g más la impedancia de la torre constituyen el paso de la corriente del rayo a tierra. En las líneas con dos cables de guarda en paralelo, la impedancia Z_g se toma como la combinación en paralelo ($Z_g/2$) por lo que se supone que la corriente del rayo se distribuye por partes iguales en cada cable de guarda. En la figura IV.15 se observan los circuitos equivalentes para uno y dos cables de guarda.

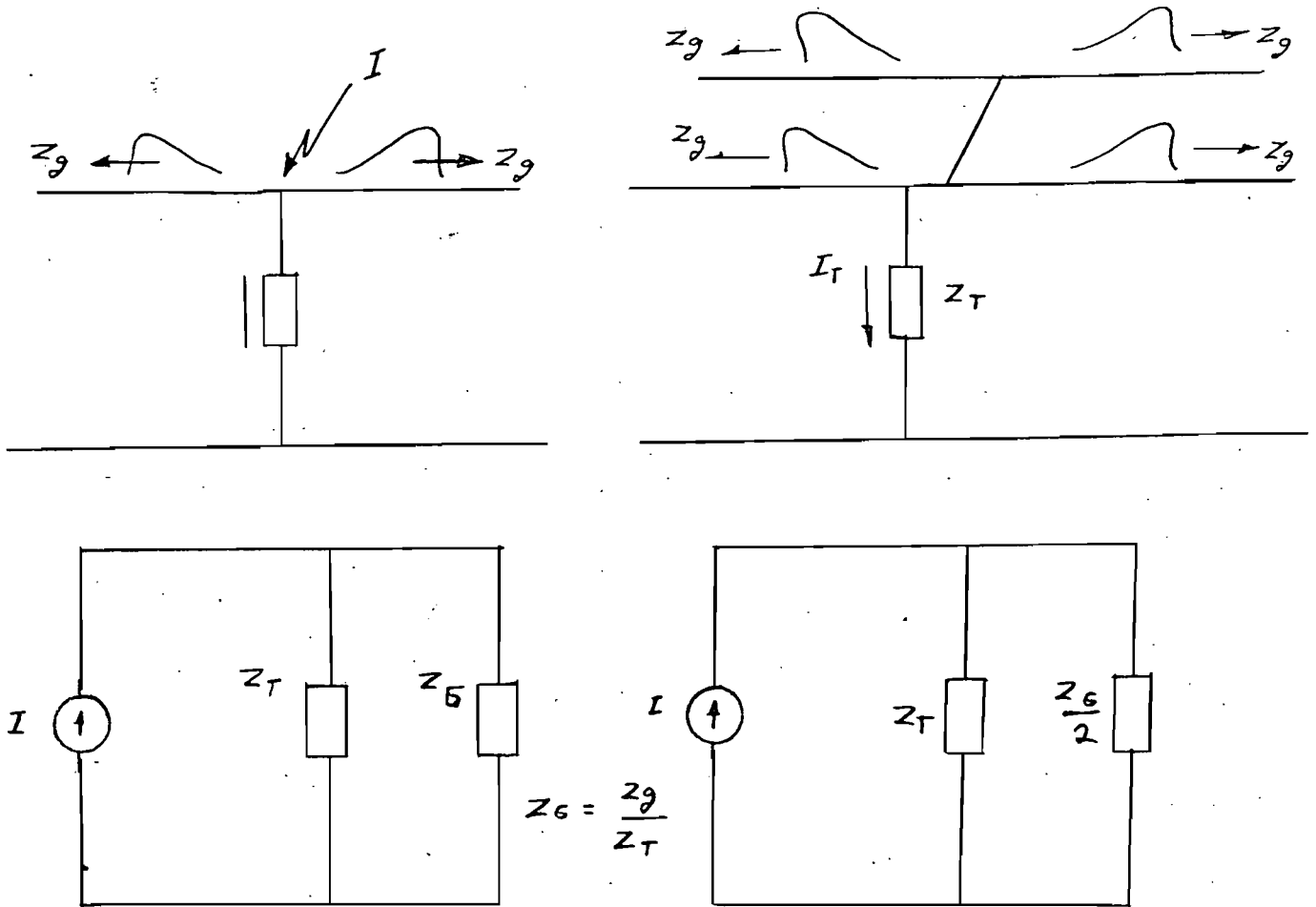


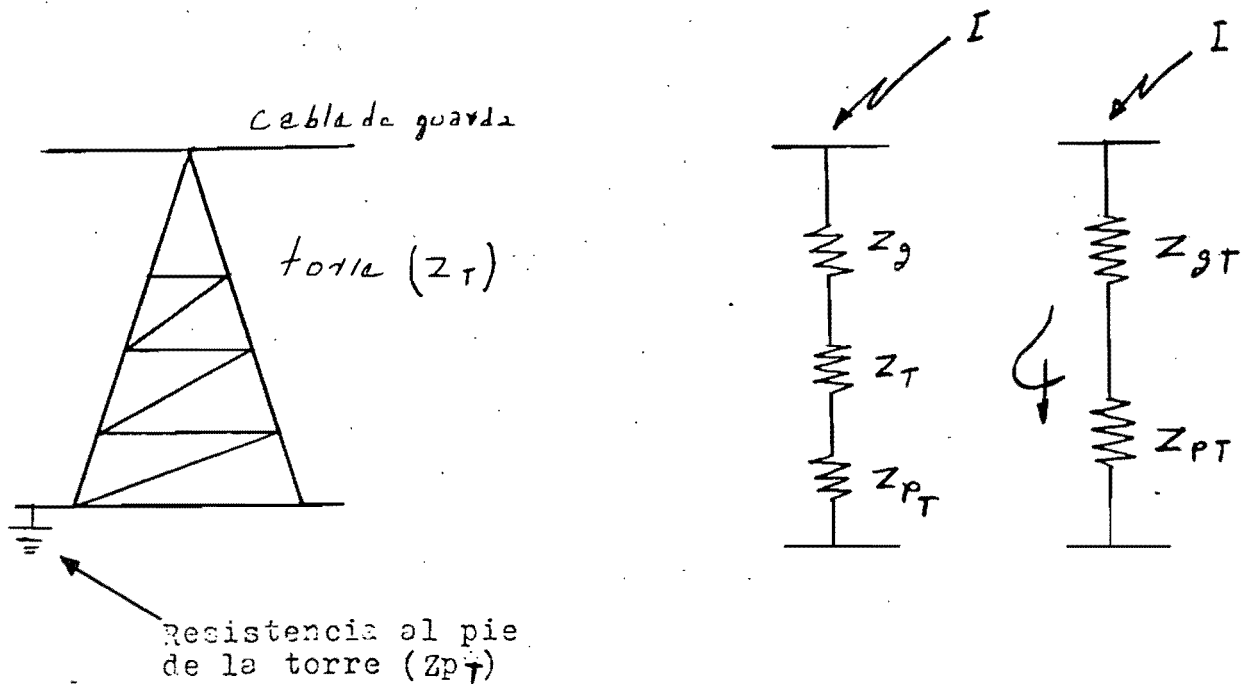
Figura IV.19 Circuitos equivalentes con uno y dos cables de guarda, respectivamente.

La ec IV.29 se modifica cuando se usan hilos de guarda, ya que solo una parte I_T de la corriente de descarga pasará a través de la impedancia característica de la torre Z_T y entonces el potencia en la parte superior de la torre:

$$V_T = Z_T I_T \quad \text{Ec. IV.32}$$

La fracción de corriente que circula a través de la torre es inicialmente dependiente de la impedancia característica del cable de guarda.

La conducción a tierra a través de las impedancias de la torre presupone que estas corrientes van a atenuar en tierra por lo que es importante que la resistividad del terreno sea baja, ya que de lo contrario se presenta el fenómeno de reflexión de ondas, con la superposición en el punto de unión del cable de guarda con la torre, elevándose el voltaje a valores que pueden exceder la rigida dieléctrica dada por la longitud de la cadena de aisladores en el aire produciendo el fenómeno de "Sobretensiones de retorno". En la siguiente figura se aprecian las impedancias que pasa la corriente.



En la figura se aprecian los componentes físicos y su circuito eléctrico con las impedancias por las que pasa I,

Se nota en la figura anterior que existe un cambio de medios de conducción de la corriente. Así por ejemplo la corriente al pasar de la torre (acero homogéneo) a tierra, hay una variación en el medio; y al presentarse este cambio de resistividad se presenta el fenómeno de reflexión.

El coeficiente de reflexión es $K = \frac{Z_{gT} - Z_{pT}}{Z_{gT} + Z_{pT}}$ ec. IV.33

La parte de la onda que se transmite a tierra depende del valor del coeficiente de transmisión T; se debe cumplir que $K + T = 1 \therefore T = 1 - K = 1 - \frac{Z_{gT} - Z_{pT}}{Z_{gT} + Z_{pT}} = \frac{2 Z_{pT}}{Z_{gT} + Z_{pT}}$ ec IV.34

La Z_{pT} es la resistencia al pie de la torre, que depende de la resistividad del terreno (expresada en Ω -metro). Su forma de obtenerla de una tabla se dio anteriormente.

También, al incidir un rayo en un cable de guarda existe un acoplamiento entre este y el conductor de fase que se calcula de acuerdo a la siguiente ec.

$$C = \frac{V_c}{V_g} = \frac{\ln \frac{2h}{R_m G}}{\ln \frac{2H_g}{R_g}} \quad \text{ec. IV.35}$$

Donde:

C= Factor de acoplamiento.

V_c= Voltaje del conductor de fase que se calcula con la ec. IV.24 (ignorando el cable de guarda)

V_g= Voltaje del cable de guarda que se calcula con la ec. IV.30.

El voltaje inducido en los conductores de fase va a depender del valor del factor de acoplamiento, su valor es del orden de 0.15 a 0.3.

Desde el punto de vista dieléctrico, interesa que no se presenta la ruptura dieléctrica entre el conductor de fase y la estructura de la torre, por lo que es necesario determinar el voltaje que aparece en la cadena de aisladores (V_{ca}) y es:

$$V_{ca} = (V_T - V_c)$$

ec. IV. 36

$$V_{ca} = (V_T - CV_g)$$

Se puede considerar sin mucho error que cuando la descarga se presenta en los cables de guarda $V_T \approx V_g$ de manera que el voltaje que aparece en la cadena de aisladores es:

$$V_{ca} = V_g - CV_g = (1 - C) V_g$$

ec. IV.37

$$V_{ca} = (1 - C) V_g$$

- Descargas indirectas (ondas inducidas) :

Una descarga que incide cerca de una línea de transmisión puede inducir un voltaje en el circuito, el cual raras veces excede de 500 Kv. Las líneas que operan a 69 o más kilovolts, tienen el suficiente aislamiento para prever el flameo. Los voltajes de operación menores a 69 kv, puede ser flameados por voltajes inducidos. Normalmente estas líneas no tienen cables de guarda. Una descarga indirecta también puede ser generada por la presencia de una nube cargada sobre la línea y cuando la acción de la nube cesa, aparecen las ondas que viajan en ambas direcciones (ondas inducidas).

- Protección contra las descargas atmosféricas:

Haciendo un análisis sencillo de un rayo cuya corriente sea de 20 kA desarrollara un voltaje de 3000 kV en el conductor de fase de la línea de transmisión. Obviamente el costo del aislante de las líneas y el equipó resultaría muy costoso, para soportar estos rangos de voltaje. Lo que se hace es limitar estos voltajes a valores más controlables, para lo que se usan mástiles normalmente usados en subestaciones y los hilos de guarda que se usan en líneas y subestaciones. Ambos usan el principio de la verilla de descarga. Los siguientes cálculos ilustran como un mástil bien aterrizado limita la magnitud de onda de voltaje.

Considerando una resistencia de 5 ohms entre el mástil y tierra y una descarga de 20kA; se tiene que el voltaje desarrollado $V = 20kA \times 5\Omega = 100kV$, que es un valor significativamente menor, que el alcanzado si incidiera el rayo sobre el conductor de fase.

El apartarrayos se emplea para limitar la onda de voltaje a niveles de aislamiento del equipo, el cual se instala cerca a las terminales de equipo, conectándose de fase a tierra. En condiciones de operación normales no afecta el sistema, pero cuando aparecen las ondas viajeras, el apartarrayos aterrizará (chispeará) la onda de corriente, limitándose el voltaje aplicado al aislamiento del equipo a un nivel seguro, posteriormente se auto-restaurará para las condiciones de operación normal.

EFECTO DE LA CONTAMINACION

De acuerdo a estudios realizados, la contaminación se puede clasificar en dos tipos diferentes: 1) Contaminación local y, 2) Contaminación regional. Estos tipos se pueden subdividir de acuerdo a sus características particulares - en : Industrial, Desertica y Salina. Los resultados de los estudios se sumanizan en la figura IV.20 y se indican en la parte superior derecha.

Contaminación Local: Este tipo de contaminación afecta en zonas limitadas el aislamiento del sistema de transmisión. Normalmente una subestación o una línea de longitud menor de 1600 mts. Este tipo de contaminación puede ser extra alta, alta, media y ligera. Este tipo de condiciones prevalcientes se señalan en la figura IV.20. Lo normal en el diseño de aislamiento se señala en la tabla IV.VIII.

Contaminación Regional: Sellama así por no poderse rastrear una fuente de contaminación única y tambien puede ser extra alta, alta, media y ligera. Las regiones costeras se caracterizan por tener serios problemas de contaminación.

La contaminación ambiental afecta los aislamientos -- externos de las líneas de transmisión en dos formas:

- a) Incrementando las pérdidas por efecto corona.
- b) Provocando la ruptura dieléctrica, en líneas y subestaciones, bajo ciertas condiciones ambientales y de operación.

Dentro de la clasificación ya señalada en la fig.IV.20 Daremos una descripción de cada una de ellas, iniciando con:

1) Contaminación salina: Este tipo de contaminación es provocada por la brisa marina, que es común en las zonas - costeras. Su efecto es severo en instalaciones que se localizan hasta 5 Km. respecto del litoral. Dependiendo de la dirección de los vientos dominantes, su efecto puede alcanzar distancias hasta de 30 Km. respecto al litoral. De acuerdo a registros, el efecto más severo se tiene en los litorales del Golfo de México.

2) Contaminación Industrial: Esta contaminación se debe a los desechos en el aire, de la combustión de diferentes máquinas y a los residuos de las fábricas. Dependiendo del tipo de fábrica los contaminantes pueden ser: Cemento, Yeso, Polvo de piedra caliza, Fosfato, Sulfato, Humos de ácido -- sulfúrico, Nitrato, Acido nítrico, Carbón, Industria acera, etc. Estos contaminantes con la presencia de niebla, -- rocío o llovizna, pueden reducir la tensión de flameo a la frecuencia nominal hasta la mitad en aisladores de porcelana y en ocasiones hasta una cuarta parte dependiendo del tipo y densidad del contaminante así como de la frecuencia de lluvias de lavado.

Adicionalmente los tipos de contaminación se pueden considerar las zonas desérticas, zonas de niebla y regiones rurales donde el empleo de aviones es común para la fumigación y fertilización, así como la quema de caña.

COORDINACION DE AISLADORES

ESPECIFICACION

CFE L0000-06

22 de 96

Tabla IV.10 - Niveles de contaminación

| Nivel de contaminación | Características ambientales | Distancia de fuga ¹⁾ recomendada cm/kV fase a neutro (k _a) | Observaciones ²⁾ |
|------------------------|---|---|---|
| Ligera | Áreas sin industrias, zonas rurales sin quema de forraje o hierba, áreas que están situadas lejos del mar o a grandes altitudes sobre el nivel del mar y que no están expuestas a la brisa marina, áreas con baja densidad industrial pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvias, zonas agrícolas con bajo uso de fertilizantes y plaguicidas o con uso moderado y lluvias frecuentes. | 2.0 a 2.5 | No se han observado fallas en condiciones de alta humedad (niebla, llovizna, etc.) en líneas de 145 kV aun cuando hayan sido equipadas con menos de 9-10 aisladores del tipo normal (3), ni en líneas de 245 kV equipadas con menos de 15 de dichos aisladores. |
| Media | Áreas con industrias que no producen humos contaminantes, o áreas con industrias pero que están expuestas a vientos frecuentes y/o lluvias, áreas expuestas a vientos marinos pero no demasiado cerca de las costas (por lo menos a 1 km de distancia de la costa), zonas con niebla ligera, zonas rurales con uso de fertilizantes y plaguicidas. | 3.0 a 3.5 | Ocurren fallas en condiciones de niebla en líneas de 145 kV con menos de 9-10 aisladores del tipo normal (3) y en líneas de 245 kV equipadas con menos de 15 de dichos aisladores. |
| Alta | Áreas con alta densidad industrial, áreas cercanas al mar (menos de 1 km de la costa) o expuestas a brisas marinas, zonas expuestas a la acción de los polvos de cemento, carbón con lluvias ligeras, combinaciones de algunas características anteriores con niebla, zonas urbanas de alto índice de población con humos derivados del petróleo, polvo y lluvia ligera. | 4.0 a 5.0 | Ocurren fallas en condiciones de niebla, o cuando el viento sopla del mar, en líneas de alta tensión equipadas con aisladores del tipo normal (3), a menos que el número de unidades por cadena sea excepcionalmente grande: más de 11-12 unidades en líneas de 145 kV y más de 18 unidades en líneas de 245 kV. |
| Extra Alta | Áreas de extensiones moderadas sujetas a humos productos de procesos industriales de tipo contaminante, áreas de extensión moderada cercanas a las costas y expuestas a brisas marinas muy fuertes, en áreas de baja densidad industrial pero expuestas a brisas marinas. | Mayores de 6.0 | Ocurren fallas en condiciones de niebla o durante tormentas salinas en líneas de alta tensión, aun cuando hayan sido equipadas con aisladores tipo anticontaminación (4) a menos que el número de unidades por cadena sea excepcionalmente alto: más de 12 unidades anticontaminación en líneas de 145 kV y a más de 18 unidades anticontaminación en líneas de 245 kV. |

NOTAS:

- 1) Los valores de distancia de fuga recomendados se establecen para mediciones hechas en aisladores de suspensión tipo normal por lo que se pueden tener ligeras variantes en los aisladores de equipos. Para mayor detalle sobre las características de los aisladores ver especificaciones: CFE 52200-02 Aisladores de Suspensión; 52000-03 Aisladores de Alfiler.
- 2) Las observaciones indicadas fueron tomadas de la norma internacional IEC 71-2, por lo que las tensiones mencionadas tienen un valor distinto a las usadas en CFE, pero se dejaron a manera de ejemplo.
- 3) Se hace referencia a un aislador normal con las siguientes características: altura 146 mm, diámetro 254 mm.
- 4) La referencia a los aisladores anticontaminación es algo imprecisa debido a la gran variedad de aisladores anticontaminación que actualmente están en servicio en líneas de alta tensión.

N A P A

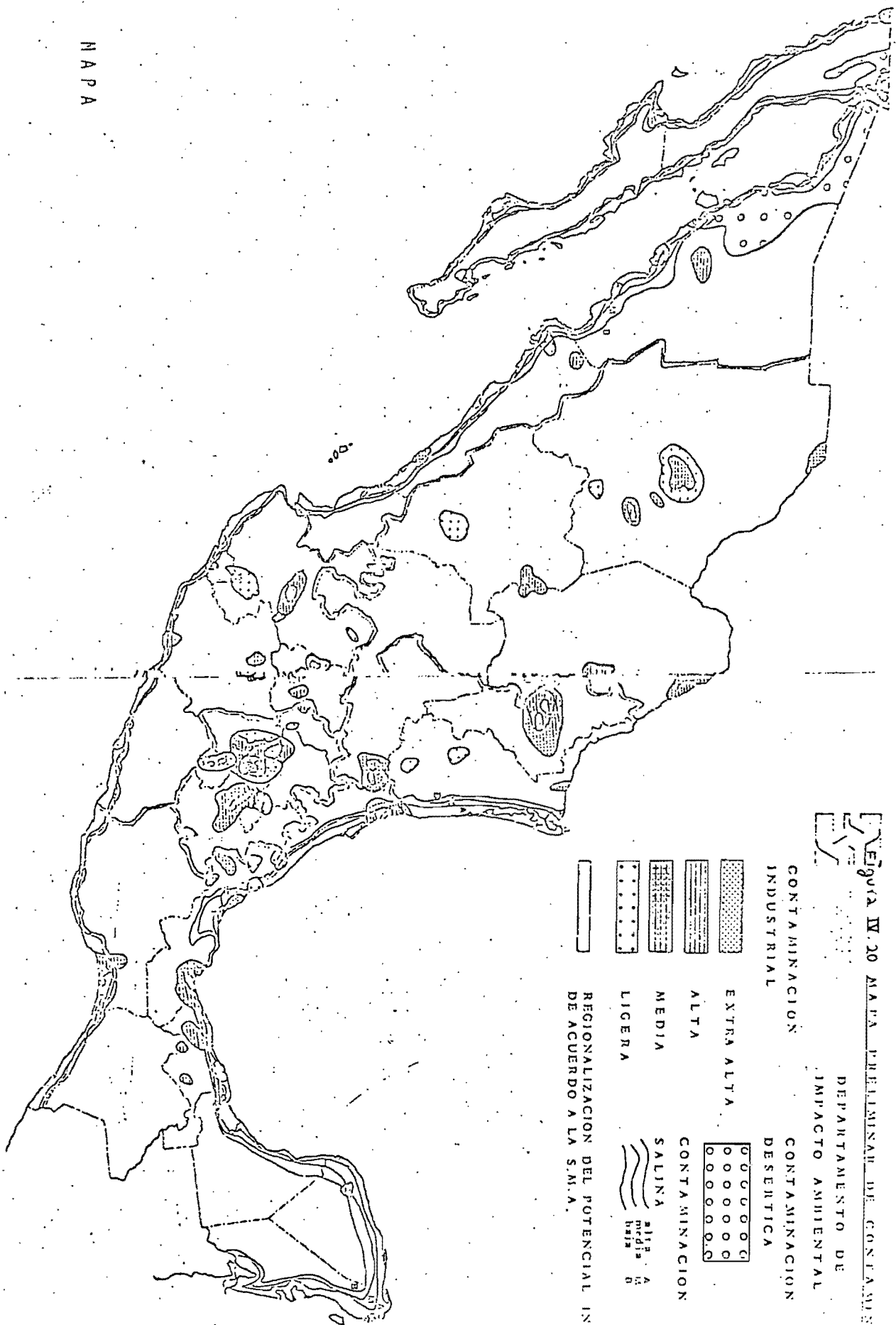


Figura IV 20 MAPA PRELIMINAR DE CONTAMINACION INDUSTRIAL Y AMBIENTAL DEPARTAMENTO DE NAPA

REGIONALIZACION DEL POTENCIAL INDUSTRIAL DE ACUERDO A LA S.M.A.

172 800220

172

TABLA IV, VII Distancias mínimas de fase a tierra y de fase a fase en aire en condiciones estándar ¹⁾ aplicables hasta 1000 msnm

| Tensión nominal kV | Tensión máxima kV | NBAI fase-tierra kV | NBAM fase-tierra kV | NBAI de fase a fase kV | NBAM de fase a fase kV | Distancia de fase a tierra mm | Distancia de fase a fase mm |
|--------------------|-------------------|---------------------|---------------------|------------------------|------------------------|---|---|
| 4.4 | 4.4 | 75 | ... | 75 | ... | 120 | 120 |
| 6.9 | 7.2 | 95 | ... | 95 | ... | 160 | 160 |
| 13.8 | 15.5 | 110 | ... | 110 | ... | 220 | 220 |
| 24 | 26.4 | 150 | ... | 150 | ... | 320 | 320 |
| 34.5 | 38 | 200 | ... | 200 | ... | 480 | 480 |
| 69 | 72.5 | 350 | ... | 350 | ... | 630 | 630 |
| 115 | 123 | 450 | ... | 450 | ... | 900 | 900 |
| 138 | 145 | 550 | ... | 550 | ... | 1100 | 1100 |
| | | 450 | ... | 550 | ... | 1100 | 1100 |
| | | 550 | ... | 650 | ... | 1300 | 1300 |
| | | 650 | ... | 650 | ... | 1100 | 1300 |
| | | 550 | ... | 750 | ... | 1500 | 1500 |
| 161 | 170 | 650 | ... | 750 | ... | 1300 | 1500 |
| | | 750 | ... | 750 | ... | 1500 | 1500 |
| 230 | 245 | 650 | ... | 750 | ... | 1300 | 1500 |
| | | 750 | ... | 850 | ... | 1500 | 1700 |
| | | 850 | ... | 950 | ... | 1700 | 1900 |
| | | 950 | ... | 1050 | ... | 1900 | 2100 |
| | | 1050 | ... | 1125 | ... | 2100 | 2250 |
| 400 | 420 | 1050 | ... | ... | ... | 2200 ²⁾ , 2900 ³⁾ | 3100 - 3600 |
| | | 1175 | ... | 950 | ... | 1425 | 3100 - 3600 |
| | | 1300 | ... | 1050 | ... | 1550 | 2600 ²⁾ , 3400 ³⁾ |
| | | 1425 | ... | 1050 | ... | 1550 | 2600 ²⁾ , 3400 ³⁾ |

1) Presión barométrica de 760 mm de Hg y temperatura de 25 °C.

2) Para configuración conductor - estructura.

3) Para configuración asimétrica.

Para determinar los tipos de contaminantes en determinadas localidades o regiones se debe llevar acabo un registro de las características y cantidad de contaminante, en estaciones experimentales por períodos no menores de 7 años. De esta manera las zonas de contaminación se clasifican en extra-altas, alta, media y ligera.

Los métodos más generales empleados en pruebas de contaminación son :

- 1) Niebla salina.
- 2) Contaminante húmedo.
- 3) Niebla limpia.

1) Niebla salina: En este método el aislador se energiza al voltaje de servicio y se mantiene constante durante la prueba. La salinidad aplicada en la cámara de prueba se expresa en kilogramos de sal por metro cúbico de solución. De acuerdo a la severidad de la prueba, la salinidad se puede aumentar en forma progresiva, generalmente desde 2.5 a 160 Gr/m³.

La salinidad se aplica mezclada con agua, en forma de rocío mediante inyectores localizados en lados opuestos -- del aislador, por lo que es necesario un compresor de aire. El tiempo de duración de la prueba es de una hora. La impedancia que se presenta es casi resistiva, debido a la capa conductora en la superficie del aislador. La graficación se hace con la corriente máxima y la salinidad de la niebla.

2) Contaminante húmedo: En la presente prueba se emplea el contaminante en mezcla ligera o espesa lo cual depende de la severidad de la prueba. Después de 4 o 5 minutos de haber sido aplicado el contaminante con la humedad, se suministra el voltaje hasta un valor predeterminado y se mantiene ahí hasta que ocurra el flameo o la superficie del aislador se seca y desaparece la actividad de sintonización. El voltaje también se puede aplicar en forma gradual hasta que ocurra el flameo.

La mezcla ligera, por la cantidad de contaminante -- seco, y normalmente el flameo ocurre después de 20 - 30 segundos. Cuando el aislador esta medio seco, la impedancia es resistiva y capacitiva.

La mezcla espesa, se define por la conductividad de la superficie. El flameo ocurre generalmente dentro de 4 y 5 segundos. En el momento de presentarse la fuerte humedad se presenta el flameo.

3) Método de niebla limpia: Este método de prueba puede separarse en dos tipos:

a) En el primer tipo de prueba los aisladores se contaminan en seco, y posteriormente se humedecen con niebla limpia. El voltaje de prueba se aplica cuando la resistencia de fuga del aislador alcanza el valor más bajo.

b) En el segundo tipo de prueba, el voltaje se aplica al aislador contaminado, seco, y después la humedad se hace presente ya sea en forma lenta o rápida. Esto se pue-

de considerar como una simulación razonable de las condiciones naturales. El proceso de humedecer la superficie del aislador es un factor clave en esta prueba.

En condiciones de humedad lenta, el tiempo de prueba es de dos horas. El flámeo ocurre normalmente después de una hora. La impedancia que se presenta es normalmente resistiva y capacitiva.

En humedad rápida, el tiempo de prueba es de 30 - 60 minutos. El flameo ocurre generalmente dentro de los 30 minutos. Como en este proceso el cambio de seco a húmedo es muy rápido la impedancia es casi resistiva.

Todos los métodos anteriores fueron para darnos una idea general de cada uno de ellos, los cuales pueden conducirnos a resultados diferentes: Por ejemplo, para un método de prueba el valor del aislamiento puede ser elevado pero para otro puede ser bajo, ya que cada método de prueba simula un fenómeno diferente, esto quiere decir que un elemento contaminante que es importante para un método, no es significativo para otro.

Las pruebas de contaminante húmedo probablemente sean las mejores simulaciones de la contaminación en la República Mexicana, donde los flameos son comúnmente causados por depósitos de contaminante seguidos de una condición de humedad.

Para poder formar un nuevo método de prueba, se debe cuidar de que esté cumpla con las características naturales particulares de las condiciones de servicio del aislador.

Medidas de Protección Contra la Contaminación

— Aplicación de grasa de silicon: Esta medida contra la contaminación es muy usada en diferentes países, incluyendo México. Esta medida es efectiva para los lugares que tengan "contaminación local" o contaminación por salinidad, además de que debe ser extra-alta o alta.

— Lavado: El lavado y limpieza de los aisladores se usa normalmente en subestaciones y muy raramente en líneas.

— Sobreaislamiento y aplicación de aisladores tipo anti-niebla: Esta es la medida más común de anticontaminación para todas las condiciones de contaminación, para voltajes de operación de más de 345 KV., el sobreaislamiento se da normalmente aumentando el número de aisladores. Al manejar se aisladores se maneja implícitamente el concepto que se conoce como "distancia de fuga". Este concepto está asociado con el mecanismo de la ruptura dieléctrica por contaminación y que se inicia con la "corriente de fuga". La distancia de fuga la establece la silueta del aislador o sea su geometría, por ser el camino por donde se presenta la ruptura dieléctrica superficial debido a las partículas de contaminante adheridas a la superficie del aislador.

La distancia de fuga se puede apreciar claramente en la figura . dada a continuación.

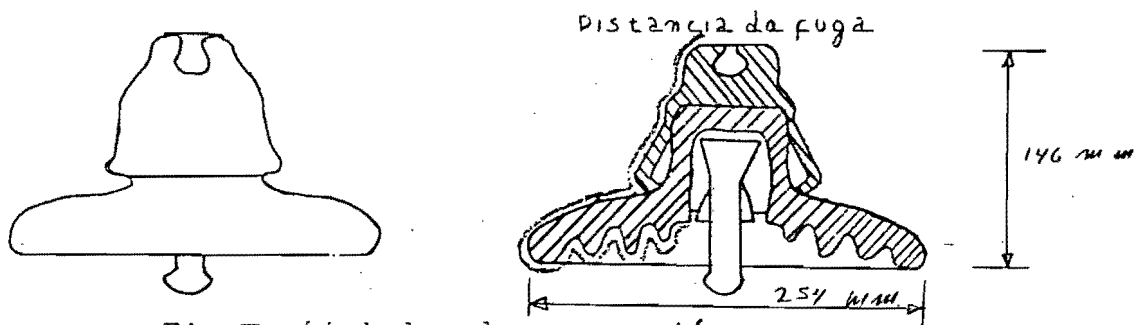


Fig. IV.21 Aislador de suspensión.

Los aisladores tipo suspensión como el indicado en la figura IV.10, se pueden clasificar de acuerdo a la silueta del aislador en tres tipos:

- Estandar con distancia de fuga de 30.5 cm.
- Antihumo con distancia de fuga de 43.2 cm.
- Extra-antihumo con distancia de fuga de 54.0 cm.

En aisladores para equipo, como son; boquillas para transformadores o interruptores, porcelanas para TP y TC, apar tarrayos, aisladores de cuchillas., las distancias de fuga las da el fabricante como dato.

Para la selección de la cadena de aisladores se debe tomar en consideración las condiciones de contaminación local por donde pasará la línea. La distancia de fuga se debe determinar bien para las condiciones de operación bajo contaminación y por lo tanto los flameos superficiales no se presentarán. La expresión para determinar la distancia de fuga necesaria se da en la ecuación .

$$\text{distancia de fuga} = Kd \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} \quad (\text{cm.})$$

ec. IV.38

Donde:

Kd = Factor indicativo del tipo de contaminación en cm/KV_n (se obtiene de la tabla IV.VII).

V_{\max} - Tensión máxima de diseño en KV (de tabla IV.VI).

Para el cálculo de número de aisladores (discos) se usa la ecuación .

$$\text{número de aisladores} = \frac{\text{distancia de fuga total}}{\text{dis. de fuga del aislador}}$$

ec. IV.39

En la tabla IV.VIII se muestran las características ambientales de cada zona de contaminación y las distancias de fuga correspondientes en cm/KV o sea el factor Kd .

Existen básicamente dos tipos de aisladores del tipo suspensión con las mismas características dieléctricas pero con diferentes distancias de fuga.

- i) El tipo estandar de 254 x 146 mm. con una distancia de fuga de 292 a 305 mm.
- ii) El tipo niebla o antihumo de 254 x 146 mm. con una distancia de fuga de 432 a 460 mm.

Cuando se emplean aisladores tipo niebla, que tienen una distancia mayor, el número de aisladores se reduce pero se debe respetar también la distancia dieléctrica calculada con la ecuación .

$$V_{50\%} = K_3 \cdot d \text{ (KV)}$$

e.c.IV.40

Donde:

- $V_{50\%}$ - Tensión crítica de flameo corregida a la altitud correspondiente.
 K_3 - Factor de electrodo que varia de 500 a 600 KV/m, para fines de cálculo se toma 550. TABLA IV. III
 d - distancia de fase a tierra. (m).

También :

$$V_{50\%} = \frac{NBI}{0.961 \cdot \delta^n} \text{ (KV)}$$

Donde:

- NBI = Nivel básico al impulso por rayo en KV.
 δ = Factor de corrección por altitud. TABLA IV. IV
 n = 0.8 - 1.0 para rayo se toma de 1.0

Desde el punto de vista de construcción se usan aisladores tipo niebla con las cadenas en posición vertical, con el objeto de poder hacer maniobras de mantenimiento. El último aislador de la cadena debe ser estandar, por tener el vastago saliente con respecto al disco con lo que se facilitan las maniobras.

De acuerdo con la distancia de fuga requerida, se pueden formar cadenas de aisladores mixtas, es decir; alternar aisladores tipo niebla con tipo estandar.

Desde el punto de vista de montaje de los aisladores se ha observado que el mayor efecto de la contaminación se presenta en las cadenas montadas en posición vertical, después en las cadenas en V y es menor en las cadenas en tensión.

MAPA 1



Figura D.22 MAPA DE CLIMAS
 DEPARTAMENTO DE
 IMPACTO AMBIENTAL

MAPA 2

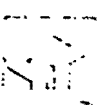
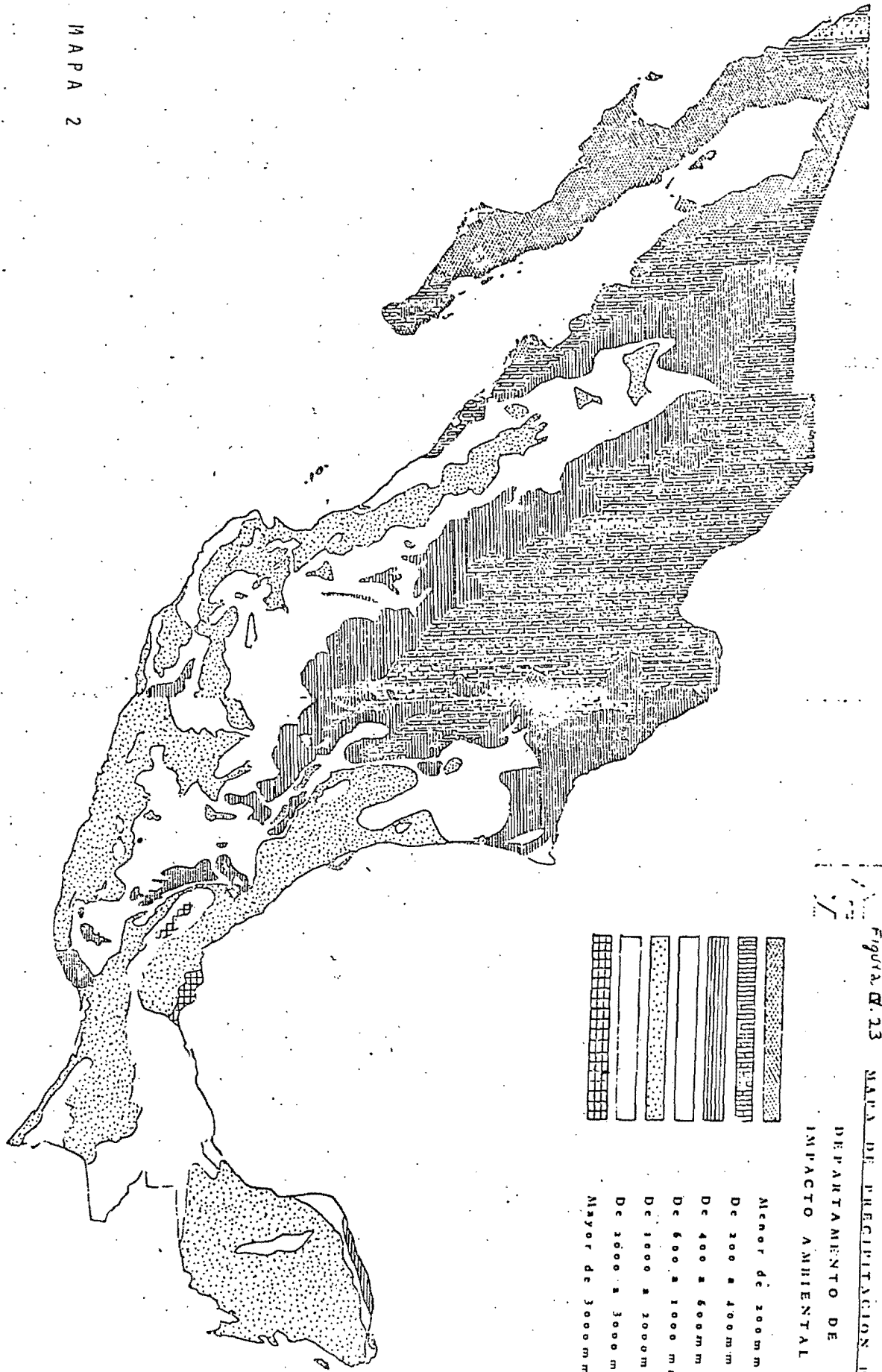


Figura 23

DEPARTAMENTO DE
IMPACTO AMBIENTAL

| | |
|---------------------------|-------------------|
| [Dotted pattern] | Menor de 200mm |
| [Vertical line pattern] | De 200 a 400mm |
| [Horizontal line pattern] | De 400 a 600mm |
| [Diagonal line pattern] | De 600 a 1000 mm |
| [Cross-hatch pattern] | De 1000 a 2000mm |
| [Dense dot pattern] | De 2000 a 3000 mm |
| [Very dense dot pattern] | Mayor de 3000mm |

V EVALUACION DEL METODO GENERALIZADO

- 1.- Permite obtener una evaluación exacta y rápida de los parámetros en líneas de transmisión.
- 2.- Considera los cambios de posición de los conductores que puede tener la línea.
- 3.- Se puede obtener mediante el programa la matriz de impedancias de fase para el modelado trifásico de las líneas de transmisión.
- 4.- Cálcula las impedancias de secuencia para el modelado, mediante el método de las componentes simétricas.
- 5.- Obtiene las matrices de capacitancia de fase y de secuencia para estudios de inducción electrostática, estabilidad o fallas.

La utilización de este programa representa un ahorro importante en horas ingeniero y permite la obtención de resultados precisos por lo cual el método tradicional debe ser remplazado en forma sistemática.

a) LINEAS DE TRANSMISIÓN CORTAS

Generalmente la capacitancia de las Líneas se desprecia, con esta consideración podemos representar las fases de la línea - por una impedancia en serie igual a la impedancia por unidad de longitud multiplicada por la longitud de la línea.

El circuito equivalente de una línea corta se representa en la fig. II.3

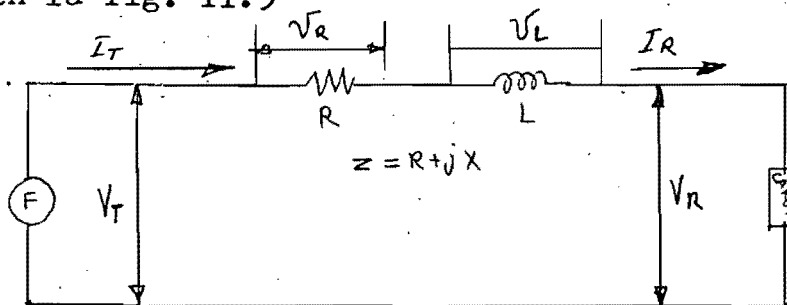


Fig. II.3 circuito equivalente de una línea de transmisión corta.

En todos los casos la condición eléctrica esta representada por el circuito de la figura II.3 donde $R+jx$ es la suma de las impedancias del generador, transformador y líneas de transmisión. La fig. II.3 representa una línea monofásica si R y X son la resistencia y reactancia de una maya. La misma figura representa un sistema trifásico si R y X son la resistencia y reactancia al neutro, I , e I_R son, respectivamente, las corrientes en el extremo trasmisor y receptor, V_T es el voltaje al neutro en el extremo trasmisor de la línea, V_R es la tensión entre fase y neutro en el extremo receptor de la línea. La dirección de la corriente se considera positiva entrando en el extremo trasmisor y saliendo en el extremo receptor, por lo que

$$I_T = I_R = I \quad (2.1)$$

$$V_T = V_R + I R \quad (2.2)$$

Haciendo el diagrama Vectorial de corriente y voltaje del circuito equivalente de una línea de transmisión corta, podemos tener una idea más clara en el manejo de algunas ecuaciones trigonométricas.

En la figura II.4, podemos ver el vector corriente I en forma horizontal. Si la carga receptora es P_x a un factor de potencia $\cos \phi_R$ y voltaje V_R , la componente de potencia plena del voltaje P/I es igual a $V_R \cos \phi_R$. Esto esta representado por OA . El voltaje V_R esta representado por la línea OB , donde $\angle CAB = 90^\circ$ y $\angle AOB = \phi_R$. La caída de voltaje IR esta en forma Horizontal y IX en forma vertical, así que el voltaje en el extremo trasmisor $V_T = OC$ y el factor de potencia en el extremo trasmisor, es $\cos \phi_T$ donde $\angle AOC = \phi_T$. La potencia en el extremo trasmisor es $P + I^2 R$. Vemos que

$$\left. \begin{aligned} \vec{OD} &= V_T \cos \phi_T = V_R \cos \phi_R + IR \\ \vec{CD} &= V_T \sin \phi_T = V_R \sin \phi_R + IX \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

X : Es la reactancia inductiva ya que despreciamos la capacitiva.

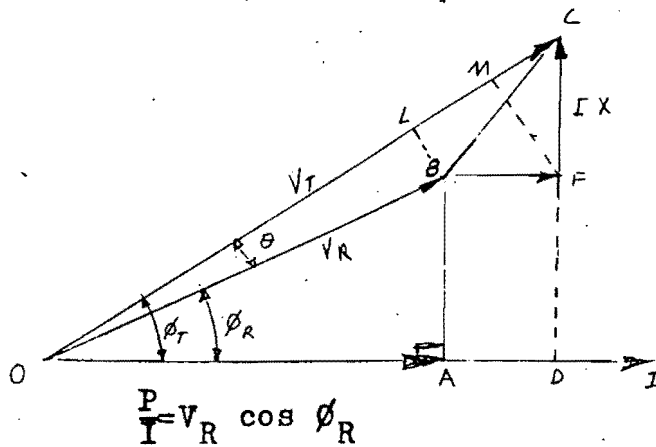


Fig. II.4 Diagrama Vectorial de una línea corta con factor de potencia atrasado.

Del diagrama obtenemos las siguientes ecuaciones

$$V_T = \sqrt{(V_R \cos \phi_R + IR)^2 + (V_R \sin \phi_R + IX)^2}$$

Sacando como factor común a V_R , tenemos

$$V_T = V_R \sqrt{(\cos \phi_R + IR/V_R)^2 + (\sin \phi_R + IX/V_R)^2}$$

desarrollando los cuadrados, obtenemos

$$V_T = V_R \sqrt{1 + \frac{2IR}{V_R} \cos \phi_R + \frac{2IX}{V_R} \sin \phi_R + \frac{I^2 (R^2 + X^2)}{V_R^2}} \quad (2.4)$$

$$y \quad \text{Tag } \phi_T = \frac{\sin \phi_R + IX/V_R}{\cos \phi_R + IR/V_R} \quad (2.5)$$

La eficiencia (N) de la línea se define como el cociente de la potencia real que sale de la línea en el extremo receptor dividida por la potencia real que entra a la línea en el extremo transmisor.

$$\begin{aligned} N = \frac{\text{Watts Recibidos}}{\text{Watts Entregados}} &= \frac{P_R}{P_T} \times 100 = \frac{P_R}{P_R + I^2 R} = \frac{P_T - I^2 R}{P_T} \\ &= 1 - \frac{I^2 R}{P_T} \times 100 \end{aligned} \quad (2.6)$$

La regulación de tensión de una línea de transporte es el porcentaje de elevación del voltaje receptor cuando se desconecta la carga plena, manteniéndose constante el voltaje transmisor y estando referido el porcentaje de aumento al voltaje receptor con plena carga.

Es por lo tanto

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_T - V_R}{V_R} \times 100 = \frac{V_{R,sc} - V_{R,pc}}{V_{R,pc}} \quad (2.7)$$

En la ecuación 2.4 generalmente no se considera el último término por lo que

$$V_T = V_R \left[1 + \frac{2IR}{V_R} \cos \phi_R + \frac{2IX}{V_R} \sin \phi_R \right]$$

$$\frac{\dot{V}_T}{V_R} = \left(1 + \frac{IR}{V_R} \cos \phi_R + \frac{IX}{V_R} \sin \phi_R \right)$$

$$V_T - V_R = \frac{\dot{V}_T - V_R}{V_R} \left(IR \cos \phi_R + IX \sin \phi_R \right) \quad (2.8)$$

sustrayendo la ecuación (2.8) en la ecuación (2.7) obtenemos

$$\% \text{ Reg} = \frac{IR \cos \phi_R + IX \sin \phi_R}{V_R} \times 100 \quad (2.9)$$

Lo anterior se puede observar en el diagrama vectorial, en el cual $LM = IR \cos \phi_R$ y $MC = IX \sin \phi_R$ aproximadamente.

La regulación depende mucho del factor de potencia de la carga. De esta manera, para un factor de potencia unitaria la regulación es IR ; para un factor de potencia CERO la regulación es IX ; para un factor de potencia atrasado 0.8 la regulación es $0.8IR + 0.6IX$, Para un factor de potencia adelantado 0.8 la regulación es $0.8IR - 0.6IX$.

En el último caso es bastante creíble que el voltaje receptor aumente considerablemente, por trabajar con reactancia inductiva

La expresión (2.8) la podemos expresar de las siguientes maneras

$$\begin{aligned} IR \cos \phi_R + IX \operatorname{sen} \phi_R &= IZ \left[(R/Z) \cos \phi_R + (X/Z) \operatorname{sen} \phi_R \right] \\ &= IZ \cos (\phi_R - \vartheta) \\ Z &= \sqrt{R^2 + X^2} \quad (2.10) \\ \operatorname{tg} \vartheta &= X/R \end{aligned}$$

ϑ es el ángulo de la impedancia de la línea.

La regulación es cero cuando $\phi_R - \vartheta = - (\pi/2)$ por lo que $\cos \phi_R = \operatorname{sen} \vartheta = X/Z$. Si $R+jX$ es la impedancia del generador, el transformador y la línea, ϑ es positiva ya que X es positiva. Esto hace necesario que ϕ_R sea negativo para que la regulación sea cero.

Cuando se trata de un condensador sincrónico, ϑ puede ser negativo, así que ϕ_R puede ser positivo para que la regulación sea cero, este cero es aproximado, por haber eliminado el último término de la (ec. 2.4) una forma más exacta, es suponiendo $V_T = V_R$ y de la (ec. 2.4)

$$\begin{aligned} V_R^2 &= (V_R \cos \phi_R + IR)^2 + (V_R \operatorname{sen} \phi_R + IX)^2 \\ &= V_R^2 + 2IVR (R \cos \phi_R + X \operatorname{sen} \phi_R) + I^2 (R^2 + X^2) \\ R \cos \phi_R + X \operatorname{sen} \phi_R &= -IZ^2 / 2 V_R \quad (2.11) \end{aligned}$$

$$\cos (\phi_R - \vartheta) = -IZ / 2 V_R$$

$$\phi_R = \vartheta - \pi / 2 - \operatorname{sen}^{-1} (IZ / 2 V_R) \quad (2.12)$$

La regulación es negativa si el voltaje receptor es mayor que el transmisor, si ϕ_R es negativo y numéricamente mayor que el valor dado en esta ecuación.

1.b LINEAS DE TRANSMISION MEDIAS

En este tipo de líneas si tomamos en cuenta el efecto de la capacitancia, pero concentrada en uno ó más puntos, primero; consideraremos que la capacitancia esta próxima a la carga como lo muestra la figura II.5.

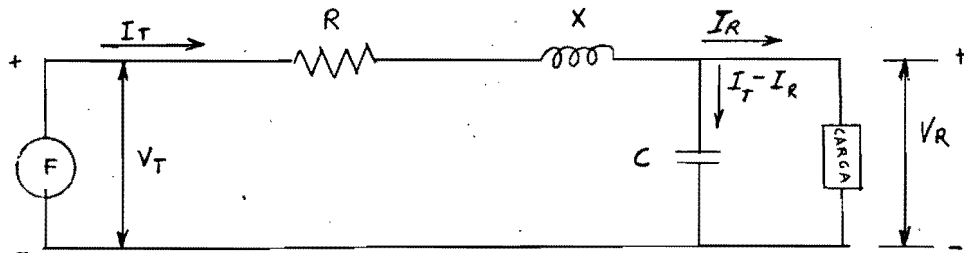


Fig. II.5 LINEA MEDIA, con la capacitancia localizada próxima a la carga.

Deduciendo de la figura, tenemos;

$$R + j X = Z \text{ y } Y = j \omega C$$

$$V_T = Z I_T + V_R \quad \text{y} \quad I_T - I_R = V_R Y$$

$$V_T = V_R (1 + YZ) + I_R Z ; \quad I_T = V_R Y + I_R$$

(2.13)

su diagrama vectorial es el siguiente;

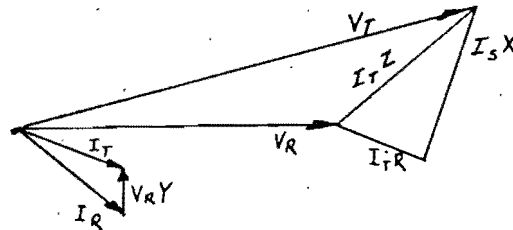


Fig. II.6 Diagrama vectorial de la figura II.5

Si damos las condiciones del extremo receptor, estas ecuaciones dan las condiciones del extremo transmisor. Esto se puede ilustrar con el siguiente ejemplo.

Ejemplo. Una línea de transmisión de 100 millas de longitud tiene las siguientes constantes;

Resistencia por millas 0.25

Reactancia por milla 0.8

Susceptancia por milla 14×10^{-6} mho.

Voltaje en el extremo receptor 66 000 v

usando el método aproximado, y, considerando la susceptancia determinar el voltaje y la corriente en el extremo emisor cuando la línea entrega 15,000 Kw. con un factor de potencia de 0.8 atrasado. El sistema es trifásico.

Para su solución se requiere de mucha aritmética, pero con el enunciado del siguiente teorema se reduce considerablemente. Un sistema trifásico de voltaje entre líneas V , potencia total P , e impedancia por línea Z , tiene la misma regulación y eficiencia igual a un sistema monofásico de voltaje V , potencia P , e impedancia de malla Z .

Para un sistema trifásico el voltaje al neutro es $V/\sqrt{3}$, la potencia por fase es $p/3$, la corriente de la línea es $(\frac{1}{3} P) / (V/\sqrt{3}) = (p/v) \div \sqrt{3}$. Las ecuaciones de la línea son de la forma $V_T / \sqrt{3} = (A V_R / \sqrt{3}) + B I_R = A V_R / \sqrt{3} + (B P_R / V_R \sqrt{3})$ ó $V_T = A V_R + B P_R / V_R$, la cual es la ecuación de la línea para un sistema monofásico con constantes de malla A y B . La única diferencia es que las corrientes de línea son los valores para un circuito monofásico dividido por $\sqrt{3}$ suponemos la susceptancia concentrada, próxima a la carga, por lo que,

$Z = 25 + j80$ y $Y = 0.0014$; sustituyendo en la ec. 2.13

tenemos: $V_T = V_R (1 + j 0.035 - 0.112) + I_R (25 + j80)$

$$= V_R (0.888 + j0.035) + I_R (25 + j80)$$

De la ecuación 2.13 tenemos;

$$I_T = V_R (j0.0014) + I_R$$

Considerando V_R como vector básico, tenemos que 66 000 es un número real. La componente de la potencia de la corriente receptora esta en fase con V_R y es

$$\frac{P}{V} = \frac{15000 \text{ Kw}}{66 \text{ Kv}} = 227 \text{ A.}$$

La componente de la potencia reactiva es;

$$227 \downarrow g \phi = 227 \times \frac{3}{4} = 170 \text{ A}$$

$$I_R = 227 - j170 = 284 \underline{\angle -36^\circ 52'}$$

Dado que el factor de potencia es atrasado.

Sustituyendo en la ecuación 2.13

$$\begin{aligned} V_T &= 66\,000 (0.888 + j 0.035) + (227 - j170) (25 + j80) \\ &= 58\,600 + j 2\,300 + 19\,270 + j 13\,900 \\ &= 77\,900 + j 16\,200 = 79\,500 \underline{\angle 11^\circ 44'} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_T &= 66\,000 (j 0.0014) + 227 - j170 \\ &= 227 - j 78 = 240 \underline{\angle -18^\circ 57'} \end{aligned}$$

El vector de la potencia en el extremo transmisor es

$$\begin{aligned} S &= V_T \times \text{Conjugado de } I = V_T + I_T \\ &= 79\,500 \underline{\angle 11^\circ 44'} \times 240 \underline{\angle 18^\circ 57'} \\ &= 19\,100\,000 \underline{\angle 30^\circ 41'} \\ &= 16\,400 \text{ Kw} + j 9\,750 \text{ KVAR.} \end{aligned}$$

El voltaje en el extremo emisor es 79.5 KV, corriente 138 A (contra la corriente de carga de 164 A.), potencia 16400 Kw, y factor de potencia 0.86 atrasado.

Si, no consideramos, la capacitancia de la línea, las ecuaciones, de voltaje y corriente en el extremo emisor son;

$$V_T = V_R + I_R Z$$

$$I_T = I_R$$

$$V_T = 85\,300 + j 13\,900 = 86,400 \underline{\angle 9^\circ 15'}$$

$$I_T = 284 \underline{\angle -36^\circ 52'}$$

$$\begin{aligned} \text{y el vector de la potencia es } & 245\,000\,000 \underline{\angle 46^\circ 7'} \\ & = 17\,000 \text{ KW} + j 17\,700 \text{ KVAR} \end{aligned}$$

El Voltaje en el extremo emisor es 86.4 KV, corriente 164 A, potencia 17 000 KW., y factor de potencia 0.693 atrasado.

Este método de localizar la capacitancia, próxima a la carga exagera el efecto de la capacitancia. De los valores obtenidos para la corriente y el voltaje, el más adecuado es un valor promedio. $(86.4 - 79.5 = 6.9 / 2 = 3.45 + 79.5 = 82.95 \text{ KV})$

Segundo; Se considera que la admitancia esta dividida en dos partes iguales, localizada a la mitad de los extremos de la línea. A este tipo de disposición se le llama CIRCUITO NOMINAL II. El circuito equivalente se muestra en la figura II.7, y el diagrama vectorial en la fig. II.8.

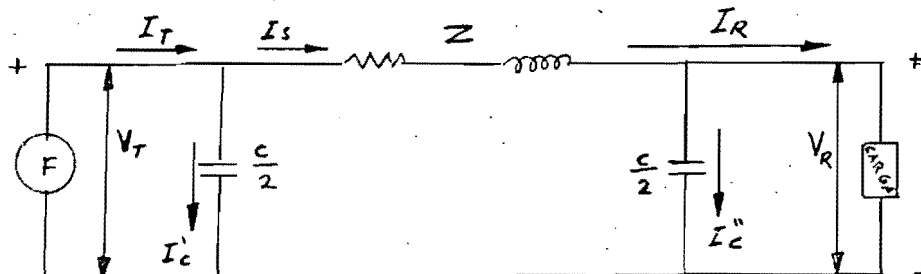


Fig. II.7 Circuito equivalente de una línea media en disposición II.

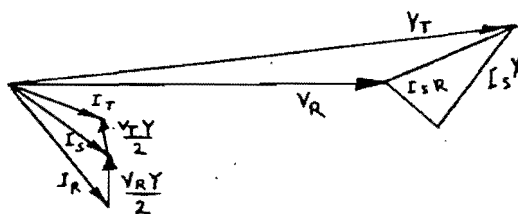


Fig. II.8 Diagrama vectorial de la figura II.7

Deduciendo del circuito equivalente, tenemos;
La corriente en el ramal en paralelo del extremo receptor es;

$$I''_C = \frac{V_R Y}{2} \text{ y la del ramal serie es } I''_S = I_R + I''_C = I_R + \frac{V_R Y}{2}$$

Aplicando la 2a ley de KIRCHHOFF para obtener el voltaje del extremo transmisor.

$$V_T = I_S Z + V_R = (I_R + I''_C) Z + V_R = (I_R + \frac{V_R Y}{2}) Z + V_R$$

$$V_T = V_R (1 + \frac{YZ}{2}) + I_R Z \quad \text{--- (2.14)}$$

Determinación de la corriente en el extremo transmisor (I_T).

La corriente en el ramal en paralelo del extremo transmisor (I'_C)

$$I'_C = V_T \frac{Y}{2} ; \text{ sumandola a la del ramal serie tenemos;}$$

$$I_T = I'_C + I_S = (V_T \frac{Y}{2}) + (I_R + \frac{V_R Y}{2}) \therefore I_T = V_T \frac{Y}{2} + I_R + \frac{V_R Y}{2} \quad \text{(2.15)}$$

Sustituyendo la ec. 2.14 en la ec. 2.15 tenemos;

$$I_T = V_T \frac{Y}{2} + I_R + \frac{V_R Y}{2} = V_R \left[\left(1 + \frac{YZ}{2}\right) + I_R Z \right] \frac{Y}{2} + V_R \frac{Y}{2} + I_R$$

$$I_T = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) + I_R \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) \quad (2.16)$$

Ejemplo: solución del ejemplo anterior por el método \tilde{II}

$$V_T = V_R \left(1 + \frac{YZ}{2} \right) + I_R Z \quad ; \quad z = 25 + j80 \quad ; \quad y = j0.0014$$

$$I_R = 227 - j170$$

$$\begin{aligned} V_T &= 66\,000 (1 + j\,0.0175 - 0.056) + (227 - j170) (25 + j80) \\ &= 62\,300 + j\,1150 + 19\,300 + j\,13\,900 \\ &= 81\,600 + j\,15\,000 = 83\,000 \angle 10^\circ 27' \end{aligned}$$

$$I_T = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) + I_R \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right)$$

$$I_T = (66\,000 \times j0.0014) (1 + j0.008 - 0.028) + (227 - j170) (1 + j0.0175 - 0.056)$$

$$\begin{aligned} &= j\,90 - 0.8 + 218 - j\,157 \\ &= 217 - j\,67 = 227 \angle 17^\circ 0' \end{aligned}$$

Determinando la potencia compleja tenemos que es;

$$\begin{aligned} &18841\,000 \angle 27.45^\circ \\ &= 16719\,KW + j\,8685\,KVAR \end{aligned}$$

El factor de potencia en el extremo emisor es de 0.887 atrasado.

Tercero; se considera que la admitancia esta concentrada en el punto medio de la línea de transmisión y la impedancia se divide en dos partes iguales. A este tipo de disposición se le llama CIRCUITO NOMINAL T.

El circuito equivalente se muestra en la figura II.9 y el diagrama vectorial en la figura II.10.

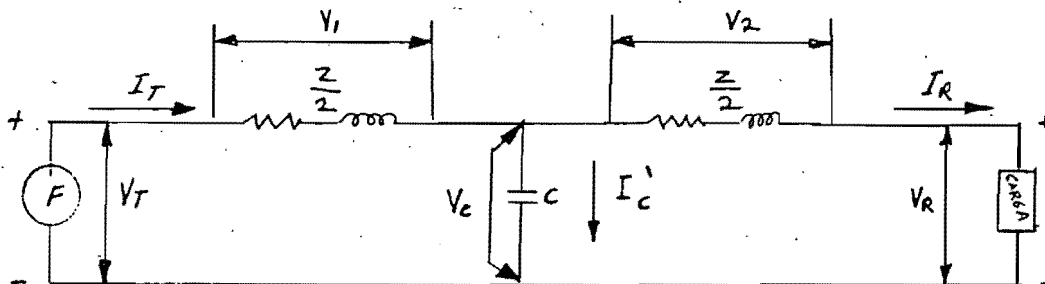


Fig. II.9 Circuito equivalente de una línea media en dis-
posición T.

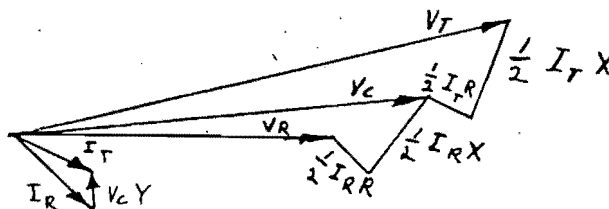


Fig. II.10 Diagrama vectorial de la figura II.9
Deduciendo del circuito equivalente, tenemos,

$$\left. \begin{aligned} V_T &= V_R \left(1 + \frac{1}{2} ZY\right) + I_R Z \left(1 + \frac{1}{4} ZY\right) \\ I_T &= V_R Y + I_R \left(1 + \frac{1}{2} ZY\right) \end{aligned} \right\} \quad (2.17)$$

solución del ejemplo anterior por el método T; sustituyendo valores en la ec. 2.17

$$\begin{aligned} V_T &= 62\,300 + j\,1150 + (19\,300 + j\,13900) (1 + j0.009 - 0.028) \\ &= 81000 + j\,14800 = 82\,300 \angle 10.36667^\circ = 82\,300 \angle 10^\circ 22' \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_T &= j92 + 218 - j157 \\ &= 218 - j65 = 229 \angle -16^\circ 36' \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{La potencia aparente es } &189\,000\,000 \angle 6.96667^\circ \\ &= 16\,900 \text{ KW} + j\,8570 \text{ KVAR} \end{aligned}$$

El factor de potencia del extremo transmisor es 0.891 atrasado. Se observa que los métodos II y T dan resultados muy parecidos.

CONSTANTES GENERALIZADAS DE CIRCUITOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Las ecuaciones (2.1), (2.2), (2.13), (2.14), (2.16) y (2.17) podemos expresarlas en una forma general.

$$\left. \begin{aligned} (2.1) \quad V_T &= V_R + I_R Z \\ (2.2) \quad I_T &= I_R \end{aligned} \right\} \text{Sin considerar el efecto de la Y}$$

$$\left. \begin{aligned} (2.13) \quad V_T &= V_R (1 + YZ) + I_R Z \\ I_T &= V_R Y + I_R \end{aligned} \right\} \text{Considerando el efecto de la Y cerca a la carga.}$$

$$\left. \begin{aligned} (2.14) \quad V_T &= V_R \left(1 + \frac{1}{2} YZ\right) + I_R Z \\ (2.16) \quad I_T &= V_R Y \left(1 + \frac{1}{4} YZ\right) + I_R \left(1 + \frac{1}{2} YZ\right) \end{aligned} \right\} \text{Considerando el efecto de la Y en circuito II}$$

$$\left. \begin{aligned} (2.17) \quad V_T &= V_R \left(1 + \frac{1}{2} YZ\right) + I_R Z \left(1 + \frac{1}{4} YZ\right) \\ I_T &= V_R Y + V_R \left(1 + \frac{1}{2} YZ\right) \end{aligned} \right\} \text{Considerando el efecto de Y en circuito T}$$

forma general

$$\left. \begin{aligned} V_T &= A V_R + B I_R \quad a) \\ I_T &= C V_R + D I_R \quad b) \end{aligned} \right\} \quad (2.18)$$

Donde

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (\text{Para redes simétricas})$$

$$B = Z \checkmark; \quad C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) \checkmark$$

Las literales A, B, C, y D son constantes del circuito y son números complejos. A y D son iguales y adimensionales. Las constantes se aplican a circuitos lineales, pasivos y bilaterales de cuatro terminales; tienen dos pares de terminales. En una línea de transmisión, llamamos terminales de transmisión, donde la potencia entra a la red y terminales de recepción, donde la potencia abandona a la red. El diagrama vectorial que representa las ecuaciones 2.18, lo tenemos a continuación.

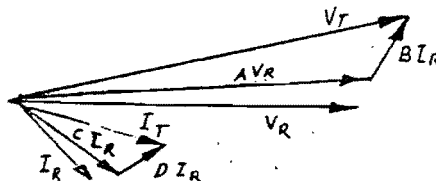


Fig. II.11 Diagrama vectorial del sistema general

Las constantes ABCD se analizan en textos de teoría de circuitos, los que incluyen la demostración de que

$$AD - BC = 1 ; A^2 - BC = 1$$

Esto se comprueba empleando los valores de ABCD de una línea media. Este tipo de relaciones es útil para encontrar V_R, I_R si V_T y I_T se conocen.

Despejando de la ecuación (2.18) tenemos

$$V_R = \frac{D V_T - D I_T}{AD - BC}$$

$$I_R = \frac{A I_T - C V_T}{AC - BC}$$

Sabiendo que $AD - BC = 1$ tenemos;

$$\left. \begin{aligned} V_R &= D V_T - D I_T \\ I_R &= -C V_T + A I_T \end{aligned} \right\} \quad (2.19)$$

Si damos un valor de Cero a I_R en la ec. (2.18 a) vemos que $A = \frac{V_T}{V_R}$ sin carga, de forma parecida, $B = \frac{V_T}{I_R}$

cuando el terminal del receptor esta en corto circuito. La constante A es útil en el cálculo de la regulación. $V_{R,pc}$ es la tensión en el terminal receptor a plena carga para una tensión V_T del terminal transmisor. La ec. (2.7) se reduce a :

$$\% \text{ de regulación} = \frac{|V_S| / |A| - V_{R,pc}}{|V_{R,pc}|} \times 100 \quad (2.20)$$

Las constantes generales, las podemos emplear para la solución de redes en línea ó en serie. Las que llamamos A_1, B_1, C_1, D_1 para la primera red, y, A_2, B_2, C_2, D_2 para la segunda red. Suponiendo que V_T e I_T, V e I, V_R e I_R son los voltajes y corrientes en la entrada, la posición media y la salida como se muestra en la figura II.12. Entonces de acuerdo a las ecs. 2.19

$$V_T = A_1 V + B_1 I$$

$$I_T = C_1 V + D_1 I$$

Y

$$V = A_2 V_R + B_2 I_R$$

$$I = C_2 V_R + D_2 I_R$$

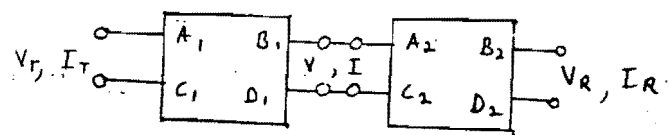


Fig. II.12 Dos redes en cascada.

Sustituyendo para determinar los valores de V e I tenemos ;

$$V_T = A_1 (A_2 V_R + B_2 I_R) + B_1 (C_2 V_R + D_2 I_R)$$

$$= (A_1 A_2 + B_1 C_2) V_R + (A_1 B_2 + B_1 D_2) I_R$$

$$I_T = (C_1 A_2 + D_1 C_2) V_R + (C_1 B_2 + D_1 D_2) I_R$$

Así, la combinación es una red donde las constantes son;

$$A = A_1 A_2 + B_1 C_2$$

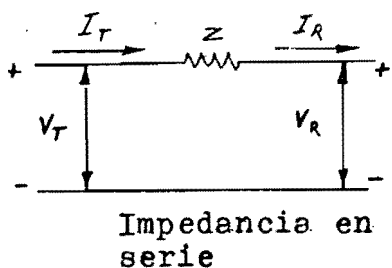
$$B = A_1 B_2 + B_1 D_2$$

$$C = C_1 A_2 + D_1 C_2$$

$$D = C_1 B_2 + D_1 D_2$$
(2.21)

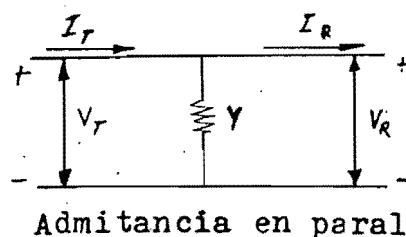
Conociendo las constantes de cada una de las redes encontramos las constantes de la combinación en línea por medio de las ecuaciones 2.21.

EN LA SIGUIENTE TABLA TENEMOS LAS CONTANTES ABCD PARA DIFERENTES REDES:



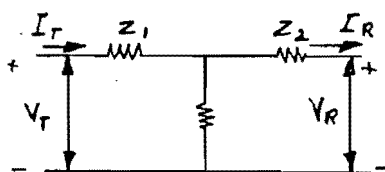
A=1
B=Z
C=0
D=1

Impedancia en serie



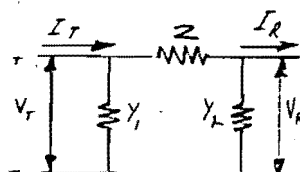
A=1
B=0
C=Y
D=1

Admitancia en paralelo D=1



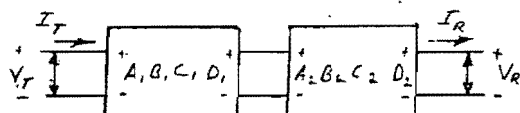
A=1+YZ₁
B=Z₁+Z₂+YZ₁Z₂
C=Y
D=1+YZ₂

T Asimétrico



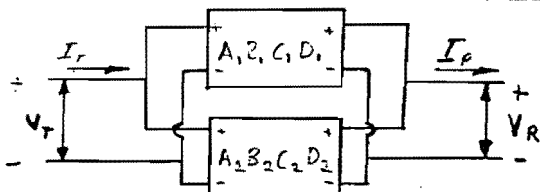
A=1+Y₂Z
B=Z
C=Y₁+Y₂+ZY₁Y₂
D=1+Y₁Z

II Asimétrico



A=A₁A₂+B₁C₂
B=A₁B₂+B₁D₂
C=A₂C₁+C₂D₁
D=B₂C₁+D₂D₁

Redes en serie



A=(A₁B₂+A₂B₁)/(B₁+B₂)
B=B₁B₂/(B₁+B₂)
C=C₁+C₂+(A₁-A₂)(D₂-D₁)/(B₁+B₂)
D=(B₂D₁+B₁D₂)/(B₁+B₂)

Redes en paralelo

1.C LINEAS DE TRANSMISION LARGAS

Este método se emplea, cuando se necesita la solución exacta de cualquier línea de transmisión, por no considerar los parámetros concentrados como en los circuitos II y T. El método para las líneas largas, considera los parámetros uniformemente distribuidos a lo largo de la línea, por lo que se plantean ecuaciones diferenciales.

Se considera que la línea tiene una impedancia z , admitancia y por unidad de longitud, un elemento diferencial de la línea dx , a una distancia X del extremo receptor. En la fig. II.13 tenemos su representación

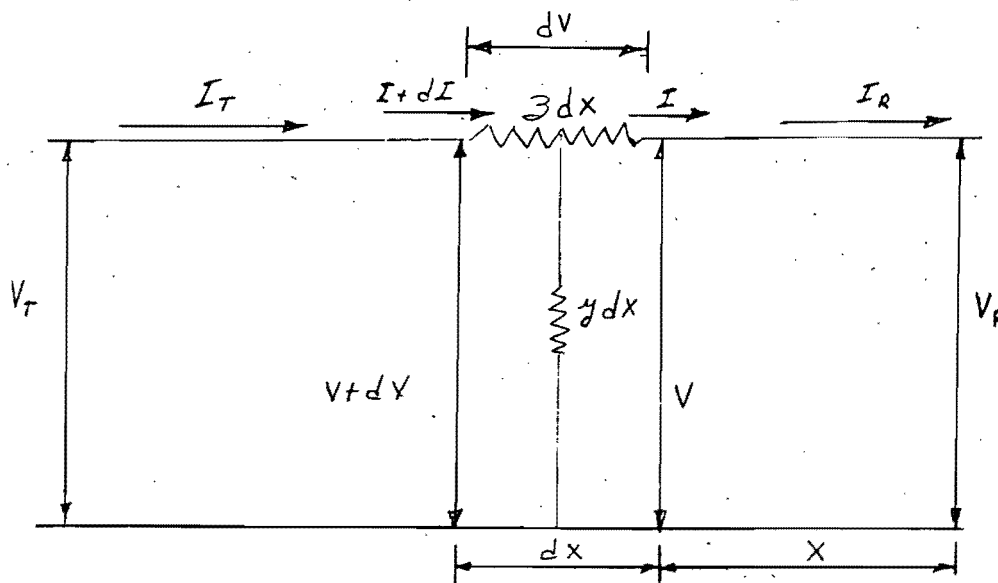


Fig. II.13 Representación de una sección infinitesimal de una línea de transmisión.

Supongamos que el voltaje y la corriente son $V + dV$ e $I + dI$, a la distancia $X + dx$. Entre los puntos X y $X + dx$, existe una impedancia en serie $z dx$ y una admitancia en derivación $y dx$, por lo que existe una caída de voltaje de X a $X + dx$ y es $I z dx$. Ya que dI se va a la $y dx$.

El voltaje en el elemento diferencial de la línea es:

$$dV = I z dx \quad \text{ó} \quad \frac{dV}{dx} = I z \quad (2.22)$$

La corriente que circula por el elemento diferencial de la admitancia es:

$$dI = V y dx \quad \text{ó} \quad \frac{dI}{dx} = V y \quad (2.23)$$

Derivando, respecto a X , las ecuaciones anteriores

$$\frac{d^2 V}{dx^2} = z \frac{dI}{dx} \quad (2.24)$$

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = \gamma \frac{dV}{dx} \quad (2.25)$$

Sustituyendo 2.23 en 2.24 y 2.22 en 2.25

$$\frac{d^2 V}{dx^2} = \gamma \beta V \quad (2.26)$$

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = \gamma \beta I \quad (2.27)$$

Las ecuaciones 2.26 y 2.27 se deben resolver ahora en términos de la variable x , se puede decir que estas ecuaciones cumplen con el principio de dualidad donde V , β , γ ; corresponden a I , γ y β respectivamente, esto se cumple aún para condiciones iniciales donde $x = 0$, $I = I_R$ y $V = V_R$ usando el método de la transformada de Laplace y dado que las ecuaciones son similares se resolverá para la ecuación 2.26, la ec. 2.27 se desarrolla de forma similar.

$$\frac{d^2 V}{dx^2} = \gamma \beta V \therefore \frac{d^2 V}{dx^2} - \gamma \beta V = 0$$

$$L \left[\frac{d^2 V}{dx^2} - \gamma \beta V \right] = 0$$

$$s^2 V(s) - s V(x_0) - V(x_0) - \gamma \beta V(s) = 0 \quad (2.28)$$

En $x = x_0 = 0$; $V = V_R$, $I = I_R$

$$V(x_0) = \left. \frac{dV}{dx} \right|_{x=0} = I \beta \Big|_{x=0} = I_R \beta \quad (2.29)$$

De la ec. 2.29 y 2.28 se tiene

$$s^2 V(s) - I_R \beta - s V_R - \gamma \beta V(s) = 0$$

Resolviendo para $V(s)$

$$V(s) \left[s^2 - \gamma \beta \right] = s V_R + \beta I_R$$

$$V(s) = \frac{s V_R + \beta I_R}{s^2 - \gamma \beta}$$

o bien

$$V(s) = V_R \frac{s}{s^2 - \gamma \beta} + \beta I_R \frac{1}{s^2 - \gamma \beta} \quad (2.30)$$

Tomando la transformada inversa de la ec. 2.30 en términos de la variable x se tiene:

$$V = V(x) = V_R \cos h [x\sqrt{yz}] + I_R \sqrt{\frac{z}{y}} \operatorname{sen} h [x\sqrt{yz}] \quad (2.31)$$

En forma similar se obtiene $I(x)$ cuya expresión es:

$$I = I(x) = V_R \sqrt{\frac{y}{z}} \operatorname{sen} h [x\sqrt{yz}] + I_R \cos h [x\sqrt{yz}] \quad (2.32)$$

Considerando el extremo transmisor, suponemos que $x = -l$ y la impedancia total de la línea es Z por lo que $Z = \frac{l}{Y}$, y la admitancia total de la línea es Y por lo que $Y = \frac{l}{Z}$; entonces $l\sqrt{yz} = \sqrt{YZ}$ y sustituyendo en las ecuaciones (2.31) y (2.32) tenemos;

$$V_T = V_R \cos h [\sqrt{YZ}] + I_R \sqrt{\frac{z}{Y}} \operatorname{sen} h [\sqrt{YZ}] ; \quad \frac{2Y}{Z} = m \quad \text{cte. de proporción.}$$

$$I_T = V_R \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{sen} h \sqrt{YZ} + I_R \cos h \sqrt{YZ} ; \quad \sqrt{\frac{Z}{Y}} = Z_c \quad \text{Impedancia característica.}$$

Las ecuaciones anteriores se pueden escribir en la forma general ec. 2.18

$$\left. \begin{aligned} V_T &= A V_R + B I_R \\ I_T &= C V_R + D I_R \end{aligned} \right\} \quad (2.33)$$

De donde

$$\begin{aligned} A &= D = \cos h \sqrt{YZ} \\ B &= \sqrt{\frac{z}{y}} \operatorname{sen} h \sqrt{YZ} \\ C &= \sqrt{\frac{Y}{Z}} \operatorname{sen} h \sqrt{YZ} \end{aligned}$$

La relación $AD - BC = 1$ se conserva para

$$AD - BC = \cos^2 h \sqrt{YZ} - \operatorname{sen}^2 h \sqrt{YZ} = 1$$

Métodos de aplicación de este tipo de solución. Existen 3 formas de aplicar esta solución.

Método 1. En este método, el seno y el coseno hiperbólico se expresan en términos de sus series de potencias. Sus expansiones son

$$\cos h X = 1 + \frac{X^2}{2!} + \frac{X^4}{4!} + \frac{X^6}{6!} + \dots$$

$$y \quad \operatorname{sen} h X = X + \frac{X^3}{3!} + \frac{X^5}{5!} + \frac{X^7}{7!} + \dots$$

Generalmente no se trabajan, después de la séptima potencia.

por lo que tenemos

$$\left. \begin{aligned} A = D &= 1 + \frac{YZ}{2} + \frac{Y^2 Z^2}{24} + \frac{Y^3 Z^3}{720} \\ B &= Z \left(1 + \frac{YZ}{6} + \frac{Y^2 Z^2}{120} + \frac{Y^3 Z^3}{5040} \right) \\ C &= Y \left(1 + \frac{YZ}{6} + \frac{Y^2 Z^2}{120} + \frac{Y^3 Z^3}{5040} \right) \end{aligned} \right\} (2.34)$$

Es conveniente señalar que se usaron los valores de A , B , C y D en los métodos aproximados.

El método simple que considera la impedancia en serie; $A = D = 1$, $B = Z$, $C = 0$ en ec. 2.1 y 2.2

El método de la capacitancia en el extremo de la carga tiene

$$A = 1 + YZ, B = Z, C = Y, D = 1 \text{ en la ec. 2.13}$$

El método nominal \overline{II} tiene

$$A = D = 1 + \frac{1}{2} YZ, B = Z, C = Y \left(1 + \frac{1}{4} YZ \right), \text{ ec. 2.14 y 2.16}$$

y el método nominal T tiene

$$A = D = 1 + \frac{1}{2} YZ, B = Z \left(1 + \frac{1}{4} YZ \right), C = Y \text{ en la ec. 2.17}$$

Método 2. En este método se amplían los senos y cosenos hiperbólicos mediante la fórmula trifonométrica que se indica abajo, se usan las tablas de las funciones trigonométricas y las funciones hiperbólicas de los números reales. Por lo que expresamos

$$\sqrt{YZ} \text{ en forma } \sqrt{YZ} = a + j b$$

entonces

$$\cos h \sqrt{YZ} = \cos h (a + j b) = \cos h a \cdot \cos h j b + \sen h a \cdot \sen h j b.$$

Así que

$$\left. \begin{aligned} \cos h \sqrt{YZ} &= \cos h a \cdot \cos b + j \sen h a \cdot \sen b \\ \text{Similarmente} & \\ \sen h \sqrt{YZ} &= \sen h a \cdot \cos b + j \cos h a \cdot \sen b \end{aligned} \right\} (2.35)$$

Método 3. En esta forma, se usan las tablas de los senos y cosenos hiperbólicos de los números complejos.

En general las ecuaciones 2.34 son menos laboriosas en su uso que las ecuaciones 2.35; además, las tablas de los $\sen h$ y los $\cos h$ de números complejos no son fáciles de usar.

Ejemplo: resolver el ejemplo anterior por el método más exacto. Empleando el método de series de potencias (ec. 83)

$$Z = 25 + j 80 = 83.8 \angle 72^{\circ} 39'; Y = j 0.0014 = 0.0014 \angle 90^{\circ}$$

$$YZ = 0.11732 \angle 162^{\circ} 39' = -0.1103 + j 0.0344$$

$$Y^2 Z^2 = 0.0138 \angle 325^{\circ} 18' = 0.114 - j 0.00785$$

$$Y^3 Z^3 = 0.0016 \angle 487^{\circ} 57' = -0.00098 + j 0.00126$$

$$1 + \frac{YZ}{6} + \frac{Y^2 Z^2}{120} + \frac{Y^3 Z^3}{5040}$$

$$= 1 - 0.0184 + j 0.00573 + 0.0001 - j 0.00006$$

$$= 0.9817 + j 0.00567 = 0.9817 \angle 0^{\circ} 23'$$

$$A = D = 1 - 0.05515 + j 0.0172 + 0.00047 - j 0.00033 - 0.00001 + j 0.00001 \\ = 0.9453 + j 0.0169 = 0.945 \angle 1^{\circ} 1'$$

$$B = 83.8 \angle 72^{\circ} 39' \times 0.9817 \angle 0^{\circ} 23' = 82.3 \angle 73^{\circ} 2'$$

$$C = 0.0014 \angle 90^{\circ} \times 0.9817 \angle 0^{\circ} 23' = 0.001376 \angle 90^{\circ} 23'$$

$$V_T = A V_R + B I_R = 0.945 \angle 1^{\circ} 1' \times 66000 \angle 0^{\circ} + 82.3 \angle 73^{\circ} 2' \times \\ 284 \angle -36^{\circ} 52'$$

$$= 62400 \angle 1^{\circ} 1' + 23400 \angle 36^{\circ} 10' = 62400 + j \\ 1100 + 18900 + j 13800$$

$$= 81300 + j 14900 = 82600 \angle 10^{\circ} 21'$$

$$I_T = C V_R + D I_R = 0.001376 \angle 90^{\circ} 23' \times 66000 \angle 0^{\circ} + 0.945 \\ \angle 1^{\circ} 1' \times 284 \angle -36^{\circ} 52'$$

$$= 91 \angle 90^{\circ} 23' + 268 \angle -35^{\circ} 51' = -0.6 + \\ j 91 + 218 - j 157$$

$$= 217 - j 66 = 227 \angle -16^{\circ} 55'$$

APENDICE B

APENDICE B : EJEMPLOS RELACIONADOS AL CAPITULO III.

La incognita a despejar en el siguiente problema es la capacidad de transmisión máxima y la capacidad de transmisión máxima de operación con un criterio de 30° de defasamiento entre -- las terminales de la línea.

Caso a)

Para una línea de transmisión con las siguientes características:

| | |
|------------------------|---------------------|
| Reactancia de la línea | 0.8 Ω /milla |
| Un conductor | 795 MCM/fase |
| Longitud de la línea | 100 millas |
| Voltaje nominal | 115 entre fases |

Capacidad máxima de transmisión estática.

$$P_{\text{máx.}} = \frac{KV^2}{X} = \frac{115^2}{0.8 \times 100} = 165 \text{ MW (para L.T. } 3\emptyset)$$

Potencia operacional con el criterio de 30° de defasamiento.

$$P_{\text{op}} = \frac{KV^2}{X} \sin(30^\circ) = 82.5 \text{ MW (valor } 3 \emptyset)$$

Caso b)

Calcular lo mismo pero con datos diferentes

| | |
|------------------------|-------------------------|
| Reactancia de la línea | $X = 0.8 \Omega$ /milla |
| Un conductor | 795 MCM/fase |
| Longitud de la línea | 100 millas |
| Voltaje nominal | 230 KV. |

Capacidad máxima de transmisión estática

$$P_{\text{max}} = (KV_{l-1}^2) / (X_{lt}) = 3(KV_{\text{fase}}) / (X_{lt}) = \frac{(230)^2}{0.8 \times 100}$$

$$= 661.25 \text{ KV.}$$

Potencia operacional con el criterio de 30° de defasamiento.

$$P_{\text{op } 30^\circ} = 330.6 \text{ MW.}$$

Caso c)

| | |
|-----------------------------|--------------------------|
| Reactancia de la L.T. | $X = 0.55 \Omega$ /milla |
| Línea de cuatro conductores | 1113 MCM/fase |
| Voltaje nominal | 800 KV |
| Longitud | 100 millas |

Capacidad máxima de transmisión estática

$$P_{\text{max}} = (800)^2 / (0.55 \times 100) = 11636.3 \text{ MW}$$

Potencia operacional con el criterio de 30° de defasamiento

$$P_{\text{op } 30^\circ} = 5816.7 \text{ MW.}$$

CONCLUSIONES DEL ANTERIOR PROBLEMA

- 1) Comparando el caso c cuya potencia es de 800 KV y el caso b cuya potencia es de 230 KV se tiene que

$$(c) = \frac{\text{Pop } 30^0}{330.6 \text{ MW}} = \frac{5816.7 \text{ MW}}{330.6 \text{ MW}} \approx 18$$

$$(b) \text{ Pop } 30^0 = 330.6 \text{ MW}$$

Lo que quiere decir que una línea de transmisión de 800 KV transmite la misma potencia que 18 líneas de transmisión de una capacidad de 230 KV.

- 2) Ahora comparando el caso c) con el caso a).

$$(c) = \frac{\text{Pop } 30^0}{82.5 \text{ MW}} = \frac{5816.7 \text{ MW}}{82.5 \text{ MW}} \approx 70$$

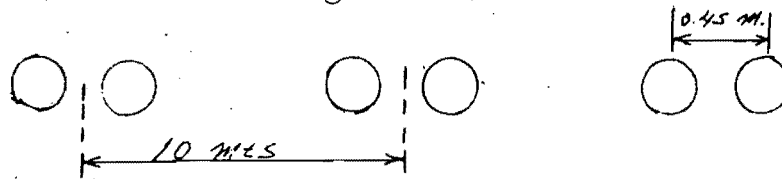
$$(a) \text{ Pop } 30^0 = 82.5 \text{ MW}$$

Lo que significa que una línea de transmisión de 800 KV transmite la misma potencia que 70 líneas de transmisión de 115 KV.

Se puede ver que es más conveniente la alternativa de 800 KV. , primeramente por su costo de inversión. En forma secundaria se puede notar el espacio o derecho de vía en cada caso.

APENDICE B : EJEMPLOS RELACIONADOS AL CAPITULO III.

1.- Determinar el límite de transmisión para una línea de -- 450 Kms. 400 Kv. con las siguientes características:



Configuración de la línea de 400 KV.

1113 MCM, ACSR, 54/19, "BLUEJAY", radio ext. = 0.645 in, RMG=0.522',
 $r = 0.0969 \Omega/\text{mi}$ (50°C , $x = 0.38 \Omega/\text{cond-mi}$ "a un pie de separación"),
 $x' = 0.0867 \text{ M}\Omega\text{-milla}$ (a un pie de separación), $I = 1110 \text{ A}$ (75°C el conductor).

SOLUCION:

La impedancia característica de esta línea es $Z_c = 303 \Omega$ sustituyendo en la expresión 3.14, tenemos

$$P_c = \frac{V^2}{Z_c} = \frac{400^2}{303} = 528 \text{ MW}$$

A continuación buscamos el factor por el que se tiene que multiplicar. Este factor lo obtenemos de la figura Fig. III.4 para 450 Kms.

Límite de transmisión = factor $\times P_c = 1.04 \times 528 = 549 \text{ MW}$

Que es el 35.7 % del límite térmico.

2.- Determinar la potencia máxima que se podría transmitir de acuerdo a la curva normal de CLAIR, figura III.4; en una línea de 300 kms. y un voltaje de 230 KV.



Configuración de la línea de 230 KV.

900 MCM, ACSR, 54/7, radio ext = 0.581 in, $r = 0.1185 \Omega/\text{mi}$ (50°C)
 $x = 0.393 \Omega/\text{mi-cond.}$ (a un pie), $x' = 0.0898 \text{ M}\Omega\text{-mi}$, RMG=0.4692',
 $I = 970 \text{ A}$ (75°C el conductor). $Z_c = 400 \Omega$

SOLUCION:

$$P_c = \frac{230^2}{400} = 132$$

Límite de transmisión = $1.4 \times 132 = 184.8 \text{ MW}$
 que es el 47.8 % del límite térmico.

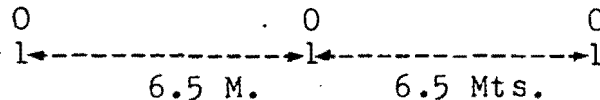
3.- Determinar las distancias a las que se puede transmitir por una línea trifásica de 230 KV. considerando las siguientes características:

Conductor ACSR, 900 MCM ; Número de hilos 54/7
 Resistencia $r = 0.1185 \Omega / \text{mi} (50^\circ \text{C})$
 Reactancia $x = 0.393 \Omega / \text{mi-cond} (a \text{ un pie})$
 $x' = 0.0898 \text{ M}\Omega\text{-mi}$
 $\text{RMG} = 0.4692 \text{ in.}$
 $I = 970 \text{ A. } (75^\circ \text{C el conductor})$
 Radio exterior 0.581 in.

El voltaje en el extremo receptor debe ser de 230 KV. entre fases y las pérdidas no deben exceder el 2 % de la carga para cada uno de los siguientes casos:

| | CARGA | FACTOR DE POTENCIA |
|----|--------|--------------------|
| a) | 80 MW | 0.85 (-) |
| b) | 100 MW | 0.85 (-) |
| c) | 150 MW | 0.90 (-) |
| d) | 220 MW | 0.90 (-) |

La configuración de los conductores es :



SOLUCION:

a) Carga de 80 MW y factor de potencia 0.85 (-)

$$I = \frac{80\,000 \text{ KW}}{\sqrt{3} \times 230 \text{ kv} \times 0.85} = \frac{80\,000}{338.616} = 236.25 \text{ Amp.}$$

$$P_{\text{pérdidas}} = 3RI^2 = 3R(236.25)^2 = R(167.442)$$

SUstituyendo las condiciones marcadas

$$0.02 \times 80\,000 = 167.442 \times R \text{ por lo tanto}$$

$$R = \frac{0.02 \times 80\,000}{167.442} = 9.555 \Omega$$

Obteniendo la longitud de la línea de acuerdo a la resistencia del conductor, tenemos:

$$L = \frac{R}{r} = \frac{9.555}{0.1185} = 80.633 \text{ millas} = 129.7 \text{ Km.}$$

b) Carga de 100 MW y factor de potencia 0.85 (-)

$$I = \frac{100\,000}{\sqrt{3} \times 230 \times 0.85} = \frac{100\,000}{338.616} = 295.3 \text{ Amp.}$$

$$P_{\text{pérd.}} = 3RI^2 = 3R(295.3)^2$$

$$R = (0.02 \times 100\,000) / 261.606 = 7.645 \Omega$$

Obteniendo la longitud de la línea, tenemos:

$$L = R/r = 7.645 / 0.1185 = 64.515 \text{ mi} = 103.8 \text{ Km.}$$

c) Carga de 150 MW y factor de potencia 0.9 (-)

$$I = \frac{150\,000}{\sqrt{3} \times 230 \times 0.9} = \frac{150\,000}{358.534} = 418.37 \text{ Amp.}$$

$$P_{\text{pérd}} = 3RI^2 = 3R(418.37)^2 ; \text{ sustituyendo :}$$

$$R = (0.02 \times 150\,000) / 525.101 = 5.713 \, \Omega$$

Obteniendo la longitud de la Línea, tenemos:

$$L = R/r = 5.713 / 0.1185 = 48.2125 \text{ mi} = 77.57 \text{ KM.}$$

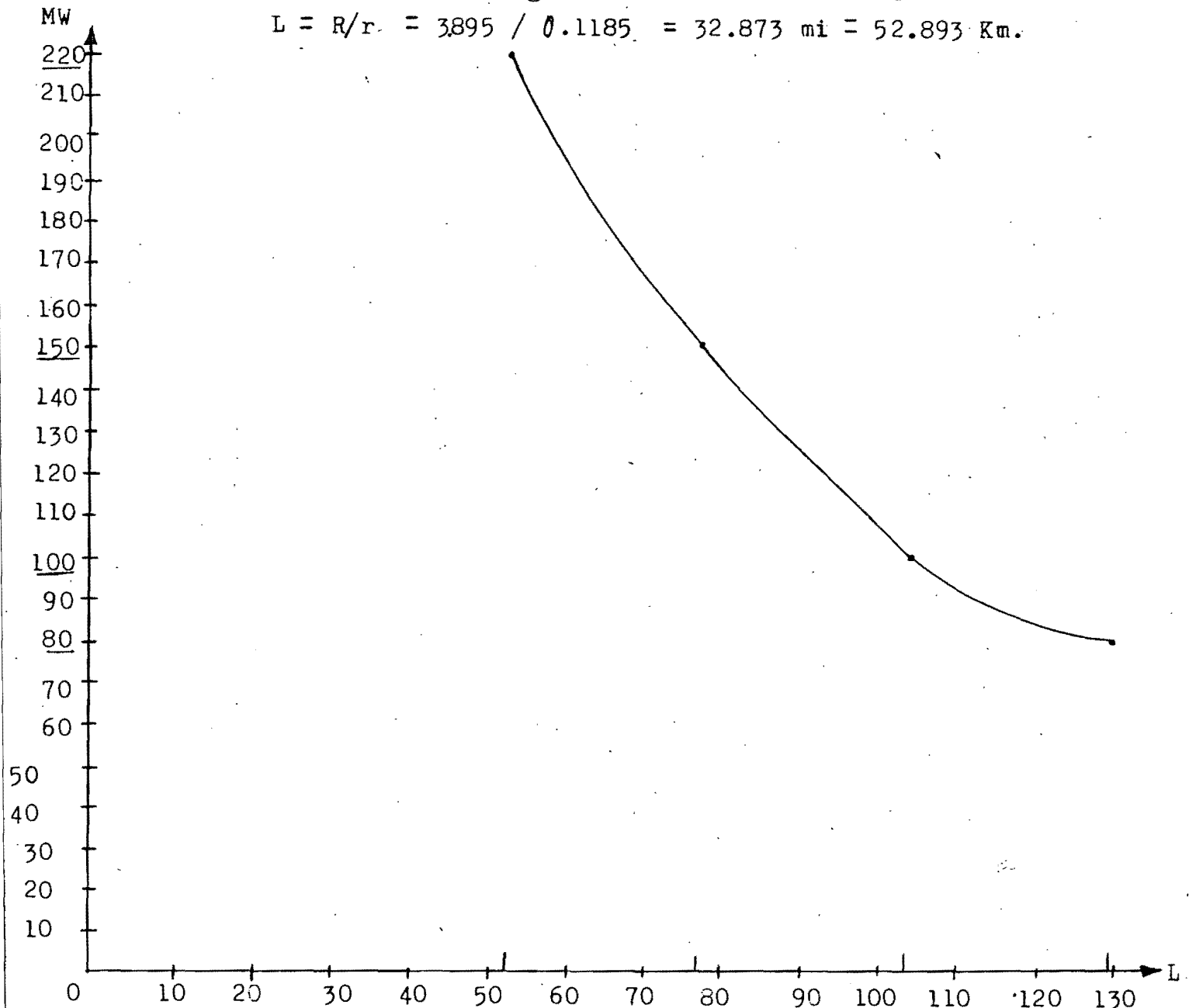
d) Carga de 220 MW y factor de potencia 0.9 (-)

$$I = 220\,000 / (\sqrt{3} \times 230 \times 0.9) = 613.6 \text{ Amp.}$$

$$R = (0.02 \times 220\,000) / 1129.512 = 3.895 \, \Omega$$

Obteniendo la longitud de la línea tenemos:

$$L = R/r = 3.895 / 0.1185 = 32.873 \text{ mi} = 52.893 \text{ Km.}$$



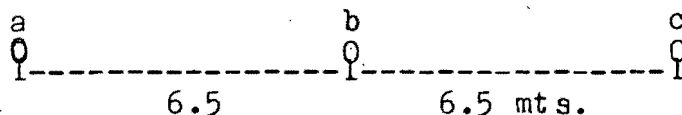
4.- Determinar las distancias a las que se puede transmitir por una línea trifásica de 230 Kv. considerando lo siguiente:

Conductor ACSR 900 MCM ; Número de hilos 54/7
 Resistencia $r = 0.1185 \Omega/\text{mi} (50 \text{ }^\circ\text{C}) = 0.07365 \Omega/\text{Km.}$
 Reactancia $x = 0.393 \Omega/\text{mi-cond} (\text{a un pie})$
 $x' = 0.0898 \text{ M}\Omega\text{-mi}$
 Radio exterior $= 0.581 \text{ in} = 1.4757 \text{ cm.}$
 $\text{RMG} = 0.4692 \text{ in} = 1.1917 \text{ cm.}$
 $I = 970 \text{ A} (75 \text{ }^\circ\text{C el conductor})$

El voltaje en el extremo receptor debe ser de 230 Kv. entre fases y la regulación máxima permisible es del 10 % para cada uno de los siguientes casos:

| | CARGA | FACTOR DE POTENCIA |
|----|--------|--------------------|
| a) | 80 MW | 0.85 (-) |
| b) | 100 MW | 0.85 (-) |
| c) | 150 MW | 0.90 (-) |
| d) | 220 MW | 0.90 (-) |

La configuración de los conductores es :



SOLUCION:

a) Carga de 80 MW y factor de potencia 0.85 (-)

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}} = \sqrt[3]{6.5 \times 6.5 \times 13} = 818.95 \text{ cm.}$$

Determinando la reactancia inductiva, tenemos:

$$X_L = 0.1736 \log \frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} = 0.1736 \log \frac{818.95}{1.1917} = 0.4925 \Omega/\text{Km.}$$

La impedancia de la línea es:

$$Z = 0.07365 - j0.4925 = 0.5 \angle 81.5 \Omega/\text{Km.}$$

Calculando la regulación de la línea tenemos:

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_e - V_r}{V_r} \times 100$$

$$V_e - V_r = 0.10 V_r = 0.1(230/\sqrt{3}) = 13280 \text{ Volts.}$$

Determinando la corriente para el inciso a, tenemos:

$$I = 80\,000 / (\sqrt{3} \times 230 \times 0.85) = 236.256 \text{ Amp.}$$

Para determinar la impedancia total de la línea hacemos:

$$IZ = V_e - V_r$$

$$Z = 13280 / 236.256 = 56.21 \Omega$$

Calculando la longitud de la línea, tenemos:

$$\text{Longitud} = 56.21 / 0.5 = 112.42 \text{ Km.}$$

b) Carga de 100 MW y factor de potencia 0.85 (-)

$$Z = 0.5 \angle 81.5 \Omega/\text{Km.} : V_e - V_r = 13280 \text{ V.}$$

$$I = 100\,000 / (\sqrt{3} \times 230 \times 0.85) = 295.32 \text{ Amp.}$$

$$IZ = V_e - V_r : Z = (V_e - V_r) / I = 13280 / 295.32 = 44.97$$

$$\text{Longitud} = 44.97 / 0.5 = 89.94 \text{ Km.}$$

c) Carga de 150 MW y factor de potencia 0.90 (-)

$$I = 150000 / (\sqrt{3} \times 230 \times 0.9) = 418.37 \text{ Amp.}$$

$$Z = 13280 / 418.37 = 31.742 \ \Omega$$

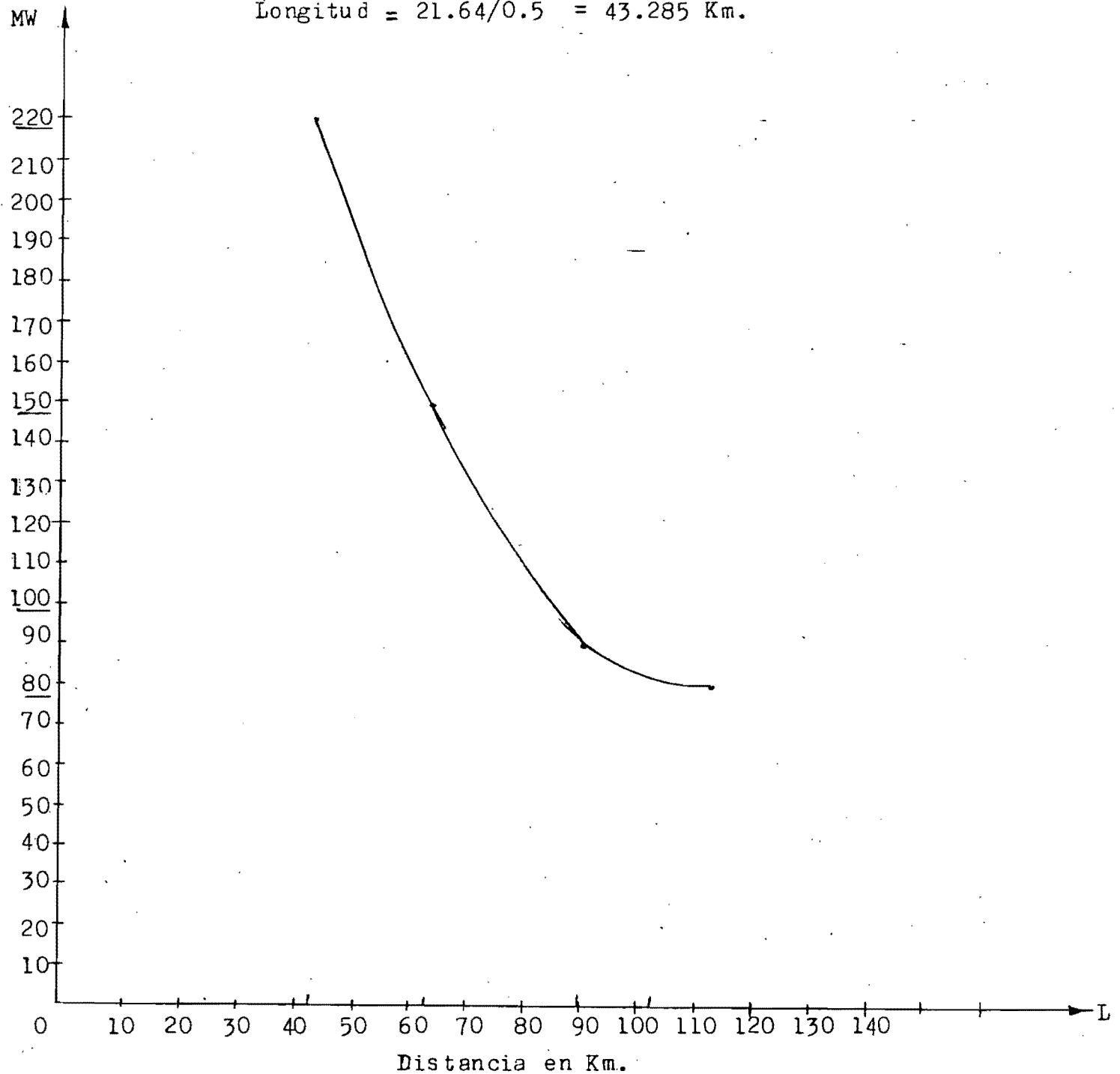
$$\text{Longitud} = 31.742 / 0.5 = 63.484 \text{ Km.}$$

d) Carga de 220MW y factor de potencia de 0.9 (-)

$$I = 220000 / (\sqrt{3} \times 230 \times 0.9) = 613.6 \text{ Amp.}$$

$$Z = 13280 / 613.6 = 21.64 \ \Omega$$

$$\text{Longitud} = 21.64 / 0.5 = 43.285 \text{ Km.}$$



APENDICE C

APENDICE C. EJEMPLOS RELACIONADOS AL CAPITULO IV

1.-

Determinar la distancia de fase a tierra en aire para una línea de 230 KV.

$$\text{NBI} \geq 0.961 \text{ VCF por lo que: } \text{VCF} = 1050/0.961 = 1092.6 \text{ KV.}$$

Despejando de la ecuación 4.13 la (d) y considerando un valor medio para K_3 tenemos:

$$d = \text{VCF}/K_3 = 1092.6/550 = 1.98 \text{ mts.}$$

Dando la distancia por medio de aisladores de 254x146 mm el número de aisladores será de:

$$\text{N}^\circ \text{ de aisladores} = d/\text{altura del aislador} = 1986/146 = 14 \text{ aisla.}$$

2.-

Determinar la distancia de diseño para una línea de 230 KV situada a 2300 msnm. con una presión barométrica de 574 mmHg y una temperatura de 20°C.

Determinando el factor de corrección de la ec. 4.15

$$f = 0.392 \times 574 / (273 + 20) = 0.768$$

De la tabla obtenemos el NBI = 1050 KV.

Empleando la ecuación 4.10 para la tensión crítica de flameo:

$$\text{VCF} = \text{NBI}/0.961 = 1050/0.961 = 1092.6 \text{ KV}$$

Sustituyendo en la ec. 4.14 y considerando $K_h = 1$

$$\text{VCF}_{\text{diseño}} = (1092.6/0.768) \times 1.0 = 1422.6 \text{ KV}$$

La distancia en condiciones normales da un valor a $K_3 = 550 \text{ KV/m}$

$$d = \text{VCF}/550 = 1092.6/550 = 1.98 \text{ mts.}$$

La distancia de diseño será:

$$d = \text{VCF}_{\text{diseño}}/550 = 1422.6/550 = 2.58 \text{ mts.}$$

3.-

Determinar la sobretensión máxima de operación en el sistema para una línea de 400 KV si se tiene una sobre tensión de 2,5 PU

$$\text{Sobre tensión KV} = V_{pu} (\sqrt{2}/\sqrt{3}) V_{\text{max}}$$

$$V_{\text{línea}} = 400 \text{ KV} ; V_{\text{max}} = 420 \text{ KV}$$

$$\text{Sobretensión KV} = 2.5 (\sqrt{2}/\sqrt{3}) 420 = 857.3 \text{ KV}$$

4.-

Determinar la distancia de punta de canal guía de descarga del rayo (r_c) en una línea de 230 KV cuyo NB al Impulso = 1050KV

Determinando el voltaje crítico de flameo;

$$V_{50\%} = \text{VCF} = 1050/0.961 = 1092.6 \text{ KV}$$

De la ecuación 4.14 determinamos el voltaje con cero posibilidades de flameo:

$$V_{0\%} = 0.9 \text{ VCF} = 983.3 \text{ KV}$$

Sabiendo que para una línea de 230 KV la impedancia característica es de 350Ω , y sustituyendo en 4.21.

$$I = (2 \times 983.3)/350 = 5.6 \text{ KA}$$

Sustituyendo en la ecuación 4.20 tenemos:

$$r_c = 94 (1.1 \times 5.6)^{2/3} = 31.58 \text{ mts.}$$

5.-

Determinar las características del aislamiento externo en una línea de transmisión de 400 KV que tiene una tensión máxima de diseño de 420 KV, se usa un NBI = 1425 KV, un NBS de 1050 KV, la línea va a operar en una zona:

a) 1800 msnm, considerada de contaminación media.

b) Al nivel del mar en una zona de contaminación fuerte.

De estudios de la red se determina que la máxima sobretensión por maniobra es de 2.8 P.U.

SOLUCION:

a) La distancia dieléctrica por rayo es:

$$VCF = NBI/0.961 = 1425/0.961 = 1482.8 \text{ KV}$$

Se puede tomar $\mathcal{J} = 0.804$

$$VCF_{\text{diseño}} = 1482/0.804 = 1844 \text{ KV}$$

Tomando la constante $K_3 = 550 \text{ KV/m}$.

$$d = VCF_{\text{diseño}}/K_3 = 1844/550 = 3.55 \text{ mts.}$$

a.1) La distancia por sobretensión de maniobra se calcula:

$$d = 8 \text{ VCS} / (3400 K_2 - \text{VCS})$$

Para el nivel básico de aislamiento por maniobras (NBS) de 1040 KV, la tensión crítica es:

$$\text{VCS} = 1050/0.922 = 1138.8 \text{ KV.}$$

a 1800 msnm con $\mathcal{J} = 0.804$

$$\text{VCS}_{\text{diseño}} = 1138.8/0.804 = 1416 \text{ KV}$$

Para verificar si el nivel de aislamiento es correcto, se calcula la sobretensión por maniobra de acuerdo al valor dado del estudio de la red.

$$\text{Sobretensión} = (2.8 \times \sqrt{2} \times 420) / \sqrt{3} = 960 \text{ KV}$$

Este valor es menor que el NBS = 1050 KV. lo que quiere decir que el NBS esta correcto.

La distancia dieléctrica para las fases externas es:

$$d = 8 \times 1416 / (3400 \times 1.25 - 1416) = 3.99 \text{ m.}$$

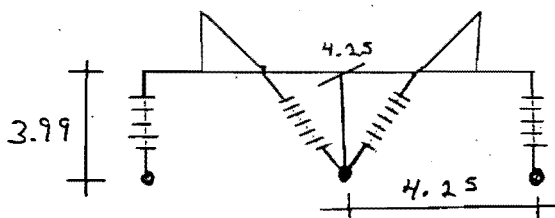
Para la ventana tomamos $K_2 = 1.2$

$$d = 8 \times 1416 / (3400 \times 1.2 - 1416) = 4.25 \text{ m.}$$

Se usa como distancia dieléctrica de diseño, las calculadas por sobretensiones de maniobra.

En la zona de 1800 msnm se considera contaminación media, la distancia de fuga se considera como 3.0 cm/KV

$$\text{distancia de fuga total} = 3(420/\sqrt{3}) = 727.4 \text{ cm.}$$



Suponiendo que se usan aisladores normales de 254 x 146 mm y distancia de 292 mm.

El número de aisladores por distancia dieléctrica, requeridos es:

$$\begin{aligned} \# \text{aisladores} &= \text{distancia dieléctrica} / \text{altura del aisl.} \\ &= 3990 / 146 = 27 \end{aligned}$$

Por distancia de fuga tenemos:

$$\begin{aligned} \# \text{aisladores} &= \text{dist. de fuga total} / \text{dist. de fuga del ais.} \\ &= 727.4 / 29.2 = 25 \end{aligned}$$

El número de aisladores por distancia dieléctrica cubre también a la contaminación.

b) Al nivel del mar

La distancia dieléctrica por rayo es:

$$d) = VCF_{\text{diseño}}/K_3 = 1482.8/550 = 2.69 \text{ cm.}$$

Por maniobra de interruptores para la fase externa $K_2=1.25$

$$d = (8 \times 1138)/(3400 \times 1.25 - 1138) = 292 \text{ m.}$$

Para la ventana $K_2 = 1.2$

$$d = (8 \times 1138)/(3400 \times 1.2 - 1138) = 3.1 \text{ m.}$$

Consideramos que la contaminación es fuerte por lo que podemos suponer 4.0 cm/KV

La distancia de fuga total requerida es:

$$\text{dist. de fuga total} = 4 (420/\sqrt{3}) = 970 \text{ cm.}$$

i)

Si se usan aisladores estandar para las fases laterales

$$\# \text{de aisladores por dist. dieléctrica} = 2920/146 = 20$$

Por la contaminación con la distancia de fuga de 292

$$\# \text{de aisladores por contaminación} = \frac{\text{distancia de fuga total}}{\text{dist. de fuga del aisla.}} = \frac{970}{29.2} = 33$$

Como el número de aisladores por distancia de fuga excede al calculo por distancia dieléctrica se prueba con aisladores tipo niebla con distancias de fuga de 43.2 cm. para los 20 aisladores tenemos:

$$\text{distancia de fuga} = 20 \times 43.2 = 864 \text{ cm.}$$

Se pueden poner dos aisladores normales y uno tipo niebla para reforzar el aislamiento por contaminación.

6.-

Determinar las dimensiones preliminares de una línea de -----
230 KV de conductor ACSR de 900 KCM en terreno plano con claro
medio de 400 m. y flecha de 8 m. El nivel básico al impulso por
rayo se toma de 1050 KV y la línea opera al nivel del mar.

SOLUCION:

La tensión crítica de flameo por rayo es:

$$VCF = NBI/0.961 = 1050/0.961 = 1092 \text{ KV.}$$

La distancia de fase a tierra tomando $K_3 = 550 \text{ KV/m.}$

$$d = VCF_{\text{diseño}}/K_3 = 1092/550 \cong 2 \text{ mts.}$$

La distancia entre fases en la torre

$$D \cong 0.6 (\sqrt{8-2}) + 0.012 \times 230 = 4.65 \text{ mts.}$$

La altura mínima sobre el nivel del suelo en el punto
medio del claro

$$h_{\text{med}} = 5.3 + (V/150) = 5.3 + (230/150) = 6.83 \text{ mts.}$$

por norma se toma 7 metros.

Calculando la altura de la trabe

$$H = 7 + 8 + 2 = 17 \text{ mts.}$$

$$h_c = 7 + 8 = 15 \text{ mts.}$$

Si se diseña la torre para operar hasta 1500 msnm
estonces se calcula dieléctricamente para esta al-
tura y se aplica a alturas inferiores; $f = 0.83$

$$VCF = 1092/0.83 = 1315.66 \text{ KV}$$

La distancia a tierra

$$d = 1315.66/550 = 2.4 \text{ mts.}$$

La distancia entre fases

$$D \cong 0.6 \sqrt{2.4 + 8} + 0.012 \times 230 = 4.7$$

También

$$h_{\text{med}} = 5.3 + (V/50) = 6.83 \cong 7 \text{ mts.}$$

La altura del conductor sobre el nivel de suelo en
la torre:

$$h_c = 7 + 8 = 15 \text{ mts.}$$

La altura de la trabe:

$$H = 7 + 8 + 2.4 = 17.4 \text{ mts.}$$

C. F. E.

SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION

GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA

DEPTO. DE INGENIERIA ELECTROMECHANICA

G.E.H.

S.J.P. MAYO 1982, REVISADO NOV. 1982

DISTANCIAS DIELECTRICAS MINIMAS PARA
LINEAS DE TRANSMISION

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES 400 KV

| ALTURA (msnm) | DISTANCIA EN AIRE DE FASE A TIERRA (m) | | NUMERO DE AISLADORES DE MEDIDAS: 254 X 146 mm. |
|-------------------|---|---|--|
| | VENTANA | FASES EXTERNAS, ANGULO DE OSCILACION 33° | |
| 0 a 2000 | 3.6 | 3.6 | 25 |
| 2001 a 3300 | 3.9 | 3.9 | 27 |

Estos valores son para usarse en las líneas con estructuras autosoportadas de las que están en uso actualmente, debiendo hacer las siguientes consideraciones:

Angulo de blindaje menor de 10°

Resistencia al pie de la torre menor de 15 ohms.

Nivel cerámico menor de 60.

Nivel básico de aislamiento por rayo (NBI) 1425 KV.

Nivel básico de aislamiento por maniobra (NBAM) 1050 KV.

Sobrevoltaje máximo por maniobras de interruptores 2.5 p u.

Niveles de contaminación, de acuerdo con la clasificación de la Especificación CFE L 0000-06.

C. F. E.

SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION

GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA

DEPTO. DE INGENIERIA ELECTROMECANICA

G.E.H.

S.J.P. MAYO 1982, REVISADO NOV. 1982

DISTANCIAS DIELECTRICAS MINIMAS PARA
LINEAS DE TRANSMISION

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES 400 KV.

Con aisladores estandard especificaciones, CFE 52200-19 y CFE 52200-20.

| NUMERO DE AISLADORES | DISTANCIA DE FUGA EN cm/kv | NIVEL DE CONTAMINACION. |
|----------------------|----------------------------|-------------------------|
| 25 | 2.88 | Media |
| 27 | 3.10 | Media |

Con aisladores antineblina especificación CFE 52200-22

| NUMERO DE AISLADORES | DISTANCIA DE FUGA EN cm/kv | NIVEL DE CONTAMINACION |
|----------------------|----------------------------|------------------------|
| 25 | 4.33 | Alta |
| 27 | 4.68 | Alta |

C. F. E.

SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION

GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA

DEPTO. DE INGENIERIA ELECTROMECHANICA

G.E.H.

S.J.P. DIC. 1981, REVISADO NOV. 1982

DISTANCIAS DIELECTRICAS MINIMAS PARA
LINEAS DE TRANSMISION

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES 400 KV

| ALTURA (msnm) | DISTANCIA EN AIRE DE FASE A TIERRA (m) | | NUMERO DE AISLADORES DE MEDIDAS: 254 X 146 mm. |
|------------------|---|--|--|
| | VENTANA | FASES EXTERNAS, ANGULO DE OSCILACION 33° | |
| 0 a 1400 | 3.3 | 3.3 | 23 |
| 1401 a 2500 | 3.6 | 3.6 | 25 |
| 2501 a 3300 | 3.9 | 3.9 | 27 |

Estos valores son para usarse en las líneas con estructuras autosoportadas de las que están en uso actualmente, debiendo hacer las siguientes consideraciones:

Angulo de blindaje menor de 10°

Resistencia al pie de la torre menor de 15 ohms.

Nivel cerámico menor de 60.

Nivel básico de aislamiento por rayo (NBI) 1425 KV.

Nivel básico de aislamiento por maniobra (NBAM) 1050 KV.

Sobrevoltaje máximo por maniobras de interruptores 2.5 p u.

Niveles de contaminación, de acuerdo con la clasificación de la Especificación

CFE L 0000-06

C. F. E.

SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION

GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA

DEPTO. DE INGENIERIA ELECTROMECANICA

G.E.H.

S.J.P. DIC. 1981, REVISADO NOV. 1982

DISTANCIAS DIELECTRICAS MINIMAS PARA
LINEAS DE TRANSMISION

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES 400 KV

Con aisladores estandard Especificaciones CFE 52200-19 y CFE 52200-20

| NUMERO DE AISLADORES | DISTANCIA DE FUGA EN cm/KV | NIVEL DE CONTAMINACION |
|----------------------|----------------------------|------------------------|
| 23 | 2.65 | Ligera |
| 25 | 2.88 | Media |
| 27 | 3.10 | Media |

Con aisladores antineblina Especificación CFE 52200-22

| NUMERO DE AISLADORES | DISTANCIA DE FUGA EN cm/KV | NIVEL DE CONTAMINACION |
|----------------------|----------------------------|------------------------|
| 23 | 3.98 | Alta |
| 25 | 4.33 | Alta |
| 27 | 4.68 | Alta |

C. F. E.

SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION
GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA

DEPTO. DE INGENIERIA ELECTROMECHANICA

G.E.H.

S.J.P. MAYO 1982, REVISADO NOV.1982

DISTANCIAS DIELECTRICAS MINIMAS PARA
LINEAS DE TRANSMISION

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES 230 KV.

| ALTURA (msnm) | DISTANCIA EN AIRE DE FASE A TIERRA (m) | | NUMERO DE AISLADORES CORRESPONDIENTES DE LAS MEDIDAS: 254 X 146 mm. |
|-------------------|---|---|--|
| | VENTANA | FASES EXTERNAS, ANGULO DE OSCILACION 33° | |
| 0 a 2000 | 2.4 | 2.4 | 16 |
| 2001 a 3300 | 2.7 | 2.7 | 19 |

Estos valores son para usarse en las Líneas con Estructuras autosoportadas, de las que están en uso actualmente, debiendo hacer las siguientes consideraciones:

Angulo de blindaje.-

Para torres con un solo circuito con Conductores de Fase en posición horizontal; el ángulo de blindaje debe estar entre 0° y 10° con respecto a los Conductores de Fases extremas.

Para torres con doble circuito en posición exagonal; el ángulo de blindaje debe estar entre 0° y 5° con respecto a los conductores de las fases extremas.

Resistencia al pie de la torre menor de 15 ohms.

Nivel cerámico menor de 60.

Sobrevoltaje por maniobra de interruptores.- No influye

Nivel de aislamiento por rayo (NBI)= 1050 kV

Niveles de Contaminación de acuerdo con la Clasificación Especificación CFEL0000 06

C. F. E.

SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION

GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA

DEPTO. DE INGENIERIA ELECTROMECHANICA

G.E.H.

S.J.P. MAYO 1982, REVISADO NOV. 1982

DISTANCIAS DIELECTRICAS MINIMAS PARA
LINEAS DE TRANSMISION

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES 230 KV.

Con aisladores estandard Especificaciones, CFE 52200-19 y CFE 52200-20

| NUMERO DE AISLADORES | DISTANCIA DE FUGA EN cm/kV | NIVEL DE CONTAMINACION |
|----------------------|----------------------------|------------------------|
| 16 | 3.15 | Media |
| 19 | 3.75 | Alta. |

Con aisladores antineblina Especificación CFE 52200-22

| NUMERO DE AISLADORES | DISTANCIA DE FUGA EN cm/kV | NIVEL DE CONTAMINACION |
|----------------------|----------------------------|------------------------|
| 16 | 4.75 | Alta |
| 19 | 5.64 | Alta |

| | |
|----------|---|
| C. F. E. | SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION |
|----------|---|

SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA

DEPTO. DE INGENIERIA ELECTROMECHANICA

G.E.H.

S.J.P. DIC. 1981, REVISADO NOV. 1982

DISTANCIAS DIELECTRICAS MINIMAS PARA
LINEAS DE TRANSMISION

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES 230 KV.

| ALTURA (msnm) | DISTANCIA EN AIRE DE FASE A TIERRA (m) | | NUMERO DE AISLADORES CORRESPONDIENTES DE LAS MEDIDAS: 254 X 146 mm. |
|-------------------|---|---|--|
| | VENTANA | FASES EXTERNAS, ANGULO DE OSCILACION 33° | |
| 0 a 1400 | 2.0 | 2.0 | 15 |
| 1401 a 2500 | 2.4 | 2.4 | 17 |
| 2501 a 3300 | 2.7 | 2.7 | 19 |

Estos valores son para usarse en las Líneas con Estructuras autosoportadas, de las que están en uso actualmente, debiendo hacer las siguientes consideraciones:

Angulo de blindaje.-

Para torres con un solo circuito con Conductores de Fase en posición horizontal; el ángulo de blindaje debe estar entre 0° y 10° con respecto a los Conductores de fases extremas.

Para Torres con doble circuito en posición exagonal; el ángulo de blindaje debe estar entre 0° y 5° con respecto a los conductores de las fases extremas.

Resistencia al pie de la torre menor de 15 ohms.

Nivel ceraúnico menor de 60.

Sobrevoltaje por maniobra de interruptores.- No influye

Nivel de aislamiento por rayo (NBI) =1050 KV.

Nivel de contaminación de acuerdo con la Clasificación Especificación

C. F. E.

SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION
 GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA

DEPTO. DE INGENIERIA ELECTROMECHANICA

G.E.H.

S.J.P. DIC. 1981; REVISADO NOV. 1982

DISTANCIAS DIELECTRICAS MINIMAS PARA
 LINEAS DE TRANSMISION

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES 230 KV.

Con aisladores estandard Especificaciones, CFE 52200-19 y CFE 52200-20

| NUMERO DE AISLADORES | DISTANCIA DE FUGA EN cm/kv | NIVEL DE CONTAMINACION |
|----------------------|----------------------------|------------------------|
| 15 | 2.96 | Media |
| 17 | 3.35 | Media |
| 19 | 3.75 | Alta |

Con Aisladores antineblina Especificación CFE 52200-22

| NUMERO DE AISLADORES | DISTANCIA DE FUGA EN cm/kv | NIVEL DE CONTAMINACION |
|----------------------|----------------------------|------------------------|
| 15 | 4.45 | Alta |
| 17 | 5.04 | Alta |
| 19 | 5.64 | Alta |

| | |
|----------------------------------|---|
| C. F. E. | SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION |
| SUBGERENCIA DE INGENIERIA BASICA | DEPTO. DE INGENIERIA ELECTROMECHANICA |

INDICES DE CONTAMINACION PARA LOS NIVELES ESPECIFICADOS POR C.F.E. COMPARADOS CON RECCOMENDACIONES EHV EDISON ELECTRIC INSTITUTE.

| C. F. E. | | Valores recomendados en Líneas (EHV) para varias condiciones de contaminación. Cadena de aisladores estandar 146 x 254 mm (5 3/4" x 10") del EHV Transmission Line Reference Book, Edison Electric Institute | | | | | | |
|-----------------------------|-------------------------------------|---|---|--|-------|--------------------|---------------|------------|
| Especificación CFE-L0000-06 | | Contaminación Clase | Cantidad Equivalente de Na-Cl (gr/cm ²) | Valores de Diseño | | | | |
| Niveles de Contaminación | Distancia de fuga cm/kV Fase-tierra | | | Distancia de fuga Línea a tierra | | KV. (rms) Promedio | | |
| | | | | Pulg./kV | cm/kV | Longitud Por Pulg. | Axial Por cm. | Por Unidad |
| | | A | 0-0.03 | Requerimientos de aislamiento, no se establece por contaminación | | | | |
| Ligera | 2 a 2.5 | B | 0.04 | 1.04 | 2.64 | 2.0 | 0.78 | 11.5 |
| Media | 3 a 3.5 | C | 0.06 | 1.31 | 3.32 | 1.6 | 0.62 | 9.1 |
| Alta | 4 a 5.0 | D | 0.12 | 1.74 | 4.41 | 1.2 | 0.47 | 6.9 |
| Extra Alta | Mayores de 6 | E | 0.3 | 2.11 | 5.35 | 1.0 | 0.39 | 5.7 |

APENDICE D

FILE 6 (MAXRECSIZE=22)

C

C *****

C *****

C *****

C ***** CALCULO DE IMPEDANCIAS Y CAPACITANCIAS *****

C *****

C

C EL PROGRAMA ES APLICABLE A LOS SIGUIENTES TIPOS DE

C LINEAS

C TL = 1 CUALQUIER CONFIGURACION, CONDUCTOR SIMPLE,

C SIN HILOS DE GUARDA.

C TL = 2 CUALQUIER CONFIGURACION, CONDUCTORES AGRUPADOS,

C SIN HILOS DE GUARDA.

C TL = 3 CUALQUIER CONFIGURACION, CONDUCTOR SIMPLE,

C UN HILO DE GUARDA.

C TL = 4 CUALQUIER CONFIGURACION, CONDUCTOR SIMPLE,

C DOS HILOS DE GUARDA.

C TL = 5 CUALQUIER CONFIGURACION, CONDUCTORES AGRUPADOS,

C DOS HILOS DE GUARDA.

C

C ESTE PROGRAMA CALCULA A PARTIR DE LAS COORDENADAS Y

C DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES;

C A) LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS PRIMITIVA EN OHMS Y OHMS/MILLA.

C B) LA MATRIZ REDUCIDA, ZABC, EN OHMS Y OHMS/MILLA.

C C) LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE FASE PARA LA TRANSPOSICION

C INDICADA Y EN CASO DE NO HABER TRANSPOSICION ESTA SERA

C IGUAL A ZABC.

C D) LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA, Z012

C E) LOS FACTORES DE DESBALANCE, M0 Y M2 (EN FORMA

C RECTANGULAR Y POLAR.

C F) LA MATRIZ DE COEFICIENTES DE POTENCIAL, EN/

C MILLAS/MF Y 1/MF.

C G) LA MATRIZ REDUCIDA, CABC, EN MF/MILLA Y MF.

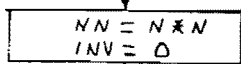
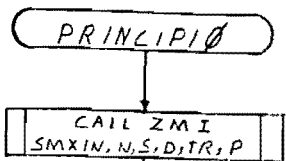
C H) LA MATRIZ DE CAPACITANCIAS DE SECUENCIA, C012,

C I) LAS CAPACITANCIAS A TIERRA.

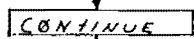
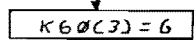
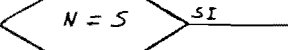
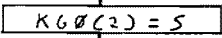
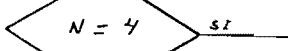
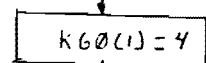
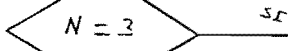
C J) EL FACTOR DE DESBALANCE ELECTROSTATICO.

C K) GRAFICA LA CONFIGURACION DE LOS CONDUCTORES

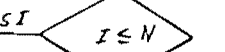
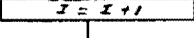
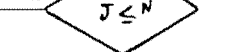
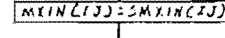
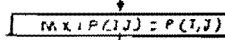
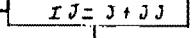
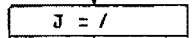
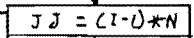
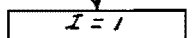
LEE DATOS DE L.T.
CALCULA MATRIZ DE
IMPEDANCIAS PRIMITIVAS



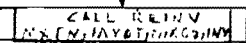
COLUMNAS Y RENGLONES
DESIGNADOS EN LA
REDUCCION



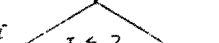
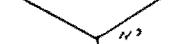
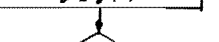
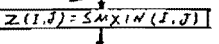
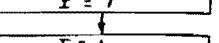
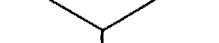
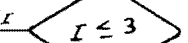
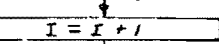
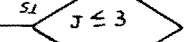
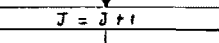
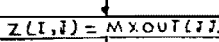
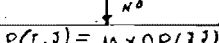
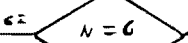
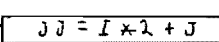
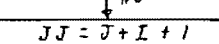
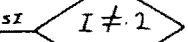
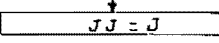
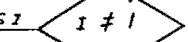
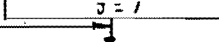
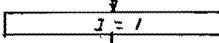
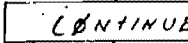
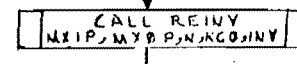
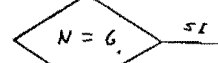
CAMBIO DE LA MATRIZ
SMXIN AL VECTOR MYIN.

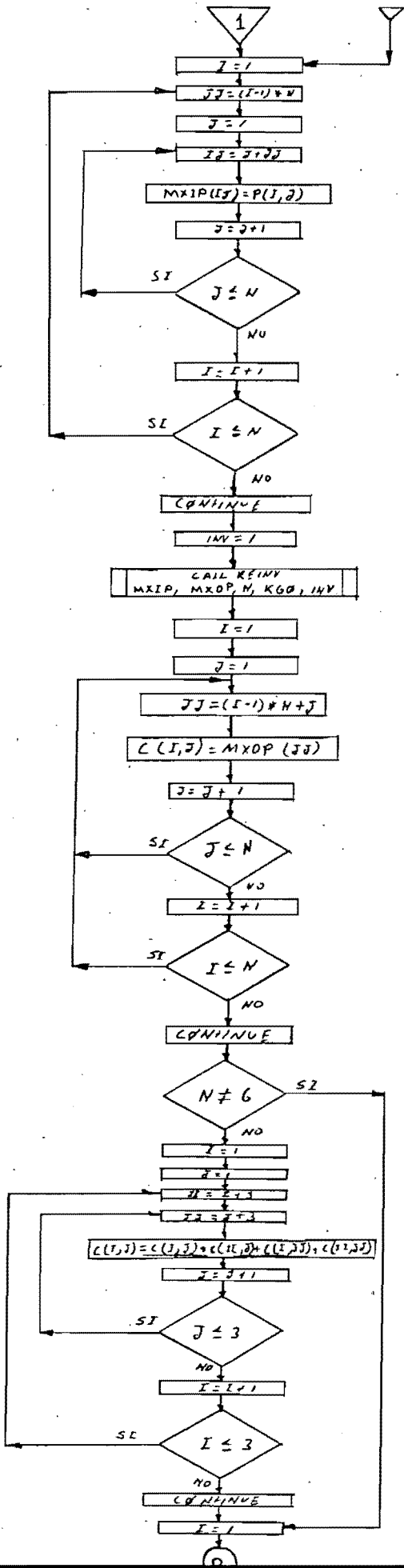


REDUCCION DE LA
MATRIZ DE IMPEDANCIAS
PRIMITIVAS

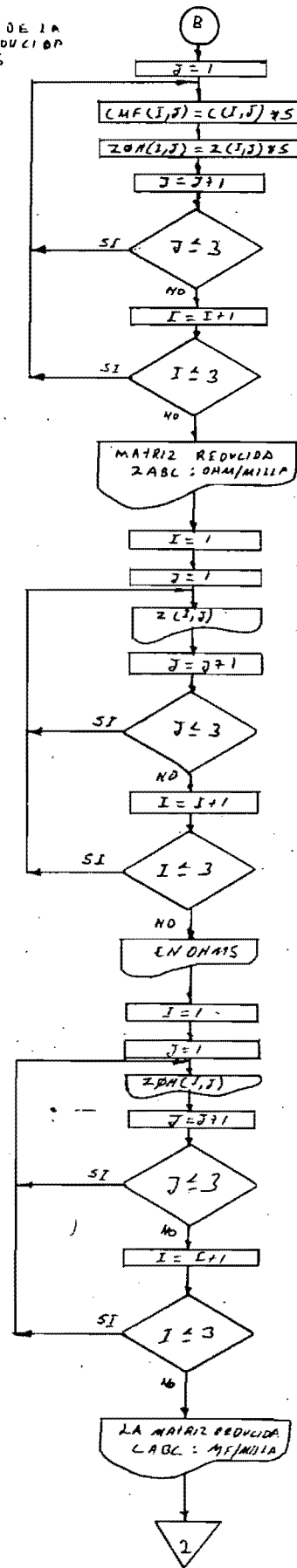


CAMBIO DEL VECTOR
MYOT A LA MATRIZ Z

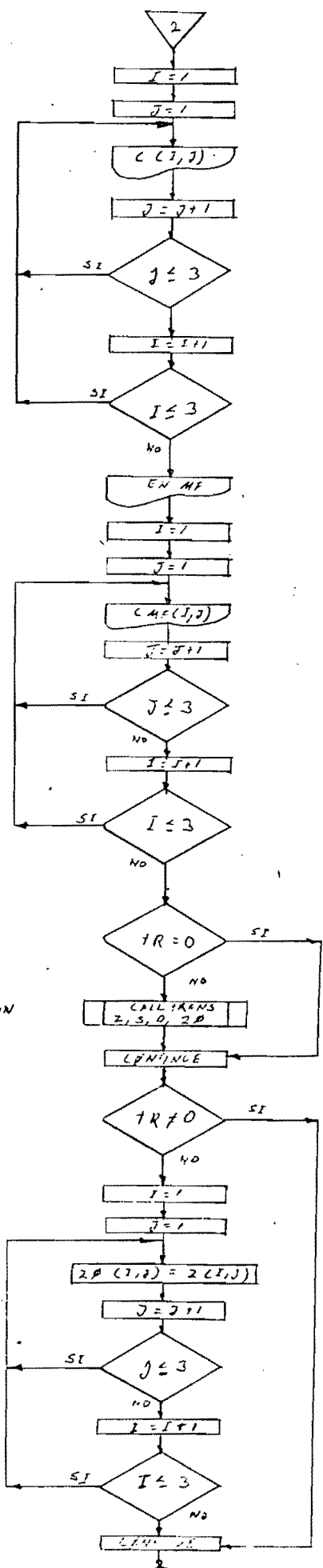




OBTENCION DE LA
MATRIZ REDUCIDA
EN OHMS



CONTINUACION

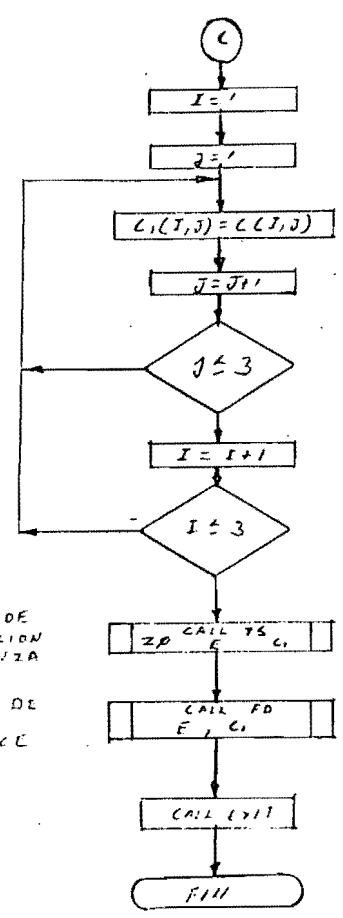


SUBROUTINA DE TRANSPOSICION

SUBROUTINA DE TRANSFORMACION DE SINGULARIDAD

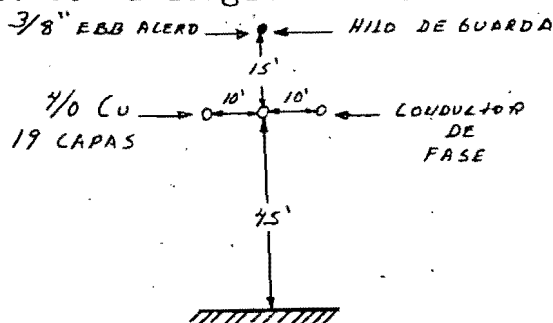
SUBROUTINA DE FACTOR DE DESVIACION

CONTINUACION



ENUNCIADOS DE LOS PROBLEMAS DEL CAPITULO IV (ANDERSON).

4.1 Calcule la impedancia mutua y propia por fase, de una línea de 69 KV. cuya configuración se muestra en la figura. Considere que la frecuencia es de 60 Hz ($\omega = 377$) y los conductores de fase son de 19-capas 4/0 de cobre hard-drawn, los cuales operan a 25 C. Desprecie el efecto del hilo de guarda. La resistividad de la tierra es de 100 ohm-metro. La longitud de la línea es de 40 millas.



Configuración de la línea de 69 KV.

4.2 Calcule la impedancia total de la línea del ejemplo 4.1 si la línea se transpone por dos rotaciones tal que

$$s_1 = 8 \text{ mi} \quad s_2 = 12 \text{ mi} \quad s_3 = 20 \text{ mi}$$

$$f_1 = s_1/s = 0.2 \quad f_2 = s_2/s = 0.3 \quad f_3 = s_3/s = 0.5$$

4.3 Considere el ejemplo 4.1 pero considerando únicamente dos secciones de transposición. Definiendo las secciones tenemos

$$f_1 = 0.4 = 16 \text{ mi} \quad f_2 = 0.6 = 24 \text{ mi} \quad f_3 = 0$$

4.4 Calcule la matriz de impedancias de secuencia Z_{012} para la línea de transmisión no transpuesta del ejemplo 4.1 y también para las líneas transpuestas de los ejemplos 4.2 y 4.3.

4.6 Calcule la impedancia de secuencia para la línea de transmisión de 40 millas del ejemplo 4.1, considerando que la línea es completamente transpuesta. $f_1 = f_2 = f_3 = 1/3$.

4.7 Calcule los factores de desbalance por el método exacto y por el aproximado de los ejemplos previos.

COMPARACION DE RESULTADOS DE LAS SIGUIENTES EJEMPLOS

| EJEMPLO NUMERO | TRANSPOSICION TIPO | FACTORES DE SECCION | | | X _{ab} OHMS | X _{bc} OHMS | X _{ca} OHMS |
|-------------------|------------------------------|---------------------|----------------|----------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | | f ₁ | f ₂ | f ₃ | | | |
| H.1 | S/N | 1.0 | 0.0 | 0.0 | 27.332 | 27.332 | 23.967 |
| H.2 | R _p ⁻¹ | 0.2 | 0.3 | 0.5 | 25.649 | 26.322 | 26.658 |
| H.3 | R _p ⁻¹ | 0.4 | 0.6 | 0.0 | 27.3316 | 25.313 | 25.9859 |
| H.6 | R _p ⁻¹ | 0.33 | 0.33 | 0.33 | 26.2102 | 26.210 | 26.2102 |

COMPARACION DE ACOPLAMIENTO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

COMPARACION DE DESBALANCE DE SECUENCIA

| MAX. ΔX OIMMS | Z ₀₁ Z ₁₀ Z ₀₂ 0 Z ₂₀ | | | Z ₁₂ 0 Z ₂₁ | | | METODO EXACTO | | METODO APROXIMADO | | | |
|------------------|---|------------------|------------------|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|------------|------|-----------|
| | % M ₀ | % M ₁ | % M ₂ | % M ₀ | % M ₁ | % M ₂ | % M ₀ | % M ₁ | % M ₂ | | | |
| 3.364 | ± 0.972 | -j0.56 | ± 1.944 | j1.124 | 1.05 | 172.67° | 6.63 | 132.453° | 0.99 | 171.505° | 6.59 | 132.087° |
| 1.0093 | ± 0.291 | -j0.0561 | ± 0.583 | j0.1131 | 0.27 | 166.633° | 1.74 | 181.971° | 0.26 | 167.600° | 1.74 | 181.918° |
| 2.0185 | ± 0.3885 | +j4486 | ± 0.7766 | -j0.8962 | 0.51 | 1151.886° | 3.48 | 159.868° | 0.52 | 1150.6133° | 3.45 | 160.0055° |
| 0.0000 | 0.000 | +j0.000 | 0.000 | +j0.000 | 0.00 | 190° | 0.00 | 180° | 0.00 | 190° | 0.0 | 180° |

MANUAL DEL USUARIO

Instructivo para emplear el programa para calcular parámetros de líneas de transmisión.

Este programa calcula las impedancias y capacitancias tanto de fase como de secuencia, las capacitancias a tierra y los factores de desbalance.

Los datos que se deben introducir son: el tipo de línea de transmisión, resistencia, radio medio geométrico y radio real de los conductores, así como sus coordenadas respectivas.

Este programa puede trabajar con 5 tipos de configuraciones de líneas. Estos tipos son los siguientes y se identifican por medio del indicador TL.

- TL = 1 Cualquier configuración, conductor simple sin hilos de guarda.
- TL = 2 Cualquier configuración, conductores agrupados (hasta dos por fase), sin hilos de guarda.
- TL = 3 Cualquier configuración, conductores sencillos con hilos de guarda, (uno).
- TL = 4 Cualquier configuración, conductores sencillos con dos hilos de guarda.
- TL = 5 Cualquier configuración, conductores agrupados (hasta dos por fase), con dos hilos de guarda.

La variable TR indica el tipo de transposición de la línea y puede tomar 2 valores (0 y 1):

TR= 0 Indica que no existe transposición

TR= 1 " " si " "

Respecto a las coordenadas, el eje de las Abscisas debe estar localizado sobre la superficie de la tierra y el eje de ordenadas debe cruzar al conductor que este más a la izquierda en la configuración.

NOTA 1.- En el caso de 2 conductores por fase, como se muestra en la fig. 1, las coordenadas de los conductores de fase se darán como sigue:

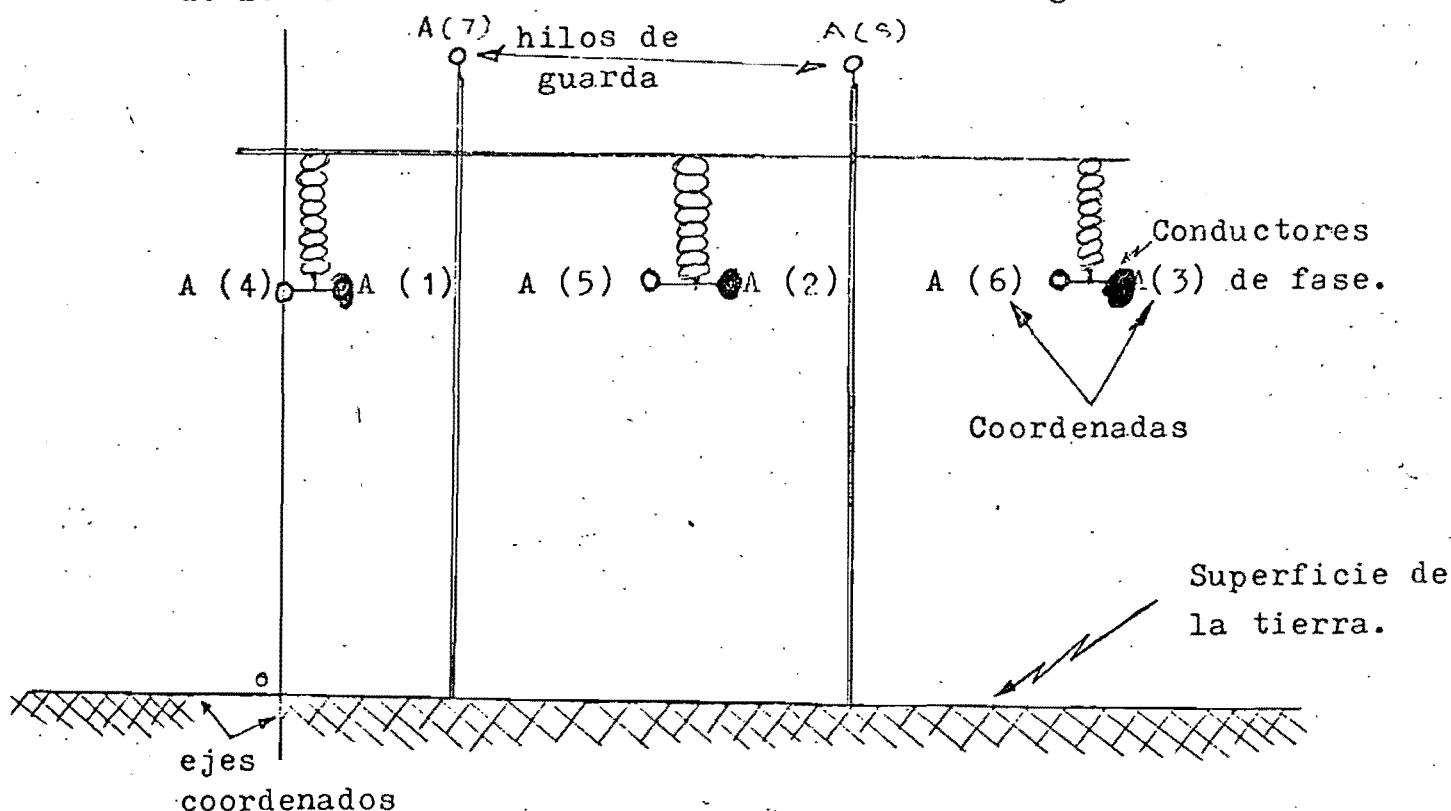


Fig. 1

Las coordenadas A (1), A (2) y A (3) Correspondrán a los conductores del lado derecho de cada fase y las coordenadas A(4), A(5) y A(6) Correspondrán a los conductores del lado izquierdo de cada fase.

En otras palabras, las coordenadas A(1) y A(4) corresponden a las coordenadas de conductores de la misma fase, donde A(1) representa al conductor del lado derecho y A(4) el conductor del lado izquierdo.

Hay una correspondencia similar para los pares A(2) y A(5), y A(3) y A(6), tal como se representa en la fig. 1.

PASOS PARA INTRODUCIR LOS DATOS.

El programa tiene formato libre de lectura, por lo tanto, todos los valores deben ir separados por comas.

Paso A

Datos Generales:

1er Renglón: TL, TR

Donde: TL= Tipo de configuración de la línea
TR= " " transposición " " "

2º Renglón: A(1), A(2), A(3)

Donde: A(1)= Coordenadas del conductor de fase en el extremo izquierdo de la configuración (En el caso de 2 conductores por fase, consulte la nota 1).

A(2)= Coordenadas del conductor de-

fase, localizado en el centro de la configuración
(En caso de 2 cond/ fase, consulte la nota 1).

" ESTOS DATOS ESTAN EN PIES "

3^{er} Renglón: R(1), R(2), R(3)

Donde: R(1)= Resistencia del conductor localizado en A(1)

R(2)= Resistencia del conductor localizado en A(2)

R(3)= Resistencia del conductor localizado en A(3).

" ESTOS DATOS ESTAN EN Ω /MILLA."

4^o Renglón: DS(1), DS(2), DS(3)

Donde: DS(1)= Radio medio geométrico del cond. localizado en A(1)

DS(2)= Radio medio geométrico del cond. localizado en A(2)

DS(3)= Radio medio geométrico del cond. localizado en A(3)

" ESTOS DATOS ESTAN EN PIES."


5^o Renglón: RA(1), RA(2), RA(3)

Donde: RA(1)= Radio real del conductor localizado en A(1)


RA(2)= Radio real del conductor localizado en A(2)

RA(3)= Radio real del conductor localizado en A(3)

" ESTOS DATOS ESTAN EN PIES."



 Dependiendo del valor de TL, siga las siguientes instrucciones:

Si TL = 1 vaya al paso C
 " TL = 2 " " " D
 " TL = 3 " " " E
 " TL = 4 " " " F
 " TL = 5 " " " G


 TL = 1

6º Renglón : DL

Donde: DL = Longitud de la línea en millas.


7º Renglón: SK(1), SK(2), SK(3)

Donde: SK(1)= Longitud de la 1ª Sección en la transp.
 SK(2)= Longitud de la 2ª Sección en la transp.
 SK(3)= Longitud de la 3ª Sección en la transp.

Solo se permiten 3 longitudes de sección,
 con valor en millas, esto es, 2 transposiciones.


 FIN DE LOS DATOS

TL = 2

6^o Renglón : A(4), A(5), A(6)

Donde: A(4) = Coordenadas del 2^o conductor de fase (de acuerdo a la nota 1.) 1.
 A(5) = Coordenadas del 2^o conductor de fase (de acuerdo a la nota 1.) 2.
 A(6) = Coordenadas del 2^o conductor de fase (de acuerdo a la nota 1.) 3.

" ESTOS DATOS ESTAN EN PIES."

7^o Renglón R(4), R(5), R(6)

Donde R(4) = Resistencia en Ω /milla del cond. localizado en A(4)
 R(5) = Resistencia en Ω /milla del cond. localizado en A(5).
 R(6) = Resistencia en Ω /milla del cond. localizado en A(6).

8^o Renglón : DS(4), DS(5), DS(6)

Donde DS(4) = R.M.G. del conductor localizado en A(4) en ft
 DS(5) = " " " " " " " A(5) " "
 DS(6) = " " " " " " " A(6) " "

9^o Renglón: RA(4), RA(5), RA(6)

Donde RA(4) = Radio real del conductor localizado en A(4)
 RA(5) = " " " " " " " A(5)
 RA(6) = " " " " " " " A(6)

" ESTOS DATOS ESTAN EN PIES."

10^o Renglón: DL

Donde DL = Longitud de la linea en millas.
 Si TR = 1 vaya al paso H

PASC D1).- FIN DE LOS DATOS.

TL = 3

6º Renglón : A(4)

Donde A(4) = coordenadas en ft del conductor de guarda

7

7º Renglón : R(4), DS(4), RA(4)

Donde R(4) = Resistencia del conductor localizado en A(4) (Ω /mi)

DS(4) = R.M.G. " " " " " (ft)

RA(4) = Radio real " " " " " (ft)

8º Renglón: DL

Donde DL = Longitud de la línea en millas.

Si TR = 1 vaya al paso H
paso E1). -- FIN DE LOS DATOS

TL = 4

6º Renglón: A(4)

Donde : A(4) = Coordenadas en ft del hilo de guarda izquierda

7º Renglón : R(4), DS(4), RA(4)

Donde: R(4) = Resistencia en Ω /mi del hilo localizado en A(4)

DS(4) = R.M.G. " ft " " " " " "

RA(4) = Radio Real " " " " " " " "

8º Renglón : A(5)

Donde : A(5) = coordenadas en ft del hilo de guarda derecha

9º Renglón: R(5), DS(5), RA(5)

Donde: R(5) = Resistencia en Ω /mi del hilo localizado en A(5)

DS(5) = R.M.G. " ft " " " " " "

RA(5) = Radio real " " " " " " " "

10^o Renglón : DL

Donde: DL = longitud de la línea en millas.

Si TR = 1 vaya al paso H

PASO F1).- FIN DE LOS DATOS



6^o Renglón: A(4), A(5), A(6)

Donde A(4)= Coordenadas del 2^o conductor de fase 1 (vea nota 1).

| | | | | | | | | | | |
|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A(5)= | " | " | " | " | " | " | 2 | " | " | " |
| A(6)= | " | " | " | " | " | " | 3 | " | " | " |

* " ESTOS DATOS ESTAN EN PIES" *

7^o Renglón: R(4), R(5), R(6)

Donde: R(4)= Resistencia en Ω /mi del cond. localizado en A(4)

| | | | | | | | | | |
|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|------|
| R(5)= | " | " | " | " | " | " | " | " | A(5) |
| R(6)= | " | " | " | " | " | " | " | " | A(6) |

8^o Renglón : DS(4), DS(5), DS(6)

Donde: DS(4)= R.M.G. del conductor localizado en A(4) (ft)

| | | | | | | | | |
|--------|---|---|---|---|---|---|------|---|
| DS(5)= | " | " | " | " | " | " | A(5) | " |
| DS(6)= | " | " | " | " | " | " | A(6) | " |

9^o Renglón RA(4), RA(5), RA(6)

Donde : RA(4)= Radio real del conductor localizado en A(4) en ft

| | | | | | | | | | | |
|--------|---|---|---|---|---|---|---|------|---|---|
| RA(5)= | " | " | " | " | " | " | " | A(5) | " | " |
| RA(6)= | " | " | " | " | " | " | " | A(6) | " | " |

10^o Renglón : A(7), A(8)

Donde :A(7)= Coordenadas en ft del hilo de guarda izquierdo

A(8)= " " " " " " " " " derecho

11^o Renglón : R(7), R(8), DS(7), DS(8), RA(7), RA(8)

Donde: R(7)= Resistencia en Ω /mi del hilo localizado en A(7)

R(8)= " " " " " " " A(8)

DS(7)= R.M.G. " ft " " " " A(7)

DS(8)= " " " " " " " A(8)

RA(7)= Radio real " " " " " " A(7)

RA(8)= " " " " " " " A(8)

12^o Renglón : DL

Donde : DL= Longitud en millas de la línea.

Si TR = 1 vaya al paso H

PASO G1).- FIN DE LOS DATOS

TR = 1

ULTIMO RENGLON: SK(1), SK(2), SK(3)

Donde: SK(1)= Longitud de la 1^a sección en la transposición

SK(2)= " " " 2^a " " " "

SK(3)= " " " 3^a " " " "

36

" ESTOS DATOS ESTAN EN MILLAS "

FIN DE LOS DATOS

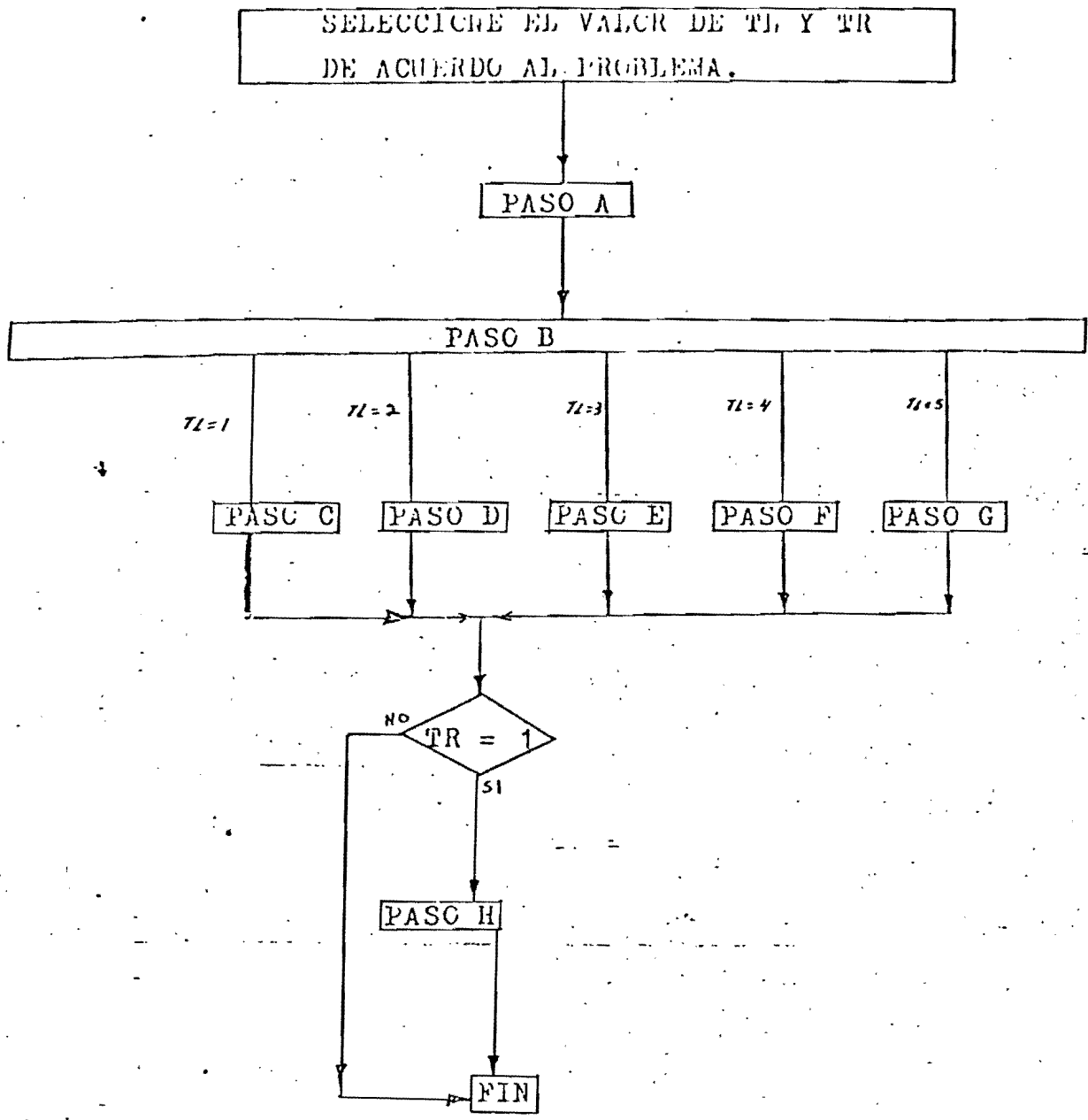


FIG.2

DIAGRAMA DE BLOQUES SIMPLIFICADO PARA LA INTRODUCCION DE DATOS AL PROGRAMA

B I B L I O G R A F I A

- 1.- Analysis of Faulted Power Systems.
Paul Anderson
IOWA State University Press (Tercera Impresión, 1978).
- 2.- Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica.
Gilberto Enriquez Harper
LIMUSA (Primera Reimpresión 1980).
- 3.- Efecto de las Sobretensiones en las Líneas de Transmisión.
Gilberto Enriquez Harper
C.F.E. Subdirección de Construcción.
- 4.- Capacidad, Carga y Características de las Líneas de transmisión de Alta Tensión.
Gilberto Enriquez Harper.
- 5.- Guía para la coordinación de Aislamiento en Líneas de Transmisión.
C.F.E. Subdirección de Construcción.
- 6.- Transmission Line Reference Book 345 KV and Above.
Electric Power Research Institute (Reimpresión 1979).
- 7.- Distancias Dieléctricas Mínimas para Líneas de Transmisión.
C.F.E. Subdirección de Construcción (Revisado, Nov. 82).
- 9.- Localización Geografica de Centros de Generación Termoeléctrica de la República Mexicana en el Periodo 1985-1995.
C.F.E. Departamento de Estudios del Desarrollo de Sistemas, (1982).
- 10.- La Transmisión de Potencia Eléctrica en México .
C.F.E. Gerencia de Estudios (Dic. 1982).
- 11.- Diseño y Análisis de Blindaje de las Líneas de Transmisión.
C.F.E. Subdirección de Construcción.
- 12.- Operación de Líneas de Transmisión.
C.F.E. Gonzalo Arroyo Aguilera (Mexicon, 1979).
- 13.- Coordinación de Aislamiento.
Especificación, CFE. L0000-06 (1980).
- 14.- Guía para la Coordinación de Aislamiento en Líneas de Transmisión.
C.F.E. Subdirección de Construcción.
- 15.- Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas, Parte 2.
Secretaria de Patrimoni y Fomento Industrial
Dirección General de Normas. Edición 1982.
- 16.- Conductor Alternatives for Comisión Federal de Electricidad, (400 KV Transmission Lines).
I.S. Grant ; V.J. Longo.
Power Technologies, Inc. Schenectady, NY. (Nov. 1976).
- 17.- Suggested Electrical Performance Criterial for Comisión Federal de Electricidad (400 KV Transmission Lines).
Vito J. Longo (October, 1976).
P. T. I.S.
- 18.- Ground Clearance Recomendation for C.F.E. (Lines, 400 KV)
Ian S. Grant (Oct. 76). P.T. I.S.

- 19.- Weather Model for C. F. E. (400 KV Transmission Lines).
Vito J. Longo (NOV. 1976).
Power Technologies, Inc. Schenectady, NY.
- 20.- Surge Protection In Power Systems.
IEEE Tutorial Course
Course Organizer: I. Birger Johnson (1979).
- 21.- Surge Protection of Power Systems.
Chapter One; Lightning Phenomena.
Westing House Electric Corporation. Power Systems (1975).
- 22.- Insulators for UHV Transmission.
K. Naito (NGK Insulators Ltd., Japan, 1982).
- 23.- Practical Concepts in Capability and Performance of Transmission Lines.
H.P. ST. Clair (Dic. 1953).
- 24.- Generation, Transmission and Utilization of Electrical Power.
A. T. Atarr
Pitman Publishing Limited, Reimpresión en 1978.
- 25.- Analisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.
Willian D. Stevenson
McGraw-Hill Segunda Edición 1979.
- 26.- Electrical Power Systems, Volumen I y II.
A. E. Guile
Pergamon Press (Reimpresión 1979).
- 27.- Electric Power Systems
B. M. Weedy
John Wiley & Sons (Tercera Edición 1979).
- 28.- Electric Power Transmission, The Systems in Steady State.
John Zaborszky
The Rensselaer Bookstore-Troy, N.Y. (Segunda Remp. 1970).
- 29.- Electric Energy Systems Theory
Olle I. Elgerd
Mc. Graw Hill 1971.
- 30.- Power Systems Analysis
Charles A, Gross
John Wiley Sons. Inc. 1979.