

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN

5  
24

Diseño de una Línea de  
Transmisión de 400 KV.  
Compactada para Uno y  
Dos Circuitos.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A N:

Barrera Rodríguez José Antonio  
Osorio Galicia Ramón

Cuautitlán Izcallí, Septiembre de 1984



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.

# I N D I C E

I.- INTRODUCCION.	1
1.1 Desarrollo actual de líneas de transmisión compactada.	1
1.2 Ventajas y desventajas.	6
II.- DISEÑO DE AISLAMIENTO	8
II.1 Angulo de blindaje	11
II.2 Coordinación	32
II.3 Análisis por contaminación.	41
III.- DISEÑO DE ESTRUCTURA.	61
III.1 Alternativas.	75
III.2 Análisis de parámetros de alternativas.	80
III.3 Selección.	103
IV.- PROBLEMAS DE SOBRETENSIONES.	104
IV.1 Tipos de sobretensión	104
IV.2 Sobretensión por maniobra.	109
IV.3 Interruptores por resistencia de preinserción.	123
V.- CAPACIDAD.	127
V.1 Potencia natural.	127

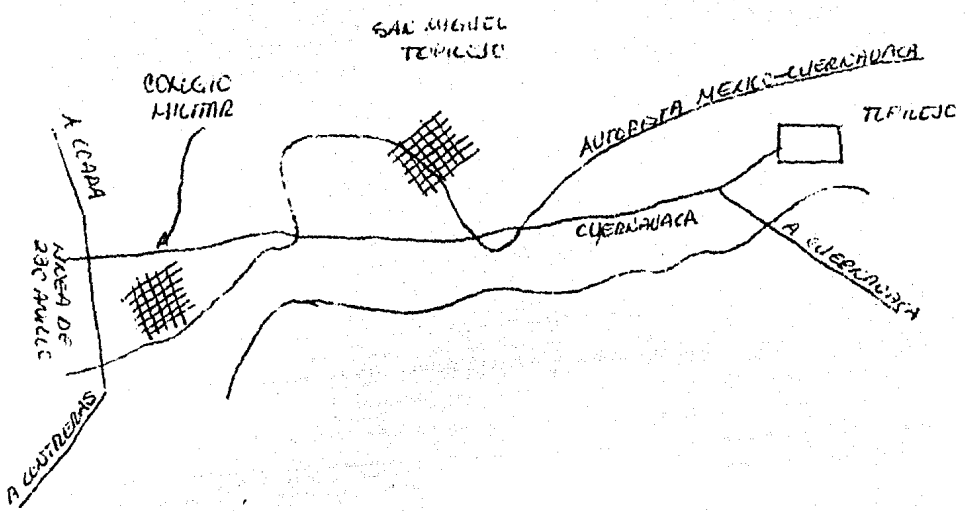
V.2 Diagrama circular y estabilidad.	130
V.3 Capacidad térmica.	153
VI.- PROBLEMAS ESPECIALES.	156
VI.1 Ferro-resonancia.	156
VI.2 Compensación de líneas de transmisión.	175
VII.- CONCLUSIONES.	189
VII.1 Factibilidad técnica del diseño.	189
VII.2 Análisis económico	190
VII.3 Desarrollo futuro.	193

## 1.- INTRODUCCION

### 1.1 Desarrollo actual de las líneas de transmisión compactadas.

En los últimos años, se ha venido dando un crecimiento urbano en las principales ciudades del país, trayendo consigo una mayor demanda de energía eléctrica lo que ha ocasionado una gran dificultad en la adquisición del derecho de vía (D.V.) para construir nuevas líneas de transmisión que vengán a satisfacer estas demandas, por lo que se han venido desarrollando nuevas técnicas para solucionar estos problemas.

La tendencia general es adoptar líneas para transmitir mayor tensión eléctrica, ocupando el mismo derecho de vía de una línea de menor tensión, o diseñarlas con técnicas modernas para ocupar el menor ancho de derecho de vía, como es el de la línea compactada, la cual ya ha sido utilizada en las líneas que entran a la ciudad de México, aunque únicamente en la transmisión de 230 KV; otra muestra de esto, es la línea de 230 KV Topilejo-Anillo, la cual es mostrada en la figura 1.1)



LOCALIZACION DE LA LINEA  
FIG. I.1

La línea se iba a alojar donde se encontraban en servicio cuatro líneas, dos de 400 KV, una de 85 KV y otra de 60 Kv, al entablar conversación con los poseedores de los terrenos afectados por la línea, se encontró con una renuencia a aceptar la construcción de una nueva línea. Evaluando esta situación y para no llegar a enfrentamientos con la comunidad, se llegó a la conclusión de desmantelar y coupar el derecho de vía (25m) de la línea de 85 KV que conecte la ciudad de México a la Ciu

dad de Cuernavaca, puesto que en la actualidad unicamente sirve para respaldar el servicio a Cuernavaca.

El derecho de vía, es menor al requerido, por lo que fue necesario estudiar con mayor profundidad la compactación, para que pudiera ser alojada en los 25m. sin ningún problema.

Para tal fin, se analizó los diferentes arreglos que ofrecen los fabricantes para reducir el ancho de derecho de vía, seleccionando una cruceta aislada en "V" que permite controlar el conductor, para fijar la distancia a tierra a lo estrictamente necesario, a la vez que se reduce por el motivo anterior la separación entre fases, como se puede ver en las figuras I.2 y I.3, lo que nos permite instalar las seis crucetas por lado de los conductores en el cuerpo de la estructura de 400 KV, quedando la silueta de la torre como se muestra en la figura I.4.

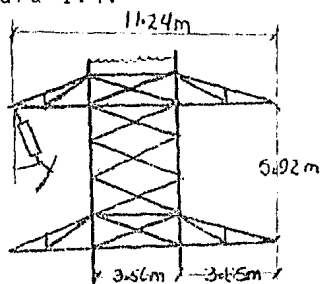


FIG. I.2 SILUETA DE ESTRUCTURA CON CRUCETA METALICA

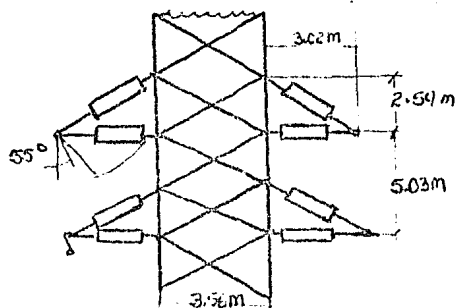


FIG. I.3 SILUETA DE ESTRUCTURA CON CRUCETA AISLADA.

Con las crucetas aisladas, se reduce el ancho de vía 1.70 m. por lo que con las mismas características de estructura, tensiones y claros, sería necesario un ancho de vía de 29.30 m.

Como el ancho de vía que se tiene es de 25 m. se ajustó la longitud del claro entre torres para cumplir con los requisitos que indica el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas en su Art. 47 de la distancia del conductor a edificios que es:

Distancia de seguridad

1.25 cm. por KV en exceso                      3.0 m.

de 50    2.25 m.

1.0 cm. por metro en exceso

so de 100 m. de claro - -

(claro 346 m.)

$\frac{2.46 \text{ m.}}{7.71 \text{ m.}}$  (OBLIGADO PARA EL D.V.  
DE 25 m.)

Para el proyecto se fijó un claro máximo de 350 m., se revisó la resistencia mecánica de la torre, la cual no requiere esfuerzos. Ver la Fig. 5.



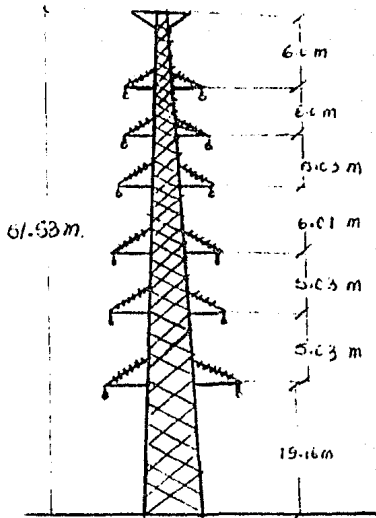


FIG. I.4 SILUETA DE UNA TORRE DE 4 CIRCUITOS CON SOPORTES AISLADOS

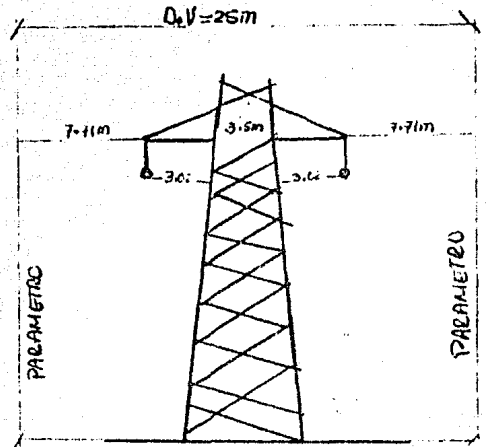


FIG. I.5 DERECHO DE VIA PARA CLARO DE 350 M.

Esto es una muestra de la compactación, en las líneas de transmisión, es uno de los pasos a seguir de la industria eléctrica para poder cumplir con su cometido, ya que en la actualidad, no es posible con la gran demanda de energía eléctrica, la instalación de líneas con las mismas características que las tradicionales, por lo que la compactación ha venido a ser una buena solución para éste problema.

## 1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

El objetivo de esta tesis, es el de hacer un estudio para realizar un anteproyecto para la construcción de una línea de -- transmisión compactada de 400 KV para uno y dos circuitos con una longitud de 300 KM.

Este estudio se realizará con la ayuda de las técnicas modernas de aislamiento, las cuales crean algunas ventajas sobre el diseño tradicional como lo es el de la:

Disminución de la distancia entre fases, lo cual repercute en menor altura y un menor ancho de vía, también se reduce la -- distancia media geométrica (DMG) entre fases y en consecuencia disminuye la reactancia inductiva  $X_L$ , además se reduce la exposición a la intemperie lo que disminuye la caída de rayos sobre la línea.

Las líneas de transmisión compactadas, presentan dificultades para el acomodo de los conductores en terrenos donde hay montes, ya que los amarres para este tipo de líneas se tiene que hacer en distancias cortas, lo cual no es factible cuando -- existen montes o desniveles en el terreno.

Tratando de ver las ventajas o desventajas entre la línea de transmisión compactada y la línea tradicional, se pondrá una tabla, donde se hará una comparación burda de éstas.

	DISEÑO TRADICIONAL	DISEÑO COMPACTADO
Derecho de vía	mayor	menor
Costo de estructura	alto	mediano
Costo de cable	variable	variable
Costo de aislamiento y herrajes.	bajo	alto
Regulación de voltaje	normal	menor
Estabilidad	normal	mayor
Costo de instalación y protección	normal	alto

## II.- DISEÑO DE AISLAMIENTO.

Como se puede observar, la transmisión y subtransmisión de - Energía Eléctrica, se hace generalmente por medio de las líneas aéreas de transmisión, por lo que se hablará del aislamiento utilizado en éste tipo de línea.

Las finalidades que tiene el uso de los aisladores en las líneas aéreas son:

- Aislar los conductores de tierra.
- Aislar los conductores entre sí.
- Soportar el peso de los conductores y los esfuerzos mecánicos originados por la línea.

Para lograr ésto, se deben usar aisladores que presentan las siguientes características:

- Presentar gran resistencia al paso de la corriente.
- Alta resistencia mecánica para los efectos de línea.
- Conservar dichas propiedades por tiempo indefinido

Las condiciones de diseño de un aislador son: de un buen ma

terial aislante, tener forma adecuada para resistir mecánicamente los esfuerzos, presentar un camino largo de descarga a tierra, tener una superficie lisa que no permita la entrada de agua en su interior, resistir los efectos corrosivos del medio ambiente y los cambios de temperatura.

Gracias al aislamiento, se pueden prevenir diferentes tipos de imprevistos en la línea de transmisión, lo que permite que haya continuidad en el servicio eléctrico.

Para hacer el análisis de diseño de aislamiento, se supondrán las siguientes características a la línea de transmisión:

- Longitud de la línea de 300 Km.
- Contaminación media.
- Claro medio de 300 Mts.
- Tipo de terreno generalmente plano.
- Altura del terreno de 2 500 Mts. sobre el nivel del mar.
- Temperatura media de 20° C.
- La frecuencia a que se transmitirá será de 60 Htz.
- La resistencia al pie de la torre de 20 Ohms.
- Se va a utilizar conductor BLUEJAY, 1113 ACSR/fase 2

conductores/fase.

- Aisladores de vidrio, marca IUSA.
- Flecha prevista para los conductores de 13 Mts. y para cables de guarda de 8 Mts.
- Un nivel cerámico de 60.
- La sobretensión estadística (2%) para las maniobras de conexión en vacío, es de 2.4 p.u. en el extremo en vacío y 1.3 p.u. en el extremo de conexión.
- Los valores de 50% son 1.8 y 1.1 p.u. respectivamente y se supone que se efectuará un promedio de dos maniobras de conexión en vacío diaria.
- El riesgo de falla aceptado por maniobra es de 1 por año.

Tomando en cuenta las condiciones hechas por el diseño del aislamiento, se consideraran los cálculos del nivel de aislamiento con relación a las tensiones que pueden aparecer sobre las líneas de transmisión, por lo que el equipo estará diseñado para resistir estas tensiones a lo máximo posible y tomando en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, así como para reducir a un nivel económico y operacional aceptable, la probabilidad de que los esfuerzos por tensión resultante e impuestos al equipo pueden causar daño al aislamiento o afectar la continuidad del servicio.

### 11.1 ANGULO DE BLINDAJE

El cálculo del ángulo de blindaje, se hará para las alternativas de uno y dos circuitos en función de las magnitudes supuestas de fase a fase (4 Mts.) y altura mínima de la torre (21 Mts.).

La probabilidad de que un rayo insida sobre un conductor de fase, depende fuertemente de la posición que tengan los cables de guarda, cuya posición queda definida normalmente, por lo que se conoce como ángulo de blindaje.

Para el cálculo del riesgo de falla por blindaje, se hace uso del llamado modelo electrogeométrico de comportamiento del rayo el cual analiza el mecanismo del impacto del rayo en la línea de transmisión basandose en la hipótesis:

- La descarga atmosférica (rayo) está precedida de la formación de un canal guía conductor que cuando alcanza la tierra da paso a la descarga del rayo propiamente.

- La magnitud de la corriente de rayo, es proporcional a

la tensión del canal gufa previo a la descarga.

- En su trayectoria a tierra, el canal gufa brinca hacia aquel objeto que esta a una distancia de la punta del canal gufa 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 cálcula de acuerdo a:

La expresión:

$$r_c = 9.4 I^{2/3} \quad (2.1)$$

donde:

$r_c$  = distancia expresada 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 en que se considera del 10% mayor, se modifica la expresión anterior a:

$$r_c = 9.4 (1.1 I)^{2/3}$$



En el caso del impacto del rayo, se puede presentar la descarga sobre un conductor de fase y haber un rompimiento dieléctrico entre el conductor y la estructura o bien én, la estructura y el conductor de guarda.

Cuando existe blindaje en la línea de transmisión y éste no es deficiente, no todos los rayos que inciden sobre un conductor de fase producen falla, es necesario que la magnitud de la corriente del rayo sea de un valor tal que el producto  $I \cdot (Zx/2)$  produzca una tensión superior a la de flameo en el arreglo conductor estructura para producir falla.

El procedimiento para los cálculos para la determinación de la posición de los cables de guarda para un blindaje total, es el que se indica a continuación, para la alternativa de un circuito. Figura 2.1

Para una primera aproximación, el cálculo de la distancia entre el cable de guarda y el conductor de fase más externo de la silueta, se cálcula con la expresión:

$$\bar{c} = 6 \times 10^{-3} \times V50\% \quad (2.2)$$

donde:

V50% = Tensión crítica de flameo expresada en KV y se calcula en la forma siguiente:  $V50\% = (NBI/0.961)$  (2.3)

donde NBI es el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo y lo obtenemos de la tabla 1.

$$NBI = 1425 \text{ KV}$$

sustituyendo el valor del NBI obtenemos;

$$V50\% = 1425/0.961$$

$$V50\% = 1482.83$$

con lo que podemos encontrar la distancia del cable de guarda al conductor.

$$\bar{c} = 6 \times 10^{-3} \times 1482.83$$

$$\bar{c} = 8.89 \text{ Mts.}$$

Se calcula la altura media de los conductores de fase ( $\bar{y}$ ) de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\bar{y} = yt - \frac{2}{3} fc \text{ para un terreno plano.} \quad (2.4)$$

donde;

fc es la flecha del conductor de fase y es de 13 Mts.

yt es la altura del conductor en la estructura la cual es de 25.0 Mts. sustituyendo obtenemos:

$$Y = 25.0 - \frac{2}{3} (13)$$

$$Y = 16.33 \text{ Mts.}$$

Se procede a calcular la magnitud de la corriente que produce la falla de acuerdo con la expresión:

$$I = 2V_{co}/Z_c \quad (2.5)$$

donde:

$$V_{co}\% = 0.9 \quad V_{50\%} \quad (KV)$$

Zc es la impedancia característica del conductor de fase

$$Z_c = 60 \ln (2Y / r_e) \quad (2.6)$$

por otra parte re = radio equivalente del haz de conductores - (RMG) y se calcula como se muestra en la expresión siguiente:

$$r_e = R_h \sqrt{\frac{n \cdot r_i}{R_h}} \quad (2.7)$$

pero;

$$R_h = S/2 \operatorname{sen} (\pi/n) \quad (2.8)$$

s = separación de conductores de fase, que es 45 cm.

n = número de conductores por fase

r<sub>c</sub> = radio del conductor (1.6 cm)

sustituyendo valores tenemos:

$$R_h = 0.45/2 \text{ sen } (180/2)$$

$$R_h = 0.225 \text{ Mts.}$$

$$r_e = 0.225 \sqrt{\frac{2 (0.016)}{0.225}}$$

$$r_e = 0.0848 \text{ Mts.}$$

$$Z_c = 60 \text{ Ln } \frac{16.33}{0.0848}$$

$$Z_c = 315.21 \text{ ohms}$$

$$V_{co\%} = 0.9 \times 1482.83$$

$$V_{co\%} = 1334.54 \text{ KV}$$

encontrando la corriente critica del rayo tenemos:

$$I = \frac{2 (1334.54)}{315.21}$$

$$I = 8.4 \text{ KA}$$

Se determina la distancia a la punta del canal de descarga --

del rayo ( distancia critica de arqueo) con la expresi3n siguiente:

$$r_c = 9.4 (1.1 \times I)^{2/3}$$

$$r_c = 9.4 (1.1 \times 8.4)^{2/3}$$

$$r_c = 41.3 \text{ Mts.}$$

Despu3s de haber encontrado los valores de  $\bar{V}$ ,  $r_c$  y  $\bar{C}$  se puede calcular las relaciones de  $\bar{C}/r_c$  y de  $\bar{V}/r_c$  para encontrar por medio de la gr3fica de la figura 2.2 el 3ngulo de blindaje.

$$\bar{C}/r_c = 8.89/41.3$$

$$\bar{C}/r_c = 0.215$$

$$\bar{V}/r_c = 16.33/41.3$$

$$\bar{V}/r_c = 0.39$$

Con los valores de las relaciones calculadas, en la gr3fica se entra en el eje de las abscisas con la relaci3n  $\bar{V}/r_c$  y se corta con la curva correspondiente a la relaci3n  $\bar{C}/r_c$  y en el eje de las coordenadas, se encuentra el 3ngulo de blindaje obteniendo:

$$\theta_0 = 31^\circ$$

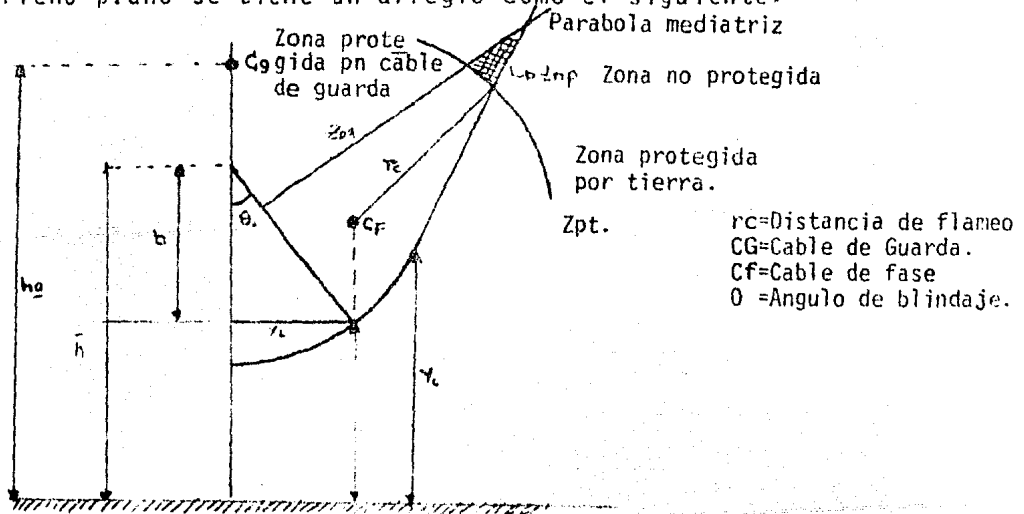
Para comprobar el ángulo de blindaje se puede obtener el ángulo por medio de la siguiente relación.

$$\theta_0 = \text{ANGSEN} \frac{rc - Y}{rc} - \text{ANGSEN} \frac{C}{2rc} \quad (2.9)$$

$$\theta_0 = \text{ANGSEN} \frac{41.33 - 16.33}{41.3} - \text{ANGSEN} \frac{8.89}{2(41.3)}$$

$$\theta_0 = 31.02$$

La posición del cable de guarda en la estructura, está dada por las coordenadas (hg, Xt) se calcula a partir de las alturas medias  $\bar{Y}$  calculadas anteriormente, como se trata de un terreno plano se tiene un arreglo como el siguiente.



Znp = Zona no protegida  
 Zpg = Zona protegida por el cable de guarda.

Apr = Zona protegida por tierra

FIGURA 2.1

Para obtener las coordenadas de la posición del cable de guarda en la torre, se usaran las siguientes fórmulas.

$$h_g = Y + \bar{c} \cos \theta + 2/3 f_g \quad (2.10)$$

donde:

$f_g$  = flecha del cable de guarda, que es de 8 mts. como se propuso al principio del análisis.

$$h_g = 16.33 + 8.89 \cos 31^\circ + 2/3 (8)$$

$$h_g = 29.28 \text{ Mts.}$$

$$X_t = \bar{c} \sin \theta \quad (2.11)$$

$$X_t = 8.89 \sin 31^\circ$$

$$X_t = 4.57 \text{ Mts.}$$

La determinación de la posición de los cables de guarda para la alternativa con dos circuitos.

La distancia entre el cable de guarda y el conductor de fase más externo es:

$$C = 6 \times 10^{-3} \times V50\%$$

$$C = 5 \times 10^{-3} \times 1482.83 \text{ KV}$$

$$C = 8.89 \text{ Mts.}$$

Para la altura media de los conductores de fase  $\bar{Y}$  de acuerdo con la siguiente expresión tenemos:

$$\bar{Y} = y_t - \frac{2}{3} fc \quad (12)$$

$y_t$  es la altura del conductor más externo en la estructura, la que es de 29.00 Mts.

$$\bar{Y} = 29.00 - \frac{2}{3} \times 8$$

$$\bar{Y} = 23.66 \text{ Mts.}$$

La corriente del rayo que produce la falla, está determinada por:

$$I = 2 V_{co\%} / Z_c \quad (13)$$

donde:

$$V_{co\%} = 0.9 \times 1482.83$$

$$V_{co} = 1334.54 \text{ KV}$$



$$Z_c = 60 \text{ Ln } \frac{2Y}{r_e}$$

$r_e$  = radio equivalente del haz de conductores

$$r_e = R_h \sqrt{\frac{n r}{R_h}}$$

$$r = 1.6 \text{ Cm.}$$

pero;

$$R_h = \frac{s}{2 \text{ SEN } (\pi/n)}$$

$n$  = número de conductores

$s$  = separación de conductores de fase, que es de 45 cm.

$$R_h = 0.45/2 \text{ SEN } (180/2)$$

$$R_h = 0.225 \text{ Mts.}$$

$$r_e = 0.225 \sqrt{\frac{2(0.016)}{0.225}}$$

$$r_e = 0.0848 \text{ Mts.}$$

$$Z_c = 60 \text{ Ln } \frac{2 \times 23.66}{0.0848}$$

$$Z_c = 379.46 \text{ ohms.}$$

Encontrando la corriente crítica del rayo.

$$I = \frac{2 \times 1334.54}{379.46}$$

$$I = 7.03 \text{ KA}$$

La distancia a la punta del canal de descarga del rayo.

$$r_c = 9.4 (1.1 I)^{2/3}$$

$$r_c = 9.4 (1.1 \times 7.03)^{2/3}$$

$$r_c = 36.77 \text{ Mts.}$$

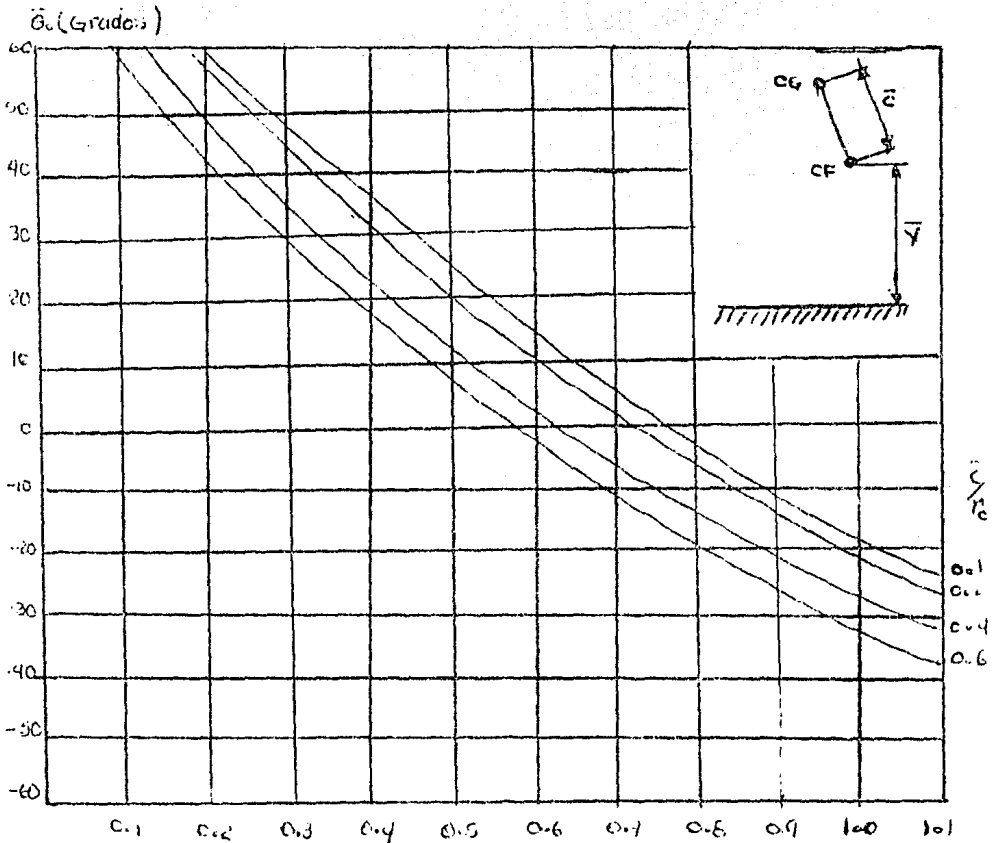
Con los valores de  $r_c$ ,  $\bar{C}$  y  $\bar{Y}$  obtenemos las relaciones  $\bar{C}/r_c$  y  $\bar{Y}/r_c$  con lo que encontramos en la figura 2.2 el ángulo de blindaje.

$$\bar{C}/r_c = \frac{8.89 \text{ mts.}}{36.77 \text{ mts.}}$$

$$\bar{C}/r_c = 0.24$$

$$\bar{Y}/r_c = \frac{23.66 \text{ mts.}}{36.77 \text{ mts.}}$$

$$\bar{Y}/r_c = 0.64$$



CURVAS PARA DETERMINACION DEL AGULO DE BLINDAJE

$r/c$

FIGURA 2.2

Por lo tanto:

$$\theta_0 = 14.0^\circ$$

Para comprobar el ángulo

$$\theta_0 = \text{ANGSEN} \frac{rc - Y}{rc} - \text{ANGSEN} \frac{\bar{C}}{2rc}$$

$$\theta_0 = \text{ANGSEN} \frac{36.77 - 23.66}{36.77} - \text{ANGSEN} \frac{8.89}{2 \times 36.77}$$

$$\theta_0 = 13.94^\circ$$

La posición de los cables de guarda en la estructura, está dada por las coordenadas  $h_g$  y  $X_t$  y el arreglo se puede observar en la figura 2.1

$$h_g = Y + C \cos \theta_0 + \frac{2}{3} f_g$$

$$h_g = 23.66 + 8.89 \cos 14.0^\circ + \frac{2}{3} \times 8$$

$$h_g = 37.61 \text{ Mts.}$$

$$X_t = C \text{SEN } \theta_0$$

$$X_t = 8.89 \text{ SEN } 14.05^\circ$$

$$X_t = 2.15 \text{ mts.}$$

## NIVELES DE AISLAMIENTO.

Por coordinación de niveles de aislamiento, se quiere decir el total de todas las mediciones adoptadas en un sistema eléctrico de transmisión con el objeto de prevenir interrupciones por rupturas y en lo posible flameos por sobretensiones, y en donde esto no se puede obtener dentro de los límites económicos, para tratar que los flameos se presenten en los puntos donde no se causen daños y de esta forma, las interrupciones en el servicio se reduzcan a un mínimo.

De lo anterior se observa que es necesario mantener un equilibrio entre mantener al sistema libre de interrupciones y las limitaciones económicas necesarias.

Sin embargo, esta coordinación se basa en la selección algo empírica del aislamiento y a tensiones mucho más bajas de las que actualmente se usan y como la tendencia actual es que las tensiones se eleven cada vez más, aparentemente la base sobre la cual se seleccionaban los aislamientos en el pasado, quizás no se justifique en la actualidad.

En la medida que se incrementan las tensiones en los sistemas,

los costos por aislamiento, vienen a ser cada vez mayores en proporción con el costo inicial de un sistema, entonces se tiene la necesidad de reducir, dentro de los límites técnicamente permisibles, la cantidad de aislamiento del equipo.

Los criterios que se consideran para la selección del nivel de aislamiento para proyecto de una línea de transmisión son:

- 1.- AL IMPULSO.
- 2.- POR OPERACION DE INTERRUPTORES.
- 3.- A FRECUENCIA NOMINAL.
- 4.- POR CONTAMINACION.

#### 1.- NIVEL DE AISLAMIENTO Y NIVEL DE PROTECCION AL IMPULSO.

El nivel básico de aislamiento al impulso de rayo, es un valor de referencia, para la resistencia del aislamiento al impulso, expresado en terminos del valor de cresta de la tensión permisible al impulso de rayo normalizado, este último es un impulso de onda completa que tiene un tiempo de frente de 1.2 microsegundos y un tiempo de cola de 50 microsegundos; mientras que la tensión permisible al impulso es el valor de cresta de un impulso de rayo que puede ser aplicado al aislamiento bajo prueba que se produzca falla.

Hasta el momento, el nivel de aislamiento de una parte del -- equipo se define como la relación de su impulso y tensión per-  
misible.

La tensión permisible de impulso " A NIVEL BASICO DE AISLA- -  
MIENTO AL IMPULSO " o BIL (NBI. El nivel de aislamiento al  
impulso, esta relacionado con la máxima tensión del sistema,  
en la República Mexicana, se recomienda los valores dados en  
la tabla 1.0 dada en la norma de la Comisión Internacional de  
Electrotecnia ( IEC 71 )

NIVELES BASICOS DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO  
 NORMALIZADO PARA ALGUNAS TENSIONES NOMINALES EN -  
 LINEAS DE TRANSMISION.

Tensión nominal KV	Tensión máxima KV	Nivel Básico al Impulso KV
69	72.5	350
115	123	550
230	245	750
		850
		900 *
		1000
400	420	1300 *
		1425

TABLA I.0

\* valores recomendados.



## 2.- POR OPERACION DE INTERRUPTORES.

Las sobre tensiones por maniobra de interruptores se presentan por lo general cuando se realiza la maniobra de interruptor y por lo tanto son esporádicas, pero en los sistemas eléctricos de ciertas características se hacen con cierta frecuencia ( más de una vez por día ). El diseño de aislamiento para sistema de 400 Kv. Se debe hacer tomando en consideración no solo la distribución estadística de las sobretensiones sino también las condiciones ambientales que son variables, como ejemplo la velocidad del viento y desde luego la distribución estadística de las tensiones críticas de flameo (VCF) por maniobra de interruptores.

### Aislamiento para frecuencia de tensión nominal.

Este tipo de aislamiento se debe hacer debido a sobretensiones de alta frecuencia y sobretensiones de baja frecuencia.

Las sobretensiones de alta frecuencia, se deben a fenomenos transitorios que aparecen cuando el estado de la red se cambia por operaciones de maniobra ( switcheo ) o por condición de falla.

La tensión resultante que toma la forma de una senoide amortiguada, tiene una frecuencia del orden de 20 KHZ. y de hecho - esta gobernada por la inductancia y capacitancia inherentes - al circuito.

Las sobretensiones de baja frecuencia ocurren a la frecuencia nominal del sistema e incluyen la atención en estado permanente que puede resultar con pequeñas variaciones por la desconexión de una carga, particularmente se presentan en el caso de las líneas de transmisión largas.

Según el criterio para tensión a frecuencia nominal con el conductor inclinado  $60^\circ$ , la distancia de las partes vivas al cuerpo de la torre debe ser suficiente para soportar la tensión nominal de fase a tierra, valor de cresta, a la frecuencia nominal de operación.

#### Aislamiento por contaminación atmosférica.

La contaminación atmosférica tiene una marcada influencia en el diseño del aislamiento de la línea de transmisión debido a que su presencia puede modificar un sistema de aislamiento, - no obstante que sea adecuado para cualquier caso de sobrevol-

taje.

En nuestro caso, las líneas se instalarán en una zona cuya -  
contaminación es moderada por lo que para ello utilizaremos-  
la tabla para las diferentes condiciones de contaminación --  
editada por el EHV ( transmission line Books ).

## 2.2 COORDINACION DE AISLAMIENTO.

La coordinación de aislamiento comprende la selección de la resistencia dieléctrica del equipo y su aplicación con relación a las tensiones que pueden aparecer sobre el sistema. Este nivel de aislamiento debe ser mayor que la magnitud de las tensiones transitorias que aparecen en el sistema.

La magnitud de las sobretensiones por medio de dispositivos de protección y entonces el nivel de aislamiento tiene que estar arriba del nivel de protección por un margen de seguridad.

Normalmente el nivel de aislamiento al impulso se ha establecido del 20 a 25% arriba del nivel de protección y se verifica con pruebas de sobretensión al impulso ( con una onda de 1.5/50 microsegundos ) y son referidas frecuentemente como "EL NIVEL BASICO AL IMPULSO O BILL (NBI) "

El nivel de aislamiento al impulso esta relacionado con la máxima tensión del sistema por las tablas dadas en la norma de la Comisión Internacional de Electrotecnia (IEC)

En la República Mexicana para los niveles de subtransmisión y

transmisión, se recomiendan los valores de la tabla 1.0 (ver hoja 28).

El nivel de protección al impulso de un dispositivo de protección es la más alta tensión ( valor de cresta ) que aparece en sus terminales cuando una tensión de impulso de forma de onda estandar se aplica bajo condiciones específicas. Este nivel de tensión se denomina frecuentemente " El nivel de Protección " del sistema al cual el dispositivo esta conectado.

También la coordinación de aislamiento comprende la reducción a un nivel económico y operacional aceptable, la probabilidad de que los esfuerzos por tensión resultantes e impuestos al equipo puedan causar daños al aislamiento del mismo o afectar la continuidad del servicio.

#### DEFINICIONES.

Sobretensión estadística por maniobra ( o por rayo )

Es una sobretensión por maniobra o por rayo, aplicado a un equipo como resultado de un evento de tipo específico sobre el sistema ( Energización de la línea, recierre, ocurrencia-

de fallas, descargas atmosféricas etc. )

Sobretensión convencional máxima por maniobra ( o por rayo )

Es el valor de cresta de una sobretensión por maniobra o rayo, que este considerado como la máxima sobretensión en el procedimiento convencional de coordinación de aislamiento.

Para un esfuerzo de tensión dado, el comportamiento de un aislamiento interno, puede ser afectado por su grado de contaminación atmosférica.

Aislamiento de fase a tierra.

Se refiere al aislamiento de una fase cualquiera con relación a los puntos afectados por tierra y está caracterizado por una tensión relacionada con una distancia a tierra que se verifica por medio de procedimientos más o menos convencionales y reproducibles que se expresa en las normas como una distancia de aislamiento en el aire y que es necesaria para definir los aspectos de seguridad.

### Aislamiento de fase a fase.

Es el aislamiento entre fases que garantiza un comportamiento dieléctrico, que relaciona la tensión con la distancia en el aire y sin considerar ningún elemento a tierra, entre los conductores de fase.

### Relación de aislamiento de fase a tierra y de fase a fase.

Estos aislamientos no son independientes uno del otro. En los equipos que tienen sus fases separadas por algún elemento conectado a tierra, el esfuerzo dieléctrico entre fases, resulta de la suma de los esfuerzos dieléctricos de fase a tierra.

Esfuerzos de tensión y otros esfuerzos que afectan al aislamiento.

Las siguientes clases de esfuerzos dieléctricos, se pueden presentar durante la operación de un equipo.

- A) Tensiones a la frecuencia del sistema bajo condiciones normales de operación, es decir que no excedan -

de la tensión máxima del diseño del equipo.

B) Sobretensiones temporales.

C) Sobretensiones por maniobra.

D) Sobretensiones por rayo.

#### Sobretensiones temporales.

Es una sobretensión oscilatoria de fase a tierra o de fase a fase en un punto de un sistema que tiene una duración relativamente grande, la cual no esta amortiguada o tiene un débil amortiguamiento.

#### Sobretensiones por maniobra.

Para una sobre tensión de fase a fase o fase a tierra en un punto dado del sistema debida a una operación especifica de maniobra de interruptores, falla o otra causa, la forma como puede referirse para los propósitos de coordinación de aislamiento es semejante a aquella del impulso normalizado, usada para las pruebas de impulso por maniobra.



### Sobretensiones por rayo.

Para una sobretensión de fase a tierra o fase a fase en un punto dado del sistema, debida a una descarga atmosférica -- (rayo) o alguna otra causa, la forma como puede referirse para los propósitos de coordinación de aislamiento, es semejante a aquella del impulso normalizado para pruebas de impulso por rayo. Tales sobretensiones son por lo general unidireccionales y de muy corta duración.

En las instalaciones que por diferentes razones no se pueden someter a las pruebas de impulso, es recomendable establecer las distancias necesarias para prevenir flameos con valores de tensión debajo del nivel del impulso resistente, que se especifica para los equipos bajo prueba.

### Distancias dieléctricas en el aire.

Las distancias en aire de fase a tierra y de fase a fase, deben garantizar estadísticamente una probabilidad de flameo, del que resulte baja desde el punto de vista de los criterios de diseño adoptados. Esto conduce al establecimiento de distancias mínimas de no flameo entre fase a tierra o en-

tre fases y se determina principalmente para los impulsos por rayo y por maniobra, según los niveles de aislamiento.

Diseño del aislamiento por descargas atmosféricas.

a) Nivel Básico de Aislamiento al impulso.

Las recomendaciones del Comité Electrotécnico Internacional - (IEC) y CFE son indicados en la tabla 1 ( ver apéndice ).

b) Selección del Nivel Básico de Aislamiento al Impulso de Rayo.

1) Para líneas de 400 KV la tabla 1 recomienda un NBI = 1425-KV.

Para cubrir este nivel de aislamiento en las estructuras de las líneas ( 1 circuito y 2 circuitos ), a continuación se determina el número de aisladores estandar de 146 x 250 mm.

Según la tabla 2, que recomienda el CEI con una probabilidad de falla del 10%, necesitamos 24 aisladores

Considerando una baja probabilidad de falla 10% en la cadena de aisladores, se tiene que las relaciones entre los niveles básicos de aislamiento al impulso y las tensiones críticas de flameo es:

Para impulso por rayo.

$$NBI = VCF * (1.0 - 1.3 \sigma)$$

donde  $\sigma$  = desviación estandar por rayo y es del 3% con lo que;

$$NBI = VCF ( 1.0 - 1.3 \times 0.03 )$$

$$NBI = VCF ( 0.961 )$$

despejando VCF\* tenemos  $VCF = NBI/0.961 (1)$ .

\* VCF - tensión crítica de flameo = tensión de 50% de probabilidad de descarga (flameo) disruptiva.

Para las líneas que se analizan, se toma una altitud de 2500 msnm por lo que el nivel básico de aislamiento se ve afectado por la densidad relativa del aire = Sr referida al mar, - la cual podemos encontrar en la tabla 3, para diferentes al-

titudes.  $Sr = 0.729$  para 2 500 msnm.

Afectando la ecuación (1) por la densidad relativa del aire -  
(sr) tenemos:

$$VCF = NBI/0.961 \times Sr \quad (2)$$

Sustituyendo valores para el cálculo de VCF en la línea de --  
400 KV

$$VCF = \frac{NBI}{0.961 \times 729} = 2034.06 \text{ KV.}$$

A partir de este resultado se puede determinar el número de -  
aisladores estandar ( 146 x 254 mm. ) que debe tener la cade-  
na como mínimo; de la tabla 4 tenemos que para  $VCF = 2034.06$   
necesitamos 24 aisladores aproximadamente. Esto también lo -  
podemos verificar en las tablas 5 y 6 que encontramos en el -  
apéndice que son las que recomienda el CEI a diferentes alti-  
tudes sobre el nivel del mar.

No. de aisladores = 24.

### 2 3.- ANALISIS POR CONTAMINACION.

La contaminación es causada por una gran variedad de agentes como son: polvos obtenidos de la combustión de carbón o petróleo, polvos de cemento, etc, éstos agentes cuando se mezclan por efectos de niebla o lluvia ligera pueden reducir la tensión de flameo a la frecuencia nominal en los aisladores de porcelana hasta la mitad y en ocasiones hasta una cuarta parte dependiendo del tipo y densidad de contaminantes, este efecto debe ser considerado para líneas de Transmisión de alta tensión con cadenas de aisladores en posición vertical o en "V", estas consideraciones, son válidas también para los aisladores que soportan los buses ( cables ) en las subestaciones eléctricas.

Los datos relativos al tipo y densidad de los contaminantes se obtienen en forma experimental por mediciones hechas expresamente en distintas zonas geográficas de un País y que arrojan como resultado una clasificación de estas zonas que son usadas con propósitos de diseño en el aislamiento de las líneas de transmisión.

Esta clasificación, la podemos encontrar en la tabla 7<sub>a</sub> que

encontramos en el apéndice.

Como en la República Mexicana, se carece de una información -- que reporte mediciones de campo en donde se indique para distintas zonas de contaminación, cuales son los tipos de contaminantes y en que cantidad, y por otra parte no se cuenta -- con estudios de laboratorio que establezcan las distancias de fuga en función de las zonas de contaminación considerando todas las condiciones posibles. En virtud de lo anterior, para el cálculo del aislamiento en línea de transmisión por efecto de contaminación en tanto no se disponga de la información -- mencionada anteriormente y en forma confiable, se recomienda que se considere en aquellas zonas contaminadas, con una Clasificación de Media; y la experiencia indicará si es o no adecuado para el costo de las líneas por aislamiento.

Considerando lo anterior de acuerdo con el EHV Transmission-Line Reference Book de la tabla (7.2) (7<sub>a</sub> en este) se tienen los valores de diseño de líneas de extra alta tensión. Ver -- apéndice.

Haciendo el cálculo para un medio atmosférico con contaminación media, el Instituto de Investigaciones de la Industria --

Eléctrica ( IIIE ) recomienda de la tabla 7<sub>a</sub> un factor de -  
3.3 CM/KV.

Tenemos que la distancia de fuga total = KV neutro • K,

Donde K = Factor por contaminación en CM/KV.

para las líneas de 1 y 2 circuitos de 400 KV la distancia de fuga total es

$$\text{Dist. fuga total} = K \times \frac{V_{\text{máx}}}{\sqrt{3}} \quad (1)$$

$$\text{Dist. de fuga total} = 3.3 \times \frac{420}{\sqrt{3}} = 800.20 \text{ Cm.}$$

Suponiendo que se usan aisladores de vidrio IUSA ( como se dijo al principio del análisis ) con una distancia de fuga de - 50.8 cm. ( 20 plg ) el número de aisladores requerido es:

$$\text{Número de aisladores} = \frac{\text{Distancia de fuga total}}{\text{Distancia de fuga por aislador}} \quad (2)$$

$$\text{Número de aisladores} = \frac{800.2 \text{ Cm.}}{50.8 \text{ Cm.}} = 15.6 = 16 \text{ aisladores}$$

La longitud de la cadena con herrajes es de 16x14 mm = 2336 mm

### Determinación de las distancias dieléctricas en el aire.

El concepto de distancia dieléctrica en el aire, es en general y desde el punto de vista del diseño parte de la relación entre la tensión crítica de flameo por rayo (VCF) o por maniobra (VCMA) y el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (NBI) o por maniobra (NBMA).

La tensión crítica de Flameo es el valor de tensión al cual se tiene una probabilidad de flameo del 50% y los valores usados para el diseño corresponden a los niveles básicos de aislamiento ( por impulso de rayo o maniobra) que son cantidades inferiores al VCF o al VCMA y que darían probabilidad de flameo en un 90% de las veces.

Es relación entre los niveles básicos de aislamiento al impulso y las tensiones críticas de flameo se indican a continuación.

a) Por impulso de rayo.

$$NBI = VCF (1.0 - 1.3 \sigma )$$

Donde  $\sigma$  = es la desviación estandar referida al valor de VCF.



Se recomienda usar un valor de  $\sigma = 3\%$  con lo que tenemos que

$$NBI = 0.961 VCF \quad (3)$$

b) Por impulso de maniobra.

$$NBMA = VCMA (1.0 - 1.3 \sigma)$$

Se recomienda usar un valor del  $\sigma = 6\%$  con lo que

$$NBMA = 0.922 VCMA \quad (4)$$

En tensiones nominales superiores a 230 KV las distancias - - dieléctricas de fase a tierra ( a la estructura ) se calculan por la formula:

$$VCMA = \frac{3400 K_2}{1 + 8/d} \quad \text{Según Electricite de France.} \quad (5)$$

Donde  $K_2 =$  factor Gapp

$d =$  distancia de fase a tierra ( estructura )

Los factores de Gapp recomendados para diferentes configuraciones son los siguientes:

- Conductor de fase exterior o lateral a estructura - - -

$$K = 1.35$$

- Conductor de fase interior a estructura ( ventana ) -

$$K = 1.2$$

- Conductor de fase a fase  $K = 1.50$

- Conductor a cruceta  $K = 1.55$

Para la línea de 400 KV se considera que los conductores de fase están en forma lateral en la estructura por lo que usaremos  $K = 1.35$ .

Despejando la distancia de fase a tierra de la ecuación (5) tenemos:

$$VCMA = \frac{3400 K_2}{1 + 8/d} ; VCMA ( 1 + 8/d ) = 3400 K_2 ;$$

$$8VCMA = ( 3400K_2 - VCMA ) d ; d = \frac{8VCMA}{3400K_2 - VCMA} \quad (6)$$

Donde  $VCMA = \frac{NBMA}{0.922}$  el NBMA lo obtenemos de la tabla 8 (ver -

apendice )

para fase a tierra NBMA = 1050 KV.

sustituyendo en la ecuación (4) tenemos:

$$VCMA = \frac{1050}{0.922} = 1138.83 \text{ KV.}$$

Para la configuración de conductores laterales tenemos que - sustituyendo en la ecuación (6) la distancia entre fase a -- tierra ( torre ) es:

$$d = \frac{8 \times 1138.83 \text{ KV}}{3400 \times 1.35 - 1138.83 \text{ KV}} = 2.639 \text{ Mts.}$$

También la distancia de fase a tierra la podemos calcular -- con una fórmula empírica  $d = 0.1 + Vn/133$  ;  $Vn =$  tensión - nominal.

La cual permite que la línea soporte la tensión de operación con un cierto margen de seguridad.

Sustituyendo valores tenemos que:

$$d = 0.1 + 400 / 133 = 3.107 \text{ mts.}$$

Distancia mínima de no flameo de fase a fase entre conducto-

res. La determinación de las distancias de fase a fase es semejante al empleado para el cálculo de las distancias de fase a tierra por impulso de rayo o de maniobra de acuerdo con la siguiente expresión:

$$dff = 1.8 VCMA^{1.6} \text{ donde VCMA se expresa en MV} \quad (7)$$

$$y VCMA_{ff} = \frac{NBMA}{0.922}$$

tomando el nivel básico de aislamiento por maniobra (NBMA) de fase a fase de la tabla 8 ( ver apéndice) NBMA = 1550 KV.

Sustituyendo tenemos que

$$VCMA = \frac{1550}{0.922} = 1681.127 \text{ KV.} \quad VCMA = 1.681127 \text{ MV}$$

Aplicando  $dff = 1.8 VCMA^{1.6}$  se tiene

$$dff = 1.8 \times (1.6)^{1.6} = 3.81 \text{ Mts.}$$

Las distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra (torre) calculadas, están dentro de los límites recomendados por-

CFE\* en la tabla que tiene como especificación 9.

( ver apéndice )

Altura mínima de los conductores sobre el nivel del suelo.

Por razones de seguridad se debe fijar una distancia mínima de los conductores en el punto medio del claro con respecto al terreno o estadística, se puede calcular esta distancia de acuerdo a la expresión.

$$h_{\min} = 5.30 - \frac{V}{150} \text{ Mts.} \quad (9)$$

con un mínimo de 8 Mts.

sustituyendo valores tenemos que

$$h_{\min} = 5.30 - \frac{400}{150} = 7.96 \text{ Mts.} = 8 \text{ Mts.}$$

La altura mínima de la torre es por lo tanto;

$$H = f - h_{\min} = 13 - 8 = 21 \text{ Mts.} \quad (10)$$

La altura mínima de la torre para nuestros casos nos da la altura que deben tener los apoyos de los conductores sobre el

nivel del terreno los cuales nos darán la pauta para el diseño del tamaño de las torres en cuestión.

Cálculo del riesgo de falla por sobretensiones de maniobra -- por el método estadístico simplificado.

El método estadístico se basa en la correlación de valores - probabilísticos obtenidos por medio de programas mas o menos complejos que modelan las líneas de transmisión con sus principales componentes como son los reactores en derivación, -- apartarrayos, interruptores, resistencias de preinserción en interruptores etc., o también obtenidos por medio del uso de los llamados " tableros analizadores de transitorios " los -- otros valores, correspondientes a las sobretensiones resis-- tentes por los materiales, se obtienen en forma experimental en los laboratorios de alta tensión

En las líneas de transmisión de más de 300 KV ( según normas internacionales) que en el caso de México, corresponden ac-- tualmente a 400 KV y las que se construyen a futuro de ten-- siones superiores, se debe hacer una evaluación del riesgo - de falla debido a las sobretensiones de maniobra tomando en consideración el nivel de estas sobretensiones y la frecuen-

cia con que se presentan.

Para las líneas de transmisión con cadenas de aisladores en V ( cómo en nuestro caso ) o también llamadas de geometría fija. el riesgo de falla depende de los siguientes factores - - principalmente:

- La distancia del conductor a la estructura.
- La distribución estadística de las sobretensiones de ma niobra calculadas.
- La frecuencia con que se hagan las maniobras en la lí--  
nea.

Como se trata de un proyecto donde el perfil de la torre no se conoce para garantizar entonces el riesgo de falla de la línea se puede mantener debajo de un cierto valor, se puede establecer un riesgo de falla por torre que sea inferior el indivi- - dual para el riesgo admitido.

El procedimiento de cálculo es el que se describe a conti-  
nuación:

- 1.- Calcular el ángulo de desviación de la cadena de la torre en caso de tener cadenas de aisladores en forma vertical, en nuestro análisis, no lo haremos por tener cadenas de aisladores en geometría fija.
- 2.- Determinar la tensión crítica de flameo por sobretensiones de maniobra como:

$$V_{50\%} = VCF = \frac{K_2 \cdot 3400}{1 - 8/d} = (KV) \quad (11)$$

- 3.- Se calcula la tensión resistente ( estadística ) de probabilidad de falla 10% como;

(12)

$$V_{r10\%} = VCF ( 1 - 1.3\sigma ) = VCF ( 1 - 1.3 \times 0.08 ) = 0.896 VCF.$$

- 4.- Calcular el coeficiente de seguridad estadística como:

$$= V_{r10\%}/V_{2\%} \quad (13)$$

donde  $V_{2\%}$  se obtiene como información de las sobretensiones estadísticas de estudios realizados o bien para calcular RAPIDOS con la tabla 10. En nuestro caso  $V_{2\%}$  se dió como - -



2.4 p.u.

5.- De acuerdo con la figura 2.3 se determina el riesgo de falla.

6.- Se calcula el número de torres o estructuras equivalente de la línea ( $N_e$ ) partiendo de la base de un perfil de sobretensiones lineal.

7.- Se calcula el riesgo de falla para la línea considerando que en todas las distancias de aislamiento sea la misma.

$$R_{tot} = 1 - (1 - R)^{N_e} \quad (14)$$

8.- Cuando  $R_{tot}$  es menor el valor admitido, el riesgo de falla de la línea es inferior al aceptado.

Cuando es mayor, se ensayan nuevas distancias dieléctricas para distintas posiciones de la cadena de aisladores.

#### CALCULO DEL RIESGO DE FALLA.

1.- Como tenemos cadenas de aisladores en geometría fija, no -

es necesario calcular el ángulo de desviación por empuje del viento.

2.- La tensión crítica de flameo (  $V_{CF} = V_{50\%}$  ) por sobretensiones de maniobra para la distancia entre herrajes es;

$$V_{CF} = V_{50\%} = K_2 \frac{3400}{1 - 8/d} \quad (\text{KV}) \quad (15)$$

Donde  $K_2$  = coeficiente que depende de la geometría de los --  
electrodos y cuyos valores se obtienen de la ta--  
bla 11 Esp. CFE L0000-06 ( ver apéndice) para --  
nuestro caso  $K_2 = 1.25$

sustituyendo valores.

$$V_{CF} = V_{50\%} = 1.25 \times \frac{3400}{1 + 8/d} = 960.5263 \text{ KV.}$$

3.- La tensión estadística soportada es:

$$V_{10\%} = 0.896 \times V_{CF} = 0.896 \times 960.5263 \text{ KV.}$$

$$V_{10\%} = 860.63 \text{ KV.}$$

4 - Coeficiente de seguridad estadística.

$\beta = V_{10\%} =$  donde  $V_{2\%} = 2.4$  p.u. expresandolo en KV  
 tenemos que  $V_{2\%} = 2.4 \times \frac{420}{3} \times 2$

$V_{2\%} = 823$  KV. (16)

sustituyendo valores.

$\beta = \frac{860.63}{823.0} = 1.0457$

5.- De la figura 23 determinamos el riesgo de falla correspondiente como :

$R^1 = 5 \times 10^{-2}$  (17)

6.- El número de torres equivalentes es;

$N_c = \frac{0.047}{1 - VCF_p} \times N^{0.94}$  donde  $N = \frac{\text{longitud de la línea}}{\text{claro medio}}$  (18)

según datos iniciales sustituyendolos.

tenemos  $N = \frac{300000}{300} = 1000$

$VCF_p$  = tensión crítica de la línea al principio. = 1.1 p.u.

$VCF_f$  = tensión crítica al final de la línea

$VCF_f = 1.8$  p.u.

Los datos anteriores se obtienen de las características iniciales con que contaría la línea.

Sustituyendo valores tenemos:

$$N_e = 0.047 \times 1000^{0.94} \frac{1 - \frac{1.1}{1.8}}{1.8} = 79.8 = 80 \text{ torres.}$$

El riesgo de falla para la torre completa es;

$$R_{tot} = 1 - (1-R)^{N_e} = 1 - (1 - 5 \times 10^{-2})^{80} = .983$$

Este valor corresponde al riesgo real de la línea.

Suponiendo como se indico al principio de los cálculos que se efectuara.

2 maniobras diarias, el riesgo de falla aceptado es:

$$R^1 = 2/365 = 5.48 \times 10^{-3}$$

Como el riesgo de falla real calculado  $R_{tot} = .983$  es mayor que el riesgo de falla aceptado para las dos maniobras diarias  $R^1 = 5.48 \times 10^{-3}$  el diseño se debe modificar de manera que el riesgo real ( $R_{tot}$ ) sea menor o igual al riesgo aceptado.

Para esto se puede proceder de dos formas.

A.- Reduciendo al factor de sobretensión de 2.4 a un valor menor por medio de uso de resistencia de preinserción y/o reactores en interruptores y línea respectivamente.

B.- Aumentado la distancia entre herrajes de la cadena.

Suponiendo que se analiza el caso B) y que se aumenta la distancia entre herrajes de 2.33 a 3.504 mts. (que equivale a -

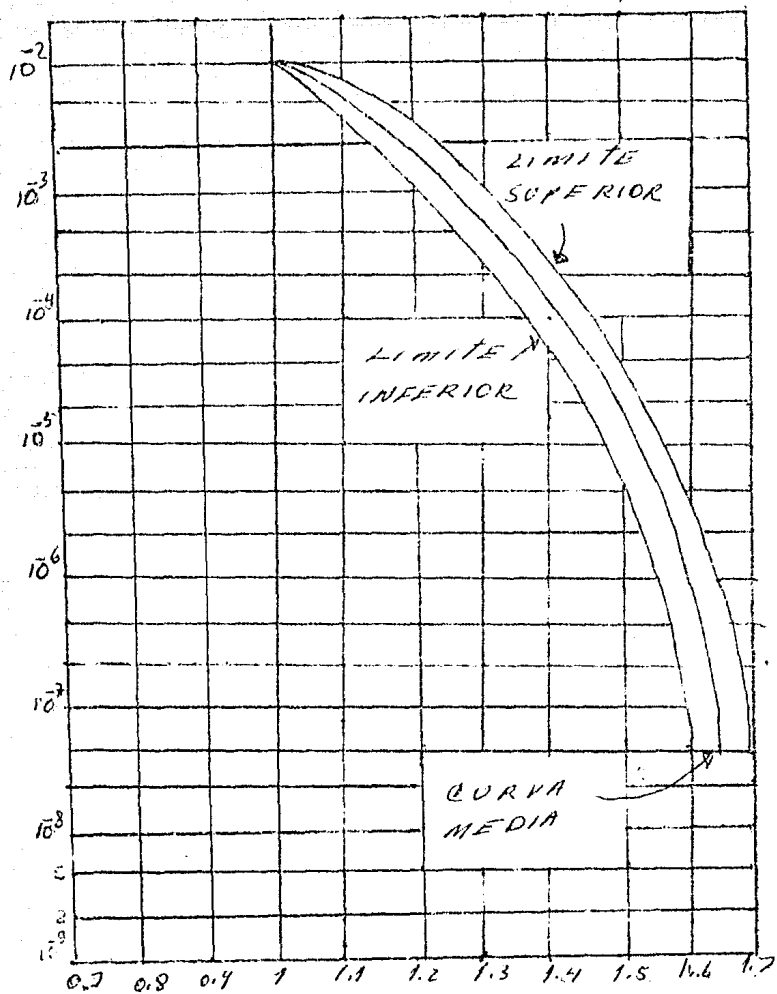


FIGURA 2.3

usar 24 aisladores en la cadena como lo recomienda el IEC) tenemos que:

La tensión crítica de flameo es entonces;

$$VCF = V_{50\%} = 1.25 \times \frac{3400}{1 + 8/3.504} = 1294.506 \text{ KV.}$$

La tensión estadística soportada es entonces:

$$V_{10\%} = 0.896 \times VCF = 0.896 \times 1294.506$$

$$V_{10\%} = 1159.87 \text{ KV.}$$

El nuevo coeficiente de seguridad estadística es entonces.

$$\gamma = 1159.87/823 = 1.4$$

De la figura 1 el riesgo de falla es;

$$R = 5 \times 10^{-6}$$

El número de elementos equivalentes es;

$$N_e = \frac{0.047}{1 - \frac{1.1}{1.8}} \times 1000^{0.94} = 80 \text{ torres.}$$

El riesgo de falla para la línea completa es entonces.

$$R_{\text{tot}} = 1 - (1 - R)^{N_e} = 1 - (1 - 5. \times 10^{-6})^{80}$$

$$R_{\text{tot}} = 3.99 \times 10^{-4}$$

ahora  $R_{\text{tot}} < R^1$  ya que  $R^1 = 5.48 \times 10^{-3}$

Lo que significa que con 24 aisladores en la cadena, se esta dentro del límite permisible de riesgo de falla por sobretensión de maniobra.



### III.- DISEÑO DE LA ESTRUCTURA.

El diseño de la estructura para línea, es de transmisión, se debe hacer basandose en los siguientes aspectos.

a) Distancias mínimas de las partes vivas a tierra.

Estas distancias estan basadas en los cálculos hechos anteriormente en el diseño de aislamiento ( capítulo 2) y pueden ser verificados en la tabla 9 los cuales fueron corregidos - por efectos de la altitud para líneas de 400 KV basandose en cálculos hechos para sobretensiones por maniobra de interruptores.

b) Distancia mínima entre fases.

Esta distancia queda determinada en general por los requisitos de las partes vivas a tierra y las limitaciones del efecto corona el cual se reduce gracias a la separación que tienen los conductores entre sí. (45 cm.)

c) La altura de la torre.

Es función de la distancia mínima al suelo de la flecha máxi

ma de los conductores y los puntos de sujeción.

Esta altura se calcula en el capítulo anterior y dió como resultado 21 mts.

Para el caso de torres de acero, se consideran 3 alturas normalmente una altura base para claro normal, una extensión y una reducción dependiendo del caso de estas, de la topografía del terreno y de las características en la ruta de la línea: los tipos de torres a usar pueden ser de 3 tipos:

a) Torres de suspensión.

b) Torres de Tensión.

c) Torres de Remate.

d) Angulo de desplazamiento de cadenas y puentes.

El ángulo de desplazamiento de las cadenas de suspensión en caso de cadenas en posición vertical queda determinado a - - igual que los puentes en las torres de tensión por la posición de la resultante de la carga del viento y el paso del conductor.

Los ángulos de desplazamiento en las cadenas varían entre  $15^\circ$  y  $35^\circ$  en nuestro caso en las torres de suspensión como usaremos cadenas de aisladores tipo V (geometría fija), no habrá desplazamiento de las cadenas de aislamiento debido al viento y el peso de los conectores.

e) Cargas mecánicas.

Para los distintos tipos de torres indicadas anteriormente, por lo general en el análisis de las cargas mecánicas se hacen dos suposiciones:

- Sin ningún conector roto.
- Con algún conductor o hilo de guarda roto.

En ambos casos se consideran tres tipos de cargas:

- Carga vertical.- Peso de conductores, hilos de guarda, aisladores, herrajes, equipo de montaje y peso propio de la torre.

- Carga transversal.- presión del viento sobre los conductores, hilos de guarda, herrajes y sobre la torre.
- Carga longitudinal.- En el caso de un conductor o hilo de guarda roto, se considera la mitad del claro de viento para el conductor roto, y el 100% de la tensión máxima del conductor roto.

Existen algunas variantes para los distintos tipos de torres por ejemplo, para las torres de tensión se considera que actuar en forma simultanea la carga vertical y la carga transversal, en la de remate la carga longitudinal el 100% de la tensión máxima en todos los conductores actuando en un solo lado de la torre.

#### f) Accesorios

Entre los accesorios más importantes a considerar en las estructuras, se tiene lo siguiente:

- Empalmes para la unión de conductores o hilos de guarda.
- Varillas preformadas: sirven para proteger los conductores

y limitar en lo posible el efecto de las vibraciones en -- los puntos de sujeción.

- Separadores: en la línea de transmisión que usan varios -- conductores por fase, se emplean separadores para mantener la distancia entre conductores. Estos separadores tienen que tener suficiente resistencia mecánica para soportar -- sin que se deformen permanentemente los esfuerzos electrodinámicos debido a las corrientes de corto-circuito.

- Electrodo y conectores puesta a tierra:

Generalmente para la conexión a tierra de las estructuras, -- se emplean electrodos en general en forma de varillas de -- copperweld de 16 mm. de diámetro con longitud variable según la resistividad del terreno y con terpoises (contra antenas) de cable de cobre desnudo 2/0 o 4/0 de 7 hilos unidos por conectores.

El montaje de los conductores en la práctica, se hace suspen -- diendo cada conductor por medio de poleas hasta lograr la -- flecha intensión correcta y entonces se transfieren a los -- aisladores.

## CALCULO MECANICO

En el diseño de líneas de transmisión aéreas, se debe tomar en cuenta para el diseño no sólo los requerimientos para aislar la línea contra sobretensiones sino que también se debe tomar en consideración los factores mecánicos que intervienen.

Para mencionar una forma genérica, estos factores se puede decir que los materiales seleccionados como conductores, deben ser suficientemente fuertes para soportar los esfuerzos mecánicos a que se ven sometidos, lo mismo que se puede decir que los soportes y ambos elementos deben ser suficientemente resistentes para que den un servicio satisfactorio por un período largo de años sin requerir de mucho mantenimiento.

La tensión mecánica en los conductores, se debe de ajustar de tal forma que quede dentro de los límites permisibles de trabajo a la ruptura por tensión del material, esto significa que en la práctica se tendrán flechas considerables entre los soportes y estas deberan estar localizadas con claros convenientes de manera que la altura de los conductores sobre el nivel del suelo sea adecuada en todo el trayecto de la línea.

En general, una línea de transmisión se debe diseñar desde el punto de vista mecánico para las peores condiciones probables pero no para las peores condiciones posibles. Esto es, porque por ejemplo el costo de una línea que pudiera soportar un huracán por severo que fuera pudiera resultar excesivamente alto y entonces desde el punto de vista de financiamiento es justificable correr un riesgo de falla bajo condiciones de severidad extrema. En condiciones de buena temperatura, la línea se ve sometida a esfuerzos por su propio peso y se tienen condiciones favorables para la flecha porque dará bajas tensiones mecánicas y se tienen las condiciones más favorables desde el punto de vista mecánico para la línea.

Las peores condiciones se tienen con combinaciones de baja temperatura, que reducen la flecha, deposito de hielo o nieve sobre el conductor ya que aumentan su peso por unidad de longitud y también incrementan el área proyectada por unidades-longitud, también tiene una influencia importante la velocidad del viento.

Por otra parte en el diseño de los soportes ( torres, postes), es necesario tomar en consideración las sobretensio

nes eléctricas por rayo o por maniobra de interruptores, ya que influyen en diseño económico del soporte considerando el efecto de proximidad a las estructuras metálicas que se encuentran a tierra.

### Cálculo de la tensión mecánica en las líneas de transmisión aéreas por el método de la parábola

Como se mencionó anteriormente, en la determinación de las tensiones mecánicas y flechas en las líneas de transmisión depende de varios factores, además de los relacionados directamente con las características del material, estos se pueden agrupar como sigue: El tipo de torre usado ( o poste en su caso ), material de los conductores, de flexión máxima en que se usará y desniveles en el terreno claro vertical y horizontal, uso de las torres (suspensión, remate, deflexión, transposición), tensión de transmisión y número de circuitos.

Estos factores tienen un gran grado de diversidad que se puede ver desde distintos puntos de vista como son los niveles de tensión (eléctrica), número de circuitos y características del terreno donde se instalará la línea, lo que finalmente determinará que método es el mas adecuado para la determinación



de tensiones y flechas en las líneas; sin embargo se puede afirmar genericamente que en la mayoría de las líneas, la flecha es pequeña como arada con el claro, de manera que en forma aproximada se puede decir sin mucho error que la longitud del conductor curvada ( por su flecha) es aproximadamente igual.

La flecha máxima se obtiene como:

$$F_{\text{máx}} = \frac{L^2 W}{8T} \quad (1)$$

Donde L = longitud del claro  
W = Peso del conductor  
T = Tensión Máxima.

La tensión se calcula como:

La tensión máxima de trabajo X carga de ruptura (2)  
donde la carga de ruptura se encuentra de la tabla (12) para el conductor Bluejay = 14016 Kg.

sustituyendo valores en la ecuación (2) y suponiendo que la tensión máxima de trabajo es un 27% tenemos que:

$$T_{\text{máx}} = .27 \times 14016 = 3784.32 \text{ Kg.}$$

el peso del conductor se encuentra de la tabla (12) y es -  
 $W = 1.868 \text{ Kg/m}$

$L = 300 \text{ Mts. de condiciones iniciales.}$

sustituyendo en la ecuación (1) los valores obtenidos y supuestos tenemos;

$$F_{\text{máx}} = \frac{L^2 W}{8 T} = \frac{300^2 \times 1.868}{8 \times 3784.32} = 5.55 \text{ mts.}$$

Longitud total del conductor por fases.

Se puede obtener con suficiente aproximación la longitud total de un conductor para toda fase de una línea entre dos soportes ( torres o postes ) a partir de la ecuación para la longitud total del conductor dada como:

$$S = L + \frac{4}{3} \frac{F^2_{\text{máx}}}{L} \quad (3)$$

Sustituyendo valores en la ec. (3) tenemos:

$$S = 300 + \frac{4}{3} \times \frac{(5.55)^2}{300} = 300.137 \text{ mts. Longitud total de conductor por fase.}$$

### Tensión en los soportes.

En las expresiones anteriores calculadas por el método de la parábola, se emplea la tensión  $T$  que se tiene en el punto medio del claro, en tanto que la cantidad que se puede medir es la tensión en los soportes, la relación entre estas dos cantidades se puede obtener a partir de la ecuación.

$$T_s = T + Wf \quad (4)$$

La fuerza resultante  $F_R$  se obtiene como:

$$F_R = \sqrt{(F_w + F_h)^2 + F_v^2} \quad (5)$$

Sustituyendo  $W$  por  $F_R$  en las expresiones obtenidas para flechas y tensiones en una línea, se determina efecto de aire y hielo.

$$\theta_R = \text{ang tan } \frac{F_v}{F_w - F_h} \quad (6)$$

$$\text{donde } F_w = 0.2868k (d + i) \quad (7)$$

$d$  = Diametro del conductor de la tabla (12) = 3.198 -  
cm.

$i$  = espesor de la capa de hielo = 1 cm.

Sustituyendo la ec. (7) tenemos:

$$F_w = 0.2868 (3.198 + 1) = 1.20 \text{ Kg/mt. peso del hielo}$$

Peso del conductor más hielo por metro

$$1.20 \text{ Kg/m.} + 1.868 \text{ Kg/m} = 3.068 \text{ Kg/m.}$$

La fuerza ejercida por el viento sobre el conductor cubierto de hielo esta dada por la expresión:

$$F_v = \frac{P (d + 2i)}{300} \quad (8)$$

Donde P es igual a la presión en kilogramos/m<sup>2</sup> y viene dado por:

$$P = 0.0498 v^2 \text{ Kg/m}^2 \quad (9)$$

Siendo v = a la velocidad del viento la cual suponemos = 28 m/seg.

Sustituyendo estos valores en la ec. (9) tenemos:

$$P = 0.0498 (28\text{m/seg})^2 = 39.04 \text{ Kg/m}^2$$

Sustituyendo los valores obtenidos anteriormente en la ec. (8)

tenemos.

la fuerza ejercida por el viento sobre conductor:

$$F_v = \frac{39.04 (3.198 - 2 (1))}{300} = .6764$$

La fuerza resultante por metro del conductor, será sustituyendo la ec. (5) igual a:

$$FR = \sqrt{(3.068)^2 - (.6764)^2} = 3.1416 \text{ Kg.s}$$

La dirección de la fuerza resultante tiene un ángulo con respecto a la vertical de acuerdo con la fórmula 6.

Sustituyendo valores en la ecuación 4 tenemos:

$$T_s = 3784.32 + 1.868 (5.55) = 3794.69 \text{ Kg.}$$

#### Efecto de las cargas de hielo y viento en el cálculo mecánico.

Durante el servicio los conductores no solo estarán sujetos a esfuerzos debidos a su propio peso, también a la presión del viento y en condiciones de climas fríos a la formación de capas de hielo cilíndricas alrededor del conductor, en tales condiciones las fuerzas que actúan en cada longitud unitaria del conductor son:

- 1) El peso  $W$  que actúa verticalmente hacia abajo.
- 2) El peso por mitad de longitud del hielo que se forma en capas cilíndricas alrededor del conductor y que actúa hacia abajo.
- 3) La presión del viento por unidad de longitud, esta presión se supone que actúa horizontalmente.

Para analizar las fuerzas ejercidas por el viento sobre los conductores en las líneas de transmisión es conveniente considerar que el viento tiene un frente reducido y no se afecta la totalidad de un tramo entre apoyos, esto se afecta matemáticamente mediante un factor de corrección que depende de la longitud del claro.

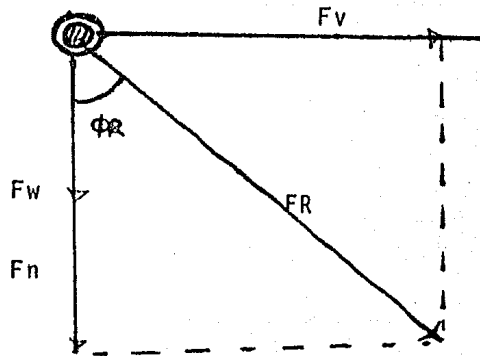
Si se denota por;

$F_w$  = fuerza debida al peso del conductor (hacia abajo)

$F_h$  = fuerza debida al peso del hielo (hacia abajo).

$F_v$  = fuerza debida a la presión del viento sobre el conductor (horizontal)

El diagrama de cuerpo libre, es el indicado a continuación:



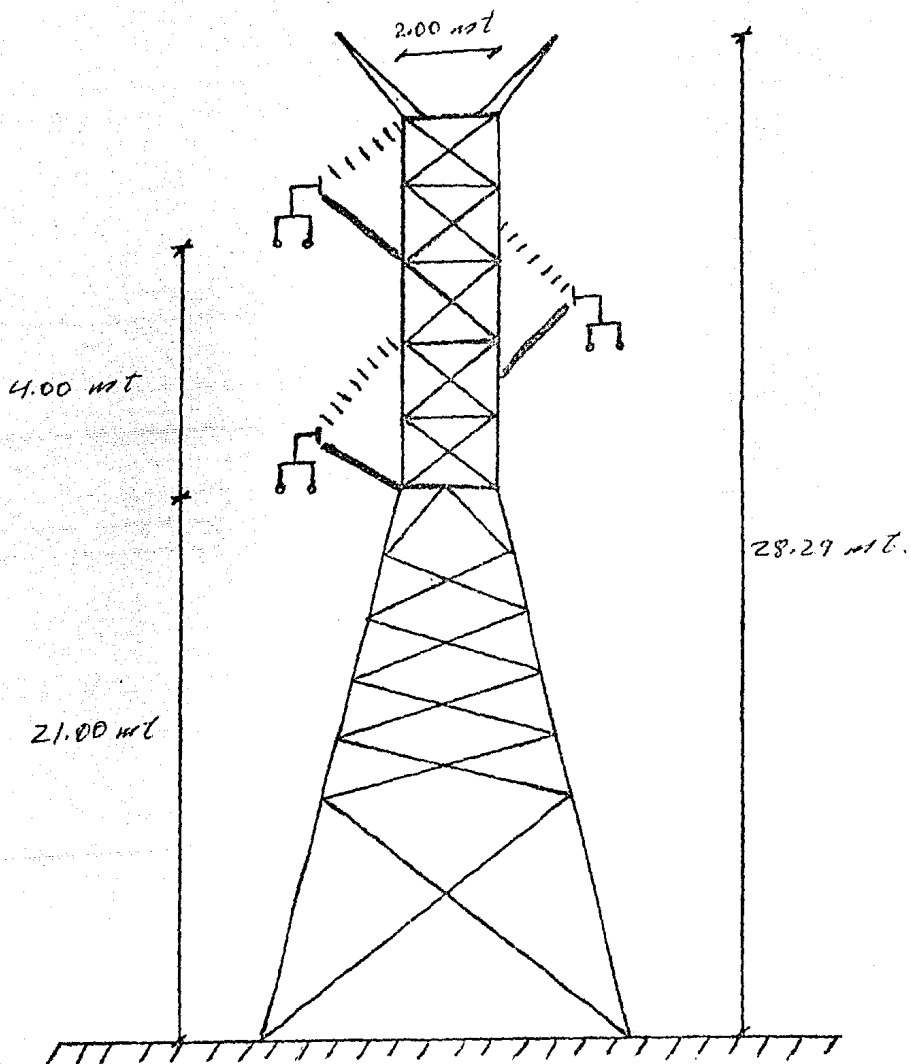
3.1

Sustituyendo en la fórmula anteriormente mencionada tenemos:

$$\theta_R = \text{ang. teng. } \frac{F_v}{F_w - F_h} = \frac{6764}{3.068} = 12.43^\circ$$

### 3.1 ALTERNATIVAS.

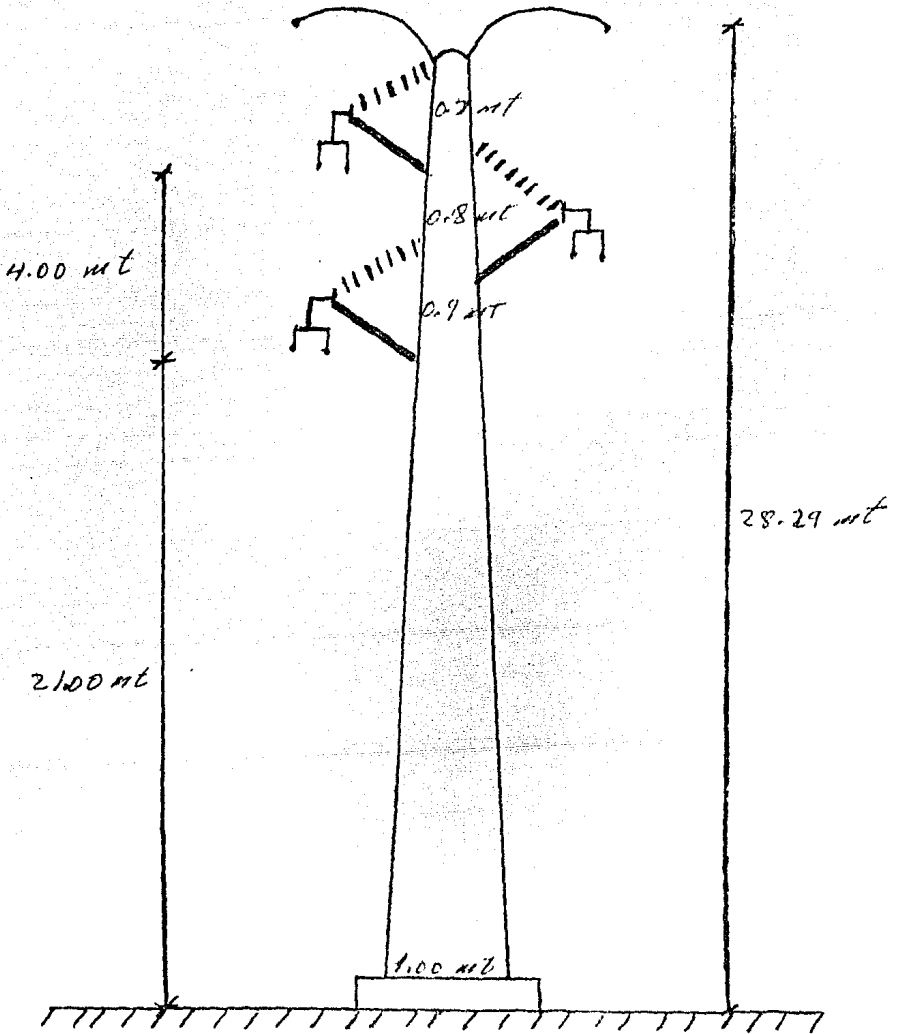
Para el diseño de la línea se tienen cuatro diferentes tipos de estructura a analizar, dos para transportar 400 KV. en un circuito trifásico, con dos conductores por fase. Los otros dos tipos de estructuras se usan para alojar dos circuitos cada uno de 400 KV. con dos conductores por fase.



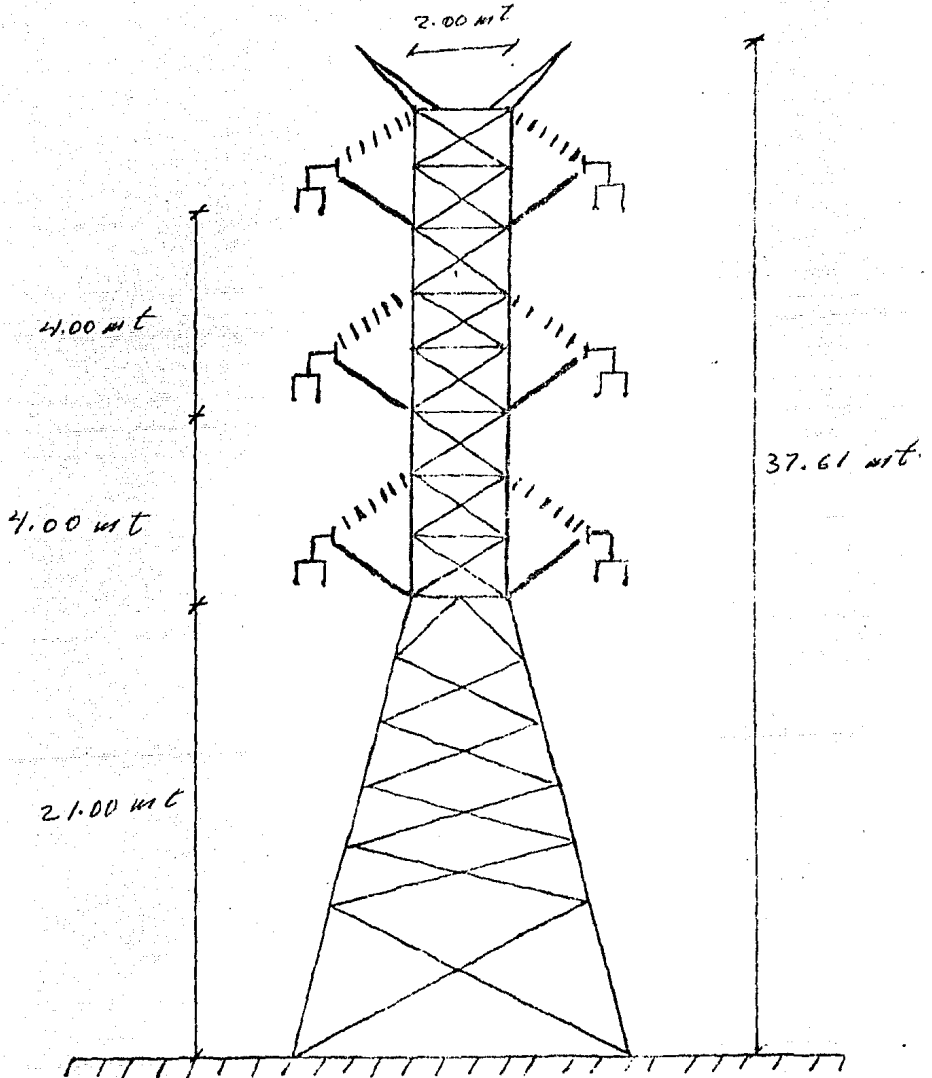
ALTERNATIVA 1

PARA UN CIRCUITO DE 400 KV.

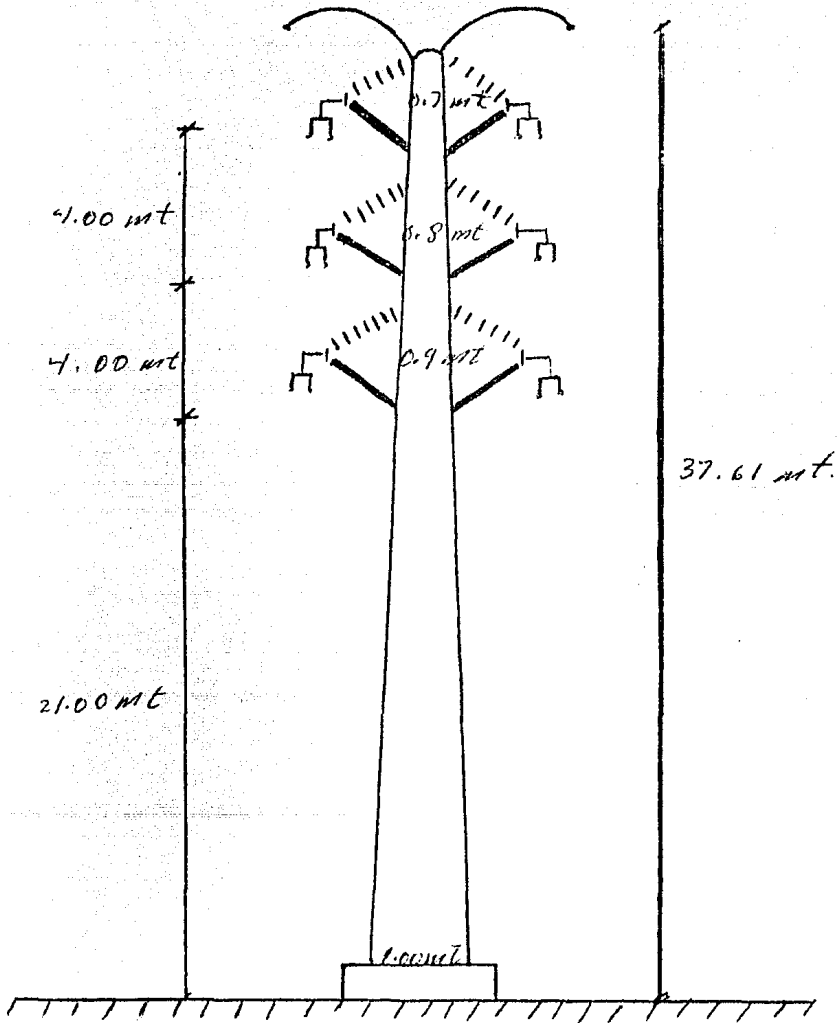




ALTERNATIVA 2  
PARA UN CIRCUITO DE 400 KV.



ALTERNATIVA 3  
PARA DOS CIRCUITOS 400 KV.



ALTERNATIVA 4

PARA TORRE DE DOS CIRCUITOS DE 400 KV.

### 3.2 ANALISIS DE LOS PARAMETROS DE LAS ALTERNATIVAS

Para hacer el análisis se tomaran en cuenta las distancias totales de la estructura, y las separaciones que se tienen en los conductores de fase entre sí y entre fase y tierra -- los cuales fueron calculadas en el capítulo anterior y son las siguientes:

Para la alternativa 1.

Tenemos una longitud de la cadena de aisladores de 3.504 m.

La distancia entre los conductores ( de fase a fase ) se supone de 4 mts.

La alternativa de los conductores al terreno.

$h_{min} = 5.3 + 400/150 = 7.96$  pero por razones de segundo se tomará 8 mts.

La distancia de conductor a la estructura ( torre )

$d = 0.1 + V_N/133 = 0.1 + 400/133 = 3.1075$  mts.

La altura mínima de la torre.

$H = \text{Flecha} + h_{min} = 13 + 8 = 21$  mt.

Por el análisis de los parámetros de la línea se tomaran los valores anteriormente calculados y supuesto, quedando la disposición de los conductores como se muestra a continuación.

Para la alternativa 1 figura 3.1

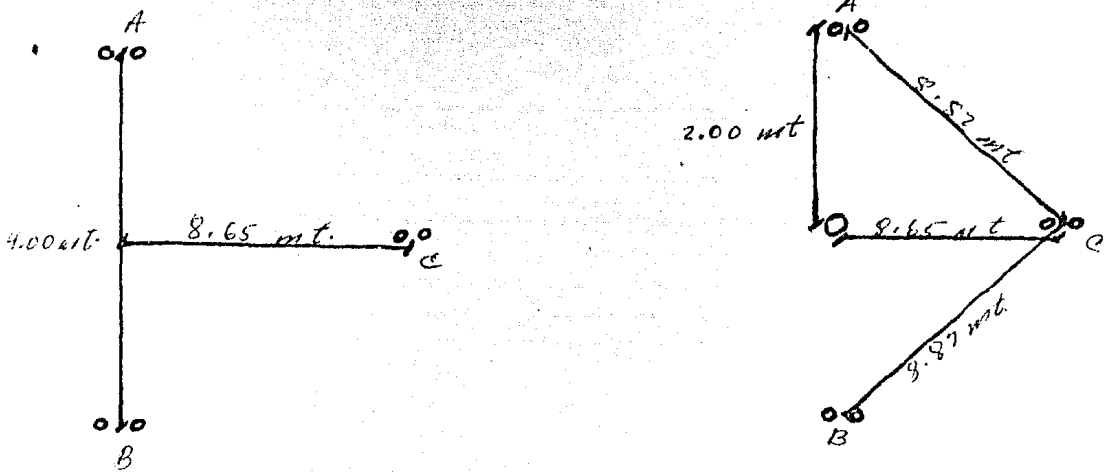


Figura 3.1

Por teorema de pitagoras, podemos conocer la distancia de AC y BC

$$AC = \sqrt{(AO)^2 + (OC)^2}$$

$$AC = \sqrt{(4.00/2)^2 + (8.65)^2}$$

$$AC=BC = 8.87 \text{ Mts.}$$

El radio medio geométrico (RMG) para el conductor Blueja y se puede obtener en la tabla 13 dandonos 0.0415 ft esto es - - igual a 1.264 cm.

Utilizamos la siguiente fórmula para obtener el RMG total.

$$\text{RMG} = \sqrt{D_s d}$$

Donde:

$D_s$  = RMG obtenido en tablas.

$d$  = distancia de separación de los conductores por fase

$$\text{RMG} = \sqrt{1.26 \times 45}$$

$$\text{RMG} = 7.5 \text{ cm.}$$

La distancia media geométrica (DMG) total para esta disposición está dada por:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{d_{ab} d_{ac} d_{bc}}$$

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{4.0 \times 8.87 \times 8.87}$$

$$\text{DMG} = 6.872 \text{ Mts.}$$

Por medio de los valores obtenidos se hará el cálculo de la-

reactancia inductiva (XL) y la reactancia capacitativa (XC) de la línea empleando las fórmulas siguientes:

$$Xl = 0.00289 f \log_{10} \frac{DMG}{RMG}$$

$$Xc = \frac{6.596}{f} \log_{10} \frac{DMG}{RMG}$$

Donde:

f = frecuencia ( 60 HZ )

$$Xl = 0.00289 \times 60 \times \log_{10} \frac{680 \text{ cm.}}{7.5 \text{ cm.}}$$

$$Xl = 0.339 \text{ ohms/Km/fase}$$

$$Xl \text{ total} = Xl \text{ fase} \times \text{long. de la línea}$$

$$= 0.339 \times 300$$

$$Xl \text{ total} = 101.7 \text{ ohms/fase}$$

Para obtener la reactancia capacitativa, obtendremos de la - tabla 13 el valor del radio exterior (r) del conductor.  
diámetro ext. del conductor = 1.259 in

$$1.259 \text{ in} = 3.2993 \text{ cm.}$$

$$r = \frac{d \text{ ext}}{2}$$

$$r = \frac{3.2893}{2}$$

$$r = 1.6 \text{ cm.}$$

RMG total

$$\text{RMG} = \sqrt{r \cdot d}$$

donde:

d = distancia entre conductores en una fase

$$\text{RMG} = \sqrt{1.6 \times 45}$$

$$\text{RMG} = 8.485 \text{ cm.}$$

Sustituyendo los valores

$$X_c = \frac{6.596}{60} \log_{10} \frac{680 \text{ cm.}}{8.485 \text{ cm.}}$$

$$X_c = 0.209 \text{ M ohms} - \text{Km/fase}$$

$$\begin{aligned} X_c \text{ total} &= \frac{X_c \text{ M ohms} - \text{Km}}{\text{longitud total}} \\ &= \frac{0.209}{300} \end{aligned}$$



$$X_c \text{ total} = 696.66 \text{ ohms/fase}$$

La resistencia de la línea por Km a una frecuencia de 60 Hz. a una temperatura de 20 °C la obtenemos de la tabla 13 (ver apéndice)

$$R = 0.0861 \text{ ohms/milla} = 0.0535 \text{ ohms/Km}$$

$$R \text{ total} = R \times \text{Longitud de la línea}$$

$$R \text{ total} = 0.0535 \times 300$$

$$R \text{ total} = 16.05 \text{ ohms.}$$

Tomando los valores anteriores podemos obtener la impedancia de la línea.

$$Z = R + X_l$$

$$Z = 16.05 + j 101.7$$

$$Z_l = X_c$$

$$Z_l = - j 696.66$$

## ALTERNATIVA 2

Tomando los 24 aisladores recomendados para L.T. de 400KV. - tenemos una longitud de la cadena de 3.504 m.

La distancia entre los conductores ( de fase a fase ) se pondrá una separación de 4 Mts., ya que la norma indica que -- cuando menos debe ser de 1.25 cm. por Kv dandonos:

$$\frac{400 \text{ KV}}{3} \times 1.25 = 2.86 \text{ mts.}$$

La altura de los conductores al terreno:

$$h_{\min} = 5.3 + V/150 \text{ (mts.)}$$

$$h_{\min} = 5.3 + 400/150 = 7.96 \text{ mts.}$$

Pero por razones de seguridad se tomará 8 mts.

La distancia de conductor a la estructura ( torre )

$$d = 0.1 + V_n / 133 \text{ mts.}$$

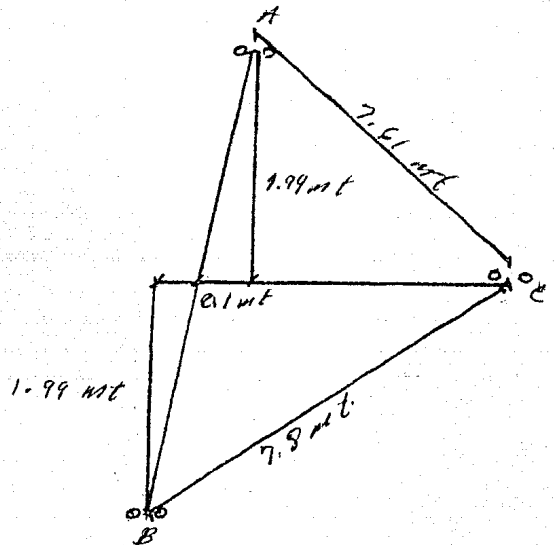
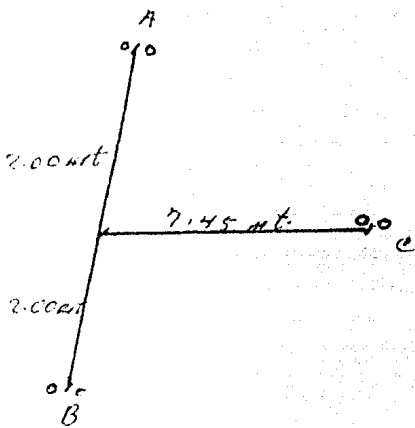
$$d = 0.1 + 400/133 = 3.1075 \text{ mts.}$$

La altura mínima de la torre

$$H = \text{flecha} + h_{\min}$$

$$H = 13 + 8 = 21 \text{ mts.}$$

Para el análisis de los parámetros de la línea se tomaron los valores anteriormente calculados y supuestos, quedandonos la disposición de los conductores como se muestra a continuación.



Por teorema de pitagoras.

$$x = \sqrt{\frac{4.0^2}{2} - 0.1^2} = 1.99 \text{ mts.}$$

Para calcular la distancia AC y CB se vuelve a aplicar el teorema de Pitagoras dandonos:

$$AC = \sqrt{7.55^2 + 1.99^2} = 7.8 \text{ Mts.}$$

$$CB = \sqrt{7.35^2 + 1.99^2}$$

$$CB = 7.61 \text{ mts.}$$

Obteniendo el RMG para el conductor bluejay de la tabla 13, tenemos : ( ver apéndice )

$$Ds = 0.0415 \text{ ft} = 1.2649 \text{ cm.}$$

$$\text{RMG} = \sqrt{ds \cdot d}$$

$$\text{RMG} = \sqrt{1.264 \times 45} = 7.5 \text{ cm.}$$

La distancia media geométrica total para esta disposición es:

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot d_{cb}}$$

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{4.00 \times 7.80 \times 7.61} = 6.19 \text{ mts.}$$

Obteniendo la reactancia inductiva ( $X_L$ ) con la fórmula:

$$X_L = 0.00289 \times 60 \times \log_{10} 619 + 7.5 = 0.3394 \text{ } \Omega / \text{KM/ fase}$$

$$X_L \text{ total} = 0.3869 \times 300 = 99.70 \text{ } \Omega / \text{fase}$$

Para obtener la reactancia capacitativa ( $X_C$ ) se obtiene de la tabla 13 el radio exterior (r) del conductor:

$$d \text{ ext.} = 1.259 \text{ in} = 3.2993 \text{ cm.}$$

$$r = d \text{ ext.} / 2$$

$$r = 3.2993 / 2 = 1.6 \text{ cm.}$$

Usando la expresión siguiente obtendremos el RMG;

$$\text{RMG} = \sqrt{r \cdot d}$$

$$\text{RMG} = \sqrt{1.6 \times 45} = 8.485 \text{ cm.}$$

Sustituyendo.

$$X_C = 6.596 / f \log_{10} \text{ DMG/RMG}$$

$$X_C = 6.596/60 \times 10^9 10^{-6} 619/8.485 = 0.20 \text{ mega } \Omega \times \text{Km/ fase}$$

La reactancia capacitiva total de la línea es:

$$X_C = \frac{0.20 \text{ m } \Omega \text{ Km/fase}}{300 \text{ KM.}} = 6182.7 \Omega/\text{fase.}$$

La resistencia de la línea por Km a 60 Hz, con una temperatura de 20° C, la obtenemos de la tabla 13 para el conductor - bluejay

$$R = 0.0861 \Omega / \text{milla} = 0.0535 \Omega / \text{Km}$$

$$R_{\text{total}} = 0.0535 \Omega / \text{Km} \times 300 = 16.05 \Omega$$

Tomando los valores anteriores tenemos que la impedancia de la línea es:

$$Z = R + XL = 16.05 + j99.70 \Omega / \text{fase.}$$

$$Z1 = -j682.7 \Omega / \text{fase.}$$

## ALTERNATIVA 3

Tomando los 24 aisladores que se recomiendan para una L.T. de 400 KV. y la longitud de la cadena de 3.504 mts.

La distancia entre conductores ( de fase a fase ) será de 4 Mts.

La altura de los conductores a tierra

$$h_{\min} = 5.3 + V/150 \text{ Mts.}$$

$$h_{\min} = 5.3 + 400/150 = 7.96 \text{ mts.}$$

La distancia de conductor a estructura ( torre )

$$d = 0.1 + V_n/133 \text{ mts.}$$

$$d = 0.1 + 400/133 =$$

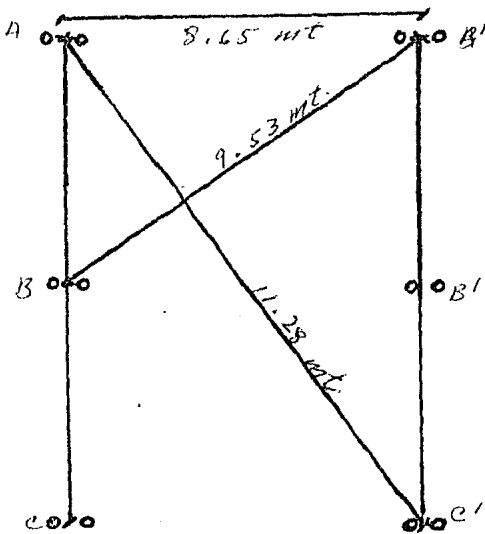
$$d = 3.1 \text{ mts.}$$

La altura mínima de la torre.

$$H = \text{flecha} + h_{\min}$$

$$H = 13 + 8 = 21 \text{ mts.}$$

Para el análisis de los parametros de la línea se tomaran los valores anteriormente calculados y supuestos, quedandonos la disposición de los conductores como se muestra a continuación.



Suponiendo 2 mts. en la parte superior de la torre, donde se encuentran los conductores.

Para obtener la  $d_{AB'} = d_{BC'} = d_{CB'}$

$$d_{AB'} = \sqrt{(4.0)^2 + (8.65)^2} = 9.53 \text{ mts.}$$

$$d_{AA'} = \sqrt{(4.00 \times 2)^2 + 8.65^2} = 11.28 = d_{CC'}$$

Para obtener el RMG para la disposición de los conductores de la figura anterior se hace de la manera siguiente.



Primeramente de la tabla 13 encontramos el  $RMG = D_s = r$  para el conductor bluejay que es  $D_s = 0.0415 \text{ ft} = 1.2649 \text{ cm}$ .  
a continuación encontramos el  $RMG$  tomando en cuenta la inducción mutua de los dos circuitos:

$$RMG_A = \sqrt{r_1 \cdot d_{aa'}} = \sqrt{1.2649 \times 8.65} = 33.07 \text{ cm.}$$

$$RMG_b = \sqrt{r_1 \cdot d_{bb'}} = \sqrt{1.2649 \times 8.65} = 33.07 \text{ cm.}$$

$$RMG_C = \sqrt{r_1 \cdot f_{vv'}} = \sqrt{1.3649 \times 8.65} = 33.04 \text{ cm.}$$

$$RMG_T = \sqrt{RMG_A \cdot RMG_B \cdot RMG_C}$$

$$RMG_T = \sqrt[3]{(33.07)^3} = 33.07 \text{ cm.} =$$

La distancia media geométrica para la disposición de los conductores es:

$$DMG_{AB} = \sqrt[4]{d_{ab} \cdot d_{ab'} \cdot d_{a'b} \cdot d_{a'b'}} = \sqrt[4]{4.00 \times 9.53 \times 9.53 \times 4}$$

$$DMG_{AB} = 6.17 \text{ mts.}$$

$$DMG_{AC} = \sqrt[4]{d_{ac} \cdot d_{ac'} \cdot d_{a'c} \cdot d_{a'c'}} = \sqrt[4]{18.66 \times 11.28 \times 11.28 \times 8.0}$$

$$DMG_{AC} = 9.49 \text{ mts.}$$

$$DMG_{BC} = \sqrt[4]{d_{bc} \cdot d_{bc'} \cdot d_{b'c} \cdot d_{b'c'}} = \sqrt[4]{4.00 \times 9.53 \times 9.53 \times 4.00}$$

$$DMG_{BC} = 6.17 \text{ mts.} \quad DMG_T = 7.12 \text{ mts.}$$

Encontrando la reactancia ( $X_L$ )

$$\frac{X_L}{2} = 0.00289 F \log_{10} \frac{DMG}{RMG} = 0.00289 \times 60 \log_{10} \frac{7.12}{33.04}$$

$$\frac{X_L}{2} = 0.236 \Omega/\text{KM}/\text{fase los conductores en paralelo de los circuitos.}$$

$$\frac{X_L}{2} \text{ total} = 0.236 \times 300 \text{ KM} = 70.8 \Omega / \text{fase los conductores en paralelo de los circuitos.}$$

$$\underline{X_L} = 70.8 \times 2 = 141.6 \text{ para cada circuito}$$

Para obtener la reactancia capacitiva ( $X_C$ ) de la línea de dos circuitos para la disposición que tenemos que:

El radio exterior ( $r$ ) para el conductor bluejay es de la tabla 13.

$$r = 1.6 \text{ cm.}$$

Para encontrar el RMG total de la disposición encontramos - primero los radios medios geométricos de los conjuntos formados por los conductores de los dos circuitos pertenecientes a la misma fase.

$$\text{RMG}_A = \sqrt{r \cdot d_{aa'}} = \sqrt{1.6 \times 8.65} = 37.20287 \text{ cm.}$$

$$\text{RMG}_B = \sqrt{r \cdot d_{bb'}} = \sqrt{1.6 \times 8.65} = 37.202 \text{ cm.}$$

$$\text{RMG}_C = \sqrt{r \cdot d_{cc'}} = \sqrt{1.6 \times 8.65} = 37.202 \text{ cm.}$$

$$\text{RMG total} = \sqrt[3]{\text{RMG}_A \cdot \text{RMG}_B \cdot \text{RMG}_C} = \sqrt[3]{(37.202)^3}$$

$$\text{RMG total} = 37.202 \text{ cm.}$$

Como ya tenemos la DMG de la disposición, podemos sustituir en la ecuación que nos da la reactancia capacitiva  $X_C$  para los dos circuitos.

$$X_C/2 = 6.596/F \log_{10} \text{DMG/RMG} = 6.596/60 \log_{10} 712/37.202$$

$X_C/2 = 0.140 \text{ Mn} \cdot \text{KM}$  de los conductores en paralelo de los dos circuitos.

$$X_C \text{ para cada circuito} = 0.140 \times 2 = 0.2800 \text{ Mn-Km}$$

$$X_C \text{ total para cada circuito} = X_C / 300 = 0.2800 / 300$$

$$X_C \text{ total} = 933.33 \Omega$$

Tomando los valores obtenemos la impedancia total para cada-circuito no sin antes calcular la resistencia total de la línea, la cual la tomamos de la tabla 13 para le bluejay - ( ver apéndice)

$$R = 0.0861 \Omega/\text{milla} = 0.0535 \Omega/\text{Km}$$

$$R \text{ total} = 0.0535 \times 300 = 16.05 \Omega$$

Tomando los valores anteriores, tenemos que Z total de la línea pro circuito es:

$$Z = R - X_L = 16.05 - 141.6 \Omega$$

$$Z1 = -j 933.33 \Omega$$

## ALTERNATIVA 4

Teniendo como referencia los 24 aisladores que se recomiendan para la L. T. de 400 KV. y con una longitud de la cadena de aisladores de 3.504 mts. tenemos:

La distancia entre conductores ( de fase a fase ) es de 4 - Mts.

La altura mínima de los conductores a tierra.

$$h_{\min} = 5.3 + V/150 \text{ mts.}$$

$$h_{\min} = 5.3 + 400/150 = 7.96 \text{ mts.}$$

Pero por seguridad tomaremos la recomendada de 8 mts.

La distancia del conductor a la estructura ( torre )

$$d = 0.1 + Vn/133 = 0.1 + 400/133$$

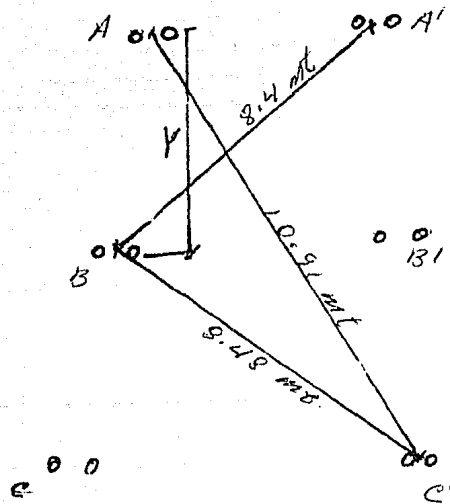
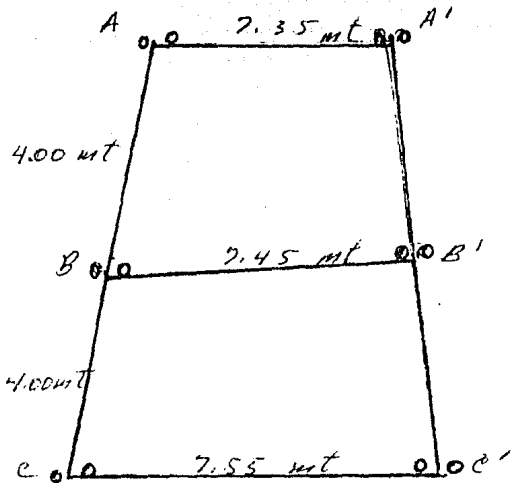
$$d = 3.1075 \text{ mts.}$$

La altura mínima de la torre.

$$H = \text{flecha} + h_{\min} = 13 + 8$$

$$H = 21 \text{ mts.}$$

Para el análisis de los parámetros de la línea se tomaron -- los valores anteriormente calculados y supuestos, quedando la disposición de los conductores como se muestra en la figura siguiente.



Donde  $X = 7.5 - 7.45 = 0.1 \text{ mt.}$

$$Y = \sqrt{(4.00)^2 - (0.1)^2} = 3.99 \text{ mts.}$$

$$d_{ac'} = \sqrt{(7.98)^2 + (7.45)^2} = 10.91 \text{ mts.}$$

$$d_{ba'} = \sqrt{(7.45)^2 + (3.99)^2} = 8.400 \text{ Mts.}$$

$$d_{bc'} = \sqrt{(7.50)^2 + (3.99)^2} = 8.49 \text{ mts.}$$

Para obtener el radio medio geométrico RMG de la disposición de los conductores de la figura anterior primeramente encontramos el  $RMG = D_s = r$  del conductor bluejay de la tabla -- 13 que es  $D_s = 0.0415 \text{ ft} = 1.264 \text{ cm.} = r$  a continuación calculamos el RMG tomando en cuenta la inducción mutua de los dos circuitos:

$$RMG_A = \sqrt{1.2649 \times 7.35} = 30.48 \text{ cm.} = RMG_A = \sqrt{r \cdot d_{aa'}} =$$

$$RMG_B = \sqrt{\frac{30.48 \text{ cm.}}{r} \cdot d_{bb'}} = \sqrt{1.2649 \times 745} = 30.68 \text{ cm.}$$

$$RMG_C = \sqrt{r \cdot d_{cc'}} = \sqrt{1.2649 \times 7550} = 30.89 \text{ cm.}$$

$$RMG_{total} = \sqrt[3]{RMG_A \cdot RMG_B \cdot RMG_C} = \sqrt[3]{30.48 \times 30.68 \times 30.89} = 30.69 \text{ cm.}$$

La distancia media geométrica de la disposición de los conductores es:

$$DMG_{AB} = \sqrt[4]{d_{ab} \cdot d_{ab'} \cdot d_{a'b} \cdot d_{a'b'}} = \sqrt[4]{4.0 \times 8.4 \times 8.4 \times 4.0} = 5.79 \text{ m.}$$

$$DMG_{AB} = 5.79 \text{ mts.}$$

$$DMG_{AC} = \sqrt[4]{dac \cdot dac' \cdot da'c \cdot da'c'} = \sqrt[4]{8.00 \times 10.91 \times 10.91 \times 8.00} = 9.34 \text{ m}$$

$$DMG_{AC} = 9.34 \text{ mts.}$$

$$DMG_{BC} = \sqrt[4]{dbc \cdot dbc' \cdot db'c \cdot db'c'} = \sqrt[4]{4.0 \times 8.49 \times 8.49 \times 4.00} = 5.82 \text{ m.}$$

$$DMG_{BC} = 5.82 \text{ mts.}$$

$$DMG_T = \sqrt[3]{DMG_{AB} \cdot DMG_{AC} \cdot DMG_{BC}} = \sqrt[3]{5.79 \times 9.34 \times 5.82}$$

$$DMG_T = 6.80 \text{ mts.}$$

Encontrando la reactancia inductiva ( $X_L$ ) tenemos

$$\frac{X_L}{2} = 0.00289 \text{ F} \log_{10} \frac{DMG}{RMG} = 0.00289 \times 60 \times \log_{10} \frac{680}{30.68}$$

$$\frac{X_L}{2} = 0.23 \text{ } \Omega / \text{Km} / \text{conductores paralelos de los dos circuitos}$$

$$K_L = 0.234 \times 2 = 0.468 \text{ } \Omega / \text{Km} / \text{por cada circuito.}$$

La  $X_L$  total para cada circuito para el total de la línea es

$$X_{LT} = 0.468 \times 300 = 140.4 \text{ } \Omega / \text{fase para cada circuito.}$$



Para obtener la reactancia capacitiva ( $X_C$ ) de la línea de dos circuitos tenemos que:

El radio exterior ( $r$ ) para el conductor bluejay es de la tabla 13

$$r = 1.6 \text{ cm.}$$

Para encontrar el RMG total de la disposición encontramos primero los radios medios geométricos de los conjuntos formados por los conductores de los dos circuitos pertenecientes a la misma fase.

$$\text{RMG}_A = \sqrt{r \cdot daa'} = \sqrt{1.6 \times 1735} = 34.29 \text{ cm.}$$

$$\text{RMG}_B = \sqrt{r \cdot dbb'} = \sqrt{1.6 \times 745} = 34.50 \text{ cm.}$$

$$\text{RMG}_C = \sqrt{r \cdot dcc'} = \sqrt{1.6 \times 1755} = 34.65 \text{ cm.}$$

$$\text{RMG}_T = \sqrt[3]{\text{RMG}_A \cdot \text{RMG}_B \cdot \text{RMG}_C} = \sqrt[3]{34.29 \times 34.50 \times 34.65}$$

$$\text{RMG}_T = 34.52 \text{ cm.}$$

Como ya tenemos la DMG sustituimos en la ecuación que nos da la reactancia capacitiva ( $X_C$ ) para los dos circuitos.

$$\frac{X_C}{2} = 6.596/F \log_{10} \text{ DMG/RMG} = 6.596/60 \log_{10} 680/34.52$$

$$\frac{X_C}{2} = 0.14 \text{ M}\Omega\text{-Km/de los conductores en paralelo de los dos -- circuitos.}$$

$$X_C \text{ para cada circuito} = 0.143 \times 2 = .286 \text{ M}\Omega\text{-Km}$$

$$X_C \text{ total para cada circuito} = X_C/300 = 0.286/300$$

$$X_C = 953.33 \Omega$$

La resistencia total de la línea para este caso la tomamos de la tabla /3 para el conductor bluejay. ( ver apéndice)

$$R = 0.0861 \Omega / \text{milla} = 0.0535 \Omega/\text{Km}$$

$$R \text{ total} = 0.0535 \times 300 \text{ m.} = 16.05 \Omega$$

Tomando los valores anteriores tenemos que

Z total de la línea por circuito es

$$Z = R - X_L = 16.05 - 140.4 \Omega$$

### 3. III SELECCION

Tomando en cuenta los resultados obtenidos durante el cálculo de los parámetros y la coordinación de aislamiento, de cada una de las alternativas, nos inclinamos por la selección de la alternativa, 2 y 4, ya que por tener un menor reactancia inductiva, esto hace posible que la línea tenga una mayor estabilidad, la cual esta dada por la Ec.  $P_m = \frac{E_g}{\cos \beta}$ , con la cual se va a asegurar una mejor continuidad de servicio y una mayor capacidad de transmisión de potencia; con lo que se va a poder asegurar el funcionamiento óptimo de la línea ya que no va a perder fácilmente su estabilidad.

Otra condición que se tomó en cuenta, es el ancho de derecho de vía que ocupa, ya que como se puede apreciar que la alternativa 1 y 3 ocupan mayor ancho de derecho de vía, lo que si se ve desde el punto de vista del gran crecimiento de las ciudades y el problema para obtener el derecho de vía, estas alternativas no son las más óptimas, mientras que las alternativas 2 y 4 para uno y dos circuitos respectivamente, tenemos que ocupan un menor derecho de ancho de vía lo cual es un gran beneficio, por lo que anteriormente se mencionó, y por lo que respecta a la instalación de la línea se observa que es más accesible la instalación de un poste que la instalación de una torre como se presenta en la alternativa 1 y 2.

## 4 PROBLEMA DE SOBRETENSIONES

### 4.1 TIPOS DE SOBRETENSION:

Las sobretensiones que se presentan en un sistema eléctrico de potencia, se puede dividir en dos grupos:

- Sobretensiones de origen externo.
- Sobretensiones de origen interno

La sobretensión de origen externo: Estas son de origen atmosférico y comúnmente toman la forma de un impulso unidireccional. Estas sobretensiones, se pueden deber a las siguientes causas:

- A) Descargas directas del rayo
- B) Tensiones inducidas causadas por una descarga a tierra en un lugar cercano a la línea.
- C) Tensiones inducidas, debido a variaciones atmosféricas a lo largo de las líneas de transmisión.

D) Sobretensiones electrostáticas inducidas, causadas por nubes cargadas.

E) Sobretensiones electrostáticas inducidas, causadas por el efecto de la fricción de pequeñas partículas como el polvo en la atmósfera.

Respecto a las descargas eléctricas de origen atmosférico, existen varias teorías que tratan de explicar el origen de estas, pero en principio se establece una descarga eléctrica de este tipo, ocurre cuando una nube adquiere un potencial tan alto con respecto a tierra o con respecto a otra nube -- que se encuentra cercana al mismo nivel o en otro nivel, que hace que las propiedades dieléctricas del aire circundante, se destruyan.

La elevación de potencial, se dice que se debe a la fricción causada por el disturbio atmosférico que actúa sobre las partículas que forman la nube.

Si la descarga tiene lugar directamente entre las nubes y los conductores de la línea de transmisión, entonces la po--

tencia que se debe disipar en un tiempo muy corto dentro de la cual la descarga ocurre, puede ser del orden de  $10^{10}$  KW y puede causar daños considerables.

Sin embargo, la mayoría de las descargas tiene lugar en puntos adyacentes a las líneas, teniendo como resultado que se inducen tensiones en la línea en forma de ondas viajeras. Estas también se pueden producir por un proceso de inducción en el cual una carga se induce sobre la línea por la presencia en la vecindad de nubes cargadas.

Sobretensiones de origen interno; Estas pueden dividirse en dos clases:

- A) Sobretensiones de alta frecuencia.- Estas se deben a fenómenos transitorios cuando el estado de la red cambia, debido a operaciones de maniobra (switching) o por una condición de falla. La tensión que resulta en estos fenómenos toma la forma de una senoide amortiguada, que tiene una frecuencia del orden de los 20 KHZ y de hecho esta gobernada por la inductancia inherente al circuito.

B) Sobretensiones de baja frecuencia.- Estas suceden a la frecuencia nominal del sistema e incluyen tensiones en estado permanente que pueden resultar con pequeñas variaciones por la desconexión de una carga particularmente se presentan en las líneas de transmisión largas.

Como se mencionaba anteriormente, las sobretensiones internas de alta frecuencia son producidas por operaciones de maniobra en la red, como se sabe cuando los contactos de un interruptor se abren, la extinción final de la corriente, viene seguida por una tensión entre contactos.

Las características de esta tensión es una gran amplitud que puede alcanzar hasta dos veces la tensión del sistema y frecuencia relativamente alta, ésta tensión, se inyecta de hecho al circuito en las terminales del interruptor y viaja a través de la línea en ambas direcciones con la posibilidad de que se doble su valor si se tienen circuitos abiertos.

En la práctica, la resistencia y el efecto corona, reducen rápidamente la magnitud de las ondas viajeras en las líneas, pero el efecto sobre el aislamiento en los puntos cercanos -

al interruptor, es de importancia como también lo es la posibilidad recerbada de arco entre los contactos.

En un sistema a 400 Kv ( de línea a línea) el valor fijo de la tensión que aparece en el interruptor es del orden de  $400 \times \sqrt{2} \times 2 = 1130$  Kv. Valor que en la práctica puede implementarse por el efecto del cortado de corriente y reflexiones de tensión lo que hace notar en los efectos de estas sobretensiones son muy importantes desde el punto de vista de aislameinto, debido a la severidad que les imponen.



#### 4.2 SOBRETENSION POR MANIOBRA.

##### Definiciones:

Impulso de tensión por maniobra de interruptores normalizados

Es un impulso con forma de onda completa, la cual tiene un tiempo de frente de 250 microsegundos y un tiempo de cola de 2 500 microsegundos.

Esto se describe como un impulso de 250 x 2500 microsegundos.

En las líneas de transmisión de 230 y menores, las sobretensiones debidas a rayos determinan practicamente el aislamiento, pero en líneas de transmisión de 400 KV y mayores, las sobretensiones por maniobra de interruptores tienen más importancia que los debidos a rayos, por lo que es necesario en este nivel de tensiones, calcular el aislamiento que se debe por ambas causas para diseñar con más criterio.

Dicho aislamiento, debe coordinarse con las distancias de las partes conductoras al cuerpo de la torre, lo cual permite determinar las dimensiones generales de las crucetas.

Las sobretensiones por maniobra, también son conocidas como sobretensiones por maniobra de interruptores debido a que se presentan por la maniobra de interruptores. Por lo general tienen una duración breve y amortiguadas y la duración es -- igual al del impulso de tensión normalizado sea 250/2500 microsegundos.

Las maniobras que producen este tipo de sobretensiones, son principalmente:

- a) Conexión y desconexión de líneas en vacío.
- b) Recierre de líneas en vacío.
- c) interrupción de pequeñas corrientes inductivas o magnetización de transformadores de potencia operando en vacío.
- d) Desconexión de corrientes capacitivas y de barras de condensadores.
- e) Desconexión de fallas.

Debido a que las sobretensiones por maniobra dependen de un número de factores, la mayoría de carácter aleatorio que generan distintas formas de onda y valores de cresta, que hacen difícil su normalización por lo que para los propósitos de la coordinación de aislamiento sólo se consideran los valores de cresta.

Si se considera que las sobretensiones por maniobra siguen una distribución normal, entonces para los fines prácticos, se puede definir por dos parámetros.

El valor medio o tensión de 50% de probabilidad de ocurrencia y la desviación estandar.

En el caso de las distribuciones por sobretensiones por maniobra, es común considerar la desviación entre 10 y 20% del valor medio  $V_{50\%}$ .

Para la coordinación de aislamiento, se define como la "sobretensión Estadística" al valor de sobretensión que tiene una probabilidad del 2% de ser excedido matemáticamente se expresa como:

$V_{CF_{2\%}} = V_{50\%} - 2\sigma =$  tensión crítica de flameo por sobre  
tensión de maniobra.

$\sigma =$  desviación estandar para la distri-  
bución de sobretensiones.

El valor de las sobretensiones por maniobra de interruptores aumenta al aumentar la tensión de operación de la línea de transmisión, por otro lado se sabe que los aislamientos tienen una tensión resistente menor con sobretensiones de maniobra que sobretensiones atmosféricas y que además las distancias de aislamiento crecen en una forma no proporcional a diferencia de las de rayo lo que hace que las sobretensiones de maniobras sean un factor muy importante en las líneas de transmisión en especial las de 400 KV y tensiones superiores

Las sobretensiones por maniobras estadísticas como se han mencionado anteriormente, para una línea con un mínimo nivel de tensión varía en los distintos puntos de la red dependiendo de:

- Tipo de red de alimentación
- Tipo de maniobra

- Tipo de interruptor existente o a instalar en la red.
- El grado de compensación reactiva instalado o a instalar en la línea de transmisión.

De hecho para cada línea de transmisión a proyectar se debería de determinar los valores de sobretensión producidas por las distintas maniobras por medio de una computadora digital o con un tablero analizador de transitorios como una medida indicativa y solo para dar una idea de orden de magnitud y frecuencia de ocurrencia, se puede mencionar que las sobretensiones mas frecuentes, se producen por maniobras de conexión en vacío o recierre. Las sobretensiones se presentan al final de la línea, o sea en el extremo opuesto al que se hace la maniobra.

Estas sobretensiones, son menores en el origen de la línea - en donde se efectua la maniobra y son por lo general menores en otros puntos de la red.

En la tabla 10, se muestran algunos valores tipicos de sobretensiones de maniobra para algunas condiciones dadas en la red ( ver apéndice ).

## COMPORTAMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION CON SOBRETENSIONES DE MANIOBRA.

La tensión de flameo con una probabilidad del 50% denominada también tensión crítica de flameo por maniobra de interruptores para distancias de aislamiento en aire y condiciones atmosféricas estandar, está dada por la expresión.

$$V_{50\%} = VCF = K_2 \frac{3400}{1-8/d} \text{ (KV)}$$

Donde:  $K_2$  = coeficiente que depende de la geometría de los electrodos y cuyos valores se obtienen de la tabla 11.

$d$  = distancia entre los electrodos expresada en mts.

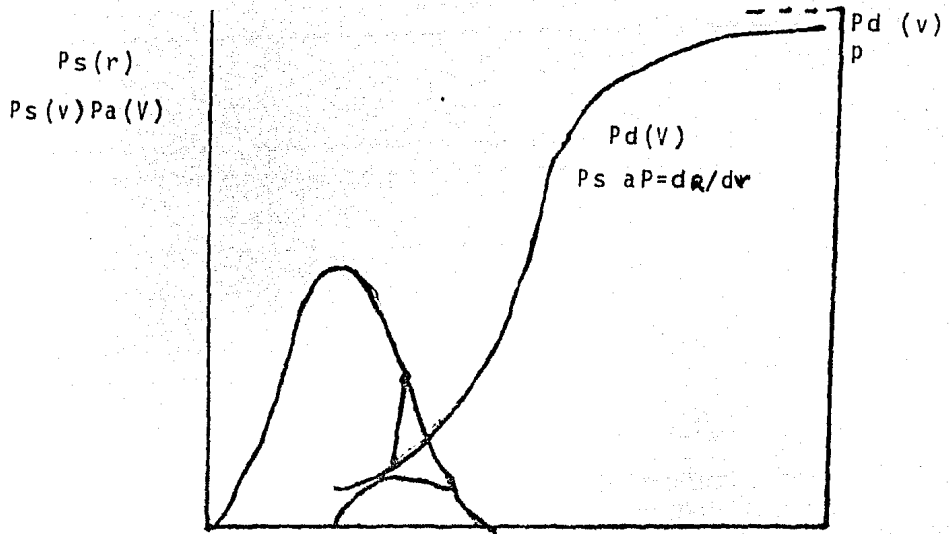
Se considera también que las sobretensiones por maniobra, tiene una distribución normal del orden del 6% VCMA (tensión crítica por maniobra) tratandose de distancia en aire si las condiciones ambientales son variables y existe lluvia las tensiones de ruptura dieléctrica con una probabilidad del 50% se obtienen de acuerdo con la expresión anterior, solo que con una desviación estandar del 8%.

Tratandose de aisladores, la lluvia reduce la tensión crítica de flameo aproximadamente en un 50% con respecto al valor en seco obtenido con la formula ya descrita.

#### DETERMINACION DEL RIESGO DE FALLA EN AISLAMIENTOS SOMETIDOS-A SOBRETENSIONES POR MANIOBRA.

El riesgo de falla, es un concepto estadístico que se obtiene a partir de la distribución de las sobretensiones que aparecen en el sistema, y la probabilidad de falla dieléctrica en los aislamientos, conocidas estas sobretensiones también como " tensiones resistentes" de la correlación probabilística de las sobretensiones aplicadas y las tensiones resistentes en los materiales se obtiene el llamado riesgo de falla.

Si se hace una interpretación gráfica de las sobretensiones aplicadas y las resistentes por medio de las curvas de distribución de probabilidad se tiene:



Cálculo del riesgo de falla de un aislamiento.

#### CALCULO DEL RIESGO DE FALLA DE UN AISLAMIENTO.

$P_s(V)$  es la densidad de probabilidad de la distribución de sobretensiones y  $P(D)$  la curva de tensión de distribución de la tensión disrruptiva es decir la probabilidad de que la tensión de falla del aislamiento sea igual o menor que  $V$ .

La probabilidad de falla para las sobretensiones que se encuentran entre  $V$  y  $V + dv$  es:

$$dR = P_d(V) - P_s(V) dv.$$



El riesgo de falla total es la integral de la expresión anterior o sea.

$$R = \int_0^{\infty} P_d(V) \cdot P_s(V) dV.$$

De la figura anterior, se puede observar que al reforzar el aislamiento la curva  $P_d(V)$  se desplazará hacia la derecha, - lo que significa que el riesgo de falla disminuye.

En algunas ocasiones de sobretensiones aplicadas  $P_s(V)$  se elabora con la mayor de las sobretensiones que aparece en cada fase entonces el cálculo de riesgo de falla obtenido con la fórmula anterior da en forma directa el riesgo de falla para el sistema trifásico.

#### CALCULO DEL RIESGO DE FALLA CON EL METODO ESTADISTICO SIMPLIFICADO.

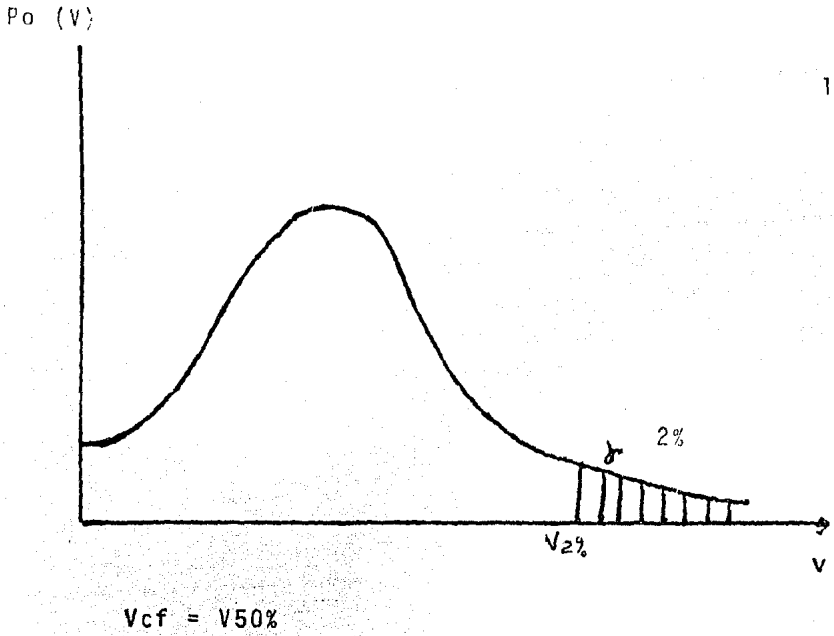
Se basa en la correlación de valores probabilísticos obtenidos unos  $(P_s(V))$  por medio de programas más o menos complejos que modelan las líneas de transmisión con sus principales componentes como son los reactores en derivación, apartarrayos, interruptores, resistencias de preinserción en interrup

tores, etc. o también obtenidas por medio del uso de los llamados " tableros analizadores de transitorios " los otros valores correspondientes a las sobretensiones resistentes por los materiales, se obtienen en forma experimental en los laboratorios de alta tensión.

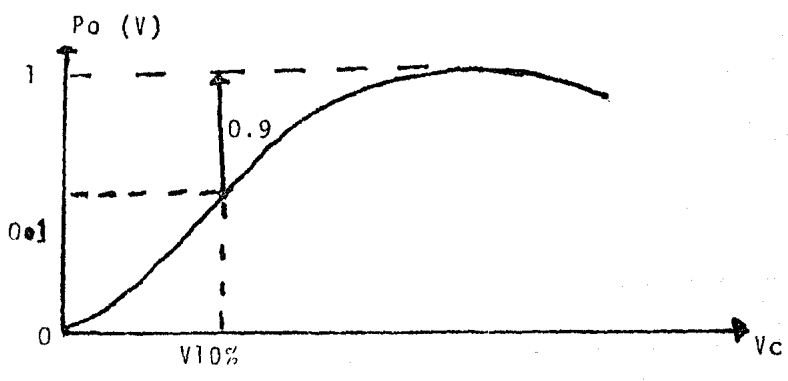
Este método se puede simplificar si se considera que las dos curvas de distribución son las llamadas " Distribución de Gauss " o distribuciones normales con un valor de desviación estandar conocido y de esta manera con solo conocer un valor característico de la distribución, se puede conocer la distribución completa.

Para los propósitos de aplicaciones, se define la sobretensión  $V_{0_{2\%}}$  como aquella que tiene una probabilidad del 2% de que sea rebasada.

Este valor se ha seleccionado en las normas internacionales de manera tal que los posibles errores que cometan al sustituir la distribución de sobretensiones real, por una de Gauss, no influye en forma notoria en la determinación del riesgo de falla.



En forma similar, se define la tensión resistente en forma estadística en los aislamientos ( $V_{10\%}$ ) como aquella que la probabilidad de flameo o descarga disruptiva con una tensión igual o menor a ella es del 10%.



La relación entre los valores de las tensiones con 10% de probabilidad de falla y la de 2% de probabilidad de falla se conoce como coeficiente de seguridad estadística y se expresa en la forma siguiente:  $\chi = \sqrt{10\% / 2\%}$

El resultado de los cálculos se puede dar en forma de una gráfica que relaciona el riesgo de falla con diferentes valores de coeficientes de seguridad estadísticos (2.3) para una desviación estandar del 8% en la distribución de tensiones resistentes y del 10 a 20% en las aplicadas está gráfica es la figura 2.3

El valor de las desviaciones estandar se toma como el 8% para los cálculos de tipo práctico debido a que se deben considerar las condiciones ambientales como variables durante operación y estas condiciones como se mencionó anteriormente tienen una desviación estandar del 8%.

En el caso de que existan varios elementos de iguales características que se someten simultáneamente al mismo tipo de sobretensión como ocurre en el caso de las líneas de transmisión en donde las cadenas de aisladores se consideran como elementos (electrodos) en paralelo, el riesgo de falla que -

corresponde al caso real de diseño y análisis de comportamiento de las líneas de transmisión, se calcula a partir del valor obtenido para un elemento.

En efecto la probabilidad de falla del conjunto, es la probabilidad de que al menos uno de ellos falle cuando se ve sometido a una determinada sobretensión. Esto presupone que no se presentan sobretensiones simultáneamente, es decir no es posible que una apertura de interruptor con línea en vacío y un recierre rápido al mismo tiempo.

El riesgo de falla de un conjunto de  $n$  elementos ( cadenas de aisladores en el caso de línea es de transmisión ) es:

$$R_{tot} = 1 - (1-R)^N$$

Cuando el valor del riesgo de falla de un elemento ( $R$ ) es muy pequeño, el riesgo de falla para el conjunto se puede calcular como:

$$R_{tot} = N.R$$

Prácticamente se ha encontrado una solución intermedio entre una aproximación inexacta como se obtendría por el método an

terior y una solución digital exacta, ésta solución intermedia consiste en calcular en número de elementos equivalentes partiendo de la suposición que en ellos se presenta el valor más alto de la sobretensión en forma simultanea, lo que equivale a decir que el riesgo de falla es igual al riesgo de falla para la línea de transmisión para el perfil de voltajes-real.

Considerando que el perfil de sobretensiones es lineal, con una tensión crítica de flameo por maniobra  $VCF_f$ , al final de la línea y una tensión crítica de flameo al principio  $VCF_p$  - de la línea al número de elementos equivalente se obtiene con la fórmula siguiente:

$$N = \frac{0.047}{VCF} \times N^{0.94} \left( 1 - \frac{p}{VCF_f} \right)$$

Con este número de elementos equivalentes, se puede calcular el riesgo de falla de la línea a partir del riesgo de falla para un elemento que se localiza al final de la línea.

$$R_{tot} = 1 - (1-R)^{Ne}$$

#### 4.3 INTERRUPTORES CON RESISTENCIA DE PREINSECCION

En la actualidad para limitar las sobretensiones producidas al cierre sobre una línea en vacío, se han equipado los interruptores con una o más resistencias para intercambiarse antes del cierre de los contactos principales. Esto puede explicarse como sigue:

Durante la operación de cierre, los contactos auxiliares del interruptor cierran e insertan una resistencia  $R$  en serie a la línea ( $t=0$ ).

Después de un tiempo breve ( $t=t_1$ ) los contactos principales del interruptor cierran y cortocircuitan la resistencia; el interruptor de aquí asume la posición normal de cierre ( los contactos principales pueden portar de aquí toda la corriente nominal. ( ver fig. No.4.1).

Si la resistencia  $R$  no se inserta, la tensión instantánea  $V$  al momento del cierre, se repetirá entre la línea y la fuente de relación a sus respectivas impedancias.

En particular sobre la línea se tiene la siguiente tensión

$$V_L = \frac{Z_F}{Z_L + Z_F} \cdot V_F$$

Donde:  $V_L$  = Es la tensión de la línea.

$V_F$  = Es la tensión de la fuente.

$Z_L$  = Es igual a la impedancia de la línea.

$Z_F$  = Es igual a la impedancia de la fuente.

Si el sistema es de muy alta potencia, ( caso peor )  $Z_L \ll$  que  $Z_F$  toda la tensión cae sobre la línea, en este caso se coloca algún otro elemento con el cual se pueda subdividir la tensión.

La tensión  $V_L$  se reparte entre la línea y las resistencias siguiendo el coeficiente:

$$V_R = \frac{2Z_L}{Z_L + R} \cdot V_L$$

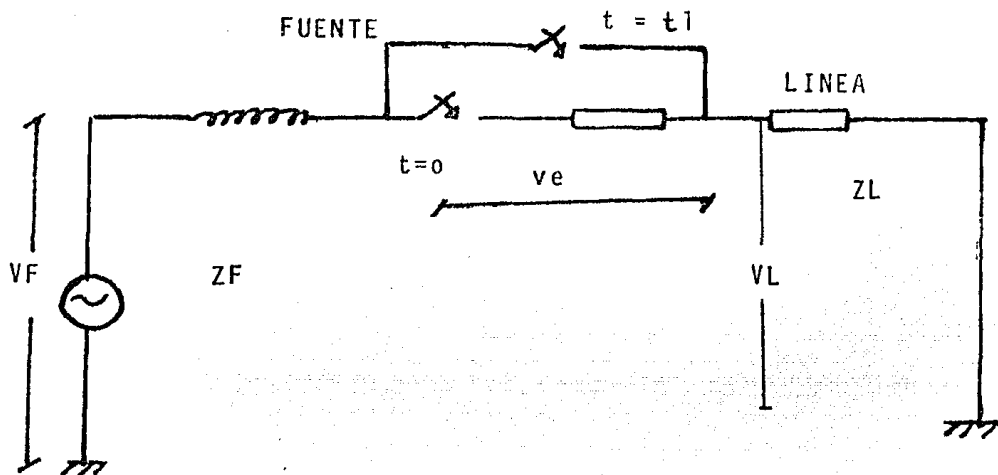
( Donde :  $V_R$  = Tensión en la resistencia )

y reflejandose hasta la línea puede alcanzar el valor de:

$$V_R \text{ ( MAX )} = \frac{3Z_L}{Z_L - R} V_L$$



De aquí que, tanto mayor sea  $R$ , tanto más baja será la sobre tensión.



Sin embargo no es conveniente poner  $R \gg Z$ , debido a que al aumentar demasiado el valor de  $R$ , el transitorio que se tiene al momento del corto circuito de  $R$  es demasiado grande y depende principalmente directamente de ésta.

En la practica todos los cálculos para la selección óptima del valor de  $R$ , son tan complejos que no es posible determinarlos matemáticamente por ello se ha venido optando -- por emplear al Analizador de redes en Estado Transitorio, mejor conocido como TNA ( Transient Networks Analyzer ), y so-

lo con esto se alcanza fácilmente la finalidad de representar fielmente el sistema ( Línea más fuente ) y el interruptor ( desincronización entre polos, tiempo de inserción, - - etc.)

En la práctica el resultado de muchos estudios con el TNA a llevado a las conclusiones siguientes:

$$R = Z = 400 \Omega$$

$$t_1 = 10 \text{ ms.}$$

El tiempo de inserción está influenciado del tiempo del pre-arco de los contactos auxiliares y principales, así como por la no contemporaneidad de las cámaras, ya que estos modifican el fenómeno representado por el TNA, tanto para la inserción como para el corto circuito de las resistencias, debiendo tenerse esto muy en cuenta.

## 5.- CAPACIDAD

En las líneas de transmisión se tiene que conocer su capacidad que tiene para la transmisión de potencia, por lo que se tiene que saber que potencia va a ser requerida por los usuarios, por lo que se tiene que hacer los cálculos pertinentes, los cuales darán la pauta para saber si la línea de transmisión es suficiente en su capacidad de transmisión para el requerimiento que se tenga, durante el desarrollo de la línea de transmisión, se tiene que tomar en cuenta que la carga va a variar, por lo que se le tiene que dar un margen de seguridad de su capacidad de transmisión, para prevenir cualquier desperfecto y poder tener un buen suministro de energía eléctrica.

### 5.1 POTENCIA NATURAL

El concepto de potencia natural (SIL) es una manera en la cual se puede comparar la capacidad de llevar carga en diferentes líneas a diferentes niveles de voltaje.

La potencia natural es la potencia consumida en el extremo receptor y depende prácticamente únicamente del voltaje (su-

poniendo que la impedancia característica es puramente resistiva).

En la tabla 4.1 se dan los valores de la potencia natural correspondientes a distintos voltajes, en las líneas aéreas y en los cables aislados.

En general las líneas aéreas se diseñan para transmitir una carga máxima. La potencia natural se puede calcular por la siguiente expresión:

$$SIL = \frac{V^2}{Z_c} \text{ MVA}$$

En donde:

SIL ; Potencia natural o la carga de impedancia de sobreten-sión.

V : Voltaje nominal

Zc: Impedancia característica de la línea.

Para la alternativa 2 tenemos:

$$Z_c = \sqrt{X_c \cdot X_l}$$

$X_c = 682.7 \text{ ohms/fase}$

$$Xl = 199.2 \text{ ohnms/fase}$$

$$Zc = \sqrt{682.7 \times 99.72}$$

$$Zc = 260.89 \text{ ohnms}$$

$$SIL = \frac{(400)^2}{260.89}$$

$$SIL = 613.28 \text{ MVA}$$

Para la alternativa 4 tenemos:

$$Xc = 953.33 \text{ ohnms/fase}$$

$$Xl = 140.4 \text{ ohnms/fase}$$

$$Zc = \sqrt{953.33 \times 140.4}$$

$$Zc = 365.85 \text{ ohnms}$$

$$SIL = \frac{(400)^2}{365.85}$$

$$SIL = 437.33 \text{ MVA}$$

VOLTAJE ENTRE HILOS KV	POTENCIA REAL MW	
	LINEAS AEREAS	CABLES
6	0.09	0.09
20	1	10
60	9	90
85	18	180
220	121	1210
380 ( $Z_c=300$ )	481	3610

T A B L A 4.1

## 5.2 DIAGRAMA CIRCULAR Y ESTABILIDAD

### DIAGRAMA CIRCULAR:

Para evitar tener que repetir el cálculo eléctrico de una línea de transmisión determinada, cada vez que la carga conectada varía, puede trazarse, para esa línea determinada y para un voltaje receptor determinado un diagrama donde se puede leer, para cada condición de carga, el voltaje en el extremo

generador y las pérdidas reales y reactivas en la línea

Para elaborar el diagrama circular se supondrá que la línea tiene una carga conectada de 300 MVA y un factor de potencia de 0.95 en atraso y el voltaje entre hilos el extremo receptor es de 380 KV.

Teniendo los valores de  $R$ ,  $X_l$ ,  $X_c$  podemos obtener las constantes generalizadas de la línea, en donde si se conocen las constantes  $A$ ,  $B$ ,  $C$  y  $D$  que definen un cuadripolo y el voltaje y la corriente en un par de terminales puede calcularse el voltaje y la corriente en el otro par de terminales.

Donde:

$A$ ,  $B$ ,  $C$  y  $D$  son en general números complejos

$A$  y  $D$  son números abstractos.

$B$  tiene las dimensiones de ohms.

$C$  tiene las dimensiones de ohms.

Para elaborar el diagrama circular por medio de las siguien-

tes expresiones:

$$A = 1 + \frac{Z}{2Z_1}$$

$$C = \frac{1}{Z_1} \left( 1 + \frac{Z}{6Z_1} \right)$$

$$B = Z \left( 1 + \frac{Z}{6Z_1} \right)$$

$$D = 1 + \frac{Z}{2Z_1}$$

Donde:

$$Z = R + Xl$$

$$Z_1 = Xc$$

Tomando en cuenta los valores obtenidos para la alternativa-2 se obtendran los valores siguientes para las constantes:

$$Z_1 = -j 682.7$$

$$Z = 16.05 + j99.7$$

$$A = 1 + \frac{Z}{2Z_1}$$

$$A = 1 + \frac{16.05 - j99.7}{2 (-j682.7)}$$

$$A = 0.927 + j0.011$$



$$A = 0.927 \angle 0.69^\circ$$

$$B = Z \left( 1 + \frac{Z}{6Z_1} \right)$$

$$B = 16.05 + j 99.7 \left( \frac{1 + 16.05 - j 99.7}{6 (-j 682.7)} \right)$$

$$B = 15.26 + j 97.3$$

$$B = 98.19 \angle 81^\circ$$

$$C = \frac{1}{2} \left( 1 + \frac{Z}{6Z_1} \right)$$

$$C = \frac{1}{-j 682.70} \left( 1 + \frac{16.05 + j 99.70}{6 (-j 682.7)} \right)$$

$$C = -0.0000052 + j 0.0013613$$

$$C = 0.0013614 \angle 90.2^\circ$$

$$D = A = 0.927 \angle 0.69^\circ$$

Encontrando el voltaje al neutro en el extremo receptor tenemos

$$\bar{V}_r = \frac{300000}{\sqrt{3}}$$

$$V_r = 219400 \text{ V}$$

La corriente en el extremo receptor,

$$I_r = \frac{300\,000}{380 \times \sqrt{3}}$$

$$I_r = 455.79 \text{ A}$$

$$\bar{I}_r = 455.79 (0.95 - j 0.3122)$$

$$\bar{I}_r = 433 - j 142.29 \text{ A}$$

La potencia real y reactiva trifasicas en el extremo receptor son:

$$P_{r_{3\phi}} = 300\,000 \times 0.95$$

$$P_r = 285\,000 \text{ KW}$$

$$Q_{r_{3\phi}} = 300\,000 \times 0.3122$$

$$Q_r = 93\,660 \text{ KVAR}$$

El voltaje al neutro en el extremo generador

$$\bar{V}_{ga} = A \bar{V}_r + B \bar{I}_r$$

$$\bar{V}_{ga} = (0.927 + j 0.011) \times 219\,400 + (15.26 + j 97.30) \times (433 - j 142.29)$$

$$\bar{V}_{ga} = 223\,836.19 + j 42\,372.954$$

$$\bar{V}_{ga} = 227\,811.56 \angle 10.71^\circ \text{ V}$$

El voltaje entre hilos en el extremo generador es:

$$\bar{V}_{gab} = 394\,581.14 \angle 32.13^\circ$$

La corriente en extremo generador es:

$$\bar{I}_g = C V_r + D I_r$$

$$\bar{I}_g = (-0.0000052 + j0.0013613) \times 219\,400 + (0.927 + j0.011) (433 - j 142.29)$$

$$\bar{I}_g = 401.81 + j 171.52$$

$$\bar{I}_g = 436.88 \angle 23.11^\circ \text{ A}$$

El factor de potencia en extremo generador es:

$$\text{F.P.g} = \cos (23.11^\circ - 11.22^\circ)$$

$$\text{F.P.g} = 0.97$$

La potencia compleja por fase en el extremo generador es:

$$S_g = \bar{V}_g \bar{I}'_g$$

$$S_g = ( 223836.19 - 42372.954 j ) ( 401.81 - j 171.52 ) \times 10^{-3}$$

$$S_g = 97207.420 - j21366.5$$

La potencia real y reactiva trifasica en el extremo generador son:

$$P_{g_{3\phi}} = 300000 \times 0.972$$

$$P_{g_{3\phi}} = 291600 \text{ KW}$$

$$Q_{g_{3\phi}} = 300000 \times 0.213$$

$$Q_{g_{3\phi}} = -63900 \text{ KVAR}$$

Las perdidas reales y reactivas en la línea son:

$$P_{3\phi} = P_g - P_r$$

$$P_{3\phi} = 291600 - 285000$$

$$P_{3\phi} = 6600 \text{ KW}$$

$$Q_{3\phi} = Q_g - Q_r$$

$$Q = - 63900 - 93660$$

$$Q = - 157560 \text{ KVAR}$$

Trazando el diagrama circular doble para :

$$V_r = 380 \text{ KV } \text{ y } V_g = 394.581 \text{ KV}$$

Las coordenadas del centro del círculo generador son los siguientes, tomando las siguientes nomenglaturas de las constantes.

$$A = |A| \angle \alpha$$

$$B = |B| \angle \beta$$

$$C = |C| \angle \gamma$$

$$D = |D| \angle \delta$$

$$X_g = \frac{|D| V_g}{|B|} \cos (\delta - \beta)$$

$$X_g = \frac{0.93 ( 394.581 )^2 - \cos ( 0.69^\circ - 81^\circ )}{98.19}$$

$$X_g = 248.20 \text{ MW}$$

$$Y_g = - \frac{|D| V_g^2}{|B|} \text{ SEN } ( \delta - \beta )$$

$$Y_g = \frac{-0.927 (394.581)^2}{98.19} \text{ SEN } (0.69^\circ - 81^\circ)$$

$$Y_g = 1453.66 \text{ MVAR}$$

Las coordenadas del círculo receptor son:

$$X_r = \frac{-|A| V_r^2}{|B|} \text{ SEN } (\alpha - \beta)$$

$$X_r = \frac{0.93 (380)^2}{98.19} \text{ COS } (0.69^\circ - 81^\circ)$$

$$X_r = -230.2 \text{ MW}$$

$$Y_r = \frac{|A| V_r^2}{|B|} \text{ SEN } (\alpha - \beta)$$

$$Y_r = \frac{0.93 (380)^2}{98.19} \text{ SEN } (0.69^\circ - 81^\circ)$$

$$Y_r = -1348.16 \text{ MVAR}$$

El radio de los círculos generador y receptor son:

$$\text{RADIO} = \frac{V_g V_r}{|B|}$$

$$\text{RADIO} = \frac{394.581 \times 380}{98.19}$$

$$\text{RADIO} = 1527.04 \text{ MVA.}$$

En la figura 10.1 se muestra el diagrama circular doble trazado en una escala de  $1/2 \text{ cm} = 100 \text{ MVA}$ .

Calculando las constantes generalizadas para la alternativa 4, tenemos sus siguientes valores, tomando en cuenta las mismas condiciones que para la alternativa 2 :

$$Z = R - X_1$$

$$Z_1 = X_c$$

$$X_1 = 140.4 \text{ ohms /fase}$$

$$X_c = 953.33 \text{ ohms/fase} \quad B = 16.05 \text{ ohms}$$

$$Z = 16.05 - j140.4$$

$$Z = -j953.33$$

Calculando las constantes tenemos:

$$A = 1 + \frac{Z}{2Z_1}$$

$$A = 1 + \frac{16.05 + j140.4}{2(-j953.33)}$$

$$A = 0.9263 + j0.0084$$

$$A = 0.926 \angle 0.52^\circ$$

$$B = Z \left( 1 + \frac{Z}{6Z_1} \right)$$

$$B = 16.05 + j 140.4 \left( 1 + \frac{16.05 + j 140.4}{6 (-j953.33)} \right)$$

$$B = 15.26 + j 136.99$$

$$B = 137.84 \angle 83.64^\circ$$

$$C = \frac{1}{Z1} \left( 1 + \frac{Z}{6 Z1} \right)$$

$$C = \frac{1}{-j953.33} \left( 1 + \frac{16.05 + j 140.4}{6(-j953.33)} \right)$$

$$c = - 0.0000029 + j 0.0010232$$

$$C = 0.00102 \angle 90.1^\circ$$

$$D = A = 0.926 \angle 0.52^\circ$$

Encontrando el voltaje al neutro en el extremo receptor tenemos:

$$V_r = \frac{380,000}{\sqrt{3}}$$

$$V_r = 219,400 \text{ V}$$

La corriente en el extremo receptor es:

$$I_r = \frac{300,000}{380 \sqrt{3}}$$



$$I_r = 455.79 \text{ A}$$

$$I_r = 455.79 ( 0.95 - j0.3122 )$$

$$I_r = 433 - j142.29$$

La potencia real y reactiva trifasicas en el extremo receptor son:

$$P_{r_{3\phi}} = 300,000 \times 0.95$$

$$P_{r_{3\phi}} = 285,000 \text{ KW}$$

$$Q_{r_{3\phi}} = 300,000 \times 0.3122$$

$$Q_{r_{3\phi}} = 93,660 \text{ KVAR}$$

El voltaje al neutro en el extremo generador.

$$\bar{V}_{ga} = ( 0.9263 + j0.0084 ) \times 219,400 + (15.26 + j136.99) \\ (433 - j142.29)$$

$$\bar{V}_{ga} = 228,330.11 + j 58,988.28$$

$$V_{ga} = 236,795.09 \angle 14.42^\circ$$

El voltaje entre hilos en el extremo generador es:

$$\bar{V}_{gab} = 410,141.13 \angle 44.42^\circ$$

La corriente en el extremo generador es:

$$\bar{I}_g = C \bar{V}_r - D \bar{I}_r$$

$$\bar{I}_g = (0.0000029 + j0.0010232) \times 219,400 + (0.926 + j0.0084)(433 - j142.29)$$

$$I_g = 401.51 + j 96.36$$

$$I_g = 412.91 \angle 13.49^\circ$$

El factor de potencia en el extremo generador es:

$$F.P.g = \cos (13.49^\circ - 11.22^\circ)$$

$$F.P.g = 0.99$$

La potencia compleja por fase en el extremo generador es:

$$S_g = \bar{V}_g \bar{I}_g^*$$

$$S_g = (229,330.11 + j 58,988.28) (401.51 - j96.36)$$

$$S_g = 97,762.44 + j 1, 586.13$$

La potencia real y reactiva trifásica en el extremo generador

$$P_{g_{3\phi}} = 293,287.33 \text{ KW}$$

$$Q_{g_{3\phi}} = 47,584.08 \text{ KVAR}$$

Las pérdidas reales y reactivas trifasicas en la línea:

$$P_{3\phi} = 293,282.33 - 285,000$$

$$P_{2\phi} = 8,282.33 \text{ KW}$$

$$Q_{2\phi} = 47,584.04 - 93,660$$

$$Q_{3\phi} = -46,075.96 \text{ KVAR}$$

Trazando el diagrama circular doble para:

$$V_r = 380 \text{ KV y } V_g = 401.14 \text{ KV}$$

Las coordenadas del centro del círculo generador son:

$$K_g = \frac{|D| V_g^2 \cos(\delta - \beta)}{|B|}$$

$$K_g = \frac{(0.926)(401.14)^2 \cos(0.52 - 83.64)}{137.84}$$

$$X_g = 129.49 \text{ MW}$$

$$Y_g = - \frac{|D| V_g^2 \text{SEN}(\delta - \beta)}{|B|}$$

$$Y_g = \frac{(0.926)(401.14)^2 \text{SEN}(0.52^\circ - 83.64^\circ)}{137.84}$$

$$Y_g = 1,073.22 \text{ MVAR}$$

Las coordenadas del círculo receptor son:

$$X_r = \frac{-|A| V_r^2 \cos(\alpha - \beta)}{|B|}$$

$$X_r = \frac{(0.926)(380)^2}{137.84} \cos(0.52^\circ - 83.64^\circ)$$

$$X_r = -116.20 \text{ MW}$$

$$Y_r = \frac{|A| V_r^2 \sin(\alpha - \beta)}{|B|}$$

$$Y_r = \frac{(0.926)(380)^2}{137.84} \sin(0.52^\circ - 83.64^\circ)$$

$$Y_r = -963.08 \text{ MVAR}$$

El radio de los círculos generador y receptor es:

$$\text{RADIO} = \frac{V_g V_r}{|B|}$$

$$\text{RADIO} = \frac{401.14 \times 380}{137.84}$$

$$\text{RADIO} = 1105.87 \text{ MVA}$$

En la figura 10.2 se muestra el diagrama circular doble trazo do a una escala de  $\frac{1}{2}$  cm. = 100 MVA.

F. G. 50.1

+ G.  
MVAF

145



CONFIDENTIAL

100 20

+ P  
MVA

50  
50

50  
50

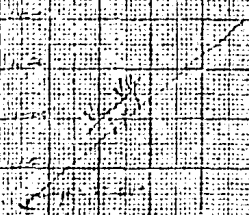
CONFIDENTIAL

CONFIDENTIAL

FIG. 10-2

100  
MVAR

146



100  
MVAR

100  
MVAR

100  
MVAR

DECREASE IN REACTANCE  
DOBLE

## ESTABILIDAD

Se dice que un sistema es estable cuando todas sus máquinas-sincronas permanecen en sincronismo o en paso, otro concepto de importancia es lo que se conoce como límite de estabilidad, este se considera como el máximo flujo de energía posible que puede pasar por un punto particular determinado del sistema, cuando todo el sistema o la parte de él, a la que se refiere el límite de estabilidad, está en régimen de estabilidad.

Los términos estabilidad y límite de estabilidad se aplican tanto al régimen permanente como al transitorio. El límite de estabilidad en régimen permanente, se refiere al máximo flujo posible de energía que puede pasar por un punto determinado sin que haya pérdida de estabilidad cuando se aumenta la energía muy gradualmente. El límite de estabilidad en régimen transitorio, se refiere al máximo flujo posible por un punto determinado sin que haya pérdida de estabilidad al presentarse una brusca perturbación.

La potencia máxima que se puede tener en una línea de transmisión está dado por la siguiente expresión.

$$P_m = \frac{E_g - E_r}{|B|} - \frac{|A| \cdot |E_r|^2}{|B|} \cos(\alpha - \beta)$$

Donde:

$P_m$ : Límite de estabilidad.

$E_g$ : Tensión generada.

$E_r$ : Tensión recibida.

$A$  y  $B$ : Constantes generalizadas.

Si se obtiene el límite de estabilidad para la alternativa 2 tenemos:

$$A = 0.927 \angle 0.69^\circ$$

$$B = 103.45 \angle 85.51^\circ$$

$$V_r = 380 \text{ KV.}$$

$$V_g = 396.51 \text{ KV.}$$

$$P_m = \frac{380 \times 396.51}{103.45} - \frac{0.927 \times (380)^2}{103.45} \cos(0.69^\circ - 85.51^\circ)$$

$$P_m = 1339.66 \text{ MW}$$

El límite de estabilidad para la alternativa 4 tenemos:



$$A = 0.926 \angle 0.52^\circ$$

$$B = 137.84 \angle 83.64^\circ$$

$$V_r = 380 \text{ KV}$$

$$V_g = 401.14 \text{ KV}$$

$$P_m = \frac{380 \times 401.14}{137.84} - \frac{0.926 \times (380)^2}{137.84} \cos (0.52^\circ - 83.64^\circ)$$

$$P_m = 989.66 \text{ MW}$$

Por consiguiente al ver los resultados obtenidos podemos dar una definición más completa de lo que es el límite de estabilidad de estado estable:

Debido a las pérdidas que hay toda la línea de transmisión, la potencia enviada es mayor que la recibida, desde un punto de vista práctico es más importante la potencia que se recibe que la que se envía, pues no tiene ningún caso aumentar la potencia de envío, si se ha de recibir la misma y se han de incrementar las pérdidas en la línea, por eso el punto -- donde debe medirse el flujo de potencia es en el extremo receptor de la línea. Se dice que la estabilidad se pierde, -

cuando en un incremento gradual de la carga, se ha excedido el límite de estabilidad de estado estable. Se entiende por incremento gradual de la carga, a aquel que es lento comparado, no solo con la frecuencia natural de oscilación de las máquinas, sino también comparado con la razón de cambio del flujo polar en las mismas, lo primero implica que el cambio de carga debe de ir acompañado de un ajuste lento del ángulo de los rotores de las máquinas y lo segundo que no debe haber cambio en la corriente de campo. Cualquier incremento de carga produce una reducción del voltaje en terminales y un cambio en la frecuencia del sistema. Después de cada pequeño incremento en la carga deberá entonces ajustarse la potencia mecánica del primotor, para mantener constante la frecuencia y elevarse la corriente, para mantener constante el voltaje en terminales. Los reguladores manuales producen el aumento de la corriente de campo después de que se ha incrementado la carga. Los automáticos producen el aumento mientras la carga esta variando, esto último puede elevar considerablemente el límite de estabilidad, bajo esta condición, el límite es llamado, límite de estabilidad dinámico o límite de estabilidad de estado estable con regulación automática, es costumbre tomar el límite estático, es decir aquel que existe con regulación manual.

Por lo que se puede definir el límite de estabilidad de estado estable, como la máxima potencia que puede fluir en el extremo receptor de un sistema, sin pérdida de sincronismo, cuando la carga es incrementada en pasos muy pequeños y la corriente de campo cambiada después de cada incremento de carga, así, hasta restaurar las condiciones normales de operación.

La estabilidad en estado transitorio, se produce cuando se aplica al motor una carga grande en forma repentina puede ocurrir que este pierda el sincronismo con el sistema, a pesar de que el nuevo valor se encuentre abajo del límite del estado estable, esto significa que hay un cierto valor máximo, el cual no debe de ser excedido cuando se aplica una carga de esta manera, tal valor recibe el nombre de límite de estabilidad de estado transitorio. En terminos generales, este límite se define como la máxima potencia, que puede fluir a través de un punto de un sistema sin causar pérdidas de estabilidad, cuando la potencia se incrementa repentinamente. Debido a que todos los sistemas están sujetos a disturbios transitorio y puesto que casi siempre el límite de estabilidad de estado transitorio es menor que el límite de estabilidad de estado estable, se ha estudiado aquél con

gran profundidad. Los disturbios que puede estar sujeto un sistema y que pueden causar la pérdida de la estabilidad, no solo incrementos repentinos de carga, sino que pueden ser de otro tipo, por ejemplo, un incremento repentino en la reactancia de un circuito, causado por la desconexión de una de dos o más líneas paralelas en la cual se encuentra una falla o en la cual se realiza una operación normal de desconexión. También puede causar la pérdida de sincronismo un corto circuito, independientemente de su tipo. Claro está que por ser el corto circuito trifásico el daño más severo a que están sujetos los sistemas, sean los efectos de éste los que se consideren para protegerlos. En términos generales, un corto circuito trifásico provoca la pérdida de estabilidad según el siguiente mecanismo: La potencia eléctrica entregada por el generador se vuelve nula, mientras la energía mecánica de entrada al motor, permanece constante pues es lenta la acción del controlador del primo motor que impulsa al generador, bajo estas condiciones se manifiesta un par de aceleración en el generador. Por otra parte ya no llega energía al motor y como se mantiene aplicada la carga, se produce un par desacelerador en el motor, esto aunado al incremento de velocidad del generador producirá la pérdida de sincronismo, a menos que se elimine la falla rápidamente, pues algunas ocasiones así ocurre, por una apertura y recierre inme

diatos de los interruptores adecuados de la línea. Cuando el corto circuito es de otro tipo, digamos de línea a tierra, de línea a línea, o de doble línea a tierra, la transmisión de potencia entre dos centros continúa, esto permite que en algunos casos el sincronismo pueda mantenerse aún con la falla presente, sin embargo en otros, esto no es posible si no se elimina rápidamente la falla. El que un sistema sea estable o no durante la falla dependerá del tipo de falla, de su localización, de la rapidez de la eliminación y de si se cierra o no nuevamente la línea fallada.

### 5.3 CAPACIDAD TERMICA

La capacidad de conducción de carga que se tiene en las líneas de transmisión está representada por el calentamiento (dado por  $I^2R$ ) del cable o del conductor de la línea de transmisión y por las condiciones de estabilidad.

Las limitaciones  $I^2R$  se describen en términos de una capacidad normal una capacidad de emergencia a largo plazo de tres horas y una capacidad de emergencia a corto plazo de veinte minutos. Esto quiere decir que la línea puede soportar, una sobre carga con un cierto límite a largo plazo que se puede-

mantener hasta en un lapso de tres horas, pero si se sobrepasa esta sobre carga repentinamente, se tiene la capacidad de emergencia a corto plazo de veinte minutos, siempre y -- cuando no sea la sobre carga mayor a su límite de capacidad a corto plazo.

Al presentarse la sobre carga en la línea, trae como consecuencia que se presenten corrientes de gran magnitud, y al pasar la capacidad de emergencia a corto plazo, se produce una sobre carga térmica, lo que conduce al calentamiento excesivo de la línea de transmisión.

Un incremento sustancial de la disipación  $I^2R$  produce una expansión térmica con el consiguiente alargamiento de los conductores, lo cual hace que se tenga una mayor flecha hacia el suelo, y si el incremento es grande podría llegar a tocar la tierra. La capacidad térmica depende de varios -- factores, del área del conductor, de la temperatura del medio ambiente, de la velocidad del viento y la temperatura -- de éste.

Para encontrar la capacidad térmica de la línea de transmisión para 400 KV. encontramos en la tabla 14 la capacidad --

de la línea para la corriente, tomando en cuenta que utilizamos conductor del tipo BLUEJAY tenemos 1060 amperes. Por otra parte en la tabla 15 se puede encontrar directamente, tomando en cuenta la longitud total de la línea y la capacidad de transmisión en KV, dandonos un límite térmico de 800MW.

Durante el diseño de la línea de transmisión, se prevee que la capacidad térmica, siempre este en un valor por arriba de la que en realidad va a tener, sin embargo suceden disturbios en las líneas de transmisión debido a que se sobre carga, aunque hay que mencionar que ésto también ésta protegido por medio de relevadores de diferentes tipos, pero por ciertas circunstancias adversas ( fallas en los sistemas de protección, mal operación del equipo por parte de operador y falta de comunicación) ésto sucede, teniendo una estadística que estos desperfectos en México se suciten cada cinco años.

## 6 PROBLEMAS ESPECIALES

### 6.1 FERRO-RESONANCIA.

En sistemas eléctricos de potencia, la combinación de devanados altamente inductivos de transformadores y reactores, con la capacitancia de las líneas de transmisión o la de los cables de energía, puede bajo ciertas condiciones de operación, provocar sobretensiones transitorias en el sistema.

Se ha observado en sistemas trifásicos, y en los cuales se encuentran instalados transformadores, la elevación de la tensión inmediatamente después de la operación de un fusible la operación de cierre o apertura no simultanea de los contactos de los interruptores, o por rotura del conductor de una línea.

Estas sobretensiones frecuentemente han causado daños al equipo conectado al sistema.

Mediante observaciones de campo, se han detectado inversiones de tensión, así como la inversión en el sentido de rotación de motores bajo estas condiciones. También se ha obser



vado calentamiento y ruido normal en los transformadores conectados en delta.

Las tensiones anormales mencionadas, así como el sobrecalentamiento de transformadores y demás fenomenos mencionados, son causados por una condición del circuito, en el cual inadvertidamente se ha puesto el devanado primario de un transformador altamente inductivo en serie con la capacitancia del sistema, formando un circuito ferro-resonante que provoca la presencia de sobretensiones.

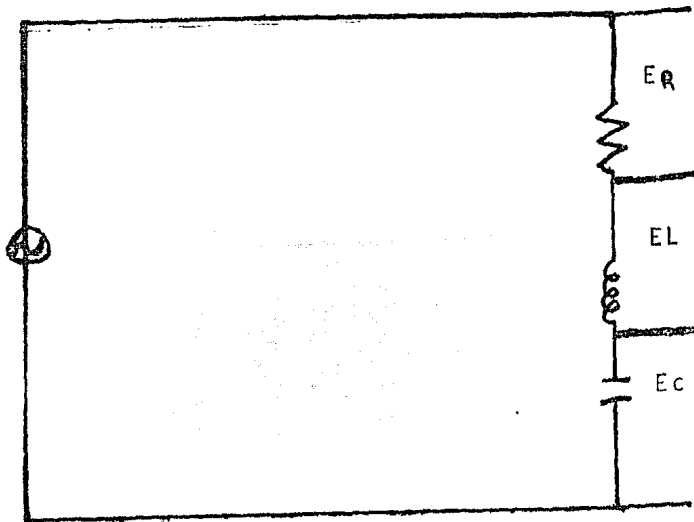
El término ferro-resonancia implica una condición resonante en un circuito serie de corriente alterna que contengan capacitancia e inductancia, en la cual el campo magnético del inductor consiste en un núcleo de hierro, como consecuencia de la saturación del núcleo de hierro la inductancia varia ampliamente con la corriente, de tal forma que el circuito se comporta de manera diferente al circuito resonante y lineal.

La tendencia actual a la utilización de tensiones cada vez mayores en línea de transmisión así como el uso cada vez más generalizado de sistemas subterráneo de distribución, los cuales tienen una capacitancia más elevada a tierra, ha in-

crementado el número de ocasiones en las que se han presentado sobretensiones por ferro-resonancia en esta sección se -- mostrará las causas que intervienen para que este fenómeno -- se presente, así como las medidas y precauciones convenientes para evitarlo.

### Circuito resonante en serie.

En la figura 6.1 se muestra un circuito serie formado por -- una resistencia  $R$ , una inductancia  $L$  y una capacitancia  $C$  el circuito se encuentra energizado por una fuente de corriente alterna de  $E$  volts.



*Fig. 6.1*

La corriente de circuitos estará dada por:

$$I = \frac{E}{Z} = \frac{E}{\sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}} = \frac{E}{\sqrt{R^2 + \left(2\pi fL - \frac{1}{2\pi fC}\right)^2}} \quad (1)$$

Donde: R = Resistencia en ohms.

L = Inductancia en Henrys

C = Capacitancia en Farads

F = Frecuencia en Hertz

$X_L$  = Reactancia inductiva en ohms

$X_C$  = Reactancia capacitiva en ohms.

Para cualquier valor de corriente, la caída de voltaje en la resistencia será:

$$E_R = IR = \frac{ER}{\sqrt{R^2 + \left(2\pi fL - \frac{1}{2\pi fC}\right)^2}} \quad (2)$$

En forma similar, la caída de voltaje a través de la inductancia y la capacitancia, serán respectivamente:

$$E_L = I_{XL} = \frac{E_{XL}}{\sqrt{R^2 + (2\pi fL - \frac{1}{2\pi fC})^2}} \quad (3)$$

$$E_C = I_{XC} = \frac{E_{XC}}{\sqrt{R^2 + (2\pi fC - \frac{1}{2\pi fL})^2}} \quad (4)$$

Para un circuito resonante sí:

$$X_L = X_C \quad \text{o} \quad I_{XL} = I_{XC} \quad (5)$$

Tenemos que:

$$2\pi fL = \frac{1}{2\pi fC} \quad (5) \quad \text{despejando } f \text{ tenemos que:}$$

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (7)$$

Donde;  $f_0$  = Frecuencia de resonancia en ciclos /segundos.

Las dos tensiones reactivas  $E_L$  y  $E_C$  son exactamente iguales y opuestas y sus magnitudes mucho mayores que la tensión de línea  $E$ .

El valor de la corriente estará limitado únicamente por la resistencia y enfase con la tensión  $E$ .

Para un valor dado de resistencia, el valor de la corriente alcanza un valor máximo ( ec. 1) cuando el circuito está en resonancia. Si la resistencia ( $R$ ) es pequeña, tanto la corriente como las tensiones  $E_1$  y  $E_c$  se incrementaran en forma proporcionalmente inversa. Si la resistencia llega a  $\infty$ , tanto la corriente como dichas tensiones, llegan a ser teóricamente infinita.

En realidad, las resistencias tienen valor finito, pero están pequeña que la corriente alcanza valores muy elevados, provocando muy altas tensiones através de la inductancia y la capacitancia.

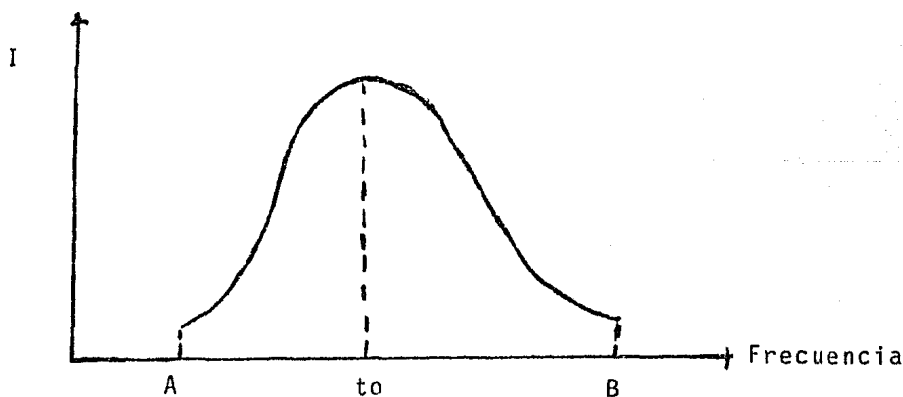
Es un hecho que estas altas tensiones pueden perforar el aislamiento de los cables y que las altas corrientes provocan un ruido excesivo en los transformadores, debido a las vibraciones de sus laminaciones.

De acuerdo a la relación de la fórmula 7, es posible provocar resonancia en un circuito serie variando cualquiera de

los parámetros  $L$ ,  $C$ , o  $f$ .

Las características generales de un circuito en resonancia son las mismas independientemente de cual de los parámetros sea variado para producir resonancia. En todos los casos el factor de potencia es 1, la potencia es simplemente la tensión multiplicada por la corriente. La corriente es igual a  $E/R$ , de tal manera que cuando el circuito está en resonancia, la corriente tendrá un valor máximo, solamente limitada por la resistencia.

En la figura 6.2 se muestra la curva de la corriente antes y después del punto en que el circuito se vuelve resonante.



La resonancia ocurre en el punto  $C$ . La corriente es limitada

solamente por la resistencia del circuito de tal forma que - la corriente será muy grande si la resistencia es muy pequeña. Cuando la reactancia resultante es grande ( punto A ) , se tendrá una circulación pequeña de corriente. Así mismo - puede observarse un incremento muy grande en la corriente al pasar del punto A al C.

Como los transformadores por regla general operan cerca de - la rodilla de la curva de magnetización del núcleo, un incremento relativamente pequeño en la tensión y por lo tanto del flujo, produce un incremento notable en la corriente de magnetización esto no solamente produce un incremento de pérdidas  $I^2R$  en el primario del transformador sino también un aumento grande en las pérdidas del núcleo.

La experiencia ha demostrado que la ferro-resonancia se manifiesta frecuentemente por el sobrecalentamiento de transformadores que operan a muy baja carga o en vacío. También dicha ferro-resonancia se manifiesta por el ruido provocado - por la vibración de las laminaciones del núcleo causada por los altos valores de corriente de magnetización.

La ferro resonancia generalmente no ocurre en sistemas que-

operan en condiciones normales, como ya ha sido mostrado, este fenómeno se produce por la iteración de la inductancia y la capacitancia al formar un circuito serie, la inductancia es usualmente el primario del transformador y la reactancia inductiva varía ampliamente con la magnitud de la corriente cuando esta es estable, varía ampliamente durante cada medio ciclo.

La capacitancia esta dada por los calbes de potencia debido a la tensión aplicada entre fase y tierra. Para una longitud dada de línea la capacitancia de los cables aislados es bastante grande para las líneas aéreas de tal manera que el fenómeno de ferro resonancia tiene posibilidad de presentarse.

La ferro-resonancia requiere de una onda de iniciación tal como un disturbio severo causado por cierre o apertura de un interruptor, el cierre o apertura no simultanea de los contactos de un equipo de seccionalización o interrupción, la operación de un fusible o la rotura de un conductor o el puente de una línea.

El cierre o apertura de cuchillas o cortacircuitos fusibles-



unipolares en forma secuencial], es una causa común de provocar ferro resonancia.

Otra causa común es cuando el transformador es energizado en el punto en que la onda de tensión produce una corriente inicial opuesta al flujo residual del núcleo. Como es conocido esto produce una gran corriente de magnetización denominada - corriente de iniciación ( inrush).

La ferro-resonancia puede ocurrir como un transitorio de corta duración o puede presentarse como un fenómeno sostenido, dependiendo de las condiciones del sistema. La probabilidad de que se presenten sobretensiones por ferro-resonancia se incrementa con la posibilidad de variaciones en la tensión y en la reactancia inductiva.

La ferro-resonancia ocurre más frecuentemente en sistemas -- trifásicos que en sistemas monofásicos. Esto no sólo provoca sobretensiones sino frecuentemente provoca inversión en la rotación de fases, lo cual provoca rotación inversa de -- los motores conectados al sistema.

La ferro-resonancia en los circuitos trifásicos se produce -

La ferro-resonancia en los circuitos trifásicos se produce de la misma manera que en los circuitos monofásicos: la rotura de un conductor la operación de un fusible y particularmente el cierre no simultáneo de los tres contactos de interruptores, cuchillas y cortacircuitos fusibles.

Aunque las condiciones para que se presente la ferro-resonancia están presentes en sistema trifásico, tales como la reactancia inductiva y capacitiva, normalmente dichos elementos no forman circuitos serie simples como en los circuitos monofásicos.

Para determinar un circuito ferro-resonante, se requiere analizar los elementos de la malla que en un momento dado formen un circuito serie, incluyendo reactancias inductiva y capacitiva y una fuente de alimentación.

#### Ferro-resonancia en un sistema con transformadores de distribución conectados en delta - estrella ( A - Y )

En la figura 4.2 se muestra un circuito comunmente usado para discutir el fenómeno básico de ferro-resonancia. Una fuente trifásica efectivamente aterrizada a un transformador

trifásico sin carga y con su devanado primario conectado a tierra y en el punto de transición de apereo a subteraneo se tienen conectados tres cortacircuitos fusibles unipolares, los cuales estan instalados a cierta distancia del transformador.

Los cables tienen una capacitancia entre fase y tierra  $C_0$ , pero existe capacitancia entre fases, ya que la pantalla metálica de los cables está conectada a tierra.

Cuando el cortacircuito unipolar de la fase A es cerrado para energizar el transformador como se muestra en la figura (4.2) la impedancia de excitación o magnetización no lineal del transformador se energiza a través de las capacitancias de la fase B a tierra y de la fase C a tierra de los cables.

En el instante en que el cortacircuito a la fase A es cerrado, la capacitancia a tierra de las fases B y C aparece como un cortocircuito y los devanados del transformador, conectado entre las fases A y B y las fases A y C empiezan a tomar su corriente normal de excitación (inrush).

El nucleo puede saturarse provocandose un gran incremento -

en la corriente a través de los devanados y las capacitancias a tierra en las fases B y C.

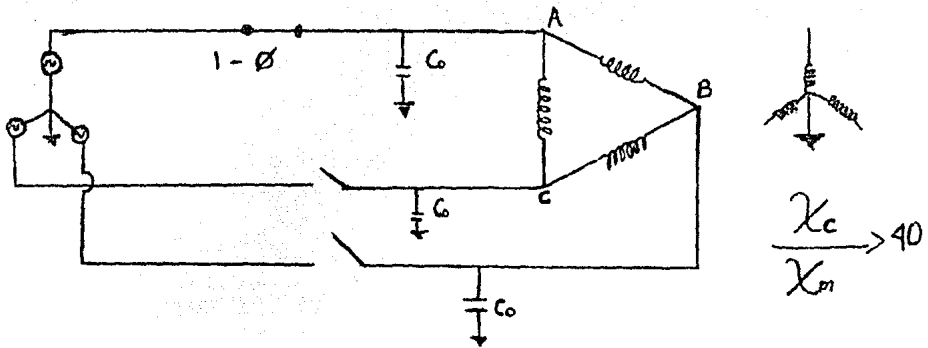


Fig. 4.2

Debido a las características no lineales del núcleo del transformador y la acumulación de carga en las capacitancias de los cables conectados a las fases B y C. Esto puede provocar sobretensiones sostenidas entre las fases B y C y tierra y a través de los devanados del transformador. Cuando la segunda fase es energizada puede persistir o incrementarse.

Estas sobretensiones pueden causar sobreexcitación o inversión de fases en el transformador, falla en apartarrayos y posiblemente falla en el aislamiento del transformador o en el equipo conectado al sistema.

Para determinar en forma análitica el circuito ferro resonante se requiere analizar los elementos de la malla que en un momento dado forman un circuito serie L-C con una fuente de alimentación por medio del análisis de mallas de Kirchoff teniendo finalmente un circuito ferro resonante equivalente, figura.

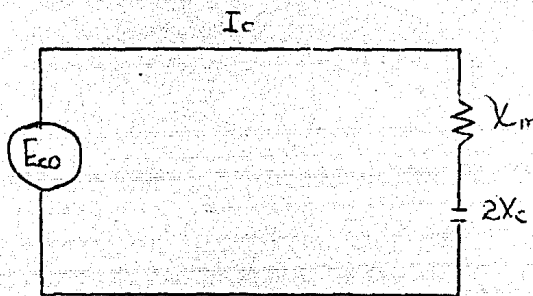


Figura 4.3

Donde la  $I_c = \frac{E_{co}}{2X_c - X_m}$  ----- (8)

En donde:

$E_{co}$  = tensión entre fase y tierra en volts.

$X_c$  = Reactancia capacitiva en ohms de acuerdo a la longitud y características del cable de potencia.

$X_m$  = Reactancia inductiva en ohms.

Depende de la capacidad del transformador, su corrien-

te de excitación y su tensión de operación se puede calcular por medio de la siguiente expresión:

$$X_m = \frac{10^5 \text{ (KV entre fases)}^2}{\% I_{exc} \text{ KVA.}} \text{ ohms}$$

### Sobretensiones y Oscilaciones.

Básicamente la ferro-resonancia ocurre en sistemas de potencia cuando los primarios de los transformadores se conectan indeterminadamente en serie con la capacitancia en la tierra de la línea de transmisión aérea o subterránea produciéndose una condición resonante.

Las gráficas obteniendo de las oscilaciones en condiciones de ferro-resonancia en sistemas analógico o simulados muestran ondas de corriente muy irregulares con alto contenido de armónicos, esto debido a la variación de la inductancia  $L$  con la corriente (Fig. 2.1) y la frecuencia de resonancia =  $1/2 LC$ .

Existen pocos datos estadísticas registrados gráficamente de disturbios y oscilaciones ocurridos en sistemas de potencia

causados por ferro-resonancia.

Esto se debe a que tales disturbios son frecuentemente - - transitorio de corta duración, los cuales ocurren en forma inesperada, de tal forma que no es posible poder determinar ni el tiempo ni el lugar en que ocurrirán y por lo tanto es impráctico instalar equipo especial para registrar el fenómeno.

Sin embargo las sobretensiones sostenidas que se presentan después de la operación de un fusible, la rotura de una línea o durante la maniobra de conectar o desconectar un - - transformador, están íntimamente desconectados con el fenómeno de ferro-resonancia.

Una investigación completa del fenómeno de ferro-resonancia en los sistemas de potencia es normalmente impracticable. En condiciones normales de operación es muy difícil asimilar una sección de un sistema por el tiempo suficiente para experimentar y simular las condiciones que provocan la ferro resonancia.

Por tal motivo, las investigaciones se hacen usualmente en modelos en donde se simulan los parametros reales de un sistema de potencia en computadoras analógicas analizadoras - -

eléctricos de transitorios de redes (TNA), analizadores diferenciales, el ANACOM de Westinghouse y equipos similares.

Bajo estas condiciones, los resultados obtenidos no son de una gran exactitud, pero proporcionan una idea aproximada de lo que se presenta en realidad.

Las sobretensiones provocadas por la ferro-resonancia se muestran comunmente como función de la relación entre la reactancia capacitiva a tierra  $X_c$  y la reactancia inductiva  $X_m$  de los devanados del transformador.

En general las sobretensiones más altas, debidas a ferro resonancia se presentan sí el primario de los transformadores trifásicos estan conectados en delta, estrella, con neutro aislado o conexión en T no aterrizada. En adición para que se presenten estas sobretensiones, la fuente de alimentación deberá estar aterrizada y deberá existir una capacitancia entre fases o entre fase y tierra entre el primario del transformador y el punto de localización de las cuchillas o cortacircuitos fusibles unipolares.



## MEDIDAS PARA REDUCIR LAS PROBABILIDADES DE QUE SE PRESENTEN SOBRETENSIONES POR FERRO-RESONANCIA.

Cuando se instala un transformador de distribución con sus devanados conectados en delta - estrella en un sistema tal como se muestra en la figura las probabilidades de que se presenten sobretensiones debidas a ferro-resonancia pueden ser reducidas al mínimo tomando en cuenta las siguientes medidas:

- a) Usar equipo de seccionalización trifásico.
- b) Hacer operaciones de conexión y desconexión directamente en terminales del transformador.
- c) Tener permanentemente una carga resistiva en el secundario del transformador del orden del 5 al 10% de su capacidad.
- d) Limitar la longitud del cable de alimentación del transformador.

Cuando el transformador es conectado o desconectado remota-

tamente y este se encuentra alimentado por un cable de potencia, el uso de un equipo de seccionalización trifásico, puede ser efectivo para minimizar la probabilidad de sobretensiones por ferro-resonancia. Aunque es una buena alternativa puede resultar muy costosa.

Si las operaciones de conexión o desconexión se hacen directamente sobre las terminales del transformador, mediante el uso de seccionalizadores radiales internos en el tanque del transformador o mediante conectores premoldeados unipolares de operación con carga, es muy remota la posibilidad de que se presenten sobretensiones. Sin embargo, se han observado sobretensiones en sistemas aéreos de más altas tensiones -- aún cuando las operaciones de conexión y desconexión se hagan junto al transformador, debido a la resonancia entre la reactancia de magnetización y la capacitancia entre los devanados del transformador.

Si se hacen operaciones de conexión y desconexión remotas de transformadores, se puede limitar las sobretensiones a valores aceptables. Si se conecta una carga resistiva en el secundario del transformador la cantidad de la carga requerida es función de la capacidad del transformador, la -

longitud del cable y el valor de la tensión primaria, pero en general una carga resistiva entre el 5 y 10% de la capacidad del transformador es suficiente en estos casos.

Otra alternativa es reducir la probabilidad de que se presenten sobretensiones por ferro-resonancia es reducir la longitud del cable de potencia asociado a un transformador trifásico conectado en delta-estrella, de tal manera que la relación  $X_c/X_m$  no sea menor a 40 para limitar la sobretensión en los devanados del transformador a valores de 1.25 (P.U ) o menor.

## 6.2 COMPENSACION DE LA LINEA DE TRANSMISION

El continuo aumento de la demanda de energía eléctrica hace necesario incrementar los centros de generación y fortalecer la red de transmisión en ciertas ocasiones se cuenta con la generación adecuada para satisfacer la demanda, pero la red de transmisión es insuficiente para transportar toda la energía, se debe por lo tanto, aumentar la eficiencia y capacidad de transmisión de esta red. Algunas formas de lograr esto son presentadas a continuación.

Aumento de la tensión en la red: Al ser aumentada la tensión en la red de transmisión, las corrientes al fluir por ella disminuyen, con lo cual las pérdidas por concepto de transmisión se reducen, lo que hace más eficiente el sistema.

Formación de anillos: Estos anillos se forman por la interconexión de líneas, lo que ayuda a mantener los voltajes en los buses que intervienen en la interconexión.

Circuitos múltiples: Si a las líneas de transmisión se les aumenta un circuito, la capacidad de transmisión se ve incrementada, debido a que se tienen nuevos canales de transmisión. Desde el punto de vista eléctrico, se debe a la reducción de impedancia total equivalente del circuito. Com

pensación de la línea de transmisión: La compensación nos ayuda a tener una mejor regulación de voltaje y aumenta la estabilidad lo que permite que se tenga una mayor capacidad de transmisión, la compensación se puede lograr mediante:

Capacitores serie.

Reactores paralelo y capacitores paralelo.

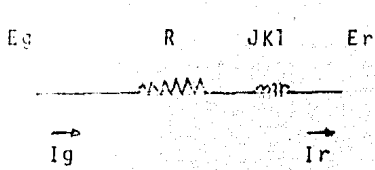
Transformadores con cambio de derivación bajo carga.

Compensadores estáticos.

Este trabajo tratará únicamente como lograr la compensación los capacitores serie. Una manera muy atractiva de incrementar la capacidad de transmisión de la línea, es a través de la compensación directa del efecto inductivo de la línea por medio de capacitores serie. De esta manera la reactancia total de la línea se reduce y la potencia real y reactiva requerida por esta línea también disminuye, pudiendo transportar mayor potencia real.

Ahora veremos el comportamiento del capacitor al ser instalado en serie, en una línea de transmisión y como el grado de compensación y su localización pueden ayudar a tener un mejor aprovechamiento del capacitor y la línea.

Si consideramos la línea como un elemento que consta de efectos resistivos e inductivos únicamente y posteriormente le insertamos un capacitor en serie, tendríamos de su análisis, los diagramas mostrados a continuación.



$$I_g = I_r$$

$$E_g = E_r + (R + jXl) I_g$$

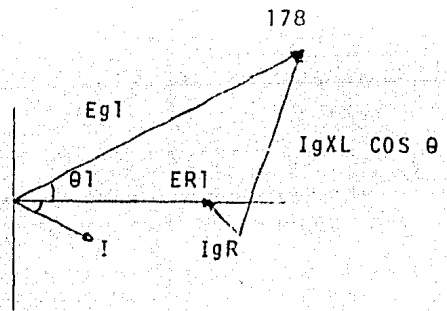
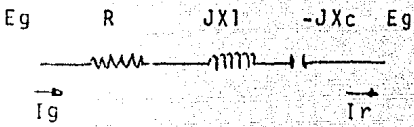


Figura 1.A



$$I_g = I_r = I$$

$$E_g = E_r + (R + jXl) I_g - jXc I_g$$

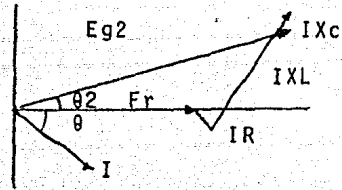


Figura 1.B

De la observación de estos diagramas, nos damos cuenta, que la insercción del capacitor al circuito, contrarresta o compensa parte de la reactancia inductiva, lo cual disminuye -

la caída de potencial y reduce el ángulo entre voltajes. Es to de gran utilidad, por la siguiente razón, si despreciamos las resistencias en ambos casos por ser esta muy pequeña respecto a la reactancia, tenemos que para el caso de la figura 1.A la potencia transmitida esta dada por:

$$P = E_r I \cos \theta$$

y del diagrama fasorial:

$$I_r X_l \cos \theta = E_g \text{ SEN } \theta + I_g R \text{ SEN } \theta$$

$$I_r = \frac{E_g \text{ SEN } \theta}{X_l \cos \theta}$$

Sustituyendo en la ecuación de potencia

$$P_1 = \frac{E_g E_r}{X_l} \text{ SEN } \theta$$

Al incluir el capacitor serie, la expresión de potencia se modifica de la siguiente manera.

$$P_2 = \frac{E_g E_r}{X_l - X_c} \text{ SEN } \theta$$

Donde  $\theta_2 < \theta_1$ , lo cual significa que se requiere disminuir el ángulo, para poder suministrar la misma cantidad de potencia, se puede ver en la figura 2.A. Por otra parte, si  $\theta_2 = \theta_1$ , la potencia en el caso con capacitores sería mayor que en el caso sin él, lo cual es debido a la reducción de la reactancia inductiva y el consiguiente aumento en la corriente.

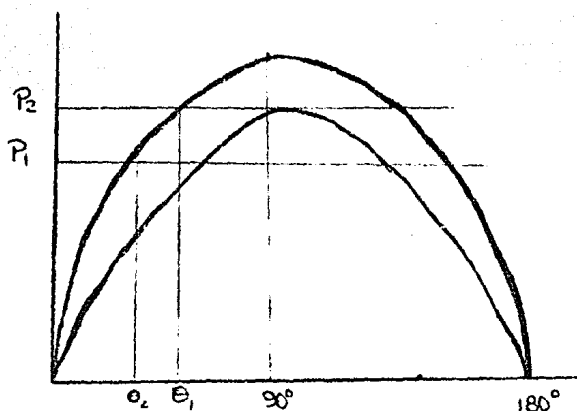


Figura 2.A Mayor Capacidad de Transmisión y mejoramiento de estabilidad.

por medio de las ecuaciones para  $P_1$  y  $P_2$  se puede decir que el margen de estabilidad para el caso con capacitores es mayor y se tiene la posibilidad de transferir mayor potencia.



Para analizar la línea cuando está sin carga y compensada, se tiene que la circulación de VARS es inversa, que va hacia la terminal de envío, produce en el capacitor una caída de tensión en dirección opuesta al flujo de potencia, con lo que tendremos una elevación de voltaje, en el extremo receptor mucho menor, que si no estuviera compensada.

Dependiendo del grado de compensación, la regulación del voltaje varia, un aspecto importante, es la localización del capacitor, de lo cual podemos decir que entre mayor sea el grado de compensación más cerca de la terminal de recepción debe colocarse el capacitor, para conseguir la menor elevación.

Si el grado de compensación es alto, y localizado en la terminal de envío, se presentaría un voltaje en recepción, que estaría por debajo de el voltaje de envío, lo cual no es deseable, por lo que es mejor tener un nivel de voltaje plano o casi igual al de envío.

Respecto al flujo de VARS y ángulo, que ni el grado de compensación y la localización del capacitor logran afectar su comportamiento.

Para cuando la línea esta a plena carga y compensada, se dice que con mayor carga reactiva, el voltaje de recepción aumenta, evitando así la gran caída de voltaje, esto significa que el capacitor actúa conforme a la carga y ésta es una gran ventaja sobre otros dispositivos para mantener el voltaje en las terminales de la línea. De la localización del capacitor diremos, que para tener la menor caída de tensión, conviene localizar el capacitor en el extremo receptor.

Para una carga específica, la compensación disminuye la cantidad de potencia reactiva solicitada a la terminal de envío, permitiendo así poder enviar mayor potencia real. Si el grado de compensación aumenta, menor será la potencia requerida a envío, ya que el capacitor proporciona la faltante.

Potencia máxima de transmisión: La capacidad de transmisión de la línea es incrementada con la introducción del capacitor en serie, esto es debido a la reducción directa de la reactancia inductiva, la localización del banco de capacitores para la línea, no afecta, por que se trabaja por debajo del 60% de compensación ya que trabaja como si fuera una línea normal. Por otra parte, no es conveniente compensar el 70% debido a que podriamos caer con facilidad en una condi--

ción resonante, que es indeseable.

Para obtener la máxima potencia de envío, recurrimos a la siguiente ecuación para la línea compensada.

$$P_{\text{max}} = |E_g|^2 \frac{|D| \cos(\beta - \delta)}{|B|} + \frac{|E_g| |E_r|}{|B|}$$

Para la alternativa 2 tendríamos:

$$P_{\text{max}} = (396.516)^2 \frac{0.927 \cos(85.51 - 0.69)}{103.45} + \frac{(396.516)(380)}{103.45}$$

$$P_{\text{max}} = 1583.71 \text{ MW}$$

Para la alternativa 4 tenemos:

$$P_{\text{max}} = (410.14)^2 \frac{0.926 \cos(83.64 - 0.52)}{137.84} + \frac{(410.14)(380)}{137.84}$$

$$P_{\text{max}} = 1226.05 \text{ MW}$$

Las pérdidas de potencia; las pérdidas de potencia real, también se ven afectadas por la compensación y las obtenemos por medio de la ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas: } & |E_g|^2 \frac{|D| \cos(\beta - \delta)}{|B|} + |E_r|^2 \frac{|A| \cos(\beta - \omega)}{|B|} \\ & - 2 \frac{|E_g| |E_r|}{|B|} \cos \beta \cos \theta \end{aligned}$$

y en ella los parámetros A, B, C y D son independientes de la localización del capacitor, en caso de que la línea se encuentre sin carga, para tener pérdidas mínimas debemos localizar el banco de capacitores en el extremo de envío y por el contrario para el caso con carga sin embargo, podemos decir que una localización adecuada del banco de capacitores para cumplir con estas dos condiciones, es la parte central de la línea.

Para saber las pérdidas de la alternativa 2 tenemos:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas} &= (396.516)^2 \frac{0.927}{103.45} \text{COS } (85.51-0.69) + (380)^2 \frac{0.927}{103.45} \\ &\text{COS } (85.51 - 0.69) - 2 \frac{(396.516)(380)}{103.45} \text{COS } 85.51 \\ &\text{COS } 41.22 \end{aligned}$$

$$\text{Pérdidas} = 72.45 \text{ MW}$$

Para saber las pérdidas de la línea de la alternativa 4 tenemos:

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas} &= (410.14)^2 \frac{0.926}{137.84} \text{COS } (83.64-0.52) + (380)^2 \\ &\frac{0.926}{137.84} \text{COS } (83.64-0.52) - 2 \frac{(410.14)(380)}{137.84} \text{COS } 83.64 \\ &\text{COS } 44.42 \end{aligned}$$

Pérdidas = 72.65 MW

Regulación de voltaje: la regulación de voltaje, es un indicador de la variación del voltaje en la terminal de recepción, debido al cambio de la carga desde un valor cero a un valor máximo a plena carga, la variación entre el máximo y el mínimo valor de regulación, no es lo suficientemente grande como para no permitir una localización central del capacitor dentro de la línea.

La eficiencia de la compensación: Se puede definir como la variación real que existe, entre la reactancia serie de la línea compensada y la no compensada dividida por la reactancia del capacitor. La impedancia serie corresponde a la constante generalizada B. La eficiencia depende de la localización del banco de transformadores.

Grado de compensación: Las características de operación antes descrita, las podemos reunir en un sólo parámetro, la relación de voltaje en terminales de la línea de transmisión.

$$e = \frac{V_g}{V_r} \quad \angle \theta$$

Donde:  $e$  es el grado de compensación

El grado de compensación que satisfaga esta ecuación, será diferente para cada localización, por lo que debemos definir una localización para así tener un solo valor.

Número de estaciones: El número de estaciones intermedias puede ser determinada de diferentes maneras dependiendo de la localización. Si la línea se divide en partes iguales, esto es que para  $N$  estaciones de compensación, la línea será dividida en  $N-L$  secciones iguales.

El número de estaciones las podemos seleccionar, de acuerdo a dos criterios principales:

- 1.- Que cada sección de línea capacitor, cumpla con una relación de voltaje dada.
- 2.- Que el voltaje en cada segmento de capacitor ( una estación de compensación), no sea mayor a un valor dado.

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, se puede concluir que:

La compensación serie disminuye la caída de tensión, para condiciones de carga diferentes de cero.

Disminuye la elevación del voltaje de la línea en vacío.

El capacitor por estar en serie con la línea, proporciona los reactivos necesarios, dependiendo de las condiciones de carga.

La regulación de voltaje se ve mejorada.

Para la mayoría de las condiciones de carga, las pérdidas de transmisión disminuyen.

La compensación serie aumenta la capacidad de transmisión de potencia de la línea.

La compensación serie, mejora el límite de estabilidad en estado de la línea y el sistema.

Respecto a la localización del capacitor tenemos:

Para condiciones sin carga, no existe una localización fija para todo grado de compensación, sino que varía con esta. Pe

ro se tiene una buena localización del banco de capacitores, entre el extremo de envío y la parte central de la línea.

En operación a plena carga, no existe una localización específica, por que para condición de carga, existe una localización óptima. En lo general, se tiene buena característica de operación si el capacitor es localizado entre el punto de la línea y su extremo receptor.

De lo anterior podemos concluir, que una localización central del capacitor, cubre las dos condiciones satisfactoriamente.

Con relación al capacitor dentro del sistema de potencia tenemos que el capacitor cuando es conectado a una red de potencia, en el lugar y con el valor adecuado, produce una elevación de voltaje en todos los nodos. Con ello el sistema se ve mejorado en capacidad de transmisión y en estabilidad. Más sin embargo, si el sistema es sobre compensado, el exceso de reactivos en la red produce en ésta, un incremento de energía perdida, pero aún así, su capacidad de transmisión es mayor que la del sistema no compensado.



## 7. CONCLUSIONES

El desarrollo tecnológico ha centrado sus esfuerzos en los últimos años hacia el cálculo de línea de transmisión de extra alta tensión en los cuales se han invertido considerables cantidades de dinero y que aún no han redituado resultados satisfactorios técnica y económicamente como para pensar en su utilización en forma masiva.

Dentro de las conclusiones de este trabajo, indicamos las ventajas que nos ofrece la construcción de líneas de transmisión compactadas desde varios puntos de vista, como son la factibilidad técnica del diseño, un análisis económico en comparación con el costo de una línea tradicional y finalmente indicaremos el desarrollo futuro que esta línea podría tener en nuestro país.

### 7.1 FACTIBILIDAD TECNICA DEL DISEÑO.

Dentro de la infraestructura que el país tiene desarrollada para la instalación y operación de las líneas de transmisión, se han elaborado una serie de reglamentos y normas a las cuales se tiene que sujetar el diseño de una línea de transmi-

si3n. En base a valores normalizados se c3lculo la lnea -- compactada para uno y dos circuitos dando resultados que se encuentran dentro de los lmites recomendados por CFE.

En la siguiente tabla podemos observar una comparaci3n de valores recomendados como m3nimos en el diseo de una lnea de 400 KV y valores c3lculados para la lnea compactada con lo que podemos decir que t3cnicamente es factible su construcci3n.

	VALOR NORMALIZADO	VALOR CALCULADO
Distancia de fase a fase	3.5 Mts.	4.132 Mts.
Distancia de fase a tierra	2.6	3.107
Altura m3nima de los conductores al nivel del suelo.	8	8
N3mero de aisladores.	24	24

## 7.2 ANALISIS ECONOMICO

Para 3ste tipo de an3lisis, tenemos que tomar en cuenta que la situaci3n econ3mica actual en los precios, es muy cambian

te. ya que lo que cuesta ahora un tipo de conductor determinado, en un lapso de tiempo corto tendrá éste mismo tipo de conductor otro valor. Por lo tanto no es posible decir o hacer análisis con precios exactos, lo cual nos daría una perspectiva del valor real de la línea. Pero sin embargo se hará una comparación de precios, entre la línea de transmisión tradicional y la diseñada en éste estudio.

Los precios que se ocuparan se obtuvieron de la Cía. de Luz y Fuerza del Centro. Se harán mención de cables de guarda, aisladores, conductores, herrajes y de los principales accesorios que se utilizan para la construcción de las líneas de transmisión de 400 KV. Los precios mostrados a continuación son costos unitarios.

	LINEA TRADICIONAL	LINEA COMPACTADA
Torre	\$ 162,218.00	\$150,500.00
Cable ASCR 1113 MCM bluejay	\$ 2,570.00	2,570.00
Aisladores	\$ 57.00	\$ 57.00
Herrajes para conductor	\$ 1,250.00	\$ 1,250.00
para hilo de guarda	\$ 50.00	\$ 50.00

	LINEA TRADICIONAL	LINEA COMPACTADA
	-----	-----
Empalmes de compresión	\$ 250.00	\$ 250.00
Empalmes preformados	\$ 36.25	\$ 36.25
Varillas de separación	\$ 146.25	\$ 146.25
Separadores	\$ 50.00	\$ 50.00
Instalación de torre	\$ 80,000.00	\$ 110,000.00

Como se puede observar, varían en algunas cosas los costos de la línea de transmisión compactada y la línea tradicional en el número de aisladores, ya que para una línea tradicional se ocupan 4 cadenas de 24 aisladores cada una y para la línea compactada se utilizan 3 cadenas de 24 aisladores y 3 aisladores rígidos cada una, ésto es para un circuito y si fuera para dos se necesitarían 6 cadenas de 24 aisladores y 6 aisladores rígidos. Si se hace la comparación tomando en cuenta nada más un circuito tenemos:

TRADICIONAL  $4 \times 24 = 96$  aisladores

COMPACTADA  $3 \times 24 = 72$  aisladores y 3 aisladores rígidos

Por lo que el costo de los aisladores, tendrá un costo mayor para la línea compactada.

En el derecho de vía, ya que por ser un poste el que se ocupa en la línea compactada ocupa un menor derecho de vía, pero no es posible dar precios, ya que éstos costos varían dependiendo de por donde se vaya a tener colocada la línea.

El costo de herrajes, para el conductor aumenta por que se -- ocupan en vez de 4 de la línea tradicional, 6 para la línea compactada.

La torre del diseño compactado es más barato que la estructura de la línea tradicional, con lo que respecta a la instalación, se tiene un mayor costo en la línea de transmisión compactada que en la línea tradicional.

Por lo que la línea de transmisión compactada, técnicamente mejor, ya que tiene una mejor estabilidad, con lo cual se tiene una mejor continuidad de servicio, pero económicamente tiene un valor más alto que la tradicional.

### 7.3 DESARROLLO FUTURO.

El gran crecimiento demográfico industrial, demanda un incremento en la generación y distribución de energía eléctrica

ca, por lo que se ha venido trabajando en el diseño de nuevos tipos de torres de transmisión por parte de Comisión Federal de Electricidad, Compañía de Luz y Fuerza, el Instituto de Investigaciones Eléctricas y otras compañías extranjeras, con la finalidad de que las torres de transmisión sean más eficientes y baratas y además ocupen un mínimo derecho de vía, ya que el gran crecimiento demográfico en las ciudades de todo el mundo, no permite encontrar fácilmente vías, para construir nuevas líneas de transmisión, por lo que en el futuro las torres tendrán que ser diseñadas de una forma más compactada, amortizando así su precio.

Por otra parte se tiene la necesidad de tener un sistema eléctrico confiable para tener una buena continuidad de servicio, con lo que se cuidarán tanto los intereses del público usuario como del sector industrial, es decir que la línea debe tener una buena estabilidad para no salir continuamente del sistema debido a fallas.

La torre de transmisión diseñada en este trabajo para una línea de 400 KV tanto para un circuito como para dos circuitos en forma compactada cumple con todos los requisitos que se tienen normalizados y además muestra las características nece

sarias que pueden resolver el problema de derecho de vía ya que gracias a la compactación se puede construir en un terreno destinado a una línea de menor capacidad una de hasta el doble de esa, un ejemplo sería, en un derecho de vía para -- una línea de 400 KV se podría construir una línea de 800 KV- utilizando una torre dos circuitos de 400 KV cada uno, con lo que se estaría logrando una gran economía.

Finalmente diremos que la línea diseñada en este trabajo tendrá un importante desarrollo futuro gracias a las características que contiene, si se toma en cuenta la gran economía -- que se puede lograr con su construcción.

## A P P E N D I C E



T A B L A 1

TENSION NOMINAL KV	TENSION MAXIMA KV	NBI KV	
69	72.5	350	
115	123	550	
230	245	750	850
400	420	1300	1425

Nota; Las Tensiones nominales y NBI son de las normas CNI, CUEGCI  
(Comité de Normalización Interna. )

## T A B L A 2

SEGUN CEI.

NBI = 0.916 VCF Con probabilidad de falla 10%

De la Tabla de Aisladores estándar (254 x 146 mm ) se tiene:

No. DE AISLADORES	VCF ( KV )
21	1825
22	1905
23	1985
24	2065
25	2145
26	2220
27	2300
28	2375

T A B L A 3

ALTITUD EN METROS	PRESION EN CM DE Hg.	DENSIDAD ESPECIFICA
915	68.12	0.896
976	67.61	0.890
1037	67.10	0.883
1098	66.62	0.877
1159	66.11	0.870
1220	65.63	0.864
1280	65.16	0.857
1342	64.66	0.851
1403	64.18	0.845
1464	63.70	0.838
1525	63.24	0.832
1586	62.76	0.826
1647	62.28	0.820
1708	61.82	0.814
1769	61.36	0.807
1830	60.90	0.801
1982.5	59.76	0.786
2132	58.64	0.772
22.87.5	57.53	0.757
2440	56.43	0.743
2592.5	55.37	0.729
2745	54.33	0.715
2897.5	53.29	0.701
3050	52.27	0.683
4575	42.90	0.564
6100	34.92	0.460
7625	28.19	0.371
9150	22.58	0.297
10675	17.88	0.235
12200	14.07	0.185

## T A B L A A 4

NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO PARA DIFERENTE NUMERO DE AISLADORES ESTANDAR Y DIFERENTES ALTITUDES SOBRE EL NIVEL-DEL MAR. (SIN CONSIDERAR EFECTO DE HUMEDAD)

$$\text{NBI} = 0.961 \text{ VCF}$$

Número * de Aisladores	VCF KV (1)	NBI KV (2)	NBI (KV) Corregido por Altitud.			
			Metros sobre el nivel del mar.			
			0 - 500	501-1500	1501-2500	2501-3200
1	125	120	112	99	87	79
2	255	245	229	203	179	163
3	345	331	310	274	242	220
4	415	398	372	330	291	265
5	495	475	445	394	348	316
6	585	562	526	466	411	374
7	670	643	602	533	471	428
8	760	730	684	605	535	486
9	845	812	760	673	595	540
10	930	893	836	741	654	594
11	1015	975	913	809	714	649
12	1105	1061	994	880	777	706
13	1185	1138	1066	944	834	757
14	1265	1215	1138	1008	890	809
15	1345	1292	1210	1072	947	860
16	1425	1369	1281	1136	1003	911
17	1505	1446	1354	1200	1059	963
18	1585	1523	1427	1264	1116	1014
19	1665	1600	1499	1328	1172	1065
20	1745	1676	1570	1391	1228	1117
21	1825	1723	1642	1454	1284	1167
22	1905	1830	1714	1518	1341	1218
23	1985	1907	1786	1582	1397	1270
24	2065	1984	1859	1646	1454	1321
25	2145	2065	1934	1713	1513	1375
26	2220	2133	1998	1770	1563	1420
27	2300	2210	2070	1834	1619	1471
28	2375	2282	2138	1894	1672	1521
29	2455	2359	2210	1957	1729	1571
30	2530	2431	2277	2017	1781	1619

(+) En Líneas de transmisión, el efecto de humedad se considera mínimo por rayo

\* Aisladores de 254 x 145 mm (10x5 3/4 plg)

Las Columnas (1) y (2) dan valores en condiciones estandar de presión barométrica y temperatura a las cuales se pueden referir los cálculos.

NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO PARA DIFERENTE NUMERO DE AISLADORES DE 146 x 254 mm. (5 - 3/4 x 10" Ø ESTANDAR (NIC) Y DIFERENTES ALTITUDES SOBRE EL NIVEL DEL MAR. (CRITERIO DE CEI).  
 NBI = 0.961 V.C.F.

T A B L A 5

NO. DE UNIDAD	VCF KV	NBI KV	NBI (KV)			
			Metros sobre el nivel del mar			
			0-500	501-1500	1501-2500	2501-3200
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	125	120	113	99	87	79
2	255	245	229	203	179	163
3	345	331	310	274	242	220
4	415	398	372	330	291	265
5	495	475	445	394	348	316
6	585	562	526	466	411	374
7	670	643	602	533	471	428
8	760	730	684	605	535	486
9	845	812	760	673	595	540
10	930	893	830	741	654	594
11	1015	975	913	809	714	649
12	1105	1061	994	880	777	706
13	1185	1138	1066	944	834	757
14	1265	1215	1138	1008	890	809
15	1345	1292	1210	1072	947	860
16	1425	1369	1282	1136	1003	911
17	1505	1446	1354	1200	1059	963
18	1585	1523	1427	1264	1116	1014
19	1665	1600	1499	1328	1172	1065
20	1745	1676	1570	1361	1228	1117
21	1825	1753	1642	1454	1284	1167
22	1905	1830	1714	1518	1341	1218
23	1985	1907	1786	1582	1397	1270
24	2065	1984	1859	1646	1454	1321
25	2145	2065	1934	1713	1513	1375
26	2220	2133	1998	1770	1563	1420
27	2300	2210	2010	1834	1619	1471
28	2375	2282	2138	1894	1672	1521
29	2455	2359	2210	1957	1729	1571
30	2530	2431	2277	2017	1781	1619

T A B L A 6

(1)

NUMERO DE AISLADORES ESTANDAR DE 254 x 146 mm. REQUERIDO  
POR ALGUNAS LINEAS DE TRANSMISION A DIFERENTES ALTITU--  
DES (NO SE CONSIDERA EFECTO DE HUMEDAD )

NBI = 0961 VCF

Tensión Nominal (KV)	NBI recomendado (KV)	Número de aisladores estandar de 254x146 mm.			
		Metros sobre el nivel del mar			
		0.500	501-1500	1501-2500	2501-3200
69	350	4	5	5	6
115	550	7	8	9	10
230	750	9	11	12	13
230	900	11	12	14	15
400	1300	17	19	22	24
400	1425	18	21	24	26

T A B L A No. 7.A

ZONA DE CONTAMINACION	CARACTERISTICAS NOTABLES
EXTRAFUERTE (EF)	Polvos de carbón, petróleo, productos químicos, cementos, grandes cantidades de cenizas en suspensión y salinidad.
FUERTE ( F )	Lluvia marina, polvos de carbón, petróleo, cemento y combinaciones entre estas con niebla y lluvia ligera.
MEDIA ( M )	Lluvia marina ligera, irrigación con plaguicidas. Fertilizantes y combinaciones entre estas con niebla y lluvia ligera.
LIGERA (L)	Niebla, fertilizantes, plaguicidas, lluvia intensa. (zonas rurales sin quemade forraje o hierba ).

De acuerdo con el EHV Transmission Line Reference Book (5) (tabla 7.2) se tienen los siguientes valores de diseño para líneas de extra alta tensión.

TABLA 13

ZONA DE CONTAMINACION	DISTANCIA DE FUGA (CM/KV RMS DE LINEA A TIERRA ).	KV PROMEDIO R.M.S. POR CENTIMETRO DE LONGITUD AXIAL
EF	5.36	0.39
F	4.42	0.47
M	3.33	0.63
L	2.64	0.78

(1) INSTITUTO DE INVESTIGACIONES DE LA INDUSTRIA ELECTRICA CFE, 1975

## COORDINACION DE AISLAMIENTO

## ESPECIFICACION

TABLA 8. NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA EQUIPOS DE LA CATEGORIA " C "

Tensión nominal del sistema KV (eficaz)	Tensión máxima de diseño KV (eficaz)	Nivel básico de aislamiento al impulso (NBAl) de fase a tierra KV (cresta)	Nivel básico de aislamiento por maniobra (NBAM) de fase a tierra KV (cresta)	Nivel básico de aislamiento por maniobra (NBAM) de fase a fase KV (cresta)
400 <sup>1)</sup>	420	1050 1175 1300 1425	1050	1425
765 <sup>2)</sup>	800	1800 1950 2100 2400	1425 1530	2400 2550

## NOTAS:

1) Tensiones normalizadas preferentes según especificación

2) Tensiones normalizadas según especificación.



Tensión nominal	Tensión máxima	NSAI fase tierra	NBAM fase-tierra	MBAI de fase a tierra	NBAM de fase a tierra	Distancia de fase a tierra	Distancia de fase a fase
KV	KV	KV	KV	KV	KV	mm	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	160	---	150	---	320	320
34.5	38	200	---	200	---	480	480
69	72.5	350	---	350	---	630	630
115	123	450	---	450	---	900	900
		550	---	550	---	1100	1100
138	145	450	---	550	---	1100	1160
		550	---	350	---	1300	1300
		650	---		---		
		550	---		---	1100	
			---	650	---		1300
161	170	650	---	750	---	1300	1500
		750	---		---	1500	
230	245	650	---	750	---	1300	1500
		750	---	850	---	1500	1700
		850	---	950	---	1700	1800
		950	---	1050	---	1900	2100
		1050	---	1125	---	2100	2250
400	420	1050	---		---		
			950		1425	2200 <sup>2)</sup> 2900 <sup>3)</sup>	3100 3300
		1175					
		1300	1050		1550	2600 <sup>2)</sup> 3400 <sup>3)</sup>	3500 4100
		+1425					

COORDINACION DE AISLAMIENTO

TABLA 9

18 de 96

ESPECIFICACION

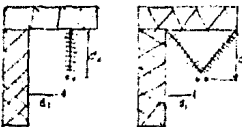
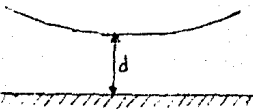
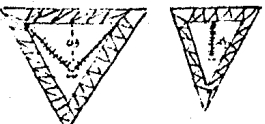
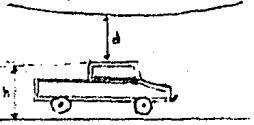
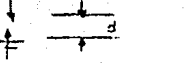


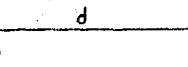
- 1) Presión barométrica de 760 mm de Hg y temperatura de 25 C.
- 2) Para configuración conductor estructura
- 3) Para configuración asimétrica.

T A B L A 1 0

SOBRETENSIONES DE MANIOBRA CON PUNTOS DE MEDIDA AL FINAL DE LA LINEA

CONDICION DE LA RED	T I P O D E M A N I O B R A							
	CIERRE EN VACIO		RECIERRE					
	RED CON ALI MENTACION INDUCTIVA	RED CON ALI MENTACION COMPLEJA	RED CON ALI MENTACION INDUCTIVA	RED CON ALI MENTACION COMPLEJA				
CON COMPENSACION REACTIVA MA- YOR O IGUAL AL 50% Y SIN RE- SISTENCIA DE PREINSERSION	MAXIMA	2.70	MAXIMA	2.15	MAXIMA	3.52	MAXIMA	2.45
	MEDIA	2.24	MEDIA	1.85	MEDIA	2.70	MEDIA	2.00
	MINIMA	1.81	MINIMA	1.60	MINIMA	1.85	MINIMA	1.50
CON COMPENSACION REACTIVA - MENOR DEL 50% Y CON RESIS- TENCIA DE PREINSERSION.	MAXIMA	2.20	MAXIMA	2.20	MAXIMA	2.14	MAXIMA	1.80
	MEDIA	1.75	MEDIA	1.60	MEDIA	1.62	MEDIA	1.50
	MINIMA	1.35	MINIMA	1.30	MINIMA	1.35	MINIMA	1.20
CON COMPENSACION REACTIVA MA YOR O IGUAL AL 50% Y CON RE- SISTENCIA DE PREINSERSION	MAXIMA	2.75	MAXIMA	1.24	MAXIMA	1.92	MAXIMA	1.94
	MEDIA	2.75	MEDIA	1.18	MEDIA	1.70	MEDIA	1.72
	MINIMA	1.80	MINIMA	1.11	MINIMA	1.60	MINIMA	1.62
CON COMPENSACION REACTIVA ME NOR DEL 50%, SIN RESISTENCIA DE PREINSERSION	MAXIMA	2.90	MAXIMA	2.60	MAXIMA	3.60	MAXIMA	3.48
	MEDIA	2.30	MEDIA	1.95	MEDIA	2.90	MEDIA	2.55
	MINIMA	1.66	MINIMA	1.40	MINIMA	2.12	MINIMA	1.46

TABLA 11 CONSTANTES PARA DIFERENTES CONFIGURACIONES DE ELECTRODOS

Tipo de configuración (sobretensión fase- tierra )	Ilustraciones	$K1^1)$	$K2^2)$	$K3^3)$
Conductor-estructura (línea de transmisión)		1.40	1.25	550
Conductor-suelo		1.30	1.10	550
Conductor-ventana		1.30	1.20	550
Conductor-objeto a (vehículos, equipo mecá- nico, 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-fa- se )		---	1.50	550

K1 Factor electrodo ( $G_{epp}$ ) para sobretensiones a la frecuencia del sistema (60 Hz)

K2 Factor electrodo ( $G_{mpp}$ ) para sobretensiones por maniobra de interruptores.

K3 Factor electrodo ( $G_{app}$ ) para sobretensiones por rayo.

T A B L A 12

## CARACTERISTICAS MECANICAS DE CABLES DE ALUMINIO REFORZADO CON ACERO (ACSR)

Calibre AWG o NCM	No.de Alambres	Diámetro total en mm.	Sección en mm <sup>2</sup> (TOTAL)	Carga de ruptura en Kg.	Peso Kg/Km. (Aprox.).	Coefficiente de dilatación 1/°C.	Modulo de elasticidad Kg/cm <sup>2</sup>
2	6/1	8.01	39.22	1265	140.0	18.50-18.97	713,550-811,970
1/0	6/1	10.11	62.38	1940	216.0	18.57-18.95	726,200-795,800
3/0	6/1	12.75	99.23	3030	343.5	18.57-18.95	726,200-795,800
226.8	26/7	16.28	157.2	5100	546	17.53-18.82	585,600-764,860
336.4	26/7	18.31	198.3	6375	689	17.53-18.82	585,600-764,860
477.0	26/7	21.79	281.1	8820	978	17.53-18.82	585,600-764,860
795.0	54/7	27.76	455.6	12928	1524	18.28-19.26	520,220-667,850
900.0	54/7	29.61	515.2	14651	1725	18.28-19.26	520,220-667,850
1113	45/7	31.98	603.0	14016	1868	20.53-20.80	548,340-658,710

\* Calibres recomendados para su uso en la Comisión Federal de Electricidad.

T A B L A 13 Características eléctricas de los conductores de aluminio reforzados de acero (ACSR)†

T I P O	Area de aluminio c mil	Trensado Al/St	Capas de aluminio	Diámetro exterior, pul	Resistencia			GMR Ds, ft	Reactancia por conduc- tor, 60 Hz, de separa- ción, 60 Hz	
					Dc, 20°C, 41,000 pie	Ac, 60 Hz			Inductiva Xa, mi	Capacitiva X'a, M mi
						20°C, mi	50°C mi			
Tern	795,000	45/7	3	1.063	0.0217	0.1188	0.1302	0.0352	0.406	0.0925
Rail	954,000	45/7	3	1.165	0.0181	0.0997	0.1092	0.0386	0.395	0.0897
Cardinal	954,000	54/7	3	1.196	0.0180	0.0988	0.1082	0.0402	0.390	0.0890
Ortolan	1,033,500	45/7	3	1.213	0.0167	0.0924	0.1011	0.0402	0.390	0.0885
Bluejay	1,113,000	45/7	3	1.259	0.0155	0.0861	0.0941	0.415	0.386	0.0874
Finch	1,113,000	54/19	3	1.293	0.0155	0.0856	0.0937	0.0436	0.380	0.0866
Bittern	1,272,000	45/7	3	1.345	0.0136	0.0762	0.0832	0.0444	0.378	0.0855

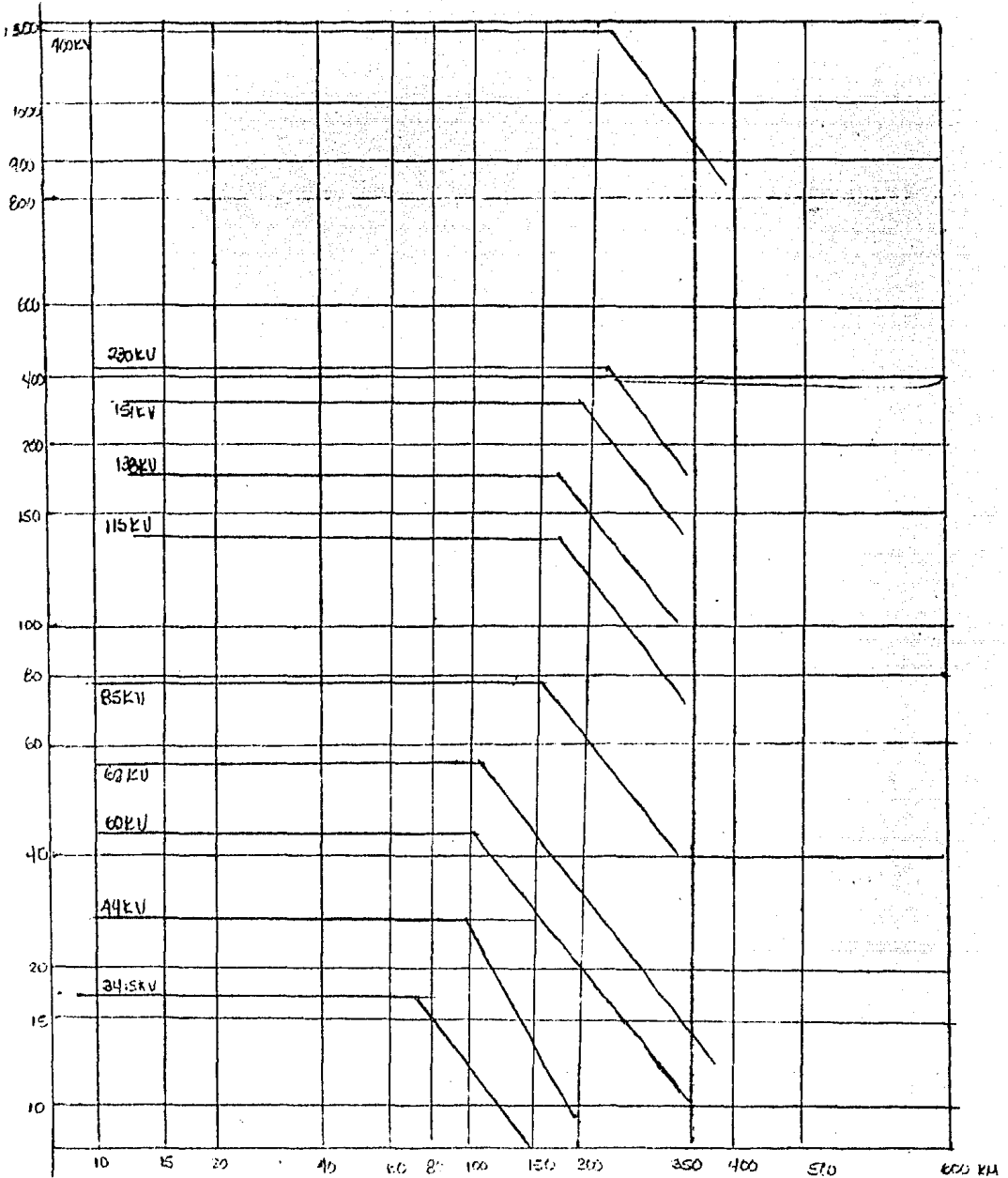
† La mayoría usa tamaños de multicapas.

‡ Reproducidas de "Aluminum Electrical Conductor Handbook", con autorización de Aluminum Association, New York, Septiembre 1971.

TABLE J-ACSR-PHYSICAL CHARACTERISTICS

TABLE 14

Code West	Cross Section			Carrest Carring Capacity	Stranding number & diameter of Straad, IG.		Diameter lachers	
	Aluminum		Total		Amperes	Aluminum	Steel	Com- plete Card
	Canils or AWT	Square laches	Square laches					
BLUEJAY	1113000	0 8745	0 9350	1060	45x0 1573	7x0 1049	1259	0315
FINCH	1113000	0 8745	0 9854	1080	54x0 1436	19x0 0862	1293	0431
BUTING	1192500	0 9367	1 X1	1110	45x0 1628	7x0 1085	1302	0326
GRACATE	1192500	0 9365	1 066	1125	54x0 1486	19x0 0892	1333	0446
BITTEM	1272000	0 9987	1 064	1155	45x0 1681	7x0 1121	1345	0336



CAPACIDADES APROXIMADAS MAXIMAS DE TRANSMISION A DIFERENTES TENSIONES Y LONGITUDES DE LINEAS.

- a) PARTE HORIZONTAL - LIMITE TERMICO DE CONDUCTORES
- b) PARTE A 45° - LIMITE ESTABLE.
- c) PARTE VERTICAL - LIMITE POR REGULACION.

## B I B L I O G R A F I A

- 1.- International Electrotechnical Commission (IEC) Insulation Coordination, Publication 71 Technical Committee No. 28.
- 2.- General Electric Company EHV Transmission (IEC) Technical Committee 42 IEC - 38.
- 3.- IEEE, Committee Report " Simplified Method For Determining permissible Separation between arrester and trans tormers, - IEEE pas 825, 1963.
- 4.- Manual de diseño y normalización de Sistemas de Transmisión Cia. de Luz y Fuerza 1973.
- 5.- CHV Transmission Lines, Electrical Research Institute, - 1971.
- 6.- Datos tomados de los trabajos del comité de Normalización Interna C L F C - C F E, sub comité líneas de transmisión.
- 7.- Líneas de Transmisión y redes de distribución de potencia Electrica, Gilberto Enríquez Harper Volumen I, Limusa 1980.



- 8.- Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica, Volumen II, Gilberto Enriquez Harper - Limusa 1980.
- 9.- Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Willian D Sterenson.Mc. Graw Hill, 1979.
- 10.- Coordinación de Aislamiento en líneas de Transmisión - C.F.E., Subdirección de Construcción.
- 11.- Estudios de Sobretensión y Coordinación de Aislamiento - (Técnica de las altas tensiones II).
- 12.- Espectación C F E 10000 - 06 Coordinación de Aislamiento ( Técnica de las altas Tensiones II ). Gilberto Enriquez Harper. Ed. Limusa 1980 2a. Edición.
- 13.- Insulation Coordination in High Voltage Electric Power-Systems, W. Diesendorff. Ed. S. Butterworths, 1974.
- 14.- A I E E Comité Report " A Method for Estimating - - - Lightning Performance of Transmission Lines " A I E E . Transactions pas, Vol III 1950 p.p. 1187/96.

- 15.- E. R. Whitehead, M. Darvenniiza, F. Popolansky "Lightning Protection of U.H.V. Transmission Lines " *Elec--tra* No. 41.
- 16.- *Lineas de Transmisi3n, Dise1o y Construcci3n.* Baca L3pez Arturo 400 KV.
- 17.- Milinapoles Juan Carlos, *Estudio, T3cnico y econ3mico-sobre la construcci3n de l3neas de Transmisi3n de 400 KV.*
- 18.- *Bundled circuit desing for 115 - 138 com. Transmision Lines.*
- 19.- *Transmision Lines reforence book 115-138, compac. Line Designing.*
- 20.- *An3lisis Moderno de Sistemas El3ctricos de Potencia En rriquez Harper Limusa 1977 .*