

01170



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“COMPACTACIÓN DE LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
(OPCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA)

P R E S E N T A :

FRANCISCO BAÑUELOS RUEDAS

DIRECTOR DE TESIS:

ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D. F. OCTUBRE DE 2004.





Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

DEDICATORIAS

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Francisco Bañuelos Ruedas

FECHA: 19-NOV-2004

FIRMA: [Firma manuscrita]

- A mi señora madre María Guadalupe Ruedas
- A la memoria de mi padre Eutimio Bañuelos Sánchez
- A mi esposa Herminia
- A mis hijos Francisco Héctor, Sergio Daniel, Luis Rodrigo y Karla Isabel
- A mis hermanos Gloria, José Ángel, Javier, Jorge, María Guadalupe, Gilberto, Elisa, Blanca Estela y Martha Silvia (q.e.p.d)

- A mi profesor, Tutor Académico y Director de Tesis Ing. Rafael Guerrero Cepeda
- A mis profesores M. I. Rafael Cristerna Ocampo y M. I. Luis Cisneros Villalobos
- Al Dr. Fernando Toledo Toledo por su valiosa ayuda.
- Al M.I. Gonzalo Sandoval Rodríguez.

- A mi Universidad Nacional Autónoma de México

- A la Universidad Autónoma de Zacatecas por gran su apoyo
- Al Programa de Mejoramiento para el Profesorado (PROMEP)
- A mis compañeros y amigos de la maestría
- A todas aquellas personas que de una u otra forma me dieron su apoyo y su ayuda para poder hacer realidad los estudios de la maestría

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

“COMPACTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN”

ÍNDICE

	Página
Índice de figuras	v
Índice de tablas	vii
Glosario de términos	viii
INTRODUCCIÓN	1
I GENERALIDADES Y DEFINICIONES	4
I.1 Generalidades	4
I.2 Antecedentes de las líneas compactas	5
I.3 Definiciones	9
I.4 Datos de las líneas de transmisión del Sector Eléctrico Nacional (SEN)	13
II OBJETIVOS Y MÉTODOS DE LA COMPACTACIÓN DE LÍNEAS	20
II.1 Objetivos de la compactación	20
II.1.1 Aumento de la capacidad de transmisión	20
II.1.2 Reducción de los costos de construcción	20
II.1.3 Reducción del derecho de vía	20
II.1.4 Transmisión estética	20
II.2 Métodos de compactación	21
II.2.1 Aumento del nivel de tensión	21
II.2.2 Aumento del número y calibre de los conductores	21
II.2.3.- Líneas multifásicas de más de tres fases	22

III	ANÁLISIS TÉCNICO REQUERIDO PARA REALIZAR LA COMPACTACIÓN	25
III.1	Análisis de esfuerzos dieléctricos	25
	III.1.1 Descargas atmosféricas	25
	III.1.2 Sobretensiones por maniobra de interruptores	28
	III.1.3 Contaminación	32
III.2	Análisis de esfuerzos mecánicos	33
III.3	Pérdidas por efecto corona	36
III.4	Radiointerferencia	41
IV	EFFECTO DE LA CONFIGURACIÓN DE LOS CONDUCTORES EN LÍNEAS COMPACTAS	45
IV.1	Configuración	45
IV.2	Otros requerimientos	48
V	METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS COMPACTAS	49
V.1	Planeación	49
V.2	Coordinación de aislamiento	52
V.3	Principales limitaciones en aplicación de líneas compactas	52
V.4	Diagrama propuesto por EPRI	52
VI	EJEMPLOS Y PROPUESTA	54
VI.1	Ejemplos	54
	VI.1.1 Ejemplo No. 1	54
	VI.1.2 Ejemplo No. 2	56
VI.2	Propuesta	58
	VI.2.1 Descripción del caso bajo análisis	58
	VI.2.2 Cálculo de pérdidas por efecto corona	60
	VI.2.3 Calculo computacional	62
	VI.2.4 Análisis de resultados	71

VII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	82
	BIBLIOGRAFÍA	84
	ANEXOS	88

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura</i>	<i>Descripción</i>	<i>Página</i>
1.1	Evolución de la capacidad de transmisión del SEN (MW) en el período 1993-2002	16
1.2	Regiones del SEN y su capacidad de transmisión entre regiones (MW) para el año 2007	17
2.1	Conductores ACSR compactos	23
2.2	Esquema simple de la conversión de una línea con doble circuito trifásica a una hexafásica	24
3.1	Índice de salidas por rayo de 100 km de línea al año, de configuraciones delta con diferentes distancias "d" entre fases	26
3.2	Arreglo en delta de los conductores soportados por el portal de una torre con retenidas de 400 kV	27
3.3	Distribución acumulativa de ocurrencia de sobretensiones por maniobra de la línea Tula-Poza Rica	31
3.4	Distribución de tensión calculada para una cadena de 50 aisladores	33
3.5	Diagrama de fuerzas aplicadas sobre un conductor	34
3.6	Desplazamiento relativo de conductores por viento con una velocidad de 100 millas por hora	35
3.7	Claros máximos permitidos por fallas en líneas compactas	36
3.8	Constante para el cálculo de las pérdidas por corona según W.S. Peterson	41
4.1	Variación de la reactancia debido a la configuración de la línea, considerando 2 conductores ACSR Bluejay por fase	47
4.2	Variación de la capacidad de transmisión de una línea en función de la configuración	47
4.3	Perfil de campo eléctrico en el derecho de vía en función de la configuración	

5.1	Variación del costo de la transmisión de potencia para tres niveles de tensión	50
5.2	Diagrama de secuencia sugerido por EPRI para el diseño de líneas compactas	53
6.1	Estructuras para el ejemplo No. 1	55
6.2	Comparación de una estructura existente y una modificada para 345-138 kV	56
6.3	Dimensiones de una línea convencional de 400 kV	58
6.4	Torre para una línea de transmisión de 400 kV con una configuración delta invertida.	59
6.5	Diagrama ilustrativo para la simulación de la energización de las líneas TTH-TTE de 400 kV	64
6.6	Gráficas t-V para el voltaje en la fase A entre el bus TTH400 y el punto N0	72
6.7	Gráficas t-V para el voltaje en la fase B entre el bus TTH400 y el punto N0	73
6.8	Gráficas t-V para el voltaje en la fase C entre el bus TTH400 y el punto N0	74
6.9	Gráficas t-V para el voltaje en la fase A en el punto N0	75
6.10	Gráficas t-V para el voltaje en la fase A en el punto N5	76
6.11	Gráficas t-V para el voltaje en la fase A en el punto N10	77
6.12	Gráficas t-V para el voltaje en la fase B en el Bus TTH400	78
6.13	Gráficas t-I para el voltaje en el Bus TTH400 y el punto N0 de la fase A	79
6.14	Gráficas t-I para el voltaje en el Bus TTH400 y el punto N10 de la fase A	

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla</i>	<i>Descripción</i>	<i>Página</i>
1.1	Distancia de los conductores al límite del derecho de vía (m)	12
1.2	Distancia de los conductores al límite del derecho de vía (m)	13
1.3	Líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión	14
1.4	Expansión de la capacidad de transmisión (MW), 2003 - 2007	18
1.5	SEN: Capacidad de Transmisión de los enlaces entre regiones eléctricas, MW (bajo condiciones de demanda máxima del sistema)	19
3.1	SEN: Capacidad de Transmisión de los enlaces entre regiones eléctricas, MW (bajo condiciones de demanda máxima del sistema)	29
3.2	SEN: Capacidad de Transmisión de los enlaces entre regiones eléctricas, MW (bajo condiciones de demanda máxima del sistema)	29
3.3	Tensiones nominales y valores de pruebas dieléctricas	30
3.4	Presión barométrica para diferentes alturas sobre el nivel del mar	38
3.5	Obtención del factor F para cálculo de pérdidas por efecto corona	40
3.6	Relación de señal a nivel de ruido	43
3.7	Equivalencias de señales de radiodifusión	44
4.1	Impedancia característica y SIL para 60 Hz	46
5.1	Capacidad de transmisión de una línea, de acuerdo con su calibre y tensión	51
5.2	Capacidad de conducción de corriente (A) en conductores desnudos de cobre, aluminio y ACSR	51
6.1	Estudio comparativo de pérdidas por efecto corona	61

GLOSARIO DE TÉRMINOS

<i>Variable</i> o <i>Símbolo</i>	<i>Significado</i>
θ	Angulo entre las tensiones en la fuente y en el extremo receptor o ángulo entre dos fuerzas, según sea el caso
AAC	Conductor con todos los hilos de aluminio (All -Aluminium Conductor)
ACAR	Conductor de aluminio con alma de aleación (Aluminium Conductor Alloy Reinforced)
ACSR	Conductor de aluminio con refuerzo de acero (Aluminium Conductor Steel Reinforced)
ATP	Alternative Transient Program
C	Constante consistente con las unidades del sistema usado
CA	Corriente Alterna
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIS	Cargabilidad a la Impedancia de Sobrevoltage
CLFC	Compañía de Luz y Fuerza del Centro (actualmente LFC)
cm	centímetro
d	Diámetro equivalente del haz de conductores
d_c	diámetro del conductor
D	Distancia entre fases
dB	decibel
DMG	Distancia media geométrica
E	Campo eléctrico
E_f	Tensión del lado de la fuente
EHV	Extra alta tensión (Extra High Voltaje)
EMTP	Electro-Magnetics Transients Program
EPRI	Electric Power Research Institute
E_r	Tensión en el receptor
f	frecuencia del sistema
F	Función de V_n/V_o
F_h	Fuerza debida al peso del hielo acumulado sobre el conductor
F_p	Fuerza debida al propio peso del cable
F_v	Fuerza ejercida por el viento sobre el conductor
H	Presión barométrica
HMG	Altura media geométrica
HPO	“Orden de fase alto” (High Phase Order)
Hz	Hertz
IEE	Institute of Electrical Engineers
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
kA	kiloamperes
kcmil	kilo circular mil (mil circular mil)

kHz	kilohertz
km	kilómetro
km/h	kilómetros por hora
kPa	kilopascal
kV	kilovolts
L	Distancia o longitud del claro en torres
LFC	Luz y Fuerza del Centro (antes CLFC)
log	logaritmo
m	metro
m/s	metros por segundo
mf	Factor de forma para los conductores
m_o	Coefficiente de irregularidad de la superficie del conductor
ms	Factor de superficie
msnm	metros sobre el nivel del mar
m_v	Factor de irregularidad para corona visible
MW	Megawatts
n	número de conductores por fase
NBAI	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo
NBAM	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra
NESC	Código de Seguridad Eléctrico Nacional (National Electrical Safety Code)
P	Presión, Potencia transmitida, Pérdidas; según sea el caso
PTI	Power Technologies Inc
r	radio del conductor
R	Radio del círculo que contiene los conductores de una fase
RMG	Radio medio geométrico
RVI	Tensión de radiointerferencia
SEDE	Secretaría de Energía
SEN	Sector Eléctrico Nacional
sic	Así; palabra textual usado para indicar que así esta escrita la cita textual
SIL	Cargabilidad a valores de la impedancia característica (Surge Impedance Loading)
t	Temperatura media en grados centígrados
USA	Estados Unidos de América (United States of America)
Vd	Voltaje de diseño
Vg	Velocidad del viento
Vn	Voltaje nominal
Vo	Tensión crítica disrruptiva
V_v	Tensión crítica visual
W	Carga por viento
X	Distancia de la fuente
X_L	Reactancia inductiva de la línea
y	Altitud en metros sobre el nivel del mar
δ	Densidad relativa del aire
Φ_c	Diámetro del conductor
μs	microsegundos
μV	microvolts

NOTA: Para este trabajo de tesis se utiliza el sistema internacional de medidas [43]

INTRODUCCIÓN

Este trabajo se realizó con respecto de uno de los temas que más interés causa en la actualidad: La compactación de líneas de transmisión. Ya que el objetivo de un ingeniero es realizar la mejor obra al menor tiempo y al menor costo, es necesario llevar esta consideración al ámbito eléctrico. Cada día es más importante la electrificación del país. No se puede concebir el avance de una nación sin la electricidad. Casi cualquier industria o compañía crece, lo mismo sucede con un país, es por esto que las necesidades de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica con eficiencia son también clasificadas como primordiales.

Para la realización de este trabajo se hizo una investigación bibliográfica sobre los temas que se consideran en primera instancia más básicos e importantes que permitieron hacer una semblanza sobre lo que es la compactación de líneas de transmisión de energía eléctrica.

Por esta razón, se incluyen en este trabajo temas como la definición de compactación, objetivos, métodos, requisitos, efectos, metodología, ejemplos y la bibliografía consultada que podría ser tomada en cuenta como punto de referencia para una investigación más exhaustiva sobre el tema.

Contexto

El primer sistema de potencia comercial en América, se cree que fue “Thomas Edison’s Pearl Street Station”, puesto en operación en 1882, el cual consistía de un generador y de un cierto número de usuarios. Con el advenimiento del transformador, alrededor de 1885, y el reconocimiento de que la caída de voltaje y las pérdidas serían significativamente reducidas mediante la elevación del voltaje y la disminución de la corriente, los sistemas de transmisión de energía fueron diseñados con sus respectivas líneas de transmisión. La primera demostración de una línea de transmisión en corriente alterna, se llevó a cabo en 1886, operando a 3000 Volts y en una distancia de 1220 m. Poco después ya se tenía en funcionamiento la primera línea de transmisión comercial en USA, la cual tenía una longitud de 21 km y operaba a 3,300 Volts.

Debido a que los sistemas de aislamiento y la tecnología de los transformadores fue avanzando, en 1907 los niveles de voltaje de transmisión se incrementaron a 40 000 Volts, y para los años 1990s ya se tenían operando líneas de 765 000 Volts en USA y hasta 1,100 kV en algunas partes de Europa.

En 1905 entro en servicio una línea de 60 kV entre la hidroeléctrica de Necaxa y la ciudad de México, lo que constituyó en aquel momento la tensión más elevada del mundo.

Aunque en las líneas de transmisión, la conducción de corriente, el aislamiento y la tensión mecánica juegan un papel muy importante, se considera también que la franja de

terreno utilizada para su construcción, operación y mantenimiento debe ser tomada muy en cuenta en la etapa de diseño. En muchos países este solo hecho ha justificado el desarrollo de largas investigaciones como lo demuestra el trabajo publicado por EPRI y realizado por Power Technologies Inc. (PTI) en USA titulado “*Transmisión Line Referece Book, 115 – 138 kV Compact Line Design*”.

En México, desde hace algunos años, se ha tenido la inquietud de adentrarse en la búsqueda de la tecnología de la compactación de líneas, como lo demuestran los artículos publicados por el Instituto de Investigaciones Eléctricas.

La cantidad considerable de kilómetros de líneas de transmisión, de 138, 150 y 161 kV que existen en nuestro país, ha sido también motivo de análisis de la factibilidad de incrementar el nivel de tensión de operación de esas líneas existentes, con el mínimo de cambio estructurales, por ejemplo a 400 kV.

Justificación y objetivos

La búsqueda de óptimos globales; mejores conductores, aislamiento ligero y mayor resistencia a la tensión son los propósitos de nuevos desarrollos, pero también es muy importante la reducción del derecho de vía en los nuevos diseños de líneas de transmisión así como el aprovechamiento óptimo de los espacios existentes, mediante la compactación de las líneas de transmisión.

Los objetivos en general de esta tesis son:

- Aportar una semblanza general de lo que es la compactación de líneas de transmisión
- Dar una idea de la situación actual de los estudios de compactación de líneas.
- Realizar un estudio sobre un caso en particular, aprovechando las herramientas para la simulación digital.

Organización de la tesis

En el capítulo I se dan las generalidades y las definiciones más usuales de la compactación de líneas, así como sus antecedentes. También se analizan los datos actuales de las líneas eléctricas del Sector Eléctrico Nacional (SEN) y el aumento esperado de las mismas para los próximos años.

En el capítulo II se dan los objetivos más importantes de la compactación de líneas, los cuales son: el aumento de la capacidad de transmisión, reducción de costos de construcción, reducción del derecho de vía y la transmisión estética (estética visual). También se analizan los diferentes métodos de compactación más usuales, de tal forma que se puedan hacer estudios comparativos entre ellos y se pueda tomar la decisión sobre cuál método es el que más conviene.

En el capítulo III se menciona uno de los temas más importantes de este trabajo, los requisitos técnicos que se requieren para realizar la compactación, tales como, los esfuerzos dieléctricos, sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, por maniobra de interruptores, esfuerzos mecánicos y la contaminación ambiental que pueda afectar la compactación de las líneas.

Posteriormente en el capítulo IV se analizan los efectos de la configuración de los conductores en las líneas compactas.

En el capítulo V se analiza la metodología para el diseño de líneas compactas, desde la planeación, la coordinación de aislamiento, las principales limitaciones en la aplicación de líneas compactas al sistema eléctrico y finalmente se indica también, el diagrama de flujo de las actividades necesarias en el diseño de las líneas compactas propuesto por el Electric Power Research Institute (EPRI).

En el capítulo VI se dan ejemplos de casos relevantes en este ámbito y también se proporciona un caso por analizar, para una línea compacta en especial, con los parámetros nacionales más usuales de una línea tradicional y su propuesta de compactación.

Posteriormente se dan las conclusiones y recomendaciones, así como la bibliografía consultada.

Finalmente se anexan copias de documentos que se usaron para este trabajo y que se consideran importantes para trabajos subsecuentes o aplicaciones de este tema.

I. GENERALIDADES Y DEFINICIONES

Para tener una idea clara de lo que trata este trabajo, se darán en seguida las generalidades que se considera necesario conocer antes de entrar de lleno en el tema, así como las definiciones más adecuadas al mismo, ya sea de textos, artículos o de normas y especificaciones oficiales.

I.1 Generalidades

Una línea de transmisión es un arreglo de dos o más conductores que se usan para llevar energía eléctrica de un punto a otro [26]. Una línea de transmisión aérea consiste esencialmente de un grupo de conductores dispuestos paralelamente y montados sobre soportes que proporcionan el aislamiento requerido entre conductores y entre conductores y tierra [27].

Las líneas de transmisión se usan para transportar energía eléctrica desde los lugares donde se genera hasta los lugares donde se usa. Utilizan torres altas espaciadas y se destinan franjas de terreno estrechas para su ubicación, la mayoría de las líneas llevan corriente alterna en voltajes hasta de 750 kV. Las líneas de transmisión son polémicas por varias razones. Esto incluye su nula presencia estética, el hecho de que pueden destruir y fragmentar áreas grandes de tierra natural o tomar áreas grandes de tierra económicamente productiva, y la creencia de muchas personas que consideran que los riesgos de un bajo nivel de salud están asociados con el hecho de vivir en la vecindad de estas estructuras.[28]

De acuerdo con el diccionario del IEEE [30], una línea es una parte o componente de un sistema extendido entre dos subestaciones adyacentes o desde una subestación a un punto de interconexión adyacente. Una línea puede consistir de uno o más circuitos.

Una línea de transmisión tiene una apariencia antinatural y su misma presencia rompe la estética visual de los paisajes naturales; vista desde el aire o desde la Tierra. Para algunos, estos daños y perjuicios estéticos son un impacto al medio ambiente producido por casi todas las líneas de transmisión rurales y en algunas áreas urbanas o suburbanas

En la bibliografía consultada no se encuentra una definición precisa de lo que es Compactación de Líneas. El término de línea compacta fue introducido en Estados Unidos para denotar las líneas aéreas que se construyen con menor separación entre fases que la tradicional para el nivel de voltaje empleado. Teóricamente pueden aplicarse a cualquier nivel de voltaje, aunque usualmente se han utilizado en los niveles altos [22].

En términos generales, la compactación, se puede considerar como el aprovechamiento óptimo de las líneas de transmisión [18], ya sea desde el punto de vista de la “repotenciación” de una línea de transmisión existente o de un nuevo diseño compacto para reducir el ancho del derecho de vía.

Debido a las limitaciones del terreno se ha entendido la “compactación de líneas” como la técnica de reducir derechos de vía [18].

También se define como la técnica para lograr diseños óptimos de líneas, de tal forma que se pueda transportar la mayor potencia que la tradicional al mismo costo, con un nivel de confiabilidad determinado [18].

Para Power Technologies Inc. (PTI) el término “compact transmisión line” es usado para referirse a una línea, usualmente en el rango de 69-230 kV, la cual está construida con menos espaciamiento entre fases que lo tradicional para estos voltajes [25].

1.2 Antecedentes de las líneas compactas

La oportunidad para la compactación se presentó hace años, ya que las líneas eran diseñadas con factores generosos de seguridad, en parte, debido a la falta de conocimiento de parámetros de diseño, y también a falta de un incentivo para reducir el tamaño de la línea. El espaciamiento entre fases de las líneas antiguas era más de diez veces sobre el requerido para que se presentara una descarga *disruptiva* en el aire entre las fases (Ver definiciones en el punto I.3 de esta tesis). Conforme se fueron desarrollando la industria y las compañías suministradoras, la investigación se dirigió hacia el desarrollo o empleo de voltajes de transmisión más altos. Con el desarrollo de cada nueva clase o nivel de voltaje se incrementaron los análisis sofisticados de aisladores y espaciamientos requeridos.

Las distancias de seguridad fueron reducidas más y más, hasta llegar a estar cercanas a su límite de tensión de ruptura en aire, (“flashover” o flameo). El flashover se define como una descarga disruptiva a través del aire, entre partes de diferente potencial o polaridad, producida por la aplicación de un voltaje donde la trayectoria de ruptura llega a estar suficientemente ionizada para mantener un arco eléctrico [30]. Las distancias de seguridad reducidas y los voltajes más altos aumentaron el problema del campo eléctrico superficial del conductor y el fenómeno del efecto corona, tal como la radio y el ruido audible. Estos problemas fueron canalizados a su vez hacia una investigación apropiada.

Los nuevos procedimientos de diseño eran aplicados en líneas de extra alta tensión (EHV), y se le daba poca atención a la aplicación de este campo de conocimiento para líneas de voltajes más bajos, pues todavía estaban diseñándose y construyéndose líneas de clase 115 a 230 kV según los modelos impuestos décadas antes. Así, en 1960, aparecieron dos factores que llamaron la atención para el caso de las líneas de transmisión de voltajes intermedios.

Primero, se incrementó la atención a la apariencia de las líneas aéreas y ello trajo resultados para niveles de voltajes donde podrían aplicarse rápidamente los nuevos conceptos de estructuras; fue entonces cuando los postes de acero prefabricado, estructuras laminadas, y estructuras rígidas hicieron su aparición para voltajes de 115 a 138 kV.

Segundo, las mismas presiones que también indujeron las mejoras en la apariencia, hicieron difícil adquirir el nuevo derecho de vía. Esto llevó a varias compañías

suministradoras a elevar la capacidad de transmisión de los circuitos existentes mediante el uso de niveles de voltaje más altos. Este nuevo trabajo dio la pauta para la reducción dimensional, la cual cumplía razonablemente las normas para EHV; lo cual era inaudito para 115-230 kV y mostró la factibilidad de disminuir los espacios tradicionales para esos niveles de voltaje.

En la década de 1970-1980 llegó a ser claro que un mayor esfuerzo conjuntado era garantía para traer tecnología de diseño para EHV, que pudiera afectar o modificar los circuitos de voltajes intermedios. En 1973 Power Technologies Inc, propuso a una agencia del estado de Nueva York la construcción de una media milla de línea de transmisión compacta a 138 kV. Esto, y el trabajo subsecuente patrocinado por EPRI, llevó a la publicación de un manual de diseño de líneas compactas y su suplemento. Este trabajo fue redondeado con la publicación de un informe sobre el comportamiento de las sobretensiones por switcheo (maniobra de interruptores) entre fases, con conductores estrechamente espaciados. Como resultado, varias compañías suministradoras han construido líneas compactas con éxito y unos pocos han editado su norma o estándar para líneas compactas.

Debido a que la investigación acerca de líneas de transmisión compactas progresó, un estudio general fue enfocado a explorar los límites técnicos de la teoría de la compactación de líneas. Este estudio confirmó la principal idea inicial que tuvo relación con las líneas de transmisión, y el uso óptimo de espacio, que era el uso de líneas multifásicas de “orden de fase alto” (high phase order, que se refiere a líneas hexafásicas y duodecafásicas): un número de fases con conductores colocados simétricamente y energizados con voltajes cuyos fasores “emparejaron” los vectores espaciales que definen la localización del conductor.

La investigación subsecuente para esas líneas multifásicas no sólo ha desarrollado esta innovación prometedora, sino que se ha agregado al cuerpo de conocimiento disponible para el diseño de líneas compactas trifásicas. Otras opciones quedan aún pendientes para seguir avanzando en la tecnología de líneas de transmisión compactas. Una de éstas es el uso de un conductor cubierto, para líneas de 138 kV, con espaciamientos muy reducidos, cerca dos pies entre las fases. El conductor cubierto no es lo suficientemente fuerte para resistir la tensión mecánica continua al voltaje de la línea, pero puede resistir el contacto momentáneo que puede ser el resultado de el movimiento inducido por hielo o viento.

De esta manera se podría permitir a estos conductores acercarse hasta estar dentro de los límites de la distancia de flashover del conductor desnudo normal durante tiempos cortos, sin que se presente el fenómeno. Mientras esta innovación sea prometedora, se requiere investigación adicional y la aplicación de un prototipo en un sistema de suministro eléctrico.

1.2.1 Factores de diseño para líneas compactas

Una buena parte de la investigación que fue dirigida al desarrollo de transmisión en EHV, involucró los parámetros eléctricos. Esto se relacionó con el aislamiento de la línea: el funcionamiento del aislador bajo condiciones de contaminación, y su funcionamiento en la ventana de la torre para condiciones de switcheo de fase-a-tierra. Un trabajo adicional se

relacionó con los efectos medioambientales eléctricos: ruidos audibles, de radio y televisión, y el campo eléctrico y magnético acoplado a los objetos que estén en la proximidad a la línea. Se desarrolló una cantidad considerable de conocimiento junto con los métodos predictivos y datos del diseño para la aplicación a las nuevas configuraciones de líneas.

En este trabajo sobre el aspecto eléctrico, una gran parte era directamente aplicable para los diseños de compactación a voltajes intermedios. Donde se tenía más desconocimiento era en el comportamiento mecánico de líneas compactas. Como los espacios fueron considerados pequeños, como una distancia de tres pies, algunas consideraciones que anteriormente eran insignificantes pasaron a ser sobresalientes. Entre éstas se encontraba el movimiento del conductor inducido por el viento que produce, tanto el movimiento del conductor hacia afuera como la diferencial de giro. El movimiento del conductor debido a la descarga o liberación de capas de hielo se pensaba que posiblemente fuera una limitante.

Una de las inquietudes más inusuales fueron las fuerzas magnéticas que resultan del paso de las corrientes de la falla. Las corrientes altas que resultan de una falla en algún componente del sistema, pero que llegan a circular por línea compacta, causan fuerzas magnéticas que producen oscilaciones o tendencias de giro en el conductor. Esta oscilación podría causar que los conductores de la línea compacta se acerquen o queden dentro de la distancia de flashover y producir además un disparo o salida en la propia línea compacta, aunque no estuviera involucrada en la falla inicial. Así, la nueva investigación se dirigió hacia estos parámetros mecánicos del diseño de líneas compactas.

Otros factores considerados en la investigación de líneas compactas fueron el funcionamiento bajo descargas atmosféricas, mantenimiento en línea viva, y consideraciones del código o de las normas. En ediciones anteriores del Código de Seguridad Eléctrico Nacional (NESC) de USA, se especificaba la separación entre fases en exceso, eso determinó que fuera posible la investigación de la línea compacta. Se requería una modificación del código para permitir la aplicación de líneas compactas.

Las consideraciones económicas de diseño de líneas compactas también fueron tomadas en cuenta. Aunque las líneas compactas no siempre son de menor costo que las de construcción convencional, para muchas aplicaciones son competitivas.

Dentro del cúmulo de argumentos sujetos a discusión se indujeron algunos considerados poco usuales, por ejemplo, se refiere a lo siguiente, ¿qué sucedería si un pájaro grande volara entre los conductores de las fases de un línea de 138 kV, con sólo tres pies de espaciamento entre fases?, ¿el pájaro puentearía una porción suficiente del hueco aéreo para producir un flashover? Los análisis y las pruebas mostraron que los campos eléctricos que rodean a los conductores de la línea son suficientemente intensos y que los pájaros no intentarían volar entre los conductores mencionados, por lo que no causarían flashovers.

1.2.2 Algunos de los requisitos especiales para las líneas compactas

Algunos argumentos restrictivos específicos aplicados en la etapa de diseño para líneas compactas que surgieron de esta investigación fueron:

1. Los aisladores. El espaciamiento entre conductores de una línea compacta incluye minimizar los movimientos del conductor. Esto requiere el uso de aisladores en las estructuras para eliminar las oscilaciones de los aisladores, lo cual ocurre con las cadenas de aisladores de suspensión. Asimismo, pueden aplicarse los aisladores de porcelana, pero las ventajas significativas se logran mediante el uso de aisladores sintéticos.

2. Estructura o configuración de conductores. Las separaciones del conductor del orden de tres pies en 138 kV producen en la superficie del conductor campos eléctricos del mismo orden que en las líneas de EHV. Así, aunque la línea se opere a 138 kV, la estructura del conductor debe ser de un diseño que sea conveniente para la aplicación de EHV. Por otra parte, el ruido de la radio será excesivo. Igualmente, en la construcción de una línea compacta se debe tener un cuidado similar al que se tendría para una línea de EHV, para asegurar que la superficie del conductor no se raspará o se estropeará.

Algunos refinamientos son posibles para las aplicaciones especiales, pero no siempre son necesarios. Uno de éstos es el uso de espaciadores aislantes a medio tramo para limitar el movimiento del conductor. Donde el galopeo o "galloping" (movimiento elíptico que describen los conductores aéreos) o cuando el hielo es un problema, sobre todo en los tramos largos o muy expuestos, los espaciadores aislantes proporcionan una buena forma de retener la compactación, limitando el movimiento del conductor. Los espaciadores localizados a $1/3$ y $2/3$ del claro interpostal reducen el movimiento considerablemente, con menos impacto que la reducción equivalente del espaciamiento interpostal.

Cuando hay cargas de hielo en un solo conductor de un tramo (por tomar un caso extremo), el peso adicional es afectado por el mismo conductor en los claros adyacentes a través de la deflexión de los aisladores y estructuras y por la elongación del propio conductor. Los puntos de atadura del conductor son fijados a una altura sobre la tierra pero tienen un poco de flexibilidad longitudinalmente. Los espaciadores en los conductores tienen libertad para moverse verticalmente. Por consiguiente, una carga de hielo en un solo conductor de un claro interpostal es soportada por los tres conductores por la acción de los espaciadores. Así, cuando el hielo se suelta, algo de la energía entra en el movimiento del haz de los tres conductores, así como también el movimiento producido por el conductor cargado.

Hay más medios mecánicos que son acoplados por los espaciadores, dando como resultado que cada medio tenga menos energía que la que sería posible sin los espaciadores, y por consiguiente reduce el movimiento global. Mientras puede ser un nuevo pensamiento o idea, podría ser tema de discusión, que en los lugares expuestos, se construyera una línea compacta con espaciadores que son rígidos por sí mismos, en lugar de usar claros generosos y retroalimentar, si es necesario con espaciadores flexibles y largos.

1.2.3 Procedimiento para el diseño de líneas compactas

Las líneas compactas, debido a los márgenes de diseño reducidos, exigen el análisis más riguroso de aislamiento y parámetros mecánicos para asegurar la confiabilidad, aún más que la que se requiere para las líneas convencionales. Los pasos en el diseño son:

- La consideración de configuraciones alternas
- La selección de espaciamiento entre fases
- El espaciamiento entre fase y tierra para frecuencia nominal
- El diseño por sobretensiones de switcheo:
 - fase a tierra
 - fase a fase
- El ruido de la radio (otros efectos medioambientales eléctricos)
- El movimiento del conductor:
 - por viento
 - por hielo
 - por las corrientes de falla
- La selección de aisladores (y espaciadores aislantes)
- Descargas atmosféricas
- La economía
- El mantenimiento
- Los códigos o normas

Estos pasos son interactivos, y normalmente se requieren varios cálculos antes de que se logre una solución aceptable.

1.3 Definiciones

Las definiciones aplicables al diseño de las líneas de transmisión que son relevantes para este trabajo son:

DEFINICIONES DE ACUERDO CON LA ESPECIFICACIÓN CFE L0000-06 [13].

1. **Coordinación de Aislamiento.** Es la selección de la tensión de aguante e instalación en relación con las sobretensiones que puedan presentarse en un punto del sistema, considerando las características de los dispositivos de protección, para reducir a un nivel técnico y económicamente aceptable, la probabilidad de que los esfuerzos dieléctricos puedan ocasionar una falla del aislamiento o afectar la continuidad del servicio.
2. **Aislamiento externo.** Comprende las superficies externas de los equipos, el aire ambiente que los rodea y las distancias en aire. La tensión de aguante del aislamiento externo depende de las condiciones atmosféricas (presión, temperatura y humedad) y de otras condiciones de intemperie (contaminación, niebla, lluvia, rayos ultravioleta, etc).
3. **Tensión de aguante nominal normalizada.** El valor de la tensión de prueba aplicada en una prueba de aguante normalizada. Es un valor nominal del aislamiento que comprueba que se cumplen con una o más de las tensiones de aguante requeridas.

4. **Aislamiento Nominal.** Es el conjunto de tensiones de aguante nominales suficiente para comprobar que sí cumplen para todas las tensiones de aguante requeridas del aislamiento, para:
 - a) Equipo con tensión máxima ≤ 245 kV. El aislamiento nominal comprende las tensiones nominales de impulso por rayo y la de corta duración a la frecuencia del sistema.
 - b) Equipo con tensión máxima ≥ 245 kV. El aislamiento nominal comprende las tensiones nominales de aguante al impulso por maniobra y por rayo.
5. **Forma normalizada de impulso por maniobra.** Es un impulso que tiene un tiempo a la cresta de $250\mu\text{s}$ y un tiempo a la mitad de su valor de $2500\mu\text{s}$.
6. **Forma normalizada de impulso por rayo.** Es un impulso que tiene un tiempo virtual a la cresta de $1.2\mu\text{s}$ y un tiempo a la mitad de su valor de $50\mu\text{s}$.

DEFINICIONES DE ACUERDO CON LA ESPECIFICACIÓN DE CFE L0000-06 [31]

Criterios para determinar las distancias dieléctricas en aire. Las distancias en aire de fase a tierra y de fase a fase deben garantizar estadísticamente una probabilidad de flameo tal, 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 y tierra o entre fases que se determina principalmente por los impulsos por rayo y por maniobra, según los niveles de aislamiento.

Tensión resistente (aguantable) al impulso convencional por maniobra (o por rayo). Es el valor de cresta de una tensión de prueba al impulso por maniobra (o por rayo) para el cual el aislamiento no debe presentar ninguna descarga disruptiva, cuando se somete a un número dado de estos impulsos bajo condiciones previamente especificadas.

DEFINICIONES DE ACUERDO CON LA NOM-J- 281 [33]

Descarga disruptiva. El término de descarga disruptiva se usa para designar el concepto de fenómenos asociados a la falla de un aislamiento bajo el efecto de un campo eléctrico, incluyendo una fuerte caída de tensión y el paso de una corriente. Este término se aplica a fallas de aislamiento sólido, líquido o gaseoso y de sus combinaciones.

Descarga disruptiva en un medio aislante. Se entiende por descarga disruptiva a un repentino incremento de una intensa corriente eléctrica a través de un medio aislante debido a una falla total del medio, bajo las condiciones normales de rigidez electrostática.

Efecto corona. La forma particular de la descarga luminiscente en el caso de líneas eléctricas o aparatos trabajando a altos voltajes.- Ionización del aire o gases que rodean a un conductor causada por la influencia de un alto voltaje y cuando el gradiente de potencial alcanza un cierto valor (*sic*).

Arqueo. El término arqueo se utiliza cuando la descarga disruptiva se produce a través del aire, sin seguir la superficie de un aislamiento.

Arqueo de un aislador. Se entiende por arqueo de un aislador a la descarga de corriente eléctrica en forma de arco, siguiendo para su descarga la superficie del aislador.

DEFINICIONES DE ACUERDO CON LA NORMA NRF-014-CFE [16]

Derecho de Vía. Es una franja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el central longitudinal de las estructuras o con el trazo topográfico.

Eje del Trazo Topográfico. Es la línea imaginaria que une las marcas de referencias fijas, establecidas en el terreno, que define la trayectoria de un levantamiento topográfico.

Por ejemplo, para calcular el espacio del derecho de vía de una línea de 230 kV, en zona rural, de acuerdo con NRFC-014 –CFE dada en el anexo No. 1 de este trabajo, tendremos lo siguiente:

Usando los mismos datos de estructura y conductor del ejemplo B del Anexo No. 1

Datos

Tipo de estructura		2410SMP
1 conductor por fase		1113 ACSR/ACS “Bluejay”
Φ_c	Diámetro del conductor	0.032 m
W_c	Peso unitario del conductor	18.34 N/m
$F_{16^\circ C}$	Flecha final a 16°C	7.70 m
PV	Presión del viento	196 Pa
CMH	Claro medio horizontal	190 m
CV	Claro vertical	190 m
W_a	Peso de la cadena de aisladores y del sistema de soporte	833 N
L_a	Longitud de la cadena de aisladores	2.80 m
Altitud	msnm	1000

Para el cálculo del ancho del derecho de vía se aplica la siguiente fórmula

$$\text{Ancho del derecho de vía} = 2 [A + (L_a + f_{16^\circ C}) \operatorname{tg} \alpha + C] \quad (1-1)$$

Por ejemplo si:

$A = 3.20$ m separación horizontal mínima de seguridad (Tabla 2 de Anexo 1)

$$B = (La + f_{16^{\circ}c}) \operatorname{tg} \alpha \quad (1-2)$$

$C = 5.440$ m Distancia del eje de la estructura al conductor en reposo (Tabla 3 de Anexo 1)

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{(CMH)(PV)(K1)(\Phi c)}{(CV)(K2)(Wc) + (0.5)(Wa)} ; \quad K1 \text{ y } K2 \text{ de tabla de Anexo 1} \quad (1-3)$$

Sustituyendo valores:

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{(190)(284)(1)(0.32)}{(190)(1)(18.34) + (0.5)(8333)} = \operatorname{arctg} \frac{1726.72}{3901.10} = \operatorname{arctg} 0.442635 = 23.875858^{\circ}$$

$$B = (7.70 + 2.80) \operatorname{tg} 23.875858^{\circ} = 4.64 \text{ m}$$

Entonces el ancho del derecho de vía es:

$$2(A + B + C) = 2(3.20 + 4.64 + 5.440) = \mathbf{26.48 \text{ m}}$$

Notas: 1.- De acuerdo con el ejemplo B del Anexo 1, en zona urbana le corresponden 20.86m de derecho de vía.

2.- De acuerdo a datos del IIE de México, le corresponde un derecho de vía de 60 m.

Otros datos interesantes son los que da el Manual de CLF [19] en las siguientes tablas:

Tensión Nominal	Torres	Postes
85 kV	6.20	5.00
230 kV	10.30	7.30
400 kV	10.80	--

Tabla 1.1 Distancia de los conductores al límite del derecho de vía (m)

Para claros distintos a los normalizados, las distancias son diferentes, por lo que se debe de hacer el estudio correspondiente.

Los anchos normalizados del derecho de vía son los de la tabla 1.2

<i>Tensión Nominal</i>	<i>Torres</i>	<i>Postes</i>
85 kV	17.00	14.00
230 kV	30.00	22.00
400 kV	40.00	--

Tabla 1.2 Ancho del derecho de vía (m)

También se recomienda que además de las distancias calculadas normalmente, se debe considerar si el lugar es boscoso, para tomar en cuenta la altura de los árboles, que pudieran caer en un momento dado hacia la línea.

Hay que tomar en cuenta que uno de los objetivos del derecho de vía es evitar la posibilidad de accidentes, por contacto o por fenómenos de inducción [3].

I.4 Datos de las líneas de transmisión del Sector Eléctrico Nacional (SEN)

Para tener una idea de la importancia que tiene la compactación de líneas, podemos analizar la información de la Secretaría de Energía, en su “Prospectiva del Sector Eléctrico” [29] que a continuación se transcribe:

“ a) Capacidad de transmisión y distribución del SEN

En el diseño y ampliación de la red de transmisión son consideradas la magnitud y dispersión geográfica de las cargas, así como la localización de las centrales generadoras. La potencia máxima transmitida por un enlace depende del límite térmico de los conductores; del límite del voltaje aceptable en los extremos del enlace; del margen de seguridad que permita preservar la integridad y estabilidad del sistema ante una desconexión imprevista de una línea o una unidad generadora. Estos dos últimos factores restringen con mayor frecuencia la potencia máxima transmitible entre los enlaces de la red.

La transportación a grandes distancias de energía eléctrica en redes de alta tensión, de las plantas de generación hacia los centros de consumo está constituida físicamente por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos eléctricos. En algunas áreas del país, los centros de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, debido a ello se interconectan gradualmente a medida que los proyectos resultan rentables técnica y económicamente.

b) Red nacional de transmisión y distribución

Para darle mayor confiabilidad a la red de transmisión y fortalecer la infraestructura de generación eléctrica, durante el período de 1993 - 2002 el SEN aumentó en más de una cuarta parte los kilómetros de líneas de transmisión, al pasar de 545,943 km a 689,928 km en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV (Tabla 1.3). De la cifra total observada en el 2002, 96% pertenece a la Comisión Federal de Electricidad y 4% son propiedad de Luz y Fuerza del Centro, organismo que atiende la zona más densamente poblada de la República Mexicana.

Por niveles de tensión la participación es como sigue: 6% corresponde a líneas de transmisión (150 - 400 kV), 7% a líneas de subtransmisión (69 - 138 kV), 53% a líneas de distribución (2.4 - 60 kV), en líneas de baja tensión se registró una participación de 33% y las subterráneas observaron una participación marginal de uno por ciento.

La estructura general de la red de transmisión del SEN está distribuida de la siguiente forma:

Red de transmisión troncal.- Integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de alta tensión (230 y 400 kV) y cuenta con 38,561 km. Movilizan grandes cantidades de energía y se alimentan de las centrales generadoras, abasteciendo las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.

Redes de subtransmisión .- Son de cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión (69 a 161 kV) y cuentan con 48,075 km. Suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectados en alta tensión de subtransmisión.

Kilovolts (kV)	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Sistema Eléctrico Nacional	545,943	559,450	570,810	585,438	606,522	622,784	637,377	651,995	670,902	689,928
Comisión Federal de Electricidad	520,653	533,588	544,433	558,466	578,989	594,781	608,773	622,718	641,064	659,435
400	9,710	10,623	10,979	11,337	11,908	12,249	12,399	13,165	13,695	14,503
230	18,267	18,217	18,532	18,878	19,375	20,292	21,224	21,598	22,644	24,058
161	495	427	456	456	456	456	456	508	516	614
150	766	766	445	445	66	66	-	-	-	-
138	1,154	1,156	1,215	1,171	1,171	1,176	1,018	1,029	1,051	1,145
115	30,393	30,910	31,336	31,423	32,003	33,405	34,151	34,971	36,199	42,795
85	242	234	215	219	185	185	185	186	186	140
69	3,641	3,567	3,496	3,566	3,487	3,459	3,490	3,441	3,360	3,381
34.5	51,840	52,508	55,600	54,897	55,638	57,135	58,996	60,300	61,756	62,725
23	18,924	19,510	19,928	20,505	22,056	22,765	23,323	23,756	24,663	25,826
13.8	193,019	198,609	200,988	211,533	219,254	226,922	233,232	239,748	246,304	251,771
6.6	626	461	451	425	429	428	428	428	429	429
4.16	179	207	164	156	157	69	67	60	49	49
2.4	99	103	101	102	102	103	93	94	94	98
Baja tensión	185,855	190,507	194,317	196,960	205,902	208,765	211,969	215,369	221,079	222,164
Líneas subterráneas	5,443	5,783	6,210	6,393	6,800	7,306	7,742	8,065	9,039	9,737
Luz y Fuerza del Centro	25,290	25,862	26,377	26,972	27,533	28,003	28,604	29,277	29,838	30,493

Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

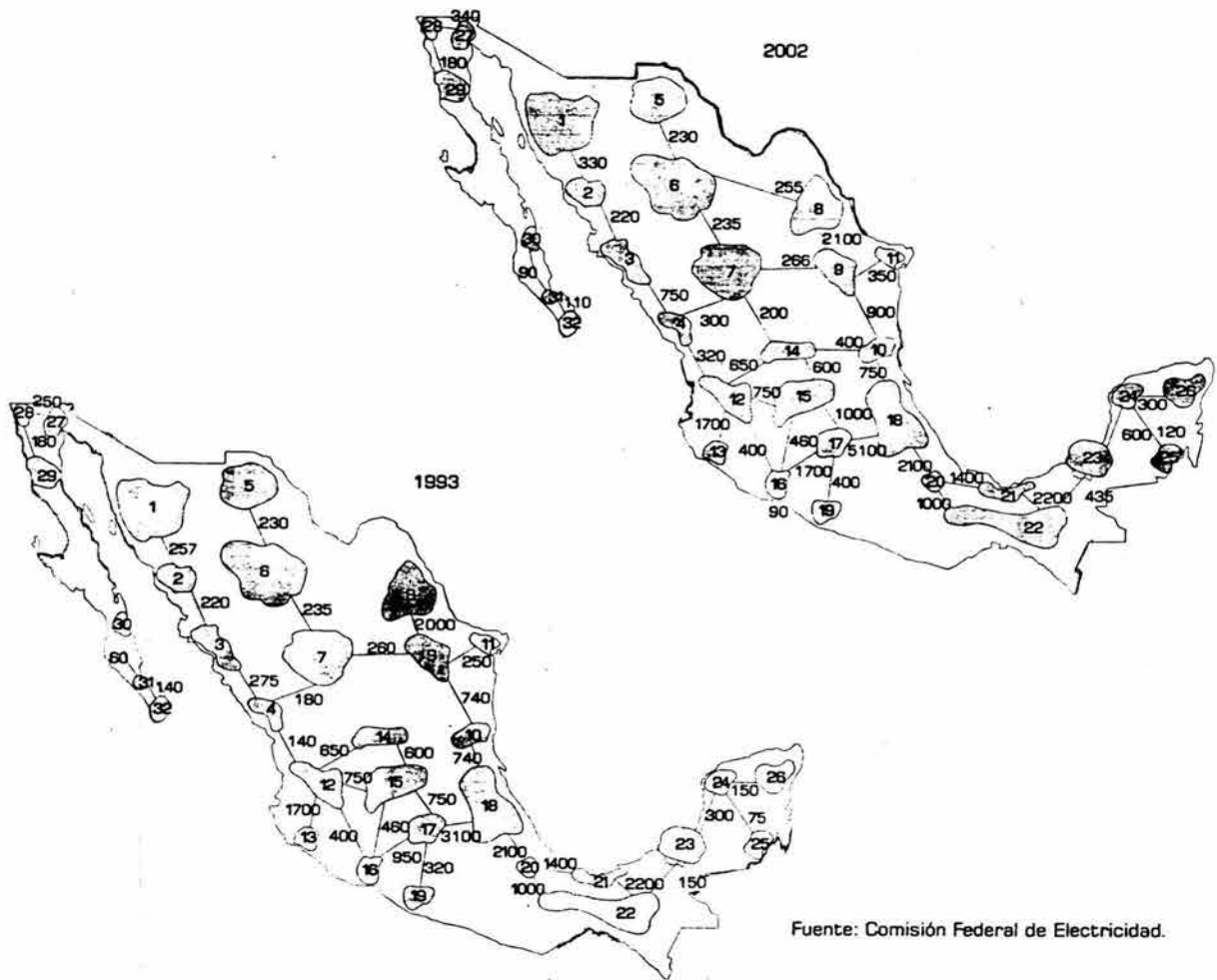
Tabla 1.3. Líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión.

Redes de distribución en media tensión. Suministran la energía de 2.4 a 60 kV dentro de zonas relativamente pequeñas; la longitud acumulada de estas líneas es de 572,799 km y abastecen las redes de distribución en baja tensión y media tensión de distribución.

Red de LFC.- Cuenta con una longitud de 30,493 km en niveles de tensión de 6.6 a 400 kV. Respecto de las redes de distribución en baja tensión, suministran energía en 220 o 240 volts entre fases. En total alimentan cargas a 5.6 millones de clientes que representan el 20% aproximadamente del consumo nacional de energía.

Debido a su estructura las redes, calificadas como longitudinales por ser poco malladas, así como a la extensa cobertura de la red, la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones del sistema depende de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible.

La potencia máxima que se puede transmitir por un enlace depende de factores tales como: a) el límite térmico de los conductores, b) el límite aceptable de voltaje en los extremos del enlace y c) del límite que permita preservar la integridad y la estabilidad del sistema ante la desconexión imprevista de una unidad generadora o de una línea de transmisión. En la figura 1.1 se muestra la evolución de la capacidad máxima de transmisión de los enlaces entre las regiones, donde cada enlace puede constar de una o más líneas de transmisión.



Regiones del SEN

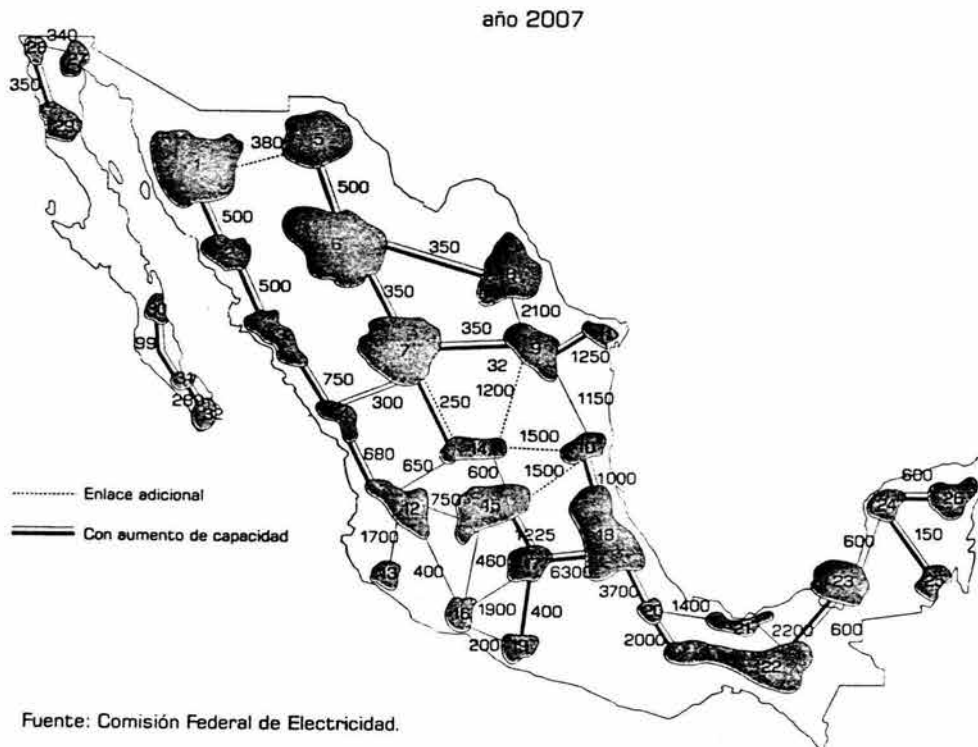
1) Sonora Norte	9) Monterrey	17) Central	25) Chetumal
2) Sonora Sur	10) Huasteca	18) Oriental	26) Cancún
3) Mochis	11) Reynosa	19) Acapulco	27) Mexicali
4) Mazatlán	12) Guadalajara	20) Temascal	28) Tijuana
5) Juárez	13) Manzanillo	21) Minatitlán	29) Ensenada
6) Chihuahua	14) AGS - SLP	22) Grijalva	30) C. Constitución
7) Laguna	15) Bajío	23) Lerma	31) La paz
8) Río Escondido	16) Lázaro	24) Mérida	32) Cabo San Lucas

Figura. 1.1 Evolución de la capacidad de transmisión del SEN (MW) en el periodo 1993-2002

c) Evolución esperada de la red nacional de transmisión

Las adiciones de capacidad de transmisión necesarias para abastecer la demanda esperada a costo mínimo, se determinan aplicando los siguientes criterios: seguridad, calidad, confiabilidad y economía de la operación.

El programa de expansión para el período 2003-2007 (Fig 1.2) tiene contemplado la incorporación de 16,700 km de líneas de transmisión en niveles de tensión de 69 a 400 kV y 27,137 MVA en subestaciones reductoras.



Regiones del SEN

1) Sonora Norte	9) Monterrey	17) Central	25) Chetumal
2) Sonora Sur	10) Huasteca	18) Oriental	26) Cancún
3) Mochis	11) Reynosa	19) Acapulco	27) Mexicali
4) Mazatlán	12) Guadalajara	20) Temascal	28) Tijuana
5) Juárez	13) Manzanillo	21) Minatitlán	29) Ensenada
6) Chihuahua	14) AGS - SLP	22) Grijalva	30) C. Constitución
7) Laguna	15) Bajío	23) Lerma	31) La paz
8) Río Escondido	16) Lázaro	24) Mérida	32) Cabo San Lucas

Figura 1.2 Regiones del SEN y su capacidad de transmisión entre regiones (MW) para el año 2007

Las principales obras de transmisión y transformación consideradas para el período 2003-2007, así como la capacidad de transmisión y la potencia transmitida a través de los enlaces entre las regiones del SEN, bajo condiciones de la demanda máxima del sistema se resumen en las tablas 1.4 y 1.5. La utilización máxima de los enlaces se presenta cuando ocurren los mantenimientos de las unidades generadoras y la salida forzada de éstas o de otros elementos de la red de transmisión.

<i>Región</i>	<i>Enlace Región</i>	<i>Nivel de tensión kV</i>	<i>Capacidad inicial 2003</i>	<i>Aumento de Capacidad</i>	<i>Capacidad Total</i>
Sonora norte	Sonora sur	230	330	170	500
Sonora norte	Juárez	400*		380*	380
Sonora sur	Mochis	230	220	280	500
Laguna	Chihuahua	230	235	115	350
Laguna	Monterrey	400, 230	260	90	350
Chihuahua	Juárez	230	230	270	500
Río Escondido	Chihuahua	400	225	125	350
Monterrey	Reynosa	400, 230	350	900	1,250
Monterrey	Aguascalientes-SLP	400*		1,200*	1,200
Huasteca	Aguascalientes-SLP	400, 230	400	1,100	1,500
Huasteca	Oriental	400, 230	750	250	1,000
Huasteca	Bajío	400*		1,500*	1,500
Aguascalientes-SLP	Bajío	400, 230	600	500	1,100
Bajío	Central	400, 230	1,000	225	1,225
Oriental	Temascal	400, 230	2,100	1,600	3,700
Monterrey	Huasteca	400	900	250	1,150
Mazatlán	Guadalajara	400	320	360	680
La Paz	Cabo San Lucas	115, 230	198	82	280
Mérida	Cancún	230	300	300	600
Central	Oriental	400, 230	5,800	500	6,300
Tijuana	Ensenada	230, 115	180	170	350
Mérida	Chetumal	230	120	30	150

*/ Enlace nuevo.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 1.4 Expansión de la capacidad de transmisión (MW), 2003 - 2007

Enlace	Región	Tensión kV	2003		2004		2005		2006		2007	
			Flujo	capac	Flujo	capac	Flujo	capac	Flujo	capac	Flujo	capac
Río Escondido	Nvo. Laredo	400*, 230	240	330	260	330	275	330	285	400	295	400
Nvo. Laredo	Reynosa	138	40	60	40	60	40	60	40	60	40	60
Reynosa	Matamoros	230, 138	309	400	344	400	367	400	400	400	400	400
Sonora norte	Sonora sur	230	232	330	490	500	470	500	450	500	436	500
Sonora norte	Juárez	400*			202	380	232	380	234	380	269	380
Sonora sur	Mochis	400*, 230	215	220	480	500	440	500	400	500	380	500
Mazatlán	Mochis	400*, 230	448	750	180	750	240	750	300	750	280	750
Mazatlán	Laguna	400*, 230	140	300	120	300	133	300	150	300	220	300
Mazatlán	Guadalajara	400	109	320	282	320	230	680	180	680	500	680
Chihuahua	Juárez	230	413	424	424	500	458	500	458	500	433	500
Laguna	Chihuahua	230	235	235	192	235	218	350	225	350	200	350
Laguna	Monterrey	400, 230	219	260	91	260	113	260	104	350	91	350
Laguna	Ags-SLP	230					179	250	153	250	163	250
Río Escondido	Chihuahua	400	75	225	92	225	87	350	115	350	137	350
Río Escondido	Monterrey	400, 230	1,645	2,100	1,598	2,100	1,572	2,100	1,758	2,100	1,600	2,100
Monterrey	Reynosa	400, 230	314	350	774	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,200	1,250
Monterrey	Huasteca	400	836	900	800	1,150	842	1,150	800	1,150	600	1,150
Monterrey	Ags-SLP	400			1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,200
Huasteca	Oriental	400	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Manzanillo	Guadalajara	400, 230	1,260	1,700	1,302	1,700	1,293	1,700	1,281	1,700	1,150	1,700
Guadalajara	Ags-SLP	400	324	650	157	650	281	650	195	650	333	650
Guadalajara	Bajo	400, 230	345	750	580	750	564	750	447	750	520	750
Bajo	Ags-SLP	230	483	600	521	600	595	600	517	1,100	627	1,000
LázaroCárdenas	Bajo	400	405	460	368	460	215	460	204	460	188	460
LázaroCárdenas	Guadalajara	400	242	400	173	400	199	400	151	400	39	400
Bajo	Central	400, 230	287	1,000	250	1,000	253	1,000	595	1,000	1,016	1,225
LázaroCárdenas	Central	400	1,731	1,900	1,785	1,900	1,729	1,900	1,714	1,900	1,856	1,900
Oriental	Central	400, 230	5,344	5,800	5,234	5,800	5,502	5,800	5,418	6,300	5,779	6,300
Acapulco	Central	230	156	400	184	400	187	400	152	400	147	400
Oriental	Temascal	400, 230	2,504	3,700	3,521	3,700	3,009	3,700	2,892	3,700	2,454	3,700
Grijalva	Lerma	400*, 230	269	435	114	435	110	435	240	435	147	600
Temascal	Grijalva	400	1,481	2,200	1,727	2,200	1,619	2,200	1,581	2,200	1,485	2,200
Minatitlán	Grijalva	400	1,784	2,200	1,982	2,200	1,885	2,200	1,826	2,200	1,615	2,200
Temascal	Minatitlán	400	1,350	1,400	1,400	1,400	1,352	1,400	1,285	1,400	1,302	1,400
Lerma	Mérida	400 *,230115	146	435	200	435	283	435	151	435	140	600
Mérida	Cancún	400*, 230, 115	290	300	310	600	345	600	165	600	361	600
Mérida	Chetumal	230, 115	100	120	110	150	116	150	124	150	97	150
Mexicali	Tijuana	230	328	388	384	388	378	388	380	388	371	388
Tijuana	Ensenada	230	188	350	192	350	210	350	224	350	238	350
C. Constitución	La Paz	115	70	99	69	99	74	99	80	99	58	99
La Paz	Cabo S.Lucas	115, 230	90	198	97	198	104	198	113	280	124	280
LázaroCárdenas	Acapulco	400*	174	200	174	200	190	200	194	200	180	200
Huasteca	Ags-SLP	400	750	750	1,100	1,500	1,432	1,500	1,500	1,500	1,300	1,500
Huasteca	Bajo	400							700	1,500	1,400	1,500

I/ A partir de 2005 se opera cerrado, cuando entre en operación el 2do. Circuito Tepic II - Mazatlán II, el enlace Saltillo - Cañada y el CEV de Durango Sur.

400* : Líneas de transmisión aisladas para 400 kV, que operan inicialmente a 230 kV.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 1.5 SEN: Capacidad de Transmisión de los enlaces entre regiones eléctricas, MW (bajo condiciones de demanda máxima del sistema)" (cierra cita textual)

Como puede apreciarse, se tiene contemplado el aumento de líneas de transmisión en el SEN, lo cual brinda una oportunidad de diseñar y construir nuevas líneas de transmisión, que podrían ser líneas compactas.

II. OBJETIVOS Y MÉTODOS DE LA COMPACTACIÓN DE LÍNEAS

Debido al incremento de la demanda de energía eléctrica en zonas urbanas y también a las restricciones en la adquisición o expropiación de derechos de vía, es evidente la necesidad de estudiar las posibles modificaciones de las líneas de transmisión existentes y / o la instalación de un nuevo sistema de transmisión en otra zona aledaña.

II.1 Objetivos

Las modificaciones que en general se hacen son mediante el incremento del nivel de tensión o mediante el aumento de tamaño y número de conductores. Así pues, la compactación de líneas tiene los siguientes objetivos:

II.1.1 Aumento de la capacidad de transmisión

Éste quizás, sea el principal objetivo. Se podrá lograr aumentando el calibre de los conductores, número de conductores por circuito y aumentando el nivel de tensión.

II.1.2 Reducción de los costos de construcción

Si se utilizan estructuras de menor tamaño y de aisladores nuevos y más eficientes, se tendrá como resultado una reducción de los costos de construcción. La mayoría de las líneas existentes utilizan aisladores desarrollados a principios del siglo XX, pero con el advenimiento de materiales sintéticos se abre un campo muy amplio en la investigación.

II.1.3 Reducción del derecho de vía

En México, este problema se presenta principalmente en las grandes ciudades. Aunque no es el caso de México, para líneas de 765 kV, se estima que la adquisición del derecho de vía representa alrededor del 12% de costo total de la línea [6]. Es por estas razones que se realizan esfuerzos por reducir el espacio ocupado para las líneas de transmisión.

II.1.4 Transmisión estética

Llamado también en inglés TRANSTHETIC (TRANSmision aesTHETIC), el efecto de las estructuras sobre el medio ambiente, es digno de tomarse en cuenta. Se han diseñado torres más esbeltas con el objetivo de tener una estructura estética para mejorar el impacto visual en zonas urbanas. Sin embargo, un programa exhaustivo contempla: delineamiento del área o corredor, reportes y estudios medioambientales, evaluación de las estructuras, información al público, adquisición de derecho de vía y construcción bien dirigida. Los ingenieros y profesionistas implicados o involucrados están desarrollando métodos, equipos y tecnología para restaurar y proteger el medio ambiente [10].

II.2 Métodos de compactación

Existen varios métodos para compactación de líneas de transmisión, pero los más usuales son los que se mencionan en este capítulo.

II.2.1 Aumento del nivel de tensión

Debido a que la capacidad de transmisión de potencia de una línea aumenta en forma proporcional al cuadrado de la tensión de operación[11], los principales estudios técnicos sobre la compactación de líneas se han dirigido hacia la reducción de las distancias entre fases, llegándose a obtener las separaciones de 0.9 m en líneas de 115 y 138 kV. Este logro puede ayudar a reducir el tamaño de las torres y el derecho de vía y, lógicamente ayuda a incrementar el nivel de operación.

Cuando se incrementa el nivel de tensión de operación de una línea, el problema de contaminación se agrava, por lo que es necesario emplear material semiconductor sobre los materiales aislantes convencionales. o utilizarlo en conjunto con los nuevos materiales sintéticos.

Este método de compactación es ahora factible, debido a que los conductores a medio claro pueden mantenerse fijos, empleando separadores y soportes adecuados [18].

II. 2.2 Aumento del número y calibre de los conductores.

Debido a que el incremento de corriente en los conductores existentes puede acelerar el envejecimiento y arrastrar o causar el proceso de “recocido” del conductor, una alternativa propuesta frecuentemente es compactar las dimensiones e incrementar la sección transversal del conductor.

En este caso, los factores básicos del medio ambiente, tales como viento, nieve, combinación de viento y nieve no cambian de un diseño a otro, sin embargo, las cargas mecánicas del conductor actúan de tal forma que obligan a efectuar cambios en las estructuras. Aumentar un conductor por fase es una técnica que se ha empleado en México y, por lo tanto, se hizo necesario un reforzamiento de las estructuras [18].

Algunos fabricantes de conductores han desarrollado nuevos tipos de ACSR, capaces de conducir más corriente, en menor dimensión y menor costo, por lo tanto una línea necesita refuerzos estructurales mínimos.

Este tipo de cables están contruidos de una forma más compacta que la convencional, pudiendo tener hilos de aluminio de sección transversal trapezoidal en lugar de los de sección circular tradicionales. Figura 2. 1

En USA ya se están fabricando los conductores llamados TW (Trapezoidal Wires), en los cuales el aire entre las capas de hilos de alambre es eliminado y ahora consiste en capas de

hilos trapezoidales, lo cual representa un diámetro de 10% menos que un cable del tipo ACSR común, y con la misma resistencia en CA. Entonces, reemplazando los conductores antiguos por los de tipo TW, para el mismo diámetro, se podría llegar a alcanzar un incremento del 10% en el rango estático de la línea sin cambiar la carga de la estructura significativamente [37].

También, de acuerdo con el EPRI [1] se puede mencionar que, variando el número de circuitos por derecho de vía o los niveles de voltaje, se tendrá el mejor uso de corredores existentes.

II.2.3 Líneas multifásicas de más de tres fases

Otra opción para aumentar la capacidad de transmisión de una línea y reducir el derecho de vía, es usar sistemas de más de tres fases. La ventaja que da a este método reside en un menor ángulo de fase y se refleja con un mejor gradiente superficial de los conductores. A estas líneas les llaman de “orden alto” o simplemente se les abrevia como HPO (High Phase Order).

En 1987 un proyecto de investigación de PTI se llevó a cabo en una instalación de prueba con éxito, demostrando la factibilidad de la transmisión con un prototipo de una línea de 6 y 12 fases. Las dudas que se tenían antes de la prueba era si podría la línea de “orden alto” ser integrada exitosamente a un sistema de transmisión existente, o si era el sistema de protección práctico y confiable, y también si se podrían diseñar subestaciones con los agregados necesarios y complejos para este sistema. Esas tres cuestiones fueron contestadas afirmativamente mediante la conversión de una línea de doble circuito de 115 kV a una línea de 96 kV, seis fases y operada por tres años en la New York State Electric and Gas (NYSEG), dicho proyecto fue patrocinado, entre otros, por el EPRI [36]

En estudios realizados para convertir una línea de dos circuitos trifásicos a un sistema hexafásico de 138 kV, se demostró que se tiene aproximadamente la misma capacidad de transmisión que un sistema trifásico de doble circuito de 230 kV, lo cual presenta ventajas económicas del derecho de vía.

Los problemas que se afrontan con estos sistemas es la coordinación de protecciones y el análisis de las sobretensiones por maniobra; sin embargo, la forma más simple de aprovechar esta opción es cambiando las líneas existentes de doble circuito [18].

En [20] se menciona que una línea de transmisión trifásica de doble circuito puede ser fácilmente convertida a una línea de transmisión hexafásica, mediante el uso de dos pares idénticos de transformadores Delta–Estrella conectados en cada extremo de la línea, como se muestra en la figura 1a. Cada par de transformadores tiene una polaridad negativa en el lado de alta tensión para obtener los 60° requeridos en el cambio de la fase o defasamiento. Este arreglo tiene la ventaja de “romper” la red de secuencia cero. Figura. 2.2.

El switcheo de una línea de transmisión hexafásica puede ser ejecutado siguiendo los tres diferentes modos en el orden creciente de complejidad y comportamiento dinámico con respecto a la estabilidad del sistema.

1. Las seis fases son “switcheadas” simultáneamente.
2. La línea hexafásica es considerada como dos sistemas trifásicos switcheados independientemente.
3. Solamente las fases falladas son desconectadas.

En general, las líneas de transmisión de orden alto (superior a las trifásicas) pueden suministrar la misma capacidad de transferencia de potencia que una trifásica con una apreciable reducción de derecho de vía [21], para los mismos valores de campo eléctrico y criterio de ruido audible, con estructuras de transmisión más pequeñas y costo global reducido. La reducción del costo varía entre 500,000 y 1,000,000 de dólares por milla, dependiendo la potencia transmitida y del número de fases utilizado (seis o doce), en lugar de utilizar tensiones de extra alta tensión. Estas líneas pueden reemplazar a las trifásicas de más bajo voltaje, en el mismo derecho de vía, con “órdenes” de incremento de magnitud en la capacidad de transmisión. Pueden ser colocadas en el derecho de vía de una sola de 765 kV, con el doble de la capacidad de transmisión. Entonces, esta técnica puede ser usada para maximizar el uso del derecho de vía a costo razonable.

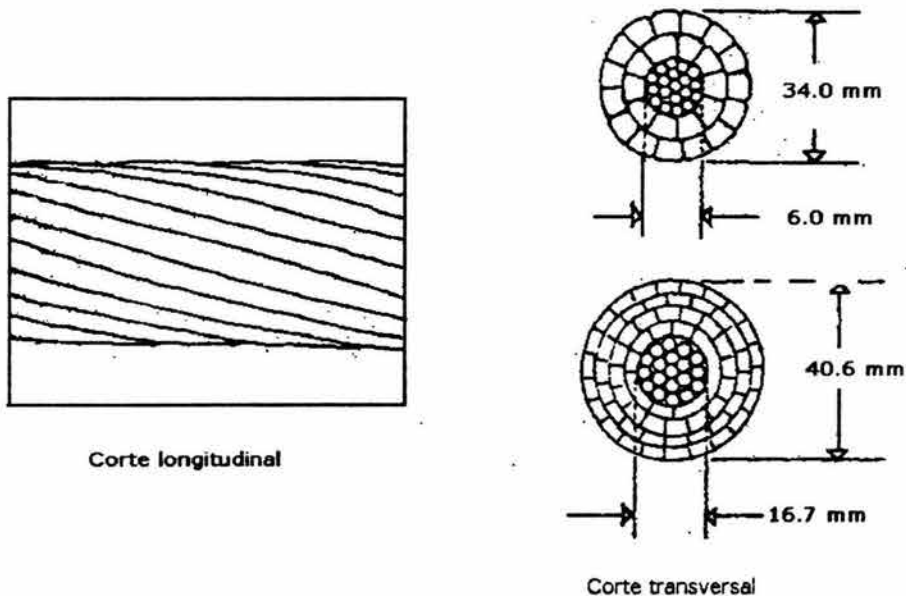
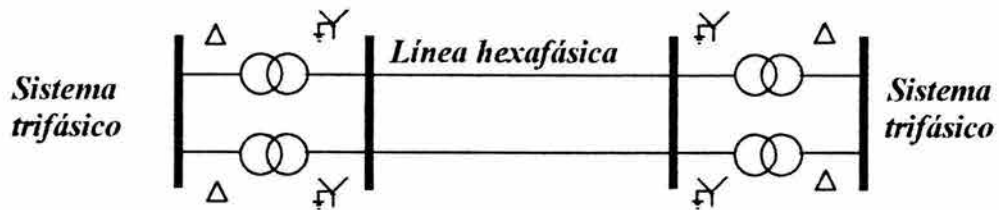
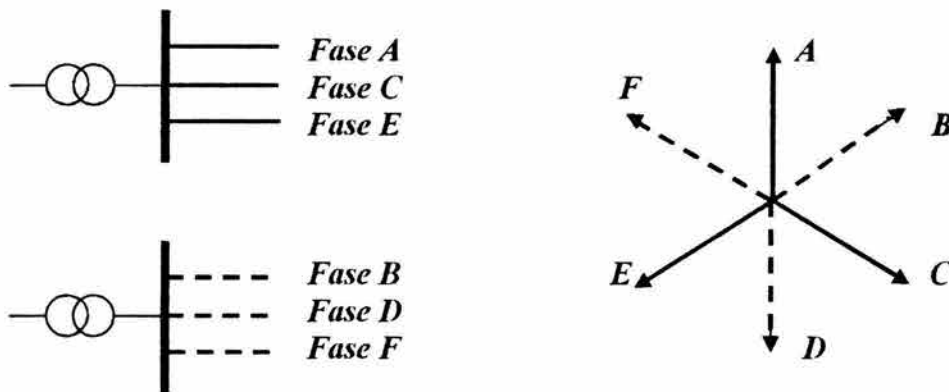


Figura 2.1 Conductores ACSR compactos



a) Conexión de transformadores



b) Diagrama fasorial

Fig. 2.2 Esquema simple de la conversión de una línea con doble circuito trifásica a una hexafásica

III. ANÁLISIS TÉCNICO REQUERIDO PARA REALIZAR LA COMPACTACIÓN

En líneas compactas las etapas de diseño más importantes se refieren a la protección contra descargas atmosféricas, operaciones de maniobra y efectos de campos eléctricos y magnéticos.

Para obtener beneficios económicos con la compactación de líneas es necesario llegar a tener una solución conjunta de los problemas que ello afronte. Estos factores o problemas a solucionar son los siguientes:

III.1 Análisis de esfuerzos dieléctricos

En general, al intentar reducir las distancias dieléctricas o aumentar el nivel de tensión, este factor se vuelve crítico; por esta razón es necesario hacer un análisis de los esfuerzos dieléctricos que se pueden presentar en una línea compacta.

III.1.1 Descargas atmosféricas

Debido a las menores dimensiones de las líneas compactas, en lo referente a lo alto y ancho, tienen menor exposición a las descargas atmosféricas directas, sin embargo, la probabilidad de flameo entre fases es mayor. Además, las líneas compactas presentan un mejor comportamiento contra rayos que las convencionales.

El análisis del efecto del blindaje como protección en las líneas contra descargas atmosféricas, puede realizarse por los métodos convencionales y los factores a considerar son:

- a) Densidad de rayos a tierra.
- b) Voltaje crítico de flameo por rayo.
- c) Resistencia al pie de la torre.
- d) Distribución probabilística del rayo.

Las figuras 3.1 y 3.2 muestran las variaciones de los índices de salida por rayo, con diferentes distancias entre fases.

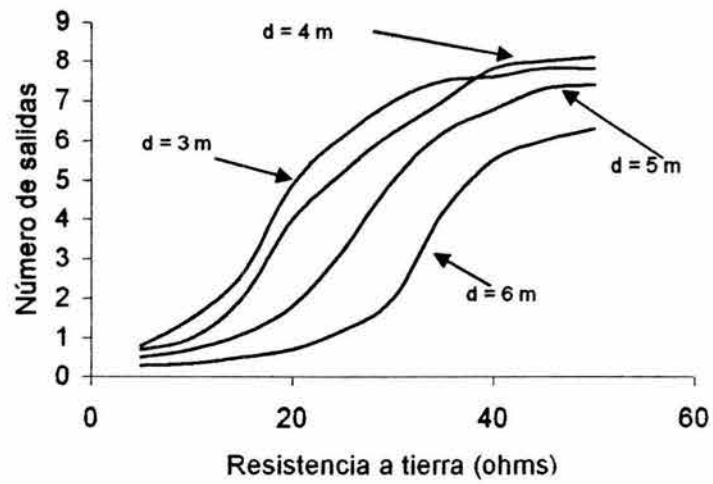
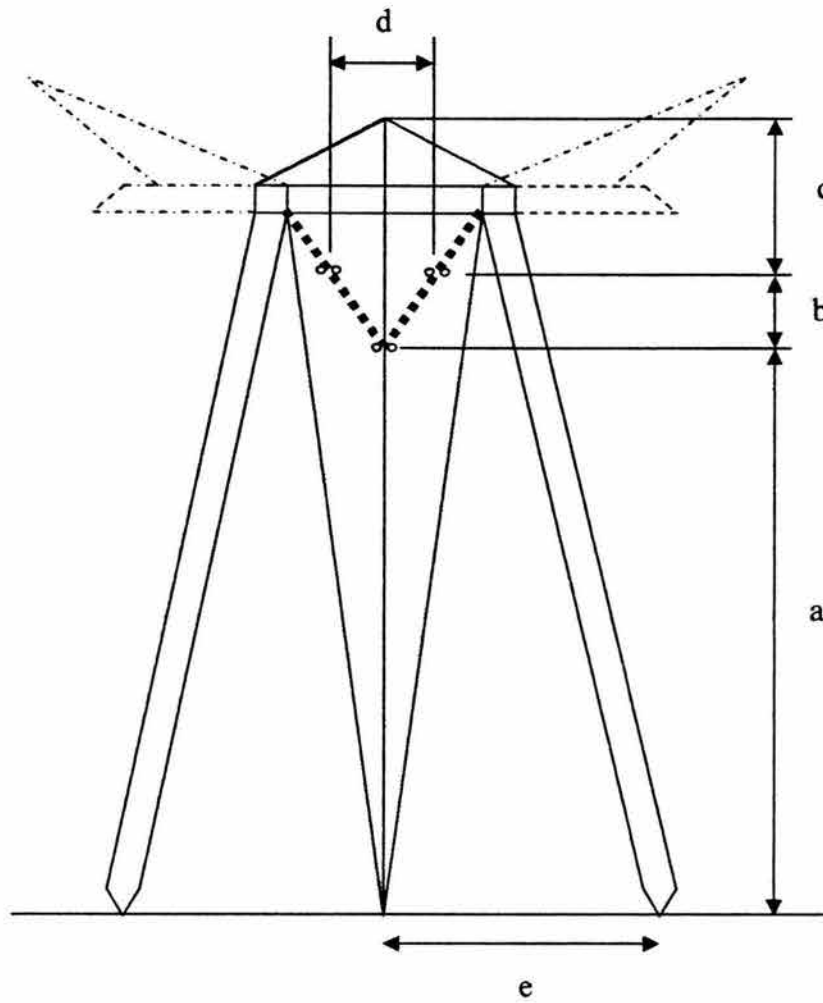


Figura. 3.1 Índice de salidas por raios de 100 km de linha al año, de configuraciones delta con diferentes distancias "d" entre fases



Caso analizado	Dimensiones en metros					Voltaje crítico de flameo (kV)
	a	b	c	d	e	
1	23.0	2.6	3.0	1.5	10.0	825
2	23.0	3.5	4.0	2.0	10.5	1100
3	23.0	4.33	5.0	2.5	11.0	1375
4	23.0	5.0	6.0	3.0	11.5	1650

Figura 3.2 Arreglo en delta de los conductores soportados por el portal de una torre con retenidas de 400 kV

III.1.2 Análisis de sobretensiones por maniobra de interruptores

En el diseño de las líneas de transmisión de 300 kV o mayores, se ha comprobado experimentalmente que las sobretensiones por maniobra de interruptores son las que principalmente determinan sus dimensiones.

El diseño del aislamiento contra sobretensiones por maniobra de una línea, requiere de la selección de aisladores y distancias en aire que soporten los esfuerzos debidos a las sobretensiones de origen interno que pueden presentarse en dicha línea. Esta selección se realiza actualmente con base en datos probabilísticos.

Las normas de CFE establecen parámetros para los niveles de aislamiento que se deben cumplir en los sistemas eléctricos [13]. Ver las tablas 3.1 y 3.2.

Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo Vd kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal a 60 Hz de fase a tierra kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)
4.4 (1)	5.5	19	45 60 75
6.9 (1)	7.2	20	40 60
13.8 (2)	15.5	35	75 95 110
23 (2)	27	50 60	95 125 150
34.5 (2)	38	70	125 150 200
44	52	95	250
69 (2)	72.5	140	325 350
85 (3), 115 (2)	123	185 230	450 550
138(3)	145	230 275	550 600

150 (1), 161 (3)	170	275 325	650 750
230 (2)	245	360 395 460	850 900 950 1050

Tabla 3.1 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría I

Notas de la tabla 3.1

- 1) Tensiones congeladas según especificación CFE L0000-02.
- 2) Tensiones normalizadas preferentes según especificación CFE L0000-02.
- 3) Tensiones restringidas según especificación CFE L0000-02.
- 4) Los valores de esta tabla están referidos a condiciones atmosféricas de referencia normalizadas (Ver inciso 3.27 de la referencia [13]).
- 5) La tensión de aguante nominal del impulso por rayo de fase a fase es el mismo valor que la de fase a tierra.

Tensión nominal del sistema (Vn) kV(eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo (Vd) kV(eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAM)		Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)
		Fase a tierra kV (cresta)	Fase a fase (relación al valor cresta de fase a tierra)	
400	420	850	1.50	1050
		950	1.50	1175
		1050	1.50	1300
				1425

Tabla 3.2 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la categoría II

En el manual de LCF se especifica que el nivel de aislamiento al impulso por rayo normalizado para sus líneas de 85, 230 y 400 kV, son respectivamente 420, 850, y 1300 kV. Para el caso de sobretensiones producidas por la operación de interruptores, para las líneas de 400 kV, se tienen niveles básicos de aislamiento al impulso (NBI) de 1425 kV para los devanados de los transformadores, 1675 kV para las porcelanas y 1915 kV para las líneas de

transmisión. Los dos últimos valores están corregidos para altitudes de 2300 m y 2500 m sobre el nivel del mar, respectivamente [19].

El manual mencionado en el párrafo anterior, indica también que, para una tensión máxima de 420 kV se pueden adoptar los valores de tensión resistentes de aislamiento por sobretensiones debidas a la operación de interruptores de 950 kV ó 1050 kV.

Para el caso de los interruptores, CFE tiene su norma que indica los valores normalizados de tensiones de aguante [39], como se indican en la tabla 3. 3

Tensión nominal (kV) valor eficaz	Tensión de aguante nominal a la frecuencia del sistema (kV) valor eficaz (1 min) seco (s) y húmedo (h)		Tensión de aguante nominal al impulso de rayo (kV) valor pico seco (s)		Tensión de aguante nominal al impulso de maniobra (kV) Valor pico Secos (s) y húmedo (h)		
	De fase a tierra y a través del interruptor cerrado	De fase a tierra y a través del interruptor abierto	De fase a tierra y a través del interruptor cerrado	De fase a tierra y a través del interruptor abierto	De fase a tierra	Entre fases para interruptor de tanque muerto	A través de las terminales del interruptor abierto
1	2	3	4	5	6	7	8
123	230 (s/h)		550		NA	NA	NA
145 ⁽²⁾⁽³⁾	275 (s/h)		650		NA	NA	NA
170 ⁽⁴⁾	325 (s/h)		750		NA	NA	NA
245	460 (s/h)		1050		NA	NA	NA
300 ⁽²⁾	380 (s/h)	435(s)	1050	1050(+170)	850	1275	700 (+245)
420	520 (s/h)	610(s)	1425	1425(+240)	1050	1575	900 (+345)
550 ⁽²⁾	620 (s/h)	800(s)	1550	1550(+315)	1175	1760	900 (+450)

Tabla 3.3. Tensiones nominales y valores de pruebas dieléctricas ⁽¹⁾ ⁽⁵⁾

NOTAS:

- 1) Los valores de prueba indicados en esta tabla están referidos a las condiciones normalizadas de 101.3 kPa de presión, 20°C de temperatura y humedad absoluta de 11 g/m³.
- 2) Exclusivamente para los casos de extra alta contaminación y altitudes mayores a 2500 msnm.
- 3) Exclusivamente para los casos en los que se requiera corrientes de interrupción de 50 kA o mayores.
- 4) Tensiones restringidas del sistema de 161 kV.
- 5) Los valores especificados en la tabla están basados en un estudio de coordinación de aislamiento realizado por el LAPEM, con los siguientes parámetros principales: Índice de falla del equipo 1/400; Tensión nominal del apartarrayos 210 kV para tensión nominal del sistema de 245 kV; Tensión nominal del apartarrayos 330 kV para tensión nominal del sistema de 420 kV.

La magnitud de una sobretensión de origen interno se debe principalmente a:

- a) La potencia de corto circuito en el extremo emisor.
- b) El instante en que se energiza una línea.
- c) Su longitud.
- d) El motivo por el cual opera un interruptor.

Como un ejemplo, en un análisis que se realizó para la línea Tula-Poza Rica de 400 kV, se encontraron sobretensiones de 3.0 por unidad en 2 % de las operaciones de cierre [18]. (figura 3.3.)

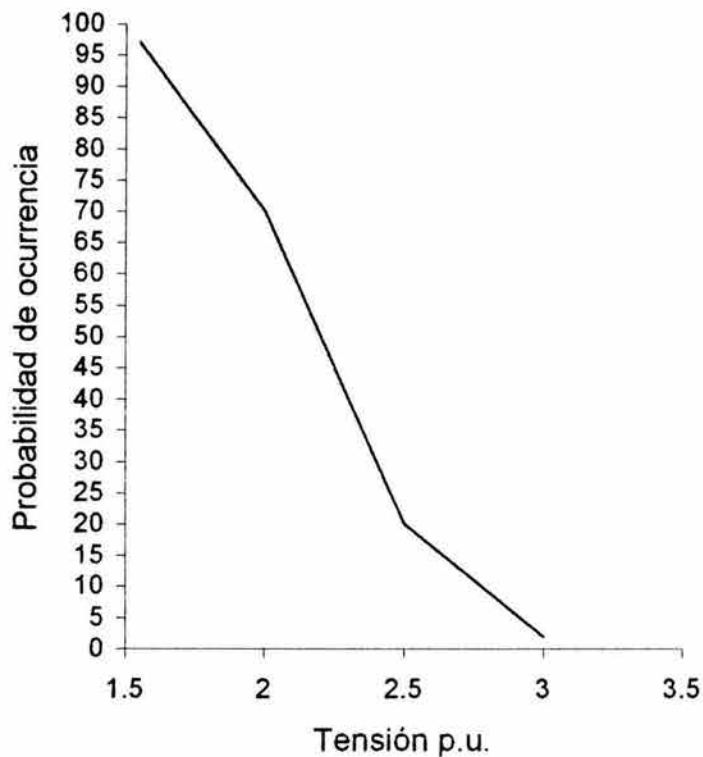


Figura 3.3 Distribución acumulativa de ocurrencia de sobretensiones por maniobra de la línea Tula-Poza Rica.

En pruebas de laboratorio realizadas a configuraciones de torre de 765 kV, se obtuvo que la distancia mínima entre fases requerida para una línea de 400 kV es de 3.0 m.

Los factores externos que afectan a la probabilidad de descarga en aire son: la humedad y la densidad del aire, las cuales son de consideración en regiones montañosas. Un estudio realizado recientemente en México, muestra que las líneas instaladas a 1800 msnm, diseñadas siguiendo los factores de corrección por altitud que marca la norma, están sobreaisladas [18].

Con los medios de reducción de sobretensiones por maniobra existentes hoy en día, se ve factible emplear distancias en aire más cortas.

III.1.3 Contaminación

Este factor debe tomarse muy en cuenta, pues las distancias entre fases o niveles de aislamiento dados para proteger a las líneas contra sobretensiones, pueden no ser las adecuadas bajo ciertas condiciones de operación.

Este problema se torna muy crítico cuando se tienen líneas de aislamiento reducido en zonas con altos niveles de contaminación.

En la figura 3.4 se presenta la distribución de la tensión calculada para una cadena de 50 aisladores convencionales y puede observarse la gran concentración que existe en las primeras 5 unidades, que son las que soportan mayor esfuerzo dieléctrico. La cadena se contamina de una manera no uniforme, disminuyendo aún más la resistencia a una posible descarga.

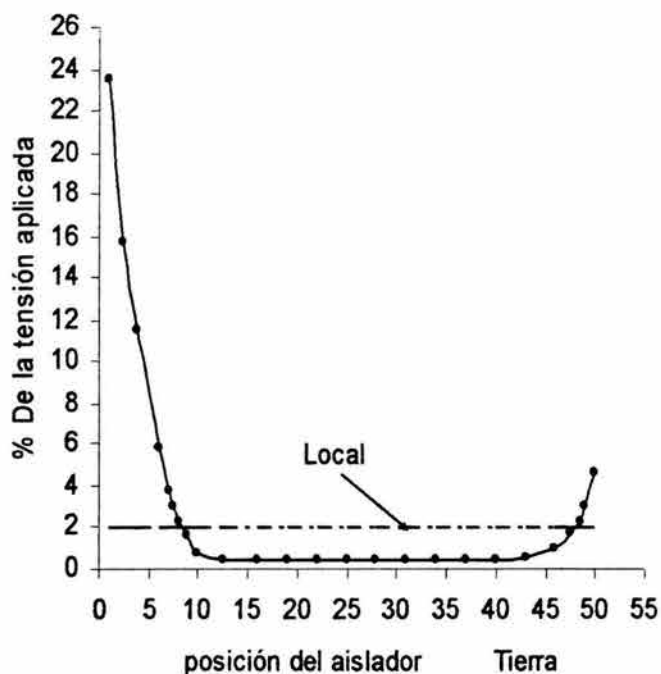


Figura 3.4 Distribución de tensión calculada para una cadena de 50 aisladores

III.2 Análisis de esfuerzos mecánicos

En estudios estructurales el de mayor importancia es el movimiento horizontal relativo entre conductores, producido por cargas de viento y por fallas.

Las cargas debido al viento y al hielo afectan a la resistencia estructural y producen daños en los conductores por vibraciones [5]. La carga transversal por viento sobre los conductores depende proporcionalmente, o esta en función, de varios factores como lo indica la ecuación (3-1)

$$W = f(CVg^2d_cL) \quad (3-1)$$

Donde:

W = carga por viento

C = constante consistente con las unidades del sistema usado

Vg = velocidad de la ráfaga del viento

d_c = diámetro del conductor

L = distancia o longitud del claro en torres

La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE -1999, indica en la sección 922.84, que la presión del viento sobre los conductores se debe calcular con la siguiente formula:

$$P = 0.00482V^2 \quad (3-2)$$

donde P es la presión del viento , en kg/m^2 y V es la velocidad de viento de diseño, en km/h . Con esta ecuación puede calcularse fácilmente la presión del viento para diferentes velocidades del mismo.

Asimismo, la norma indica que para calcular la tensión mecánica máxima de los cables, se debe considerar como carga total, la resultante del peso del cable y de la fuerza producida por el viento, actuando horizontalmente y en ángulo recto con la línea, a la temperatura y velocidad indicada en las tablas de la misma norma.

En aquellas regiones donde pueda depositarse hielo sobre los conductores, habrá que considerar el peso del hielo y el aumento de la fuerza ejercida por el viento debido al aumento de la superficie expuesta a causa de la acumulación del hielo [38]. De esta forma para calcular fuerza resultante se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$Fr = \sqrt{(Fp + Fh)^2 + (Fv)^2} \quad (3-3)$$

Donde:

F_p = Fuerza debida al propio peso del cable en kg

F_v = Fuerza ejercida por el viento sobre el conductor en kg

F_h = Fuerza debida al peso del hielo acumulado sobre el conductor en kg

La fuerza resultante estará dada, como se indica en la figura 3.5

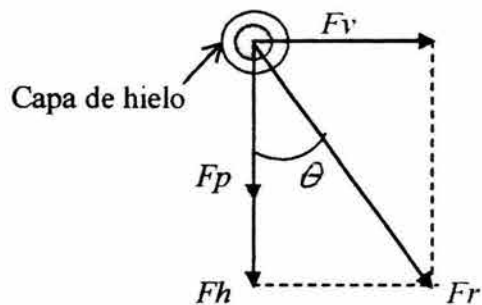


Figura 3.5. Diagrama de fuerzas aplicadas sobre un conductor

Como un ejemplo de los desplazamientos causados por el viento, para diferentes tipos de cables, en la figura 3.6, se observa que pueden presentarse desplazamientos de cerca de 0.5 m en los conductores convencionales (ACSR) con velocidades del viento de 100 millas por hora [2].

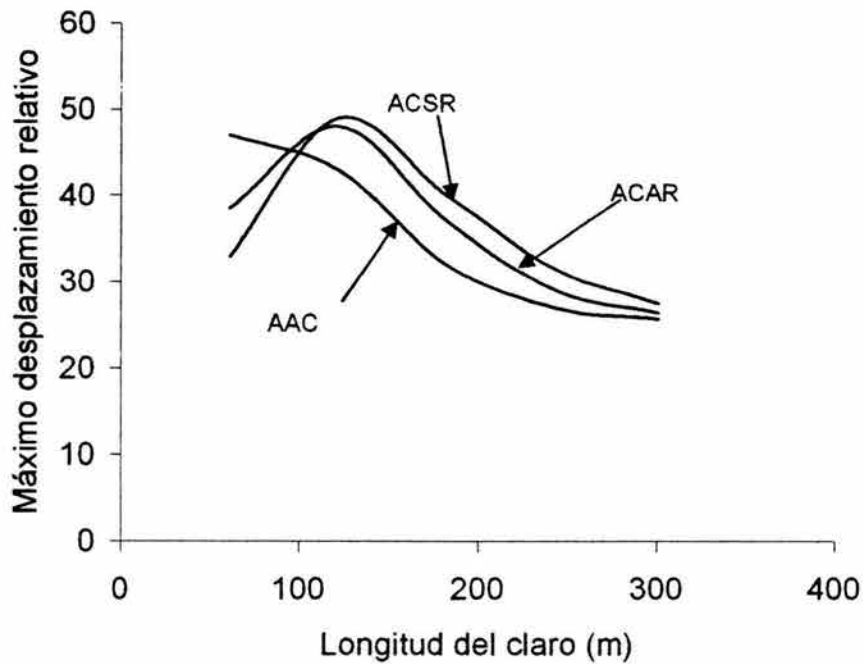


Figura 3.6 Desplazamiento relativo de conductores por viento con una velocidad de 100 millas por hora

Al reducir las distancias dieléctricas en líneas compactas, la fuerza electromagnética producida por corto circuito origina también un movimiento relativo en los conductores, especialmente en caso de fallas de fase a fase. La figura 3.7 muestra las limitaciones entre el claro de las torres debidas a la corriente de falla en líneas compactas. Con el uso de separadores entre conductores a mitad del claro, el problema del movimiento relativo entre conductores se reduce considerablemente.

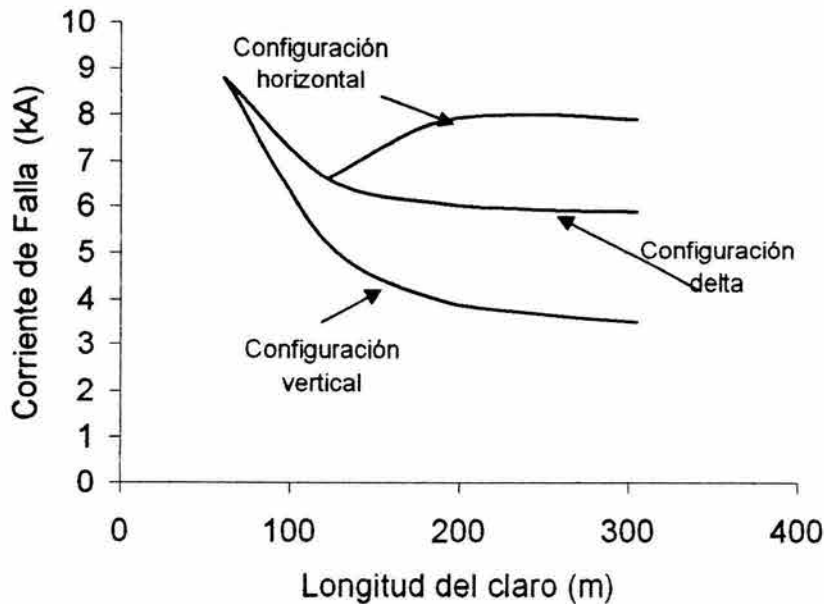


Figura 3.7 Claros máximos permitidos por fallas en líneas compactas

Uno de los problemas mecánicos más fuertes es el aumento del diámetro y/o número de conductores. Normalmente, las estructuras existentes soportan los esfuerzos verticales no ocurriendo lo mismo con los axiales o tensión mecánica.

Cuando se aumenta un conductor por fase se incrementa también la flecha, lo que puede ocasionar que la distancia del conductor al piso, a la mitad del claro, sea menor de lo que marca la norma. Actualmente la forma que se emplea para eliminar este problema es usar crucetas aisladas en las torres, en sustitución de soportes metálicos.

III.3 Pérdidas por efecto corona

Si tenemos dos conductores paralelos en el aire y entre ambos se aplica una diferencia de potencial, que se va incrementando gradualmente, se alcanza un punto en el cual el aire en la superficie de los conductores se ioniza, la diferencia de potencial en este punto se conoce como *Tensión crítica disruptiva* (V_0) y el cilindro de aire ionizado que rodea al conductor se conoce como *corona*. Si se siguiera aumentando la tensión aún más, se llegaría a un valor en el cual un halo luminoso de color violeta o azulado se puede ver rodeando a cada conductor. La diferencia de potencial en este punto se le conoce como *Tensión crítica visual* (V) y al halo luminoso se le llama *La corona visible*. Si esta diferencia de potencial se continuara incrementando hasta que los halos luminosos se toquen, entonces podría ocurrir el flameo. Experimentalmente se ha encontrado que para separaciones menores de 15 veces el diámetro del conductor, el flameo se puede presentar antes de que el efecto corona sea visible [27].

La contaminación y algunos fenómenos atmosféricos reducen la tensión crítica disruptiva. El viento y la humedad pueden tener poca influencia, pero la reducción mayor se obtiene cuando se producen nevadas. La tensión crítica visual queda rebajada o disminuida cuando el conductor está mojado [32].

Una manifestación del efecto corona es también un *efecto audible*, el cual aparece como un ruido siseante o crepitante, siempre que el conductor es energizado por arriba de su voltaje de umbral de corona. El fenómeno corona es también acompañado por el olor a ozono. En presencia de humedad se produce ácido nítrico y si la corona es bastante fuerte se producirá corrosión en el conductor [24].

En las líneas de transmisión puede presentarse el efecto corona, el cual depende de la configuración de los conductores, del calibre y número de conductores, de la frecuencia y la densidad relativa del aire, entre otras cosas. Cuando este fenómeno se presenta se tienen pérdidas de potencia y efecto sobre las señales de radio y televisión. Para disminuir o evitar que se presente este fenómeno es necesario hacer un análisis de las distancias mínimas entre conductores o entre los haces de conductores agrupados, y variar el calibre del conductor.

Las pérdidas por efecto corona, se consideran importantes en el diseño de una línea [23], ya que es una pérdida de potencia, y se considera aceptable de un 3% máximo, por cada 100 km de longitud de línea:

$$P_{100km} \% \leq 3\%$$

Por ejemplo, si tenemos pérdidas por efecto corona totales de 443 kW por 100 km de línea, y que la potencia a transportar por la línea va a ser del orden de 100 MW, la pérdida calculada supondrá solo un:

$$\frac{443}{100 \times 100^3} = 0.44\%$$

Para calcular los voltajes disruptivos y las pérdidas por efecto corona existen varios métodos, pero todos toman en cuenta casi los mismos factores. Una forma muy recomendada es usando las siguientes fórmulas:

Para el voltaje crítico disruptivo:

$$V_0 = 21.1 \delta m_v r \ln \frac{D}{n} \tag{3-4}$$

Para el voltaje crítico visual, dada por Peek:

$$V_v = 21.1 \delta m_v r \left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{\delta r}} \right) \ln \frac{D}{r} \tag{3-5}$$

Donde:

V_0 = tensión crítica disruptiva nominal de línea neutro en kV (rms)

m_o = coeficiente de irregularidad de la superficie del conductor

= 1 para conductores cilíndricos, sólidos, suaves y pulidos

= 0.93-0.98 para conductores cilíndricos, sólidos, usados o que están a la intemperie (oxidados y rugosos)

= 0.80-0.87 para cables de más de 7 hilos trenzados, a la intemperie

δ = densidad del aire = $\frac{3.9211 \times H}{273 + t}$. Se puede encontrar por tablas, o calcular por la fórmula:

$$\log H = \log 76 - \frac{y}{18,336} \quad (3-6)$$

y = altitud en metros sobre nivel del mar

H = presión barométrica en mm de mercurio

t = temperatura media en grados centígrados correspondiente a la altitud del punto que se considere.

Altitud en metros sobre el nivel del mar y	Presión atmosférica en centímetros de columna de mercurio h	Altitud en metros sobre el nivel del mar y	Presión atmosférica en centímetros de columna de mercurio h
0	76	1800	60.8
100	75.1	2000	59.8
200	74.2	2200	58
300	73.3	2400	56
400	72.4	2500	55.4
500	71.6	2600	55
600	70.7	2800	54
700	69.9	3000	52.4
800	69	3500	49.3
900	68.2	4000	46.2
1000	67.4	4500	43.3
1200	65.8	5000	40.5
1400	63.9	5500	37.8
1500	63.5	6000	35.3
1600	62.3		

Tabla 3.4 Presión barométrica para diferentes alturas sobre el nivel del mar

V_v = tensión crítica visual nominal de línea neutro en kV (rms)

r = radio del conductor en cm

D = distancia entre dos conductores en cm

m_v = factor de irregularidad para corona visible

= 1 para conductores cilíndricos, sólidos, suaves, pulidos

= 0.93-0.98 para corona visual local y general, conductores cilíndricos, sólidos, usados o que están a la intemperie (oxidados y rugosos)

= 0.70 - 0.75 para corona visual local sobre conductores trenzados, a la intemperie

= 0.80 -0.85 para corona visual general sobre conductores trenzados, a la intemperie.

Estas fórmulas están considerando ambiente regular, para considerar ambiente húmedo o mojado, se requiere multiplicar los resultados por 0.8, como lo indican las referencias bibliográficas [23], [24] y [32].

Para las pérdidas por efecto corona

a) Para ambiente regular

$$P_c = \frac{241}{\delta} (f + 25) \left(\sqrt{\frac{r}{d}} \right) (V - V_o)^2 \times 10^{-5} \text{ (kW/km)}$$

(3-7)

b) Para ambiente mojado

$$P_c = \frac{241}{\delta} (f + 25) \left(\sqrt{\frac{r}{d}} \right) (V - 0.8V_o)^2 \times 10^{-5} \text{ (kW/km)}$$

(3-8)

Donde:

V = tensión máxima de diseño de línea a neutro en el punto a considerar en kV (rms)

f = frecuencia del sistema en hertz

En el caso de tener dos o más conductores por fase se deben considerar los siguientes factores, de acuerdo con el manual de diseño de LFC [19] para condiciones de buen tiempo.

1.- Tensión crítica disruptiva.

$$V_o = 69m\delta^{2/3}(1 - 0.07r)\left(1 - \frac{(n-1)r}{R}\right)nr \log_{10}\left(\frac{DMG}{RMG} \times \frac{2HMG}{\sqrt{4HMG^2 + DMG^2}}\right) \quad (3-9)$$

Donde:

- V_o = tensión crítica disruptiva en kV eficaces al neutro
- m = $mf \times ms$ = factor de forma por factor de superficie
- δ = densidad del aire, en cm de columna de mercurio/°C
- r = radio del conductor en centímetros
- R = radio del círculo que contiene los conductores de una fase, en centímetros.
- n = número de conductores por fase
- DMG = distancia media geométrica, en metros
- RMG = radio medio geométrico en metros.
- HMG = altura media geométrica, en metros.

2.- Pérdidas.

$$P = \frac{20.96 \times 10^6 f (kVn)^2 F}{(\log_{10} \times DMG / RMG)^2} \quad \text{kW/km/fase} \quad (3-10)$$

Donde:

- P = Pérdidas en kW/km/fase
- f = frecuencia en Hz.
- F = función de Vn/V_o . Se utilizan valores de tabla 3.5 o de la figura 3.8.

Vn/V_o	F	Vn/V_o	F
0.6	0.011	1.3	0.150
0.7	0.014	1.4	0.3
0.8	0.018	1.5	0.950
0.9	0.025	1.6	1.0
1.0	0.036	2.0	7.000
1.1	0.053	10.0	28.000
1.2	0.085		

Tabla 3.5 Obtención del factor F para cálculo de pérdidas por efecto corona

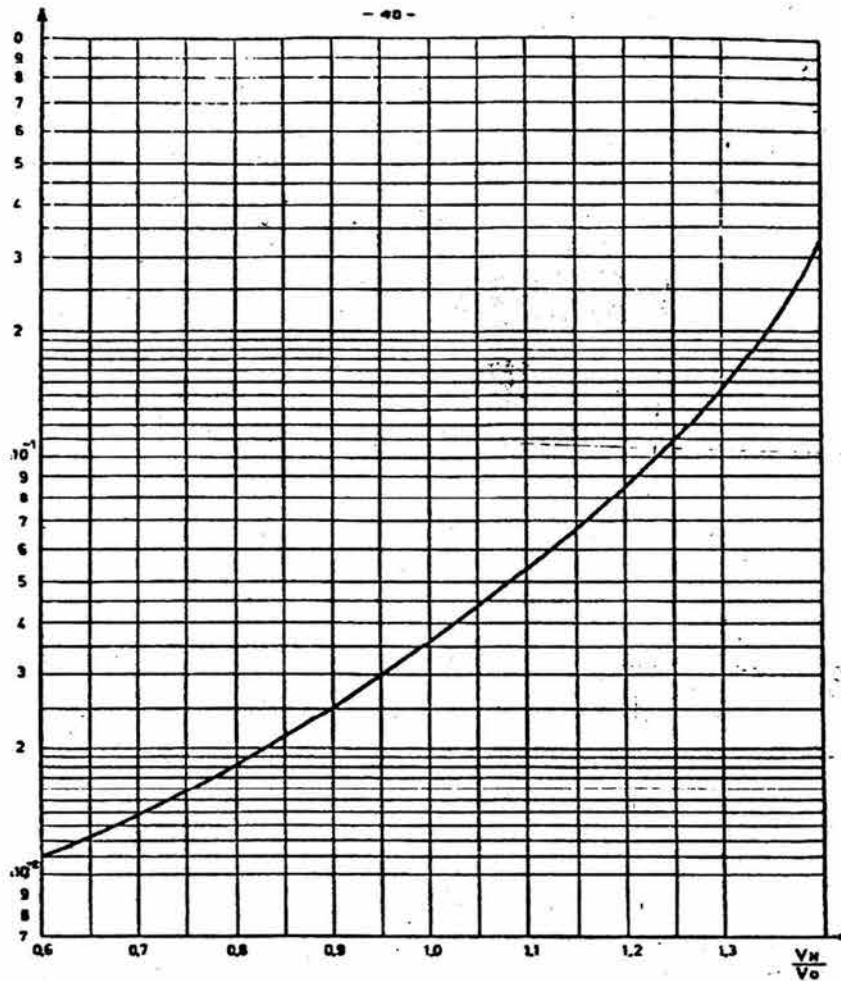


Figura 3.8. Constante para el cálculo de las pérdidas por corona según W.S. Peterson

3.-Factor de seguridad.

Del resultado del análisis se debe cumplir que:

$$FS = V_o/V_n > 1$$

III.4 Radiointerferencia

Para el análisis de radiointerferencia se deben considerar dos aspectos: el gradiente crítico superficial y el nivel de ruido.

III.4.1 Gradiente crítico superficial

De acuerdo con la literatura técnica europea, el gradiente crítico superficial de los conductores debe limitarse a 15.8 kV/cm, valor eficaz, con el fin de obtener niveles de radiointerferencia aceptables. La literatura americana recomienda 14.2 kV/cm como gradiente de diseño.

Para el cálculo del gradiente crítico superficial, en condiciones de buen tiempo, se recomienda usar las siguientes fórmulas:

-Fórmula de Peek

$$G = 21.1\delta^{2/3}m\left(1 + \frac{0.3}{\sqrt{\delta r}}\right)\left(1 - \frac{(n-1)r}{R}\right) \text{ (kVrms/cm)} \quad (3-11)$$

-Fórmula de Chevilly

$$G = 30\delta^{2/3}m(1 - 0.07r)\left(1 - \frac{(n-1)r}{R}\right) \text{ (kVrms/cm)} \quad (3-12)$$

Donde

- δ = densidad relativa del aire.
- m = factor de forma por factor de superficie.
- r = radio del conductor, en centímetros
- n = número de conductores por fase
- R = radio del círculo que contiene los conductores de una fase, en centímetros.

III.4.2 Nivel de ruido

El nivel de ruido a diferentes distancias del eje de una línea de transmisiones determina en función del campo eléctrico. Dicho campo se calcula por medio de la fórmula siguiente:

$$E = \frac{RVI}{(X)\ln \frac{2D}{d}} \text{ (}\mu\text{V/m)} \quad (3-13)$$

Donde:

E = Campo eléctrico en $\mu\text{V/m}$

RVI = Tensión de radiointerferencia a 1000 kHz, en μV

D = Distancia entre fases, en centímetros.

d = diámetro equivalente del haz de conductores, en centímetros.

X = distancia de la fuente en metros.

El nivel ruido en decibeles (dB) es igual a $20 \log_{10} E$, arriba del nivel de 1 microvolt/metro.

Como base para un buen diseño se considera conveniente limitar la tensión de radiointerferencia a $100 \mu\text{V}$, a una frecuencia de 1000 kHz.

En cuanto a la relación entre la calidad de recepción y señal de nivel de ruido, de acuerdo con el EPRI y con el manual de CLF [2, 19], se considera adecuado tomar en cuenta la tabla 3.6

<i>Clase</i>	<i>Calidad de radiorecepción</i>	<i>Relación de señal a nivel de ruido, dB</i>
A	Completamente satisfactoria	>32
B	Satisfactoria sin ruidos de fondo	27-32
C	Casi satisfactoria, pero con ruido de fondo perceptible	22-27
D	Ruido de fondo perceptible, pero con Dialogo inteligible	16-22
E	Dialogo inteligible solamente con gran concentración	6-16
F	Dialogo ininteligible	<6

Tabla 3.6 Relación de señal a nivel de ruido

La tabla 3.7 muestra la conversión a dB de varios valores de intensidad de señales de radiodifusión en $\mu\text{V/m}$.

$\mu V/m$	dB
5000	74
2000	66
1000	60
500	54
200	46
100	40

Tabla 3.7. Equivalencias de señales de radiodifusión

Para encontrar la relación de señal a nivel de ruido, basta restar de los decibeles correspondientes a una determinada señal de radiodifusión, los decibeles correspondientes a un determinado nivel de ruido.

Para fines de diseño de líneas se considera que no existe radiointerferencia, si la relación de señal a nivel de ruido en el borde del derecho de vía es igual o mayor a 32 dB, y que existe radiointerferencia moderada, si la relación de señal a nivel de ruido es del orden de 24 dB [19].

IV. EFECTO DE LA CONFIGURACIÓN EN LÍNEAS COMPACTAS

Es muy importante considerar el efecto de la configuración de conductores en el diseño de líneas de transmisión, por algunas causas que ya se han mencionado y por otras que analizaremos en este capítulo.

IV.1 Configuración

La potencia que puede transmitir una línea está en función de la tensión de operación, de la línea y de sus parámetros eléctricos. Éstos últimos a su vez dependen del arreglo geométrico de los conductores.

En líneas de hasta 138 kV, la elección del conductor se basa normalmente en requerimientos térmicos y de regulación, más que en consideraciones de comportamiento dinámico del sistema.

Se ha observado que con la reducción de distancias eléctricas, la reactancia de secuencia positiva también disminuye, lo mismo sucede con la caída de tensión. Sin embargo, con la cargabilidad a valores de la impedancia característica (*SIL*) ocurre lo contrario.

La condición de carga de una línea para la cual se mantienen los perfiles de tensión y corriente planos, estando balanceada reactivamente, se conoce como potencia natural o característica trifásica, y esta definida para una línea sin pérdidas como:

$$SIL = \frac{(V_{LL})^2}{Z_c} \quad (\text{MW}) \quad (4-1)$$

Donde:

V_{LL} = Tensión nominal entre fases (kV)

Z_c = Impedancia característica de la línea (ohms)

En algunos textos también se le menciona a la *SIL* como “Cargabilidad” a la Impedancia de Sobrevoltaje (*CIS*) [42], o como la “carga de la impedancia característica (surge impedance loading, *SIL*)” [11].

La tabla 4.1 muestra la impedancia característica y la potencia (*SIL*) para 60 Hz, usando los datos de conductores normalizados para el Sector Eléctrico Nacional [19].

Tensión Nominal kV	Impedancia característica ohms	SIL MW	Cond./fase y calibre
85	328.7	22.0	1- 795/kcmil Cóndor
85	235.8	30.6	2- 795/kcmil Cóndor
230	369.4	143.2	1- 1113/kcmil Bluejay
230	279.4	189.3	2- 1113/kcmil Bluejay
400	289.5	551.7	2- 1113/kcmil Bluejay

Tabla 4.1 Impedancia característica y SIL para 60 Hz

La “cargabilidad” de una línea, se expresa como un cierto porcentaje de “SIL” y es afectada por el límite térmico de los conductores, la regulación de tensión a lo largo de la línea y el límite de estabilidad. Considerando este último factor, la potencia que se puede transmitir por línea, está dada por:

$$P = \left[\frac{E_f \times E_r}{X_L} \right] (\text{sen} \theta) \quad (4-2)$$

Donde:

P = Potencia transmitida

E_f = Tensión en el lado de la fuente

E_r = Tensión en el receptor

X_L = Reactancia inductiva de la línea

θ = Ángulo entre las tensiones en la fuente y en el extremo receptor.

En la figura 4.1 se presentan los valores de la reactancia de secuencia positiva calculados para diferentes configuraciones de línea, en función de sus distancias entre fases. Se observa que la configuración delta es la que permite transportar mayor potencia.

En la figura 4.2 se presenta el SIL de una línea calculada en función de la separación entre fases y el arreglo geométrico de conductores.

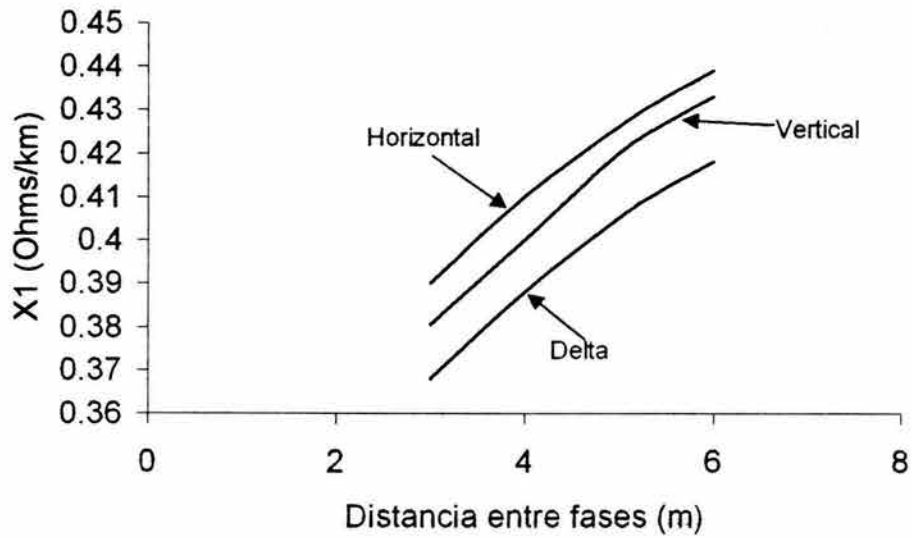


Figura 4.1 Variación de la reactancia debido a la configuración de la línea, considerando 2 conductores ACSR Bluejay por fase

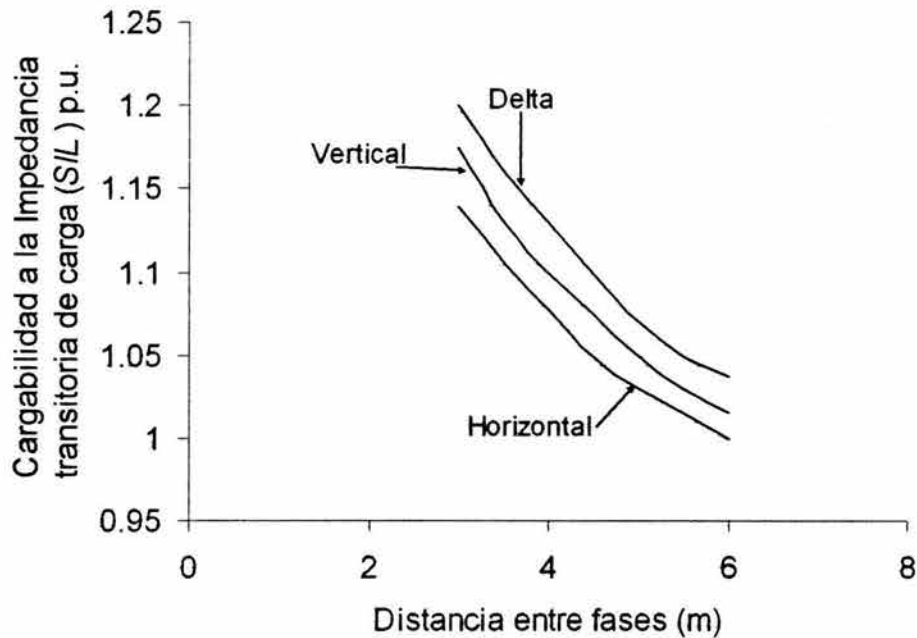


Figura 4.2 Variación de la capacidad de transmisión de una línea en función de la configuración

De lo anterior puede concluirse que la compactación es de gran beneficio para cualquier aplicación donde la carga sea reactancia limitada, ya sea por consideraciones de caída de tensión o dinámicas.

IV.2 Otros requerimientos

Otro de los factores importantes, en el diseño de líneas compactas, es el gradiente superficial del conductor. Para valores del gradiente superficial superiores al nivel crítico, el conductor presentará el efecto corona, generando ruido y radiointerferencia. La disminución de las distancias entre fases, produce también una reducción del gradiente máximo al nivel del piso, por lo que se puede decir que los campos electrostáticos y sus efectos asociados producidos por líneas compactas sobre el derecho de vía, son menores a los establecidos en las normas.

En cuanto a la comparación del perfil de campo eléctrico sobre el derecho de vía, éste puede apreciarse en la figura 4.3.

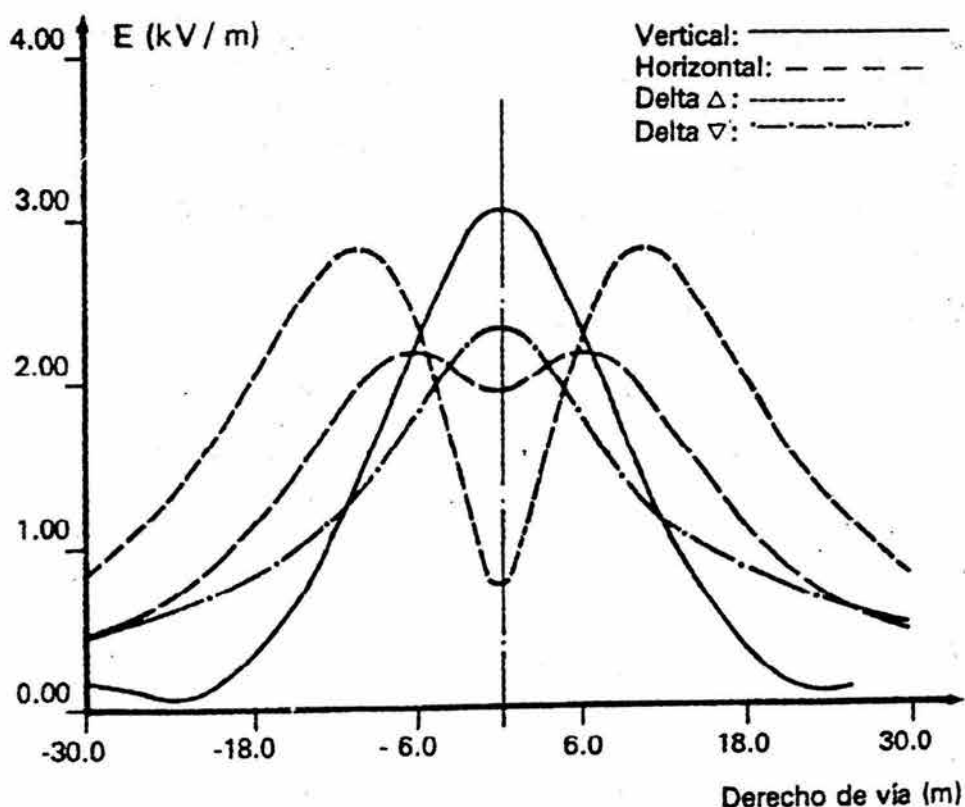


Figura 4.3 Perfil de campo eléctrico en el derecho de vía en función de la configuración

V. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS COMPACTAS

El método utilizado para el diseño de líneas compactas es el método convencional de diseños de líneas de transmisión, tomando en cuenta las condiciones que de una u otra forma afectan a la compactación.

Los principales pasos del diseño son los siguientes:

V.1 Planeación.

Se deben analizar condiciones y alternativas tales como:

- a) Lugar
- b) Pronósticos de crecimiento de consumidores
- c) Instalación de nuevas plantas generadoras
- d) Nivel de tensión

En la figura 5.1 se presenta a manera de indicación, el costo que representa transmitir una determinada potencia en tres niveles de tensión [1].

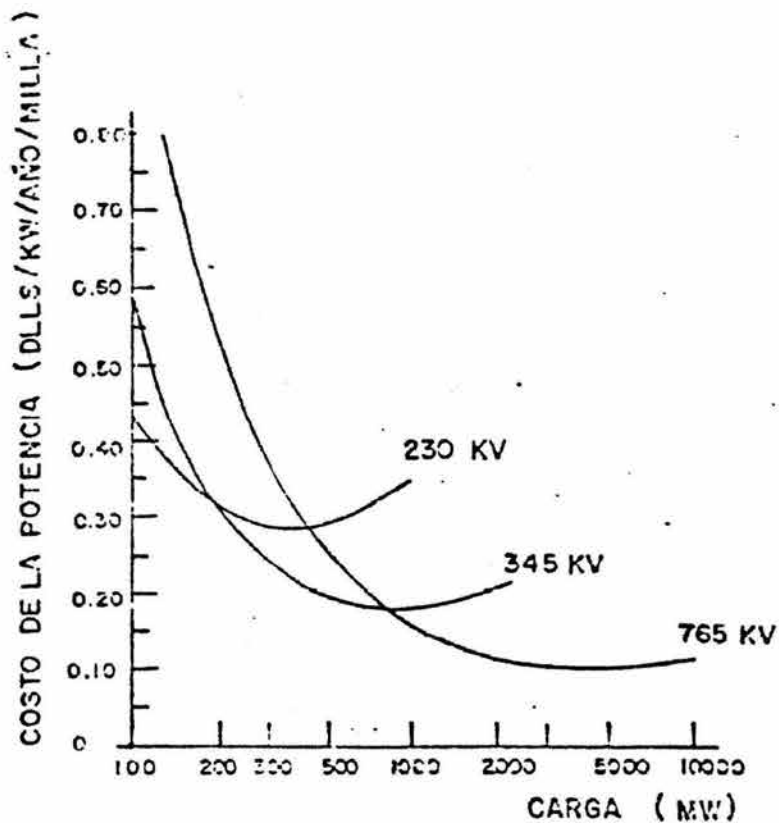


Figura. 5.1 Variación del costo de la transmisión de potencia para tres niveles de tensión

Para determinar el voltaje de operación de la línea de transmisión debemos tomar en cuenta varios factores, entre ellos, los voltajes normalizados del Sistema Eléctrico Nacional, que son 85, 230 y 400 kV.

Los calibres normalizados de conductores para las líneas de transmisión en México son: ACSR 795 kcmil Cóndor en 85 y 115 kV y ACSR 1113 kcmil Bluejay en 230 y 400 kV con ampacidades de 900 y 1110 A, respectivamente a 75 °C de temperatura del conductor [34].

La máxima potencia que se puede transmitir, considerando la corriente máxima de los conductores es la que se indica en la tabla 5.1

Tensión nominal kV	Cond./fase y calibre	Capacidad de Transmisión (MVA) por circuito
85	1- 795/kcmil Cóndor	132
85	2- 795/kcmil Cóndor	264
230	1- 1113/kcmil Bluejay	442
230	2- 1113/kcmil Bluejay	884
400	2- 1113/kcmil Bluejay	1538

Tabla 5.1 Capacidad de transmisión de una línea, de acuerdo con su calibre y tensión

Estos valores de potencia también se pueden obtener tomando en cuenta los valores de la tabla de la NOM-001-SEDE que se indica a continuación [35]:

Tamaño nominal mm ²	Tamaño nominal AWG o kcmil	Cobre*	ACSR	AL
8,367	8	90		
13,30	6	130	100	98
21,15	4	180	140	130
33,62	2	240	180	180
53,48	1/0	310	230	235
67,43	2/0	360	270	275
85,01	3/0	420	300	325
107,2	4/0	490	340	375
135,2	266,8	—	460	445
170,5	336,4	—	530	520
226,5	477,0	—	670	650
322,3	636,0	—	780	760
402,8	795,0	—	910	880
483,4	954,0	—	1010	970
564,0	1113,0	—	1110	1100
684,6	1351,0	—	1250	1230
765,4	1510,5	—	1340	1375
805,7	1590,0	—	1380	1600

Bases:

Temperatura total máxima en el conductor: 75 °C

Temperatura ambiente: 25 °C

Velocidad del viento: 0,6 m/s

Factor de emisividad: 0,5

Frecuencia: 60 Hz

Conductor de cobre duro con 97,3% de conductividad (IACS)

Tabla 5.2 Capacidad de conducción de corriente (A) en conductores desnudos de cobre, aluminio y ACSR

V.2 Coordinación de aislamiento

Se deberán considerar detalles como son las distancias dieléctricas, de acuerdo con las condiciones ambientales de la zona por donde pasará la línea y lógicamente el nivel de tensión.

V.2.1 Determinación de distancias mínimas.

- a) Fase a fase
- b) Fase a tierra
- c) Fase a suelo

La distancia de fase a tierra toma en cuenta la contaminación de la zona, descargas atmosféricas y sobretensiones por maniobra.

V.2.2 Cálculo de riesgo de falla por maniobra. Se requiere la siguiente información:

- a) Distancia conductor-estructura, representada por la tensión crítica por maniobra y su desviación estándar.
- b) La distribución estadística de las sobretensiones por maniobra calculada.
- c) Frecuencia con la que se hacen las maniobras.

V.2.3 Índice probable de las salidas al año por rayo.

V.2.4 Corrección por altitud y arreglo propuesto.

V.3 Principales limitaciones en aplicación de líneas compactas

- a) Orografía del terreno. En lugares montañosos los claros entre torres pueden ser tan largos que, para reducir las distancias entre fases, puede ser necesario utilizar demasiados espaciadores aislantes.
- c) En las configuraciones delta, la rotura de una cadena de aisladores o de un conductor, aumenta considerablemente la probabilidad de una falla entre fases, así como el tiempo necesario para restablecer el servicio.
- b) Algunas aplicaciones pueden no ahorrar derecho de vía, aunque sí se logran otros ahorros importantes en estructuras, y conductores, etc.

V.4 Diagrama propuesto por EPRI

El EPRI [11], señala que la compactación de líneas requiere de un riguroso análisis de aislamiento y parámetros mecánicos para asegurar una adecuada confiabilidad, la cual es requerida para líneas convencionales. Y además indica que mientras no exista un procedimiento único para el diseño de una línea compacta en 115 – 138 kV, la figura 5.2 sugiere al menos una secuencia útil encontrada por los autores.

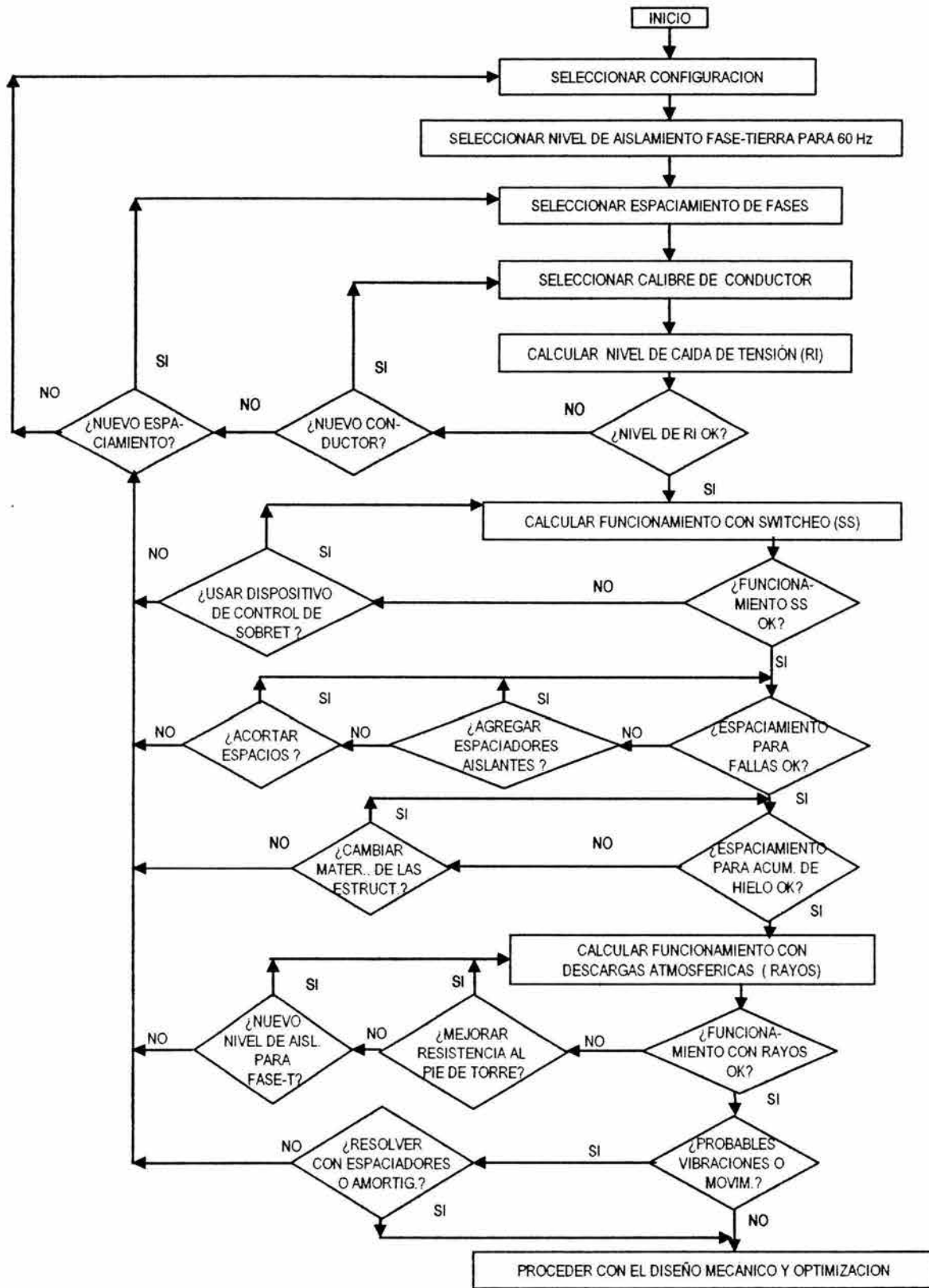


Figura 5.2 Diagrama de secuencia sugerido por EPRI para el diseño de líneas compactas

VI. EJEMPLOS Y PROPUESTA

En la bibliografía consultada se encuentran varios ejemplos de casos en los que ha sido posible la compactación de líneas de transmisión. Se han reportado casos en U.S.A, Brasil, China y otros lugares del mundo. Los ejemplos que se dan en este capítulo son los que se han considerado más ilustrativos, para darnos una idea de las dimensiones iniciales y finales de las estructuras en los postes y torres de transmisión.

VI.1 Ejemplos

VI.1.1 Ejemplo No. 1. Es el que reporta IEEE en una región de U.S.A, donde se realizó la compactación de líneas mediante la elevación de tensión de 41.6 kV a 115 kV [7].

La propuesta inicial consistió en redimensionar una línea existente de 41.6, para compactarla y usarla en 115 kV efectuando las modificaciones siguientes:

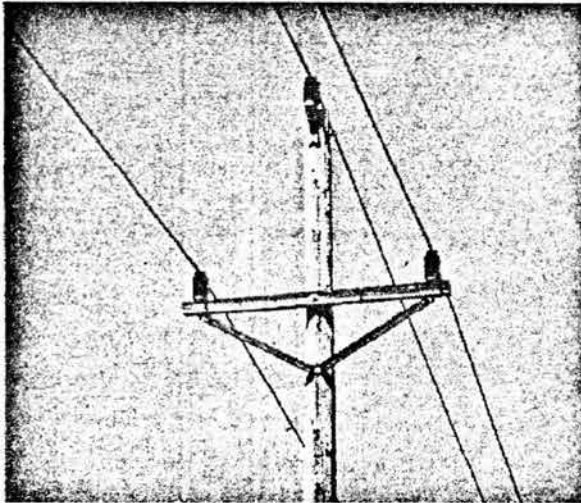
a) Condiciones originales

- Tipo de estructura: Un solo poste de madera.
- Tamaño promedio del poste: 40' clase 4.
- Dimensiones de la cruceta: 4'' x 5'' x 8'
- Espaciamiento de fases: 7' en delta.
- Conductores 1/0 ACSR 6/0 hasta 477 MCM de 19 hilos
- Aislamiento: 35 kV, aisladores tipo poste.
- Hilos de guarda: Ninguno.
- Espaciamiento entre postes: 300'
- Tensión Nominal: 41.6 kV.

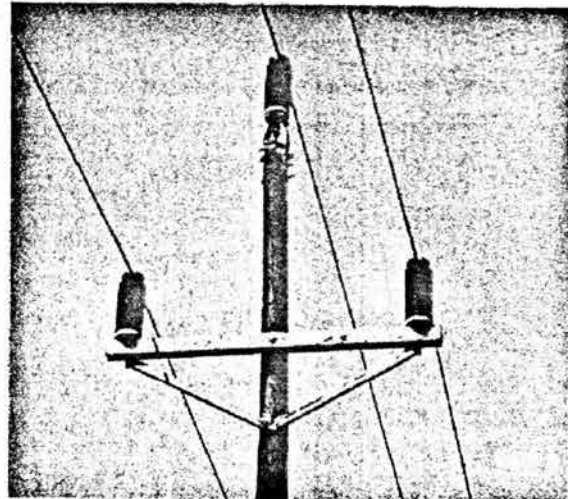
b) Diseño propuesto

- Reemplazar los aisladores de 35 kV por otros de 88 kV también del tipo de poste.
- Colocar en la fase central un soporte o ménsula que eleve el aislador.
- Instalar espaciadores a mitad del claro interpostal, donde sean requeridos.
- Los conductores menores que 3/0 ACSR deben ser reemplazados por un calibre mayor, es decir, al menos de 3/0 AWG.

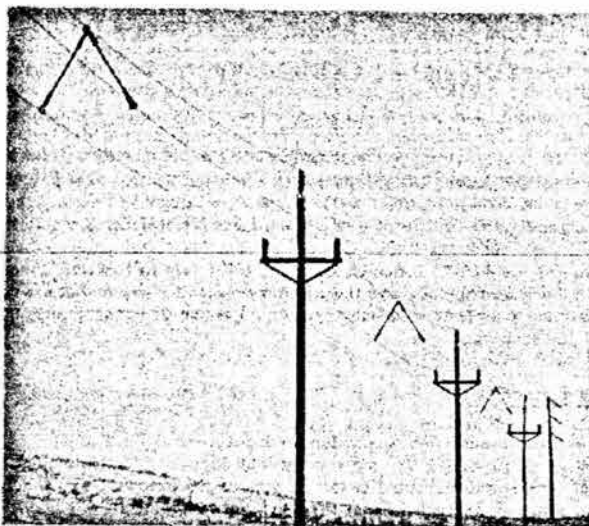
Las estructuras, existente y la propuesta, se muestran en las figuras 6.1.a y 6.1.b.



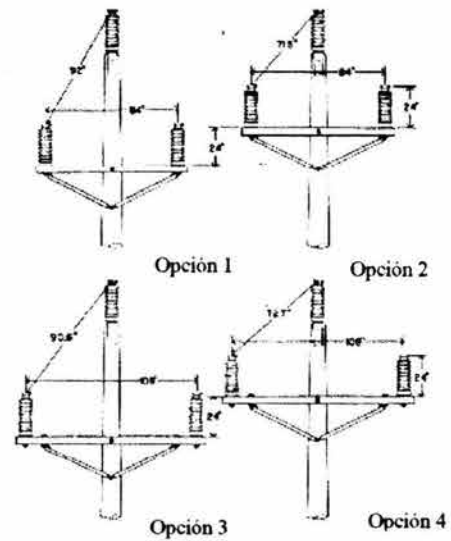
a) Estructura para 4.16 kV



b) Estructura para el rediseño a 115 kV



c) Espaciadores entre postes para la sección de prueba



d) Cuatro sistemas de aislamiento opcionales

Figura 6.1 Estructuras para el ejemplo No. 1

Para este caso la empresa Otter Tail Power Company construyó una sección de prueba de tres cuartos de milla, conectándola en vacío y como derivación de una línea existente de 115 kV. La sección de prueba fue monitoreada bajo diferentes condiciones ambientales durante más de 5 años sin que presentara problemas que ocasionaran su salida o desconexión.

Se instalaron espaciadores, para minimizar el efecto de galopeo, fabricados con varillas de fibra de vidrio y con aisladores tipo alfiler atornillados en ambos extremos.

Se realizaron observaciones sobre el comportamiento referente a flameos y esfuerzos dieléctricos de la línea para 4 diferentes opciones de aislamiento, eligiéndose como satisfactorias las opciones 2 y 4, mostradas en la figura 6.1.d.

Para este ejemplo específico, si el conductor no tuviera que ser reemplazado al elevar la tensión, el costo de construcción sería de un tercio del costo de construcción de una nueva línea de 115 kV, sobre un nuevo derecho de vía. Si el conductor tiene que ser reemplazado, el costo de esta compactación es un poco mayor.

VI.1.2 Ejemplo No. 2. Otro caso es el que se indica en la figura 6.2, donde se muestra la modificación/compactación de una torre existente de 138 kV, tomada de la referencia [8].

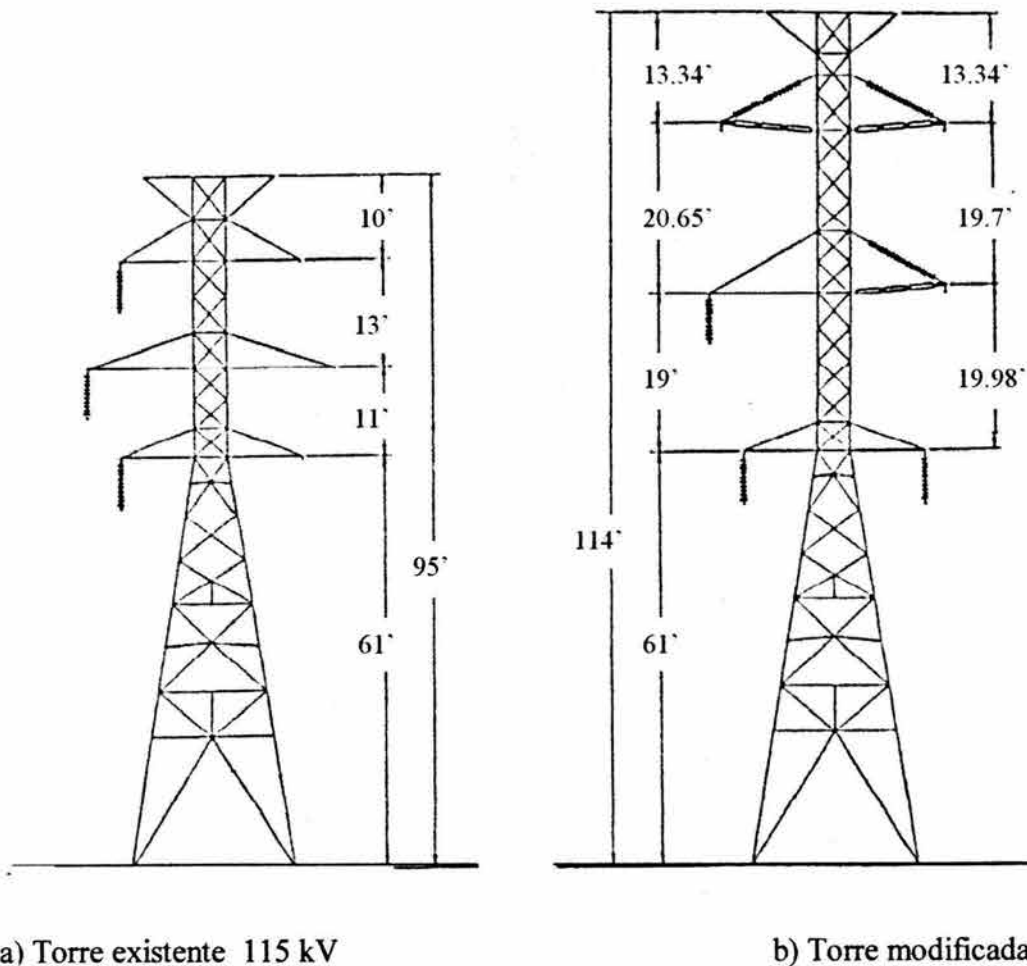


Figura 6.2 Comparación de una estructura existente y una modificada para 345-138 kV

Para este caso se tenía la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión y se requería una nueva línea de 345 kV y solo se tenía instalado un circuito de 138 kV, en un derecho de vía de 100 pies, ya que cuando fue construida la línea, no se necesitó más. Se analizaron varias opciones, entre ellas la de instalar una nueva línea de 345 kV con estructura del tipo H. La alternativa más viable fue modificar las torres existentes para poder dejar la línea de 138 kV y agregar un circuito de 345 kV dentro del mismo derecho de vía.

Se agregó una extensión de la torre de 19 pies y se reacomodaron los circuitos; los de 345 kV quedaron montados sobre la estructura de aisladores en "V" y los de 138 kV en los aisladores de suspensión. Se reutilizaron los conductores existentes para el nuevo circuito de 138 kV. Para el circuito de 345 kV se utilizó cable de 2267 kcmil, del tipo ACAR.

Se mantuvieron las flechas que ya se tenían en la línea de 138 kV y para la de 345 kV se ajustaron las flechas a un valor aproximadamente igual al de la línea de 138 kV. Las especificaciones existentes y modificadas para esta línea son las siguientes:

<i>Concepto</i>	<i>Línea existente</i>	<i>Línea modificada</i>
Derecho de vía	100'	100'
Configuración	138 kV, un solo circuito	Doble circuito 345-138 kV
Conductor	795 kcmil	795 kcmil para 138 kV 2267 kcmil para 345 kV
Hilos de guarda	2 de 3/8"	2 de 3/8"
Espaciamiento entre torres	925-960'	925-960'
Altura de la torre	95'	114'

Una de las principales consideraciones para seleccionar la opción "modificación/compactación" fue el costo de adquisición de un derecho de vía adicional. Aunque el costo de esta nueva línea fue de 2.8 millones de dolares, se consideró más costable que la instalación de una nueva línea.

VI.2 Propuesta

Se propone aplicar los principales métodos descritos en los capítulos anteriores para el análisis de una línea convencional y una compacta.

VI.2.1 Descripción del caso bajo análisis

Para este caso se hace un análisis comparativo entre una línea convencional y una propuesta de línea compacta, para el mismo tipo de conductor y para la misma longitud de la línea. Los datos de la línea compacta se tomaron de la referencia [17] en el cual se propone un arreglo para una línea de 400 kV. Se analizan y comparan los siguientes factores:

- Pérdidas por efecto corona.
- Parámetros de las líneas convencional y compacta mediante el programa ATP [40], [41].
- Análisis gráfico de sobretensiones mediante el uso del programa ATP

Consideraremos cada línea como una línea con parámetros distribuidos, y para la línea convencional su configuración básica se muestra en la figura 6.3.

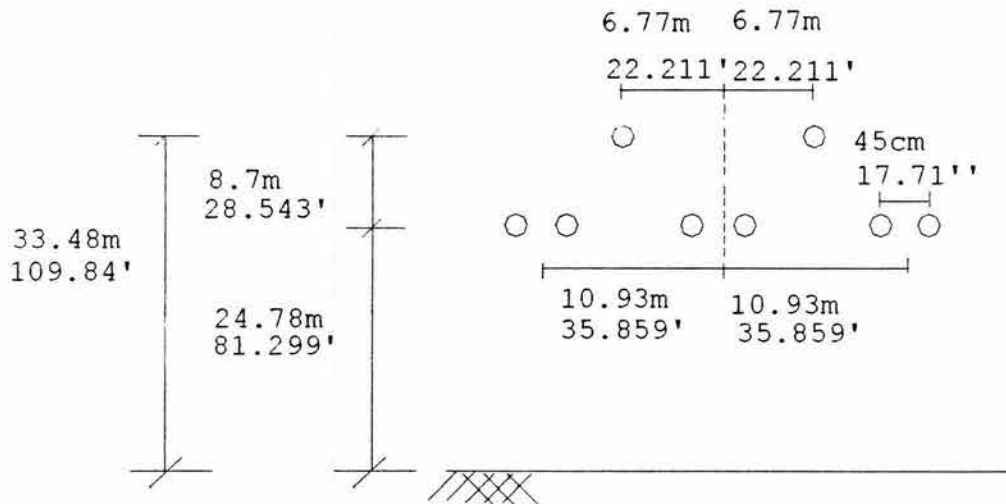
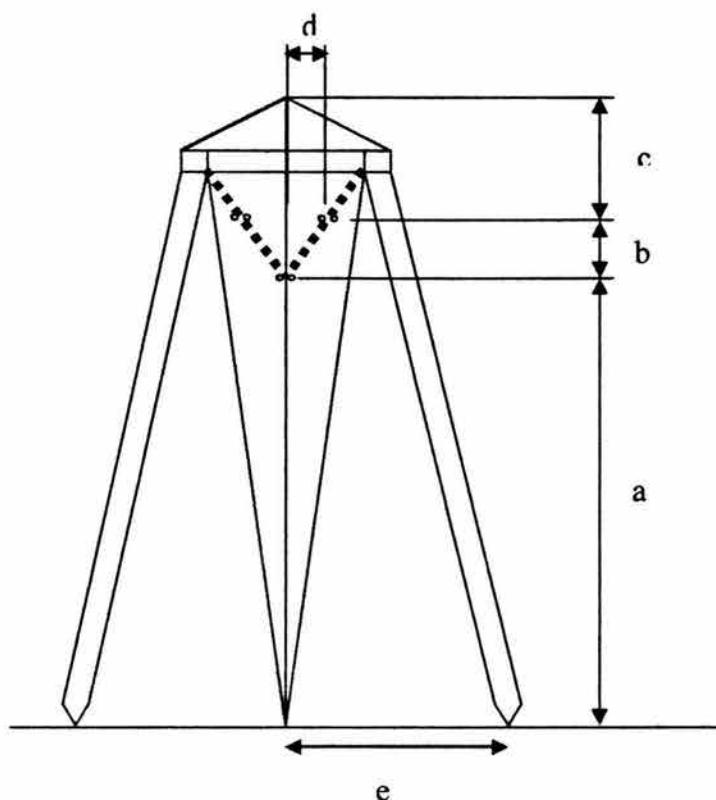


Figura 6.3 Dimensiones de una línea convencional de 400 kV

NOTA: La altura de los conductores a la mitad del claro interpostal es de 9.92 m, para los conductores de fase y de 18.62 m para los hilos de guarda.

Respecto a la línea compacta consideraremos la figura 6.4. Los datos a tomar en cuenta son los indicados como caso 4 en su tabla adjunta.



Caso analizado	Dimensiones en metros					Voltaje crítico de flameo (kV)
	a	b	c	d	e	
1	23.0	2.6	3.0	1.5	10.0	825
2	23.0	3.5	4.0	2.0	10.5	1100
3	23.0	4.33	5.0	2.5	11.0	1375
4	23.0	5.0	6.0	3.0	11.5	1650

t

Figura 6.4 Torre para una línea de transmisión de 400 kV con una configuración delta invertida. Las dimensiones están dadas en la tabla adjunta

NOTA: La altura de los conductores a la mitad del claro interpostal es de 16.0 y 11.0 m, para los conductores de fase, y de 24.0 m para el hilo de guarda.

Datos adicionales para ambas líneas:

-Conductores de fase de 1113 kcmil; Bluejay;

Rcd = 0.0843 ohms/milla (a 25°C) = 0.0523927 Ohms/km
 Diámetro = 1.258 pulg. = 3.19532 cm

-Hilos de guarda de acero galvanizado
 R = 5.4900 ohms/milla = 3.41205 Ohms/km
 Diámetro = 0.375 pulgs. = 0.9525cm
 -Resistividad del terreno: 100 Ohms-m

VI.2.2 Calculo de pérdidas por efecto corona

Para calcular las pérdidas por efecto corona utilizaremos algunas de las fórmulas dadas en la sección III.3, y los datos y resultados se dan en la tabla 6.1.

<i>Línea convencional</i>	<i>Línea compacta</i>
m = 0.87	m = 0.87
$\delta = d = \frac{3.9211 \times 58}{273 + 20} = 0.77619$	$\delta = d = \frac{3.9211 \times 58}{273 + 20} = 0.77619$
r = 1.59766 cm	r = 1.59766 cm
R = 45/2 = 22.5 cm	R = 45/2 = 22.5 cm
n = 2	n = 2
$DMG = \sqrt[3]{10.83 \times 10.83 \times 21.86} = 13.7709 \text{ m}$	$DMG = \sqrt[3]{6.0 \times 6.0 \times 12} = 7.55952 \text{ m}$
RMG = 0.0415 pies = 0.000126 m	RMG = 0.0415 pies = 0.000126 m
Flecha = 24.78 – 9.92 = 14.86 m	Flecha = 28 – 16 = 12.0 m
HMG = Hs – 0.7f = 24.78 - 0.7(14.86)	Hs1 = Hs2 = 28.0 – 0.7(12) = 19.6 m

$= 14.378\text{m}$	$Hs3 = 23 - 0.7 (12) = 14.6$ $HMG = \sqrt[3]{19.6 \times 19.6 \times 14.6} = 17.7673\text{ m}$
$A = 69md^{2/3} \left(1 - 0.07r \left(1 - \frac{(n-1)r}{R}\right)\right)nr = 34.8133$	$A = 69md^{2/3} \left(1 - 0.07r \left(1 - \frac{(n-1)r}{R}\right)\right)nr = 34.8133$
$B = \log_{10} \left[\frac{DMG}{RMG} \frac{2HMG}{\sqrt{4HMG^2 + DMG^2}} \right]$ $= 4.88461$	$B = \log_{10} \left[\frac{DMG}{RMG} \frac{2HMG}{\sqrt{4HMG^2 + DMG^2}} \right] =$ $= 4.65936$
$V_o = A \times B = 170.049\text{ kV}$ <i>Línea convencional (cont.)</i>	$V_o = A \times B = 162.20796\text{ kV}$ <i>Línea compacta (cont.)</i>
$V_n/V_o = 1.35807$; $V_n = 400/1.73205$	$V_n/V_o = 1.35807$; $V_n = 400/1.73205$
$F = 0.23$	$F = 0.330$
$P = \frac{20.96 \times 10^{-6} f (kVn)^2 F}{(\log_{10} \times DMG / RMG)^2} =$ $= 3.06194\text{ kW /km/fase}$	$P = \frac{20.96 \times 10^{-6} f (kVn)^2 F}{(\log_{10} \times DMG / RMG)^2} =$ $= 3.388969\text{ kW/km/fase}$
$P_{tot} = 3.06194 \times 243.48 \times 3 = 2.23656\text{ MW}$	$P_{tot} = 4.6396 \times 243.48 \times 3 = 3.38896 = \text{MW}$
Para 500 MW, % P = 0.4473 < 3	Para 500 MW, % P = 0.6777 < 3

Nota: $\delta = d = \text{densidad del aire} = \frac{3.9211 \times H}{273 + \theta}$

Tabla 6.1 Estudio comparativo de pérdidas por efecto corona

VI.2.3 Cálculo computacional

Para la obtención de los parámetros de las líneas y para el análisis de sobretensiones se utilizó el programa ATP, ejecutándose en el procesador de una computadora personal, y los archivos de datos para los dos casos comparativos se dan en los puntos VI.2.3.1 y VI.2.3.2 de este trabajo.

VI.2.3.1 Cálculo computacional de los parámetros de las líneas

a) Línea convencional de 400 kV:

```
C *****
C *          División de Estudios de Posgrado          *
C *          Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.          *
C *          Maestría en Ingeniería Eléctrica          *
C *
C *          Director de tesis:  ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA *
C *          Alumno:  Francisco Bañuelos Ruedas          *
C *          TEMA DE TESIS:  COMPACTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN *
C *
C *          CASO:  001.LÍNEA DE 100 km CASO PRUEBA          *
C *          LÍNEA CONVENCIONAL  (COMPARACIÓN)          *
C *          FECHA:  / SEP / 2004                          *
C *
C *****
C
C 400 kV LINE CONSTANTS INPUT (DISTANCIAS SIMÉTRICAS ENTRE FASES ADYACENTES)
C DATOS DE CONDUCTORES DE FASES TOMADOS DEL
C "TRANSMISSION LINE REFERENCE BOOK" EPRI PAG. 110
BEGIN NEW DATA CASE
C
LINE CONSTANTS
METRIC
C DE ACUERDO CON ATP RULE BOOK PAGES 21-1 A 21-16
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C F SKIN RESIS REACT DIAM HORIZ VTOWER VMID SEPAR ALPHA NAME N
C x+++++-----xx+++++-----+++++-----+++++-----+++++----- x
  1 .375 .05239 4          3.195 -10.930 24.78 9.92 45. 0. BLUJAY 2
  2 .375 .05239 4          3.195 0. 24.78 9.92 45. 0. BLUJAY 2
  3 .375 .05239 4          3.195 10.930 24.78 9.92 45. 0. BLUJAY 2
  0 .5 3.4120 4          .952 -6.77 33.48 18.62
  0 .5 3.4120 4          .952 6.77 33.48 18.62
BLANK CARD TERMINATING CONDUCTOR CARDS
C
C FREQUENCY CARD
C
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C RESIS FREQUENCY CARSON PRINT PRINT ICAP
C EARTH HZ ACCURACY (C) (Z) LONGITUD IPIP MODAL(69-70)
C ++++++-----+++++-----+++++ x+++++-----aaaaaaaaaa++
  100. 60.0 1 111111 111111 1 100 1111 0
C LÍNEA TRANSPUESTA CONTINUAMENTE POR ESO UN CERO EN LA COLUMNA 70 (PAG. 21-10)
BLANK CARD TERMINATING FREQUENCY CARDS
BLANK CARD TERMINATING LINE CONSTANTS CASES
BLANK CARD TERMINATING THE CASE
```

BEGIN NEW DATA CASE

b) Línea compacta de 400 kV :

```
C *****
C *          División de Estudios de Posgrado          *
C *          Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.          *
C *          Maestría en Ingeniería Eléctrica          *
C *
C *          Director de tesis: ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA *
C *          Alumno: Francisco Bañuelos Ruedas        *
C *
C *          TEMA DE TESIS: COMPACTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN *
C *
C *          CASO: 001B.LÍNEA DE 100 km CASO PRUEBA    *
C *          LÍNEA COMPACTA ARTICULO IIIIE (COMPARACIÓN) *
C *          FECHA: / sep / 2004                      *
C *
C *****
C
C 400 kV LINE CONSTANTS INPUT DISTANCIAS SIMÉTRICAS ENTRE FASES ADYACENTES
C DATOS DE CONDUCTORES DE FASES TOMADOS DEL
C "TRANSMISSION LINE REFERENCE BOOK" EPRI PAG. 76
BEGIN NEW DATA CASE
C
LINE CONSTANTS
METRIC
C DE ACUERDO CON ATP RULE BOOK PAGES 21-1 A 21-16
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C F SKIN RESIS REACT DIAM HORIZ VTOWER VMID SEPAR ALPHA NAME N
C x+++++-----xx+++++-----+++++-----+++++-----+++++----- x
  1 .375 .05239 4          3.195 -3.000    28.00   16.00   45.80   0. BLUJAY 2
  2 .375 .05239 4          3.195      0.    23.00   11.00   45.80   0. BLUJAY 2
  3 .375 .05239 4          3.195  3.000    28.00   16.00   45.80   0. BLUJAY 2
  0 .5   3.4120 4          .952   0.0     34.00   24.00
BLANK CARD TERMINATING CONDUCTOR CARDS
C
C FREQUENCY CARD
C
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C RESIS FREQUENCY CARSON PRINT PRINT ICAP
C EARTH HZ ACCURANCY (C) (Z) LONGITUD IPIP MODAL(69-70)
C ++++++-----+++++-----+++++ x+++++-----aaaaaaaaaaaa++
  100.    60.0    1 111111 111111 1    100 1111    0
C LÍNEA TRANSPUESTA CONTINUAMENTE POR ESO UN CERO EN LA COLUMNA 70 (PAG. 21-10)
BLANK CARD TERMINATING FREQUENCY CARDS
BLANK CARD TERMINATING LINE CONSTANTS CASES
BLANK CARD TERMINATING THE CASE
BEGIN NEW DATA CASE
```

Los datos que se obtendrán al ejecutar el programa, para ambos casos son principalmente resistencia, inductancia y capacitancia para una frecuencia dada, en este caso 60 Hz. Los respectivos archivos de salida se encuentran en el Anexo 1 de esta tesis.

VI.2.3.2 Cálculo computacional de las sobretensiones

De los resultados de los parámetros de línea, obtenidos al correr el programa, se usarán para el análisis de sobretensiones los siguientes datos:

a) Línea convencional

```
Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter ] for the system of equivalent phase
conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

  1  1.013389E-08
  2 -1.412878E-09  1.042423E-08
  3 -3.894951E-10 -1.412878E-09  1.013389E-08

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter ] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

  1  1.261629E-01
    6.702535E-01
  2  1.012297E-01  1.308897E-01
    2.942936E-01  6.674065E-01
  3  9.827440E-02  1.012297E-01  1.261629E-01
    2.435495E-01  2.942936E-01  6.702535E-01
```

c) Línea compacta

```
Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter ] for the system of equivalent phase
conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

  1  1.083254E-08
  2 -2.335016E-09  1.104300E-08
  3 -2.298598E-09 -2.335016E-09  1.083254E-08

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter ] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

  1  1.137812E-01
    6.855976E-01
  2  8.399461E-02  1.085339E-01
    3.599458E-01  6.875100E-01
  3  8.675813E-02  8.399461E-02  1.137812E-01
    3.570306E-01  3.599458E-01  6.855976E-01
```

Los datos anteriores deberán ser ordenados e incluidos en los archivos de datos para el uso del programa EMTP para modelar la línea en secciones "PI", de la siguiente forma:

- Resistencias en Ohms/m
- Reactancias en Ohms/m
- Capacitancias en Microfarads/m

R11 L11 C11
 R21 L21 C21 R22 L22 C22
 R31 L31 C31 R32 L32 C32 R33 L33 C33

El diagrama de la línea a simular esta indicado en la figura 6.5

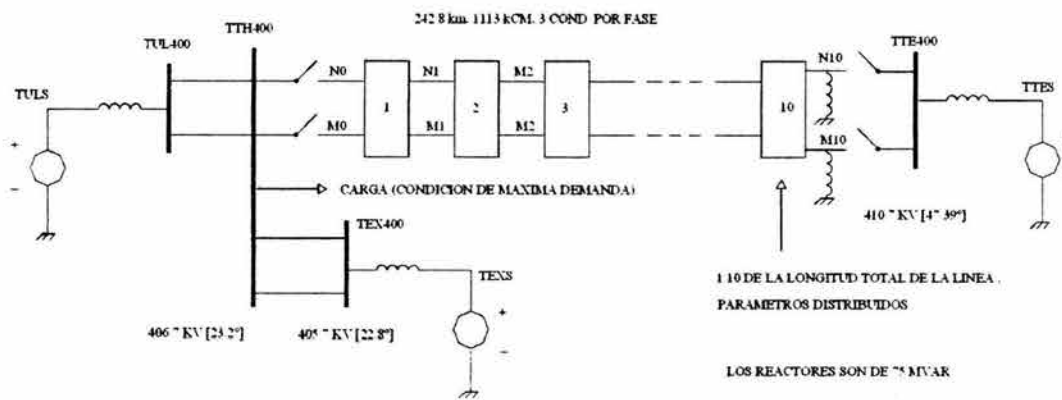


Fig. 6.5 Diagrama ilustrativo para la simulación de la energización de las líneas TTH-TTE de 400 kV

SECUENCIA DE EVENTOS:

1. En $t = 0.033$ seg. se energiza la línea del extremo de TTH400 sin reactor de línea, en $t = 0.133$ seg. se cierra el extremo remoto.
2. En $t = 0.033$ seg. se energiza la línea del extremo de TTH400 con reactor de línea, en $t = 0.133$ seg. se cierra el extremo remoto.
3. En $t = 0.033$ seg. se energiza la línea del extremo de TTE400 sin reactor de línea, en $t = 0.133$ seg. se cierra el extremo remoto
4. En $t = 0.033$ seg. se energiza la línea del extremo de TTE400 con reactor de línea, en $t = 0.133$ seg. se cierra el extremo remoto.

En la obtención de los datos y graficas para el análisis de sobretensiones de las líneas se utilizó nuevamente el programa ATP, ejecutándose en el procesador de una computadora personal y los archivos de datos, para los dos casos comparativos.

Considerando una sola línea desde TTH400 hasta TTE400 de 248.8 km, tendremos los siguientes archivos de datos de entrada:

a) **LINEA CONVENCIONAL**

```

C *****
C *           División de Estudios de Posgrado *
C *           Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. *
C *           Maestría en Ingeniería Eléctrica *
C *
C *           Director de tesis: ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA *
C *           Alumno: Francisco Bañuelos Ruedas *
C *
C *           TEMA DE TESIS: COMPACTACION DE LINEAS DE TRANSMISION *
C *
C *           CASO:           LINEA de 248.8 km 400 kV 1113 kcmil *
C *                           Analisis de sobretensiones en línea *
C *                           LINEA CONVENCIONAL *
C *           FECHA: / SEP / 2004 *
C *
C *****
C
BEGIN NEW DATA CASE
C Arco secundario TEX-TTH-TTE-TUL
C
C PRIMERA TARJETA DE DATOS MISCELANEOS
C   dt   t       x       c   EPSILN  TOLMAT  TSTART
C -----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
C  1.0E-5  0.23   60.    0.
C SEGUNDA TARJETA DE DATOS MISCELANEOS
C   IOUT  IPLOT  IDOUBL  KSOUT  MAXOUT   IPUN  MEMSAV   ICAT  NENERG  IPRSUP
C -----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
C 100000   1      1      1      1           1           1
C
C
C LINEA DE TRANSMISION TTH-TTE
C                               27-32
C PARTE UNO
C circuito equivalente PI  DE ATP RULE BOOK SEC 4-B
C +-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+
C 1NOA  N1A           3.014116.675.25210
C 2NOB  N1B           2.51837.3219-.03513.256216.604.25934
C 3NOC  N1C           2.44496.0592-.00942.51837.3219-.03503.138816.6750.2520
C PARTE DOS
C -----+-----+-----+-----+
C 1N1A  N2A  NOA  N1A
C 2N1B  N2B  NOB  N1B
C 3N1C  N2C  NOC  N1C

```

C PARTE TRES			
1N2A	N3A	N0A	N1A
2N2B	N3B	N0B	N1B
3N2C	N3C	N0C	N1C
C PARTE CUATRO			
1N3A	N4A	N0A	N1A
2N3B	N4B	N0B	N1B
3N3C	N4C	N0C	N1C
C PARTE CINCO			
1N4A	N5A	N0A	N1A
2N4B	N5B	N0B	N1B
3N4C	N5C	N0C	N1C
C PARTE SEIS			
1N5A	N6A	N0A	N1A
2N5B	N6B	N0B	N1B
3N5C	N6C	N0C	N1C
C PARTE SIETE			
1N6A	N7A	N0A	N1A
2N6B	N7B	N0B	N1B
3N6C	N7C	N0C	N1C
C PARTE OCHO			
1N7A	N8A	N0A	N1A
2N7B	N8B	N0B	N1B
3N7C	N8C	N0C	N1C
C PARTE NUEVE			
1N8A	N9A	N0A	N1A
2N8B	N9B	N0B	N1B
3N8C	N9C	N0C	N1C
C PARTE DIEZ			
1N9A	N10A	N0A	N1A
2N9B	N10B	N0B	N1B
3N9C	N10C	N0C	N1C
C aaaaaabbbbbbb -----+++++-----			
C LINEA DE TRANSMISION TTH-TUL 1 Y 2			
C aaaaaabbbbbbb -----+++++-----			
TTHA	TULA	2.656022.816	
TTHB	TULB	2.656022.816	
TTHC	TULC	2.656022.816	
C LINEA DE TRANSMISION TTH-TEX 1 Y 2			
C aaaaaabbbbbbb -----+++++-----			
TTHA	TEXA	0.54406.6400	
TTHB	TEXB	0.54406.6400	
TTHC	TEXC	0.54406.6400	
C EQUIVALENTES DE THEVENIN			
C aaaaaabbbbbbb -----+++++-----			
TULSA	TULA	0.809016.260	
TULSB	TULB	0.809016.260	
TULSC	TULC	0.809016.260	
TTESA	TTEA	0.500030.790	
TTESB	TTEB	0.500030.798	
TTESC	TTEC	0.500030.790	
TEXSA	TEXA	0.674012.295	
TEXSB	TEXB	0.674012.295	
TEXSC	TEXC	0.674012.295	
C REACTORES DE LINEA EN TTE			
N10A		2133.3	
N10B		2133.3	
N10C		2133.3	
C CARGA EN TTH 630 MW POR CADA LINEA DE TTH A TTE			
TTHA		85.000	
TTHB		85.000	
TTHC		85.000	

BLANK CARD TERMINATING BRANCH CARDS

C --- interruptores

C aaaaaabbbbb-----+++++++-----+++++++-----+++++++-----					
TTHA	NOA	0.1333	9999	3	
TTHB	NOB	0.1333	9999	3	
TTHC	NOC	0.1333	9999	3	
TTEA	N10A	0.0333	9999	3	
TTEB	N10B	0.0333	9999	3	
TTEC	N10C	0.0333	9999	3	
C	TTHA	MOA	0.02	9999	1
C	TTHB	MOB	0.02	9999	1
C	TTHC	MOC	0.02	9999	1
C	TTEA	M10A	0.12	9999	1
C	TTEB	M10B	0.12	9999	1
C	TTEC	M10C	0.12	9999	1

BLANK CARD TERMINATING SWITCH CARDS

C --- especificacion de la fuente fundamental

C aaaaaaxx-----+++++++-----+++++++-----+++++++-----				
C TTE				
14TTESA	335326.	60.	24.58	-1.
14TTESB	335326.	60.	264.58	-1.
14TTESC	335326.	60.	144.58	-1.
C TUL				
14TULSA	334183.	60.	0.00	-1.
14TULSB	334183.	60.	240.00	-1.
14TULSC	334183.	60.	120.00	-1.
C TEX				
14TEXSA	331228.	60.	0.00	-1.
14TEXSB	331228.	60.	240.00	-1.
14TEXSC	331228.	60.	120.00	-1.

C The beginning of a machine cards

BLANK RECORD ENDING ALL BREAKERS

C --- puntos para la graficacion

C aaaaaabbbbbccccccddddd-----+++++-----+++++-----+++++-----									
NOA	NOB	NOC	N5A	N5B	N5C	N10A	N10B	N10C	
TTHA	TTHB	TTHC	TTEA	TTEB	TTEC				

BLANK
BLANK
BLANK
BEGIN NEW DATA CASE

b) LINEA COMPACTA

```

C *****
C *          División de Estudios de Posgrado          *
C *          Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.          *
C *          Maestría en Ingeniería Eléctrica          *
C *
C * Director de tesis:  ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA    *
C * Alumno:  Francisco Bañuelos Ruedas                *
C *
C *          TEMA DE TESIS: COMPACTACION DE LINEAS DE TRANSMISION *
C *
C *          CASO:          LINEA de 248.8 km 400 kV 1113 kcmil *
C *                      Analisis de sobretensiones en línea *
C *                      LINEA COMPACTA                  *
C *          FECHA: / SEP / 2004                        *
C *

```

```

C *****
C
C BEGIN NEW DATA CASE
C Arco secundario TEX-TTH-TTE-TUL
C
C PRIMERA TARJETA DE DATOS MISCELANEOS
C   dt      t      x      c      EPSILN  TOLMAT  TSTART
C -----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
C 1.0E-5    0.23    60.     0.
C SEGUNDA TARJETA DE DATOS MISCELANEOS
C   IOUT  IPLOT  IDOUBL  KSOUT  MAXOUT  IPUN  MEMSAV  ICAT  NENERG  IPRSUP
C -----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
C 100000    1      1      1      1      1      1      1
C
C
C LINEA DE TRANSMISION TTH-TTE
C                               27-32
C PARTE UNO
C circuito equivalente PI  DE ATP RULE BOOK SEC 4-B
C +-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
C 1N0A  N1A      2.830817.105.26950
C 2N0B  N1B      2.08968.9553-.05792.700217.1050.2747
C 3N0C  N1C      2.15838.8829-.05692.08968.9553-.05792.830817.0570.2694
C PARTE DOS
C -----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
C 1N1A  N2A  N0A  N1A
C 2N1B  N2B  N0B  N1B
C 3N1C  N2C  N0C  N1C
C PARTE TRES
C 1N2A  N3A  N0A  N1A
C 2N2B  N3B  N0B  N1B
C 3N2C  N3C  N0C  N1C
C PARTE CUATRO
C 1N3A  N4A  N0A  N1A
C 2N3B  N4B  N0B  N1B
C 3N3C  N4C  N0C  N1C
C PARTE CINCO
C 1N4A  N5A  N0A  N1A
C 2N4B  N5B  N0B  N1B
C 3N4C  N5C  N0C  N1C
C PARTE SEIS
C 1N5A  N6A  N0A  N1A
C 2N5B  N6B  N0B  N1B
C 3N5C  N6C  N0C  N1C
C PARTE SIETE
C 1N6A  N7A  N0A  N1A
C 2N6B  N7B  N0B  N1B
C 3N6C  N7C  N0C  N1C
C PARTE OCHO
C 1N7A  N8A  N0A  N1A
C 2N7B  N8B  N0B  N1B
C 3N7C  N8C  N0C  N1C
C PARTE NUEVE
C 1N8A  N9A  N0A  N1A
C 2N8B  N9B  N0B  N1B
C 3N8C  N9C  N0C  N1C
C PARTE DIEZ
C 1N9A  N10A N0A  N1A
C 2N9B  N10B N0B  N1B
C 3N9C  N10C N0C  N1C
C aaaaaabbbbbbb -----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----
C LINEA DE TRANSMISION TTH-TUL 1 Y 2

```

```

C aaaaaabbbbb -----+++++-----
TTHA TULA      2.656022.816
TTHB TULB      2.656022.816
TTHC TULC      2.656022.816
C LINEA DE TRANSMISION TTH-TEX 1 Y 2
C aaaaaabbbbb -----+++++-----
TTHA TEXA      0.54406.6400
TTHB TEXB      0.54406.6400
TTHC TEXC      0.54406.6400
C EQUIVALENTES DE THEVENIN
C aaaaaabbbbb -----+++++-----
TULSA TULA     0.809016.260
TULSB TULB     0.809016.260
TULSC TULC     0.809016.260
TTESA TTEA     0.500030.790
TTESB TTEB     0.500030.798
TTESC TTEC     0.500030.790
TEXSA TEXA     0.674012.295
TEXSB TEXB     0.674012.295
TEXSC TEXC     0.674012.295
C REACTORES DE LINEA EN TTE
N10A           2133.3
N10B           2133.3
N10C           2133.3
C CARGA EN TTH 630 MW POR CADA LINEA DE TTH A TTE
TTHA           85.000
TTHB           85.000
TTHC           85.000
BLANK CARD TERMINATING BRANCH CARDS
C --- interruptores
C aaaaaabbbbb-----+++++-----+++++-----+++++-----+++++-----
TTHA NOA       0.1333    9999                                3
TTHB NOB       0.1333    9999                                3
TTHC NOC       0.1333    9999                                3
TTEA N10A     0.0333    9999                                3
TTEB N10B     0.0333    9999                                3
TTEC N10C     0.0333    9999                                3
C TTHA M0A     0.02      9999                                1
C TTHB M0B     0.02      9999                                1
C TTHC M0C     0.02      9999                                1
C TTEA M10A    0.12      9999                                1
C TTEB M10B    0.12      9999                                1
C TTEC M10C    0.12      9999                                1
BLANK CARD TERMINATING SWITCH CARDS
C --- especificacion de la fuente fundamental
C aaaaaaxx-----+++++-----+++++-----+++++-----+++++-----
C TTE
14TTESA       335326.    60.    24.58    -1.
14TTESB       335326.    60.    264.58   -1.
14TTESC       335326.    60.    144.58   -1.
C TUL
14TULSA       334183.    60.     0.00    -1.
14TULSB       334183.    60.    240.00   -1.
14TULSC       334183.    60.    120.00   -1.
C TEX
14TEXSA       331228.    60.     0.00    -1.
14TEXSB       331228.    60.    240.00   -1.
14TEXSC       331228.    60.    120.00   -1.
C The beginning of a machine cards
BLANK RECORD ENDING ALL BREAKERS
C --- puntos para la graficacion
C aaaaaabbbbbccccccddddd-----+++++-----+++++-----+++++-----

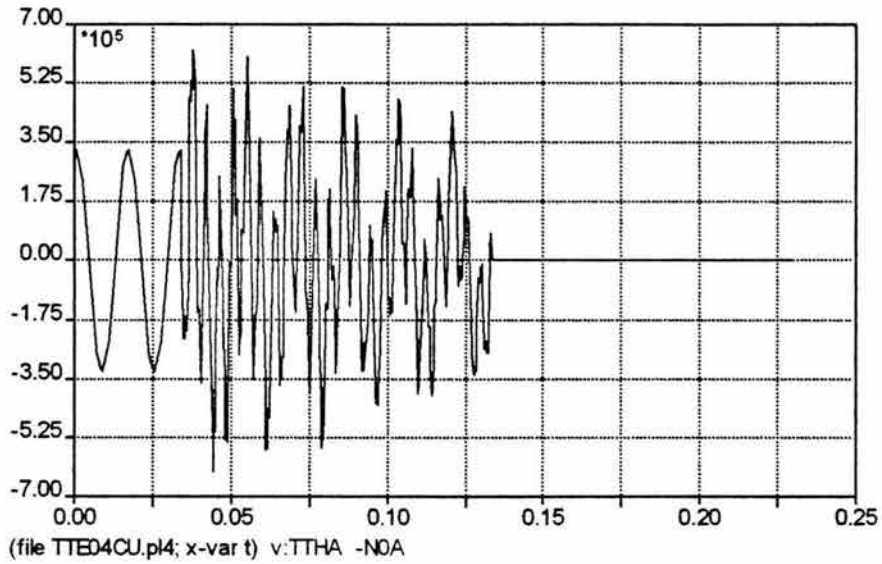
```

```
NOA   NOB   NOC   N5A   N5B   N5C   N10A  N10B  N10C
TTHA  TTHB  TTHC  TTEA  TTEB  TTEC
BLANK
BLANK
BLANK
BEGIN NEW DATA CASE
```

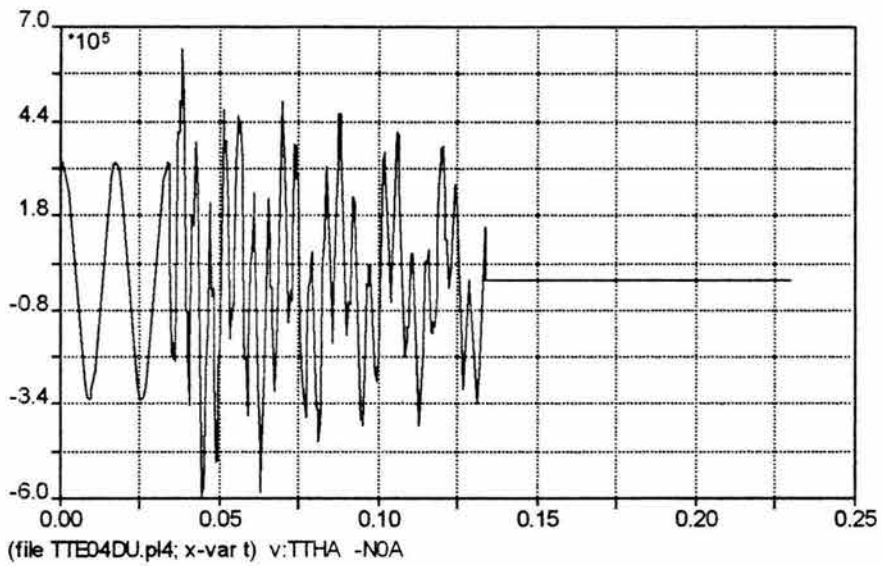
El listado completo de resultados obtenidos en la simulación, se localiza, para ambos casos descritos, en el anexo 1.

VI.2.4 Análisis de resultados

Se presentan a continuación las graficas del comportamiento de voltajes y corrientes (ordenadas) vs. tiempo (abscisas), obtenidas de la simulación . En todos los casos (a) representa al modelo convencional y (b) al modelo propuesto. Se anexa también en cada caso una tabla de los valores numéricos para observar su cumplimiento con los valores normalizados.



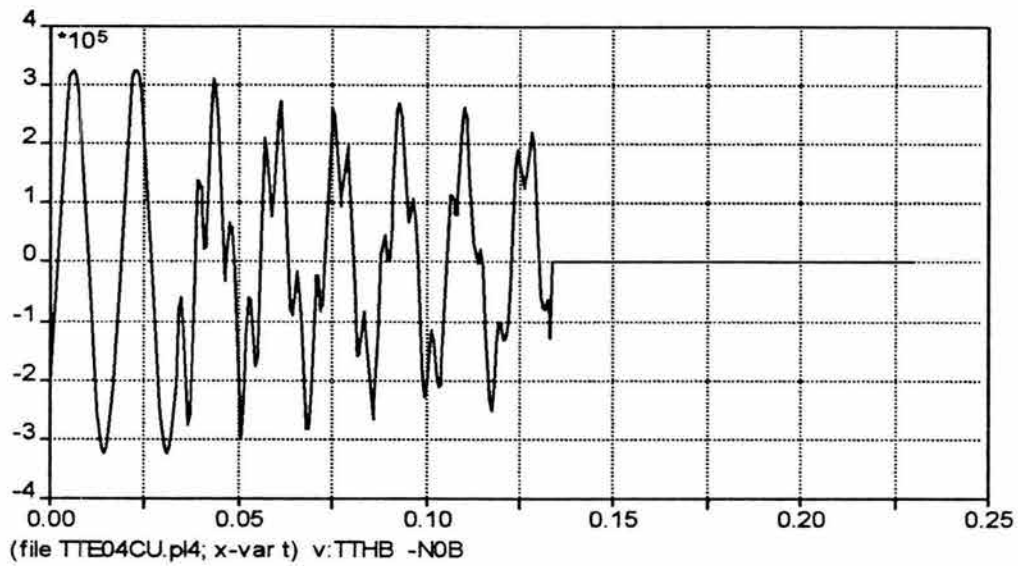
a) Modelo convencional



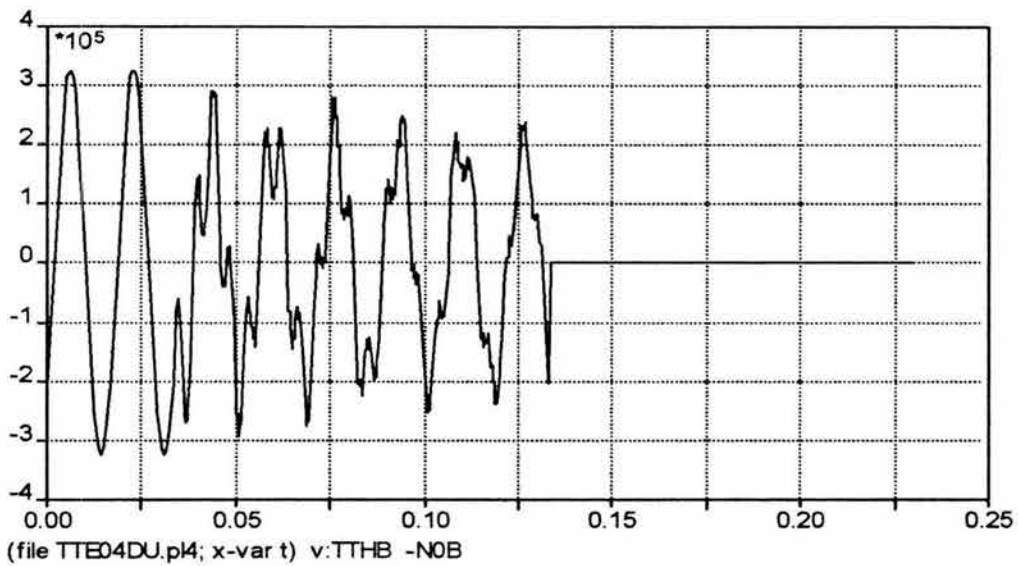
b) Modelo propuesto

Concepto	Valor normalizado kV	Línea Convencional	Línea compacta	Observaciones
Tensión de cresta	1245	557	582	Cumple

Figura 6.6 Graficas t-V para el voltaje en la fase A, entre el Bus TTH400 y el punto N0



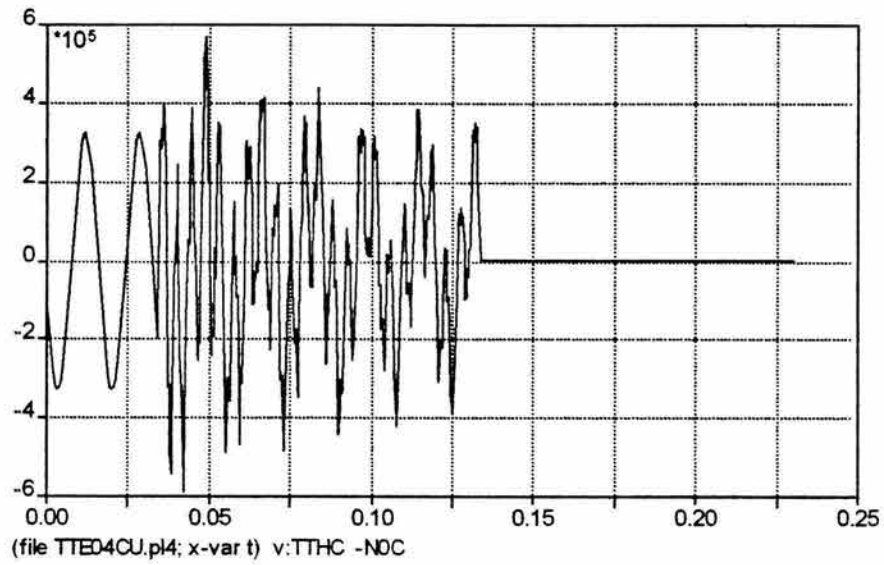
a) Modelo convencional



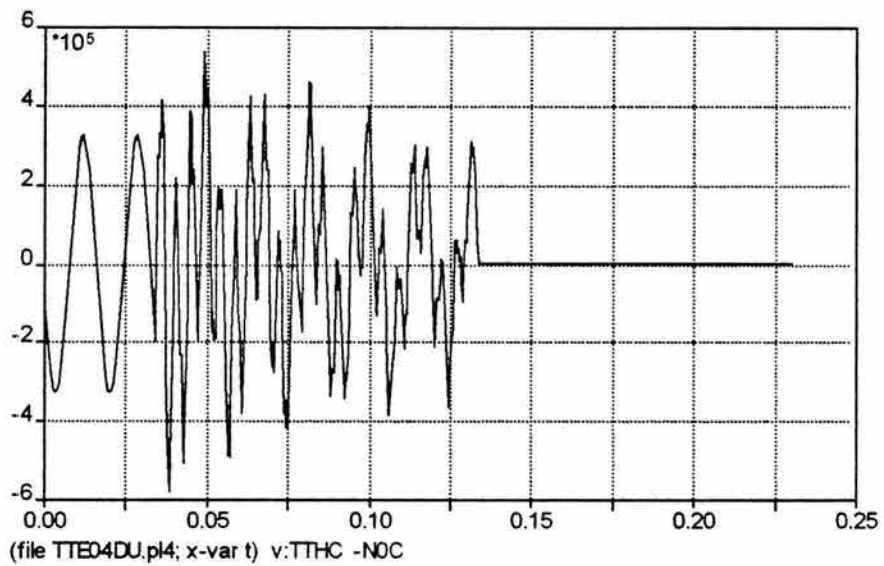
b) Modelo propuesto

Concepto	Valor normalizado kV	Línea Convencional	Línea compacta	Observaciones
Tensión de cresta	950	325	325	Cumple

Figura 6.7 Graficas t-V para el voltaje en la fase B, entre el Bus TTH400 y el punto N0



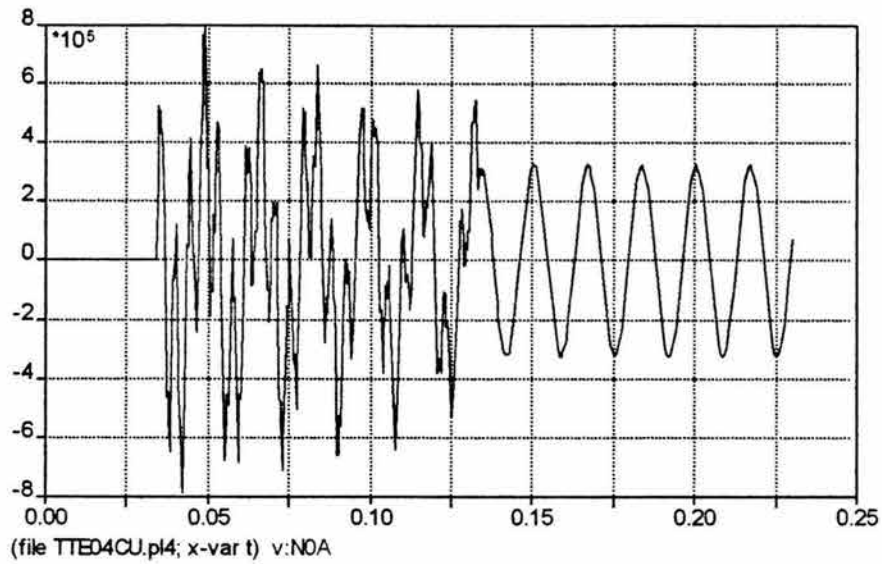
a) Modelo convencional



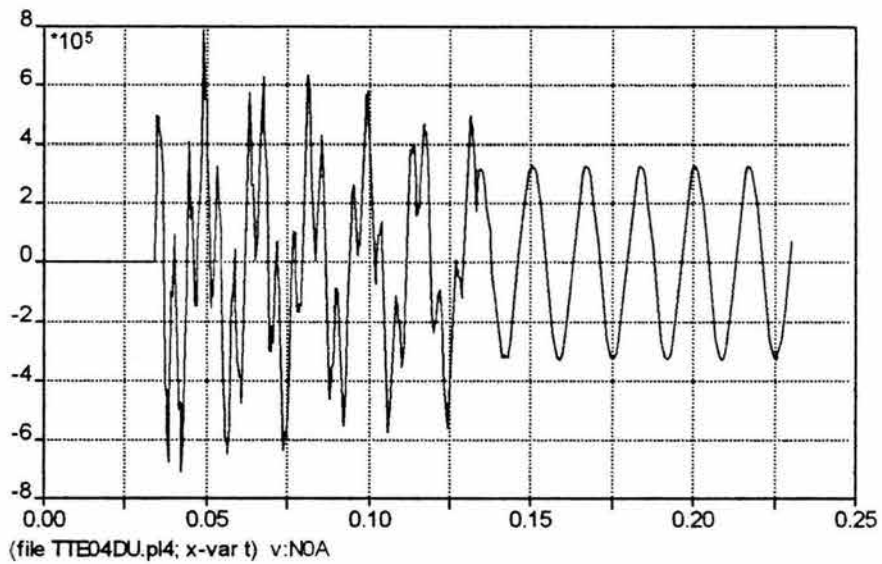
b) Modelo propuesto

Concepto	Valor normalizado kV	Línea Convencional	Línea compacta	Observaciones
Tensión de cresta	950	526	483	Cumple

Figura 6.8 Gráficas t-V para el voltaje en la fase C, entre el Bus TTH400 y el punto N0



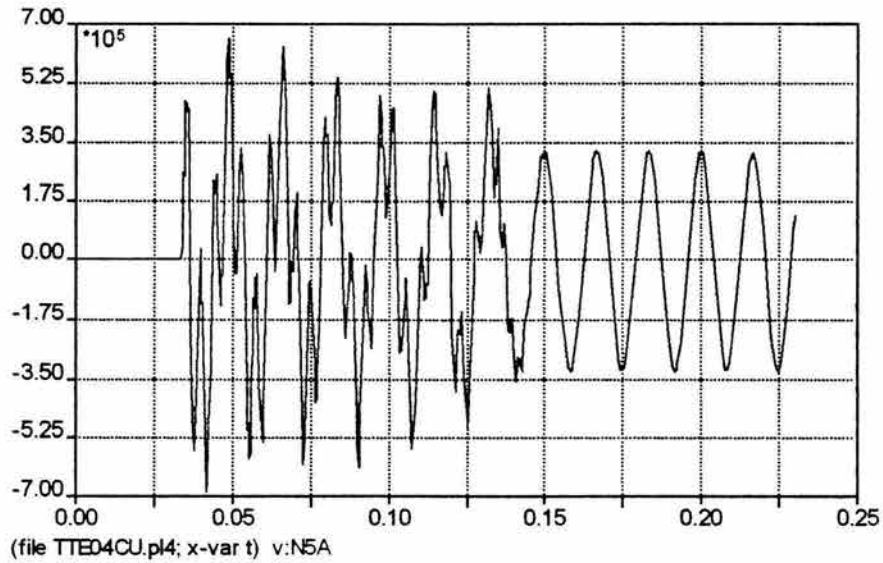
a) Modelo convencional



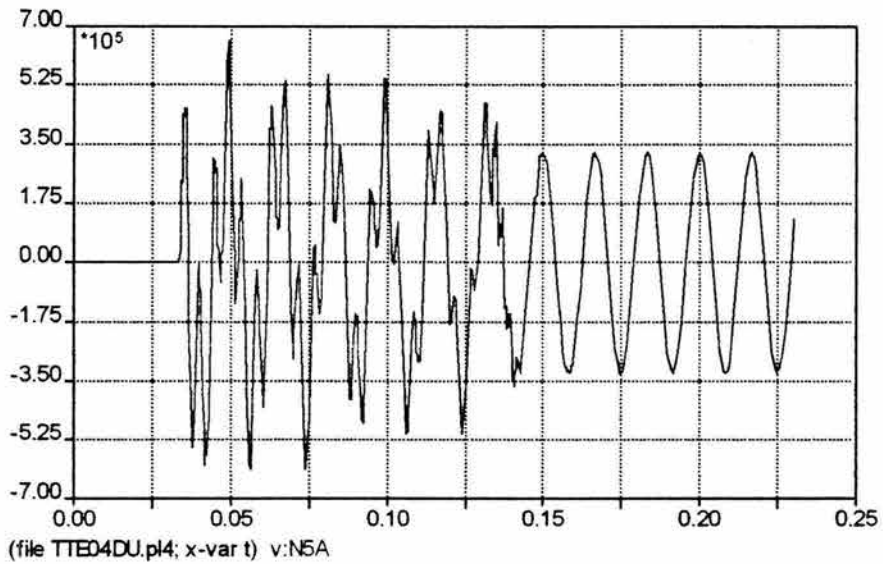
b) Modelo propuesto

Concepto	Valor normalizado kV	Línea Convencional	Línea compacta	Observaciones
Tensión de cresta	950	730	742	Cumple

Figura 6.9 Graficas t-V para el voltaje en la fase A en el punto N0



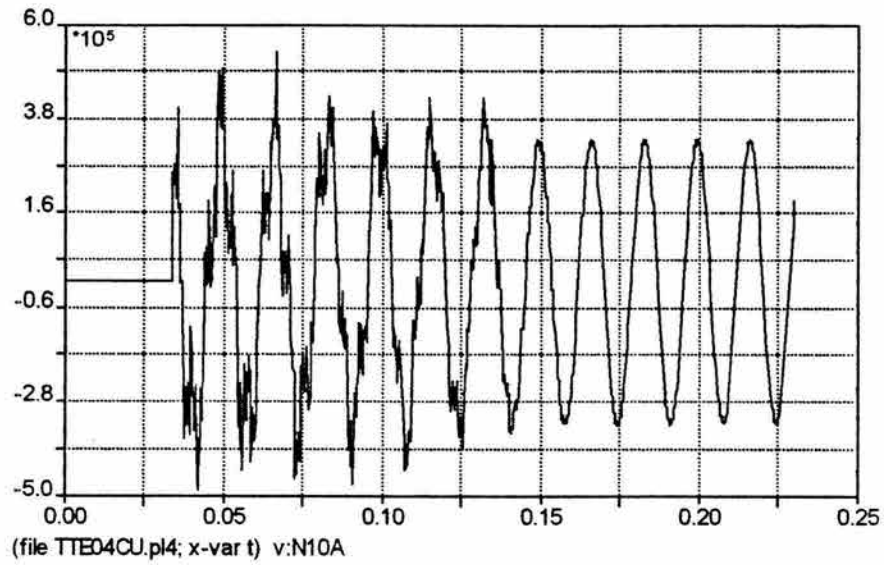
a) Modelo convencional



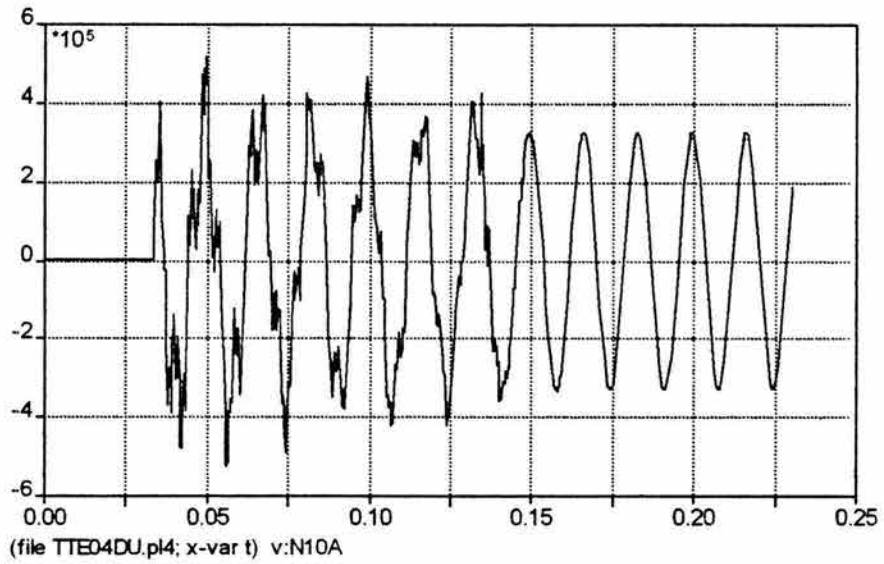
b) Modelo propuesto

Concepto	Valor normalizado kV	Línea Convencional	Línea compacta	Observaciones
Tensión de cresta	950	685	654	Cumple

Figura 6.10 Graficas t-V para el voltaje en la fase A en el punto N5



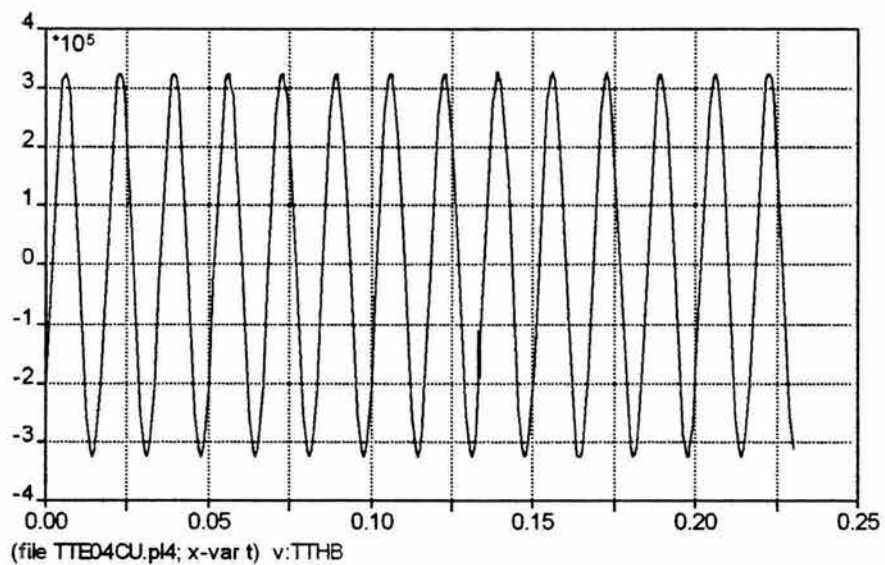
a) Modelo convencional



b) Modelo propuesto

Concepto	Valor normalizado kV	Línea Convencional	Línea compacta	Observaciones
Tensión de cresta	950	457	515	Cumple

Figura 6.11 Graficas t-V para el voltaje en la fase A en el punto N10



a) Modelo convencional

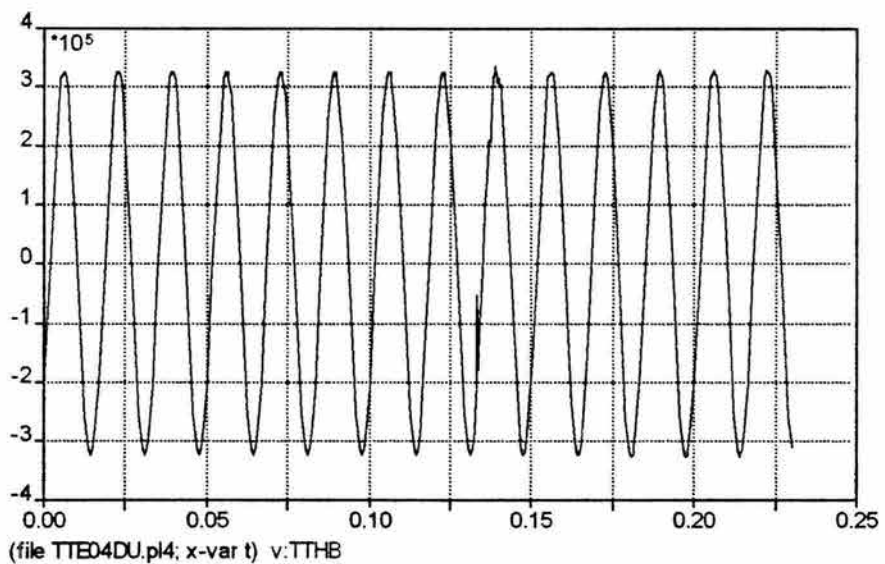
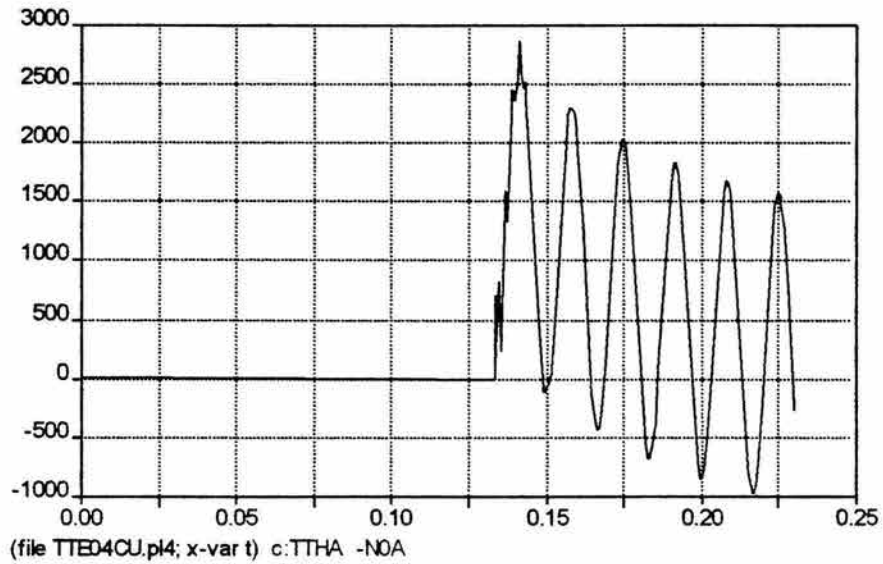


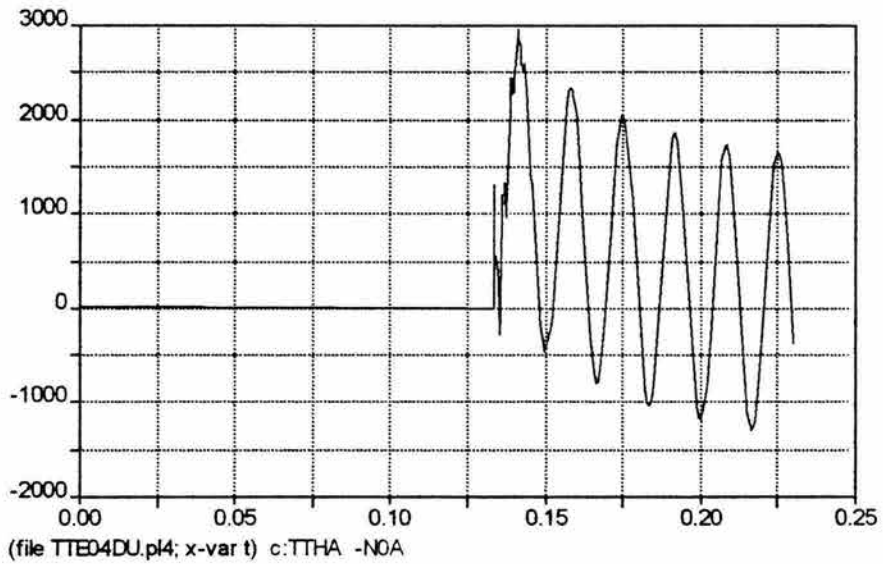
Figura 6.12 Graficas t-V para el voltaje en la fase B en el Bus TTH400

Se puede observar en la figura que solo se indica su voltaje nominal de 400 kV rms

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**



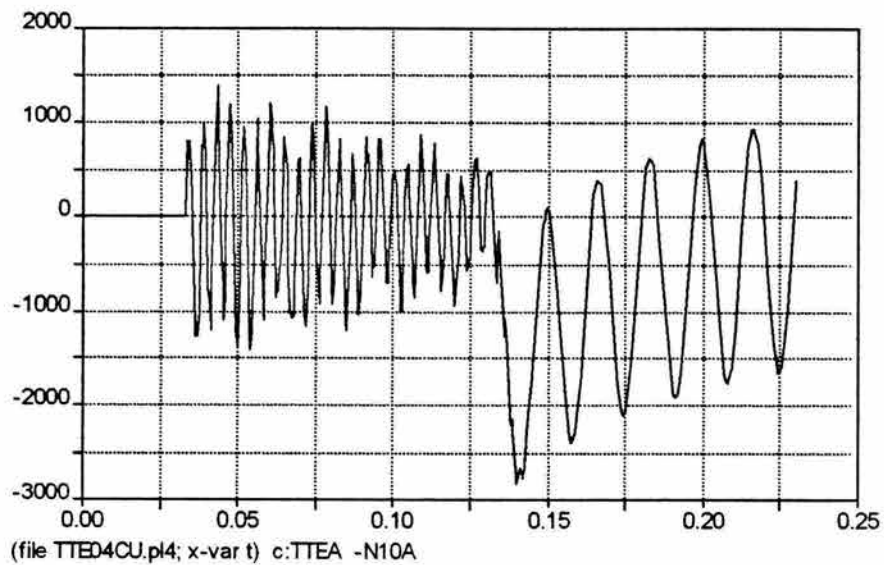
a) Modelo convencional



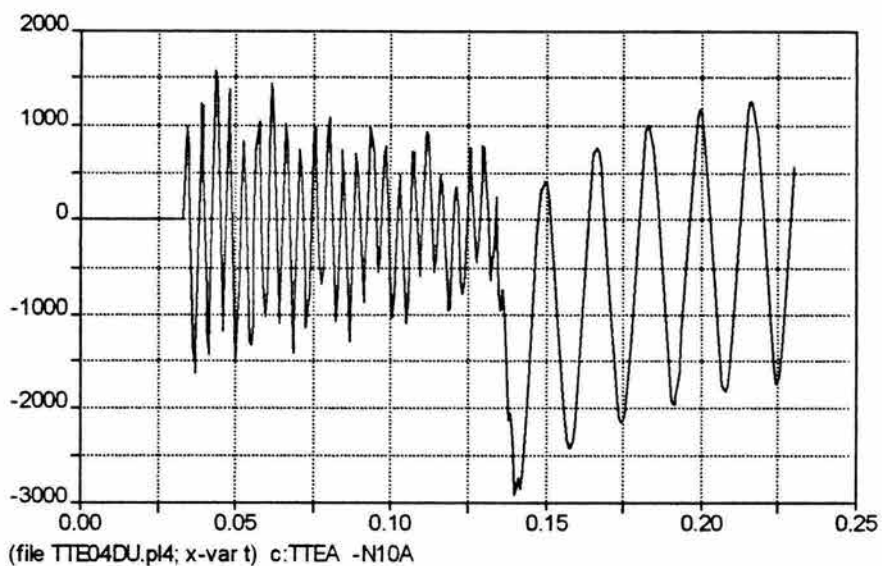
b) Modelo propuesto

Concepto	Valor normalizado (A) rms	Línea Convencional Valor cresta max.	Línea compacta Valor cresta max.	Observaciones
Corriente nominal	Variable de acuerdo a su C.I 1600-3150	2806	2890	Cumple

Figura 6.13 Graficas t-I para la corriente en el Bus TTH400 y el punto N0 de la fase A



a) Modelo convencional



b) Modelo propuesto

Concepto	Valor normalizado (A) rms	Línea Convencional Valor cresta max	Línea compacta Valor cresta max.	Observaciones
Corriente nominal	Variable de acuerdo a su C.I 1600-3150	-2820	-2910	Cumple

Figura 6.14 Graficas t-I para la corriente en el Bus TTE400 y el punto N10 de la fase A

Como puede observarse en la comparación de cada par de gráficas, los resultados son muy similares, y además tomando en cuenta los resultados gráficos para la línea compacta, y revisando con los valores o parámetros que debe cumplir una línea y sus interruptores asociados, vemos que sí se cumplen los requisitos de aislamiento que debe tener una línea, de acuerdo con las normas y manuales de CFE y LFC.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La compactación de líneas en México es muy importante, debido al avance industrial y tecnológico que enfrenta nuestro país. Es necesaria una reglamentación para este tipo de diseños, y es también importante y necesaria la actualización de los ingenieros electricistas en este ramo.

Sólo mediante un análisis exhaustivo de las diferentes metodologías para la compactación de líneas se podrá determinar cuál es la más apropiada o conveniente para cada caso. Algunos métodos son sencillos y económicamente costeables, además de necesarios; incluso mejoran notablemente el diseño original. Por ejemplo, la radiointerferencia y el efecto corona, se pueden mejorar con la inclusión de conductores agrupados por fase.

El uso de herramientas digitales, tales como el programa ATP, es muy útil para poder hacer un análisis eficiente de los transitorios en sistemas eléctricos de potencia y sus componentes, por lo cual se recomienda su uso intensivo para el estudio de la compactación de líneas.

La bibliografía existente en español no es mucha, pero esto no debe significar una traba o impedimento para la elaboración de proyectos de compactación de líneas. Por el contrario, debe ser tomado como un reto a superar para futuros trabajos de investigación sobre este tema.

En este trabajo se pretende aportar una semblanza general de la situación actual de las líneas de transmisión en México y su posibilidad de compactar líneas existentes y el diseño de nuevas líneas de transmisión en forma compacta, mediante el uso del programa ATP, para lo cual se presentaron archivos de datos útiles para poder efectuar los estudios de sobretensiones en una línea compacta.

En cuanto a conclusiones técnicas se tienen las siguientes:

- El arreglo en delta es el que proporciona mejor capacidad de transmisión, para todos los tipos de estructuras y sobretodo en 400kV.
- En general no siempre es posible la compactación de una línea de transmisión, como sería el caso de una línea ya diseñada en forma compacta, pero en este caso si lo fue.
- La compactación también puede darse para líneas de transmisión existentes en diferentes voltajes, siempre y cuando no sea necesario cambiar completamente las torres, ya que esto sería costoso.
- Para el análisis de una línea de transmisión debe estar bien definido el nivel básico de aislamiento al impulso por maniobra de interruptores.

- El uso de los sistemas multifásicos (HPO) debe ser analizado cuidadosamente en su totalidad para ver la factibilidad de empleo, ya que no es precisamente más barato.
- Las pérdidas por efecto corona en una línea compacta son un asunto primordial, ya que al reducir distancias entre fases aumentan las pérdidas por efecto corona, y la idea es reducir, hasta donde sea posible, las pérdidas de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- EPRI. *Transmission line reference book. 345 kV and above*. Second edition, revised at 1987. USA, EPRI, 1987.
- 2.- EPRI. *Transmission line reference book 115-138 kV compact line design*. USA, Power Technology Inc. 1978
- 3.- DE LA ROSA A. RAMÓN. “*Efecto de la configuración de conductores en el diseño de las líneas de transmisión*” Conferencia internacional MEXICON-86 Guadalajara, México, octubre 1986.
- 4.- SUMITONO ELECTRIC INDUSTRIES LTD. “*Conductores GZTACSR, GTACSR y TACSR*”. USA, Sin fecha
- 5.- S.G. KRISHNASAMY,G.L. FORD. “*Predicting the structural performance of transmisión le uprated by reconductoring*” IEEE Trans. on Power App. and Systems, Vol. PAS-100, No 5, pp 2271-2277, mayo, 1981.
- 6.- A.F. ROHLFS, HM SCNEIDER. “*Switching impulse of compacted transmission line flat and delta configuration*” IEEE Trans. on Power App. and Systems, Vol. PAS 102, No. 4, pp. 822-831, april, 1983.
- 7.-BROSCHAT, M., & CLAYTON,R. ”*Compaction techniques applied to subtransmission line uprating 41.6 kV to 115 kV*”. IEEE Trans. on Power App. and Systems, Vol. PAS 100, No. 4, pp 1959-1965, USA, april, 1981.
- 8.- R. APPLEMAN. “*138/345 kV Compactation saves extra row cost*” Transmission and distribution special report, pp 38-44, october 1979.
- 9.- G.N. ALEXAN DROW, E.J. ALVAREZ, S.N. KRILOV. “*Insulation of compact lines. Its electrical strength, under switching surges and operating voltage*” URSS. Sin fecha. Paper.
- 10.-HULLET HAROLD O.,POPPENS ARNOLD D. “*Transthetics: enviromental transmission-line routing*”. Proceedings of the american power conference, Vol -35, 1973.
- 11.- GLOVER, J. DUNCAN Y SARMA S. MULUCUTLA. 3ª. ED. “*Sistemas de potencia, análisis y diseño*” . México, Thomson, 2004.
- 12.- DE LA ROSA A. RAMÓN, BONILLA JOSÉ L, PÉREZ HUGO. “*Investigación para la optimización de líneas de transmisión*”, Boletín IIE. Vol 9, No. 3, pp 115-122 , mayo-junio, 1985.

- 13.- CFE. “Especificación CFE L0000-06. Coordinación de aislamiento”. México, 1991.
- 14.- BILLINTON, R AND FOTUHI-FIRUZABAD. “ Composite system reliability evaluation incorporating a six- phase transmission line” IIE Proc. – Gener. Transm. Distrib., Vol. 150, No. 4, July 2003.
- 15.- CFE. “Especificación CFE L0000-41. Guía de aplicación de la especificación de coordinación de aislamiento”. México, 1995.
- 16.- CFE. “Norma de referencia NRF-014-CFE 2001. Derechos de vía”. México, 2001.
- 17.- DE LA ROSA, RAMÓN Y OCHOA MANUEL. “Contributions to lightning research for transmission line compactation”. IEEE Transac. Power Delivery, Vol 3, No.2 April 1988.
- 18.- DE LA ROSA A. RAMÓN. “Estudio para compactación de líneas de transmisión en alta tensión”. Tesis. México, IPN, 1986.
- 19.-CLF. GERENCIA DE PLANEACION E INGENIERÍA. “Manual de diseño y normalización de líneas de transmisión”. Última edición. México, CLF, 1980
- 20.- IIE PROC.-GENER. TRANSM. DISTRIB. VOL 150, NO. 4 JULY 2003, “COMPOSITE SYSTEM RELIABILITY EVALUATION INCORPORATING A SIX-PHASE TRANSMISSION LINE”
- 21.- DIVISION OF ELECTRIC ENERGY SYSTEM OF THE U.S. “Hig phase order(HPO) Study”. USA.
- 22.- LEIZAN GONZALEZ, IBIA B. Y OTROS. “Contribución a los criterios de evaluación del impacto ambiental de líneas eléctricas en áreas rurales en Cuba”. INTERNET.
<http://www.uo.edu.cu/fac/fim/GERA/contribucion%20a%20los%20criterios%20de%20eva..doc>
- 23.- CHECA, LUIS MARÍA. “Líneas de transporte de energía”. 3ª. Ed. México, Alfaomega, 2000.
- 24.- GÖNEN, TURAN. “Electric power transmission system engineering .Analysis and design”. USA, John Wiley and sons, 1988.
- 25.- STEWART, JAMES R. “Compact transmission line design” INTERNET(Power Technologies Inc), 2004.
<http://www.shawgrp.com/PTI/consulting/transmission/compact.cfm>
- 26.- LAPLANTE, PHILIP A. “Dictionary for electrical engineers”. USA, 2000

- 27.- ENRÍQUEZ HARPER, GILBERTO. "*Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica*" Vol. 1. México, Limusa, 1986
- 28.- FREEDMAN, BILL. PHD, "*Transmission lines. Enviromental encyclopedia*". USA, Thomson Learning, 2003.
- 29.- SECRETARÍA DE ENERGÍA. "*Prospectiva del sector eléctrico 2003-2012*". México, Secretaría de Energía, 2004.
- 30.- ANSI/IEEE. "*IEEE Dictionary of electrical and electronic terms*". (ANSI/IEEE Std. 100-1977). USA, IEEE, 1977.
- 31.- CFE. "*Especificación CFE L0000-06. Coordinación de aislamiento*". México, 1980.
- 32.- ZOPPETTI JUDEZ, G. "*Redes eléctricas*" 6ª. Edic. México, Gustavo Gili, 1984
- 33.- DGN. NOM-J-281. "*Términos empleados en la industria eléctrica*". México, SECOFI, 1977.
- 34.- UNAM-DECFI. "*Diseño electromecánico de líneas de transmisión*". México, UNAM, 2003
- 35.- SECRETARÍA DE ENERGÍA "*Norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-1999*" México, Secretaría de Energía, 1999.
- 36.- STEWART, JAMES R. "*HPO isn't for everyone, but is it for you?*" INTERNET (Power Technologies Inc), Marzo, 2004
http://www.shawgrp.com/PTI/consulting/transmission/high_phase_order.cfm,
- 37.- DOUGLAS, DALE. "*Novel transmission conductors*" INTERNET (Power Technologies Inc), Marzo, 2004.
http://www.shawgrp.com/PTI/consulting/transmission/novel_conductors.cfm
- 38.- VIQUEIRA LANDA, J. "*Redes eléctricas*" Tomo I. 3ª Edic. México, Alfaomega, 1993.
- 39.- CFE. "*Especificación CFE V5000-01 MODIF No.1. Interruptores de potencia de 123 a 550 kV*". México, 2000.
- 40.- LEUVEN EMTP CENTER. "*Alternative Transient Program Rule Book (ATP)*". Ultima Edic. USA, 1987.
- 41.- LEUVEN EMTP CENTER. "*Alternative Transient Program Primer (ATP Primer)*". USA, 1987.

42.- GRAINGER, J Y STEVENSON W. " *Análisis de sistemas de potencia* ", México, Mc Graw-Hill, 1996.

43.- ALLARD, R. " *Sistema internacional de medidas* ", México, Limusa, 1984

ANEXOS

- 1.- ARCHIVO DE RESULTADOS PARA LA OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS Y PARA EL ANALISIS DE SOBRETENSIONES
- 2.- DERECHOS DE VÍA. NRF-014-CFE-2001
3. – EXTRACTO DE LA NORMA NOM-001-SEDE-1999
- 4.- EXTRACTO DE NORMAS DE DISTRIBUCIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS AÉREAS DE CFE
- 5.- DATOS DE CONDUCTORES USADOS EN LÍNEAS AÉREAS

ANEXO No. 1

ARCHIVO DE RESULTADOS PARA LA OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS DELAS LÍNEAS Y PARA EL ANALISIS DE SOBRETENSIONES

ARCHIVOS DE RESULTADOS PARA LA OBTENCIÓN DE LOS PARAMETROS DE LAS LÍNEAS

a) LINEA CONVENCIONAL

--- 45 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.
 Alternative Transients Program (ATP), Watcom translation. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.
 Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 14-Nov-04 20.04.57 Name of disk plot file is C:\000\TESIS01CU.pl4
 Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTF User Group in Portland, Oregon, USA. Program is no older than Sept., 1998.
 Total size of IABCOM tables = 3639004 INTEGER words. VARDIM List Sizes follow: 8002 15000 15000 340 60000 1200
 13140 120000 2250 1900 360 900 36400 255 129K 384 45 254 240000 100000 3000 15000 160K 24 30000 10000 600 252000

Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character
 0 1 2 3 4 5 6 7 8
 01234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

```

Comment card. NUMDCD = 1. IC data:C:\000\TESIS01CU.DAT *****
Comment card. NUMDCD = 2. IC *****
Comment card. NUMDCD = 3. IC * División de Estudios de Posgrado *****
Comment card. NUMDCD = 4. IC * Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. *****
Comment card. NUMDCD = 5. IC * Maestría en Ingeniería Eléctrica *****
Comment card. NUMDCD = 6. IC * *****
Comment card. NUMDCD = 7. IC * Director de tesis: ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA *****
Comment card. NUMDCD = 8. IC * Alumno: Francisco Bañuelos Ruedas *****
Comment card. NUMDCD = 9. IC * TEMA DE TESIS: COMPACTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN *****
Comment card. NUMDCD = 10. IC * *****
Comment card. NUMDCD = 11. IC * CASO: 001.LÍNEA DE 100 km CASO PRUEBA *****
Comment card. NUMDCD = 12. IC * LÍNEA CONVENCIONAL (COMPARACIÓN) *****
Comment card. NUMDCD = 13. IC * FECHA: / SEP / 2004 *****
Comment card. NUMDCD = 14. IC * *****
Comment card. NUMDCD = 15. IC *****
Comment card. NUMDCD = 16. IC *****
Comment card. NUMDCD = 17. IC *****
Comment card. NUMDCD = 18. IC 400 kV LINE CONSTANTS INPUT (DISTANCIAS SIMÉTRICAS ENTRE FASES ADYACENTES)
Comment card. NUMDCD = 19. IC DATOS DE CONDUCTORES DE FASES TOMADOS DEL
Marker card preceding new EMTF data case. IC "TRANSMISSION LINE REFERENCE BOOK" EPRI PAG. 110
Comment card. NUMDCD = 21. I BEGIN NEW DATA CASE

```

LINE CONSTANTS

Request for metric (not English) units.

Metric	Line	Conductor	Card	Value	Unit	Separ	Alpha	Name							
NUMDCD = 24	IC	DE ACUERDO CON ATP	21-1 A 21-16												
NUMDCD = 25	IC	3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890													
NUMDCD = 26	IC	F SKIN RESIS	REACT	DIAM	HORIZ	VTOWER	VMID	SEPAR							
NUMDCD = 27	IC	X+++++	-----XX+++++	-----	-----	-----	-----	-----							
Line conductor card.	3.750E-01	5.239E-02	4	1	.375	.05239	4	3.195	-10.930	24.78	9.92	45.	0.	BLUJAY	2
Line conductor card.	3.750E-01	5.239E-02	4	2	.375	.05239	4	3.195	0.	24.78	9.92	45.	0.	BLUJAY	2
Line conductor card.	3.750E-01	5.239E-02	4	3	.375	.05239	4	3.195	10.930	24.78	9.92	45.	0.	BLUJAY	2
Line conductor card.	5.000E-01	3.412E+00	4	0	.5	3.4120	4	.952	-6.77	33.48	18.62				

Line conductor card. 5.000E-01 3.412E+00 4 | 0 .5 3.4120 4 .952 6.77 33.48 18.62
 Blank card terminating conductor cards. |BLANK CARD TERMINATING CONDUCTOR CARDS
 Comment card. NUMDCD = 34. IC
 Comment card. NUMDCD = 35. IC FREQUENCY CARD
 Comment card. NUMDCD = 36. IC
 Comment card. NUMDCD = 37. IC 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
 Comment card. NUMDCD = 38. IC RESIS FREQUENCY CARSON PRINT PRINT ICAP
 Comment card. NUMDCD = 39. IC EARTH HZ ACCURACY (C) (Z) LONGITUD IPIP MODAL(69-70)
 Comment card. NUMDCD = 40. IC +++++-----+++++-----+++++ x+++++---- -aa+-----
 Frequency card. 1.000E+02 6.000E+01 1.000E+02 | 100. 60.0 1 111111 111111 1 100 1111 0

Line conductor table after sorting and initial processing.

Table Row	Phase Number	Skin effect R-type	Resistance R (ohm/km)	Reactance X-type	Reactance data specification X(ohm/km) or GMR	Diameter (cm)	Horizontal X (mtrs)	Avg height Y (mtrs)	Name
1	1	.37500	.05239	4	.000000	3.19500	-11.155	14.873	
2	2	.37500	.05239	4	.000000	3.19500	-0.225	14.873	
3	3	.37500	.05239	4	.000000	3.19500	10.705	14.873	
4	1	.37500	.05239	4	.000000	3.19500	-10.705	14.873	
5	2	.37500	.05239	4	.000000	3.19500	0.225	14.873	
6	3	.37500	.05239	4	.000000	3.19500	11.155	14.873	
7	0	.50000	3.41200	4	.000000	.95200	-6.770	23.573	
8	0	.50000	3.41200	4	.000000	.95200	6.770	23.573	

Matrices are for earth resistivity = 1.00000000E+02 ohm-meters and frequency 6.00000000E+01 Hz. Correction factor = 1.00000000E-06

Inverted capacitance matrix, in units of [daraf-kmeter] for the system of physical conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1	1.353424E+08
2	1.913494E+07 1.353424E+08
3	9.418253E+06 1.913494E+07 1.353424E+08
4	7.533963E+07 1.980402E+07 9.662795E+06 1.353424E+08
5	1.849911E+07 7.533963E+07 1.980402E+07 1.913494E+07 1.353424E+08
6	9.182128E+06 1.849911E+07 7.533963E+07 9.418253E+06 1.913494E+07 1.353424E+08
7	2.479169E+07 2.293593E+07 1.387113E+07 2.513088E+07 2.252134E+07 1.358297E+07 1.653845E+08
8	1.358297E+07 2.252134E+07 2.513088E+07 1.387113E+07 2.293593E+07 2.479169E+07 2.313825E+07 1.653845E+08

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for the system of physical conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1	1.085376E-08
---	--------------

2 -3.535900E-10 1.093974E-08
 3 -9.707106E-11 -3.480290E-10 1.087974E-08
 4 -5.799810E-09 -4.071992E-10 -1.061460E-10 1.087974E-08
 5 -3.040598E-10 -5.727625E-09 -4.071992E-10 -3.480290E-10 1.093974E-08
 6 -8.920700E-11 -3.040598E-10 -5.799810E-09 -9.707106E-11 -3.535900E-10 1.085376E-08
 7 -6.116844E-10 -5.033230E-10 -2.131774E-10 -6.332482E-10 -4.633300E-10 -2.009551E-10 6.486901E-09
 8 -2.009551E-10 -4.633300E-10 -6.332482E-10 -2.131774E-10 -5.033230E-10 -6.116844E-10 -6.088928E-10 6.486901E-09

Inverted capacitance matrix, in units of [daraf-kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.009241E+08
 2 1.447838E+07 9.985504E+07
 3 5.897602E+06 1.447838E+07 1.009241E+08

Inverted capacitance matrix, in units of [daraf-kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc. ; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 1.238040E+08
 0.000000E+00
 1 -1.251955E+06 3.038434E+06
 2.168450E+06 5.262722E+06
 2 -1.251955E+06 8.894962E+07 3.038434E+06
 -2.168450E+06 2.498031E-09 -5.262722E+06

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.013389E-08
 2 -1.412878E-09 1.042423E-08
 3 -3.894951E-10 -1.412878E-09 1.013389E-08

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc. ; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 8.087168E-09
 0.000000E+00

1 1.221725E-10 -3.895190E-10
 -2.116090E-10 -6.746666E-10
 2 1.221725E-10 1.130242E-08 -3.895190E-10
 2.116090E-10 -2.998253E-25 6.746666E-10

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for the system of physical conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.110809E-01
 8.393756E-01
 2 5.706516E-02 1.110809E-01
 3.305917E-01 8.393756E-01
 3 5.702354E-02 5.706516E-02 1.110809E-01
 2.783414E-01 3.305917E-01 8.393756E-01
 4 5.707922E-02 5.706629E-02 5.702578E-02 1.110809E-01
 5.711100E-01 3.337614E-01 2.799091E-01 8.393756E-01
 5 5.706398E-02 5.707922E-02 5.706629E-02 1.110809E-01
 3.275500E-01 5.711100E-01 3.337614E-01 3.305917E-01 8.393756E-01
 6 5.702126E-02 5.706398E-02 5.707922E-02 5.702354E-02 5.706516E-02 1.110809E-01
 2.768057E-01 3.275500E-01 5.711100E-01 2.783414E-01 3.305917E-01 8.393756E-01
 7 5.649662E-02 5.649409E-02 5.646608E-02 5.649702E-02 5.649343E-02 5.646439E-02 3.467969E+00
 3.399124E-01 3.315393E-01 2.875215E-01 3.414295E-01 3.296497E-01 2.859781E-01 9.342476E-01
 8 5.646439E-02 5.649343E-02 5.649702E-02 5.646608E-02 5.649409E-02 5.649662E-02 5.591634E-02 3.467969E+00
 2.859781E-01 3.296497E-01 3.414295E-01 2.875215E-01 3.315393E-01 3.399124E-01 3.157490E-01 9.342476E-01

Inverted impedance matrix, in units of [mho-kmeter] for the system of physical conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 4.052752E-01
 -2.263520E+00
 2 -1.270807E-03 4.108431E-01
 1.729149E-01 -2.307786E+00
 3 7.879640E-03 -5.758136E-04 4.079079E-01
 1.060684E-01 1.694321E-01 -2.273593E+00
 4 -3.146168E-01 -4.272052E-03 7.431184E-03 4.079079E-01
 1.314031E+00 1.831114E-01 1.075668E-01 -2.273593E+00
 5 1.697999E-03 -3.104513E-01 -4.272052E-03 -5.758136E-04 4.108431E-01
 1.609461E-01 1.274965E+00 1.831114E-01 1.694321E-01 -2.307786E+00

6 8.241158E-03 1.697999E-03 -3.146168E-01 7.879640E-03 -1.270807E-03 4.052752E-01
 1.048218E-01 1.609461E-01 1.314031E+00 1.060684E-01 1.729149E-01 -2.263520E+00
 7 -4.131800E-02 -3.503384E-02 -2.366900E-02 -4.181281E-02 -3.345363E-02 -2.335107E-02 2.803862E-01
 9.610161E-03 8.675878E-03 7.512373E-03 9.583972E-03 8.683115E-03 7.520964E-03 -5.736491E-02
 8 -2.335107E-02 -3.345363E-02 -4.181281E-02 -2.366900E-02 -3.503384E-02 -4.131800E-02 -3.533086E-03 2.803862E-01
 7.520964E-03 8.683115E-03 9.583972E-03 7.512373E-03 8.675878E-03 9.610161E-03 -6.470715E-03 -5.736491E-02

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.261629E-01
 6.702535E-01
 2 1.012297E-01 1.308897E-01
 2.942936E-01 6.674065E-01
 3 9.827440E-02 1.012297E-01 1.261629E-01
 2.435495E-01 2.942936E-01 6.702535E-01

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 3.282278E-01
 1.224062E+00
 1 -1.510703E-02 -2.992165E-02
 -5.765190E-03 1.773093E-02
 2 1.254632E-02 2.749389E-02 3.031626E-02
 -1.020048E-02 3.919256E-01 1.704744E-02

Sequence	Surge impedance magnitude(ohm)	angle(degr.)	Attenuation db/km	velocity km/sec	Wavelength km	Resistance ohm/km	Reactance ohm/km	Susceptance mho/km
Zero :	6.44728E+02	-7.50527E+00	2.23008E-03	1.93448E+05	3.22413E+03	3.28228E-01	1.22406E+00	3.04879E-06
Positive:	3.03657E+02	-2.00638E+00	3.93462E-04	2.91549E+05	4.85915E+03	2.74939E-02	3.91926E-01	4.26091E-06

Inverted impedance matrix, in units of [mho-kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.839494E-01
 -1.909051E+00
 2 -4.420673E-03 2.007836E-01
 6.864045E-01 -2.065643E+00
 3 3.143162E-02 -4.420673E-03 1.839494E-01
 4.245254E-01 6.864045E-01 -1.909051E+00

Inverted impedance matrix, in units of [mho-kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

```
0 2.046210E-01
  -7.630256E-01
1 -2.722424E-02 -2.111564E-01
  -2.303801E-02 8.783264E-02
2 3.356362E-02 1.820307E-01 1.816435E-01
  -1.205788E-02 -2.560360E+00 1.389505E-01
Long-line equivalent matrices for line length = 1.00000000E+02 kilometers follow.
The cascading of 2**3 equal section of length 1.25000000E+01 kilometers each was involved in this calculation.
```

Transfer admittance matrix, in units of [mhos] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```
1 1.839468E-03
  -1.915336E-02
2 -4.422236E-05 2.007811E-03
  6.872759E-03 -2.072106E-02
3 3.142981E-04 -4.422236E-05 1.839468E-03
  4.247628E-03 6.872759E-03 -1.915336E-02
```

Two times the shunt admittance matrix, in units of [mhos] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.
The sum of the two equal shunt admittances at both terminals, or its inverse, printed to conform to the EMTP input format.

```
1 1.135288E-07
  3.827426E-04
2 6.666344E-08 1.074223E-07
  -5.316257E-05 3.936720E-04
3 7.739842E-08 6.666344E-08 1.135288E-07
  -1.453139E-05 -5.316257E-05 3.827426E-04
```

Transfer admittance matrix, in units of [mhos] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

```
0 2.046151E-03
  -7.680494E-03
1 -2.735564E-04 -2.115742E-03
  -2.311372E-04 8.807399E-04
2 3.369489E-04 1.820298E-03 1.820614E-03
```

-1.213382E-04 -2.567364E-02 1.391916E-03

Two times the shunt admittance matrix, in units of [mhos] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.
The sum of the two equal shunt admittances at both terminals, or its inverse, printed to conform to the EMTP input format.

0 2.519768E-07
3.058147E-04
1 7.999637E-06 2.545620E-05
4.612110E-06 -1.470306E-05
2 -7.994023E-06 4.125151E-08 -2.546132E-05
4.621833E-06 4.266712E-04 -1.469419E-05

Transfer impedance matrix, in units of [ohms] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.247458E+01
6.672409E+01
2 9.993313E+00 1.294195E+01
2.922727E+01 6.643689E+01
3 9.701205E+00 9.993313E+00 1.247458E+01
2.417160E+01 2.922727E+01 6.672409E+01

Half of the shunt impedance matrix, in units of [ohms] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.
The sum of the two equal shunt admittances at both terminals, or its inverse, printed to conform to the EMTP input format.

1 1.036319E+00
-2.671593E+03
2 8.316714E-01 1.075146E+00
-3.816349E+02 -2.643259E+03
3 8.073949E-01 8.316714E-01 1.036319E+00
-1.544391E+02 -3.816349E+02 -2.671593E+03

Transfer impedance matrix, in units of [ohms] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 3.242226E+01
1.217124E+02
1 -1.503120E+00 -2.982328E+00
-5.755045E-01 1.766823E+00
2 1.249962E+00 2.734428E+00 3.021277E+00

-1.013988E+00 3.908631E+01 1.699361E+00

Half of the shunt impedance matrix, in units of [ohms] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.
The sum of the two equal shunt admittances at both terminals, or its inverse, printed to conform to the EMTP input format.

0 2.696420E+00
-3.273955E+03

1 5.739593E+01 1.393525E+02
3.316184E+01 -8.045145E+01

2 -5.741696E+01 2.256821E-01 -1.393492E+02
3.312541E+01 -2.356246E+03 -8.045707E+01

Comment card. NUMDCD = 42.

Blank card terminating frequency cards.

Blank card ending "LINE CONSTANTS" cases.

Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed.

IC LÍNEA TRANSPUESTA CONTINUAMENTE POR ESO UN CERO EN LA COLUMNA 70 (PAG. 21-10)
IBLANK CARD TERMINATING FREQUENCY CARDS
IBLANK CARD TERMINATING LINE CONSTANTS CASES
----- CP sec Wait sec Real sec
Totals 13.920 0.000 13.920

b) **LÍNEA COMPACTA:**

--- 45 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.

Alternative Transients Program (ATP), Watcom translation. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.

Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 14-Nov-04 20.06.40 Name of disk plot file is C:\000\TESIS01DU.pl4

Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTP User Group in Portland, Oregon, USA. Program is no older than Sept., 1998.
Total size of LABCOM tables = 3639004 INTEGER words. VARDIM List Sizes follow: 8002 15000 15000 340 60000 1200

13140 120000 2250 1900 360 900 36400 255 129K 384 45 254 240000 100000 3000 15000 160K 24 30000 10000 600 252000

Descriptive interpretation of input data cards.

0 1 2 3 4 5 6 7 8
| Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character
01234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

- Comment card. NUMDCD = 1.
- Comment card. NUMDCD = 2.
- Comment card. NUMDCD = 3.
- Comment card. NUMDCD = 4.
- Comment card. NUMDCD = 5.
- Comment card. NUMDCD = 6.
- Comment card. NUMDCD = 7.
- Comment card. NUMDCD = 8.
- Comment card. NUMDCD = 9.
- Comment card. NUMDCD = 10.
- Comment card. NUMDCD = 11.
- Comment card. NUMDCD = 12.
- Comment card. NUMDCD = 13.

IC data:C:\000\TESIS01DU.DAT

IC *****

IC * División de Estudios de Posgrado *

IC * Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. *

IC * Maestría en Ingeniería Eléctrica *

IC * Director de tesis: ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA *

IC * Alumno: Francisco Bañuelos Ruedas *

IC * TEMA DE TESIS: COMPACTACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN *

IC * CASO: 001B.LÍNEA DE 100 km CASO PRUEBA *

IC * LÍNEA COMPACTA ARTICULO IIIIE (COMPARACIÓN) *

Comment card. NUMDCD = 14. IC * FECHA: / sep / 2004 IC *
 Comment card. NUMDCD = 15. IC *
 Comment card. NUMDCD = 16. IC *****
 Comment card. NUMDCD = 17. IC *****
 Comment card. NUMDCD = 18. IC *****
 Comment card. NUMDCD = 19. IC *****
 Comment card. NUMDCD = 20. IC *****
 Marker card preceding new EMTp data case. IC
 Comment card. NUMDCD = 22. IC
 Compute overhead line constants. Limit = 100 IC
 Request for metric (not English) units. IC
 Comment card. NUMDCD = 25. IC
 Comment card. NUMDCD = 26. IC
 Comment card. NUMDCD = 27. IC
 Comment card. NUMDCD = 28. IC

Line conductor card. 3.750E-01 5.239E-02 4 | 1.375 .05239 4 3.195 -3.000 28.00 16.00 45.80 0. BLUJAY 2
 Line conductor card. 3.750E-01 5.239E-02 4 | 2.375 .05239 4 3.195 0. 23.00 11.00 45.80 0. BLUJAY 2
 Line conductor card. 3.750E-01 5.239E-02 4 | 3.375 .05239 4 3.195 3.000 28.00 16.00 45.80 0. BLUJAY 2
 Line conductor card. 5.000E-01 3.412E+00 4 | 0.5 3.4120 4 .952 0.0 34.00 24.00
 Blank card terminating conductor cards. IC
 Comment card. NUMDCD = 34. IC
 Comment card. NUMDCD = 35. IC
 Comment card. NUMDCD = 36. IC
 Comment card. NUMDCD = 37. IC
 Comment card. NUMDCD = 38. IC
 Comment card. NUMDCD = 39. IC
 Comment card. NUMDCD = 40. IC

Frequency card. 1.000E+02 6.000E+01 1.000E+02 | 100. 60.0 1 111111 111111 1 100 1111 0
 Line conductor table after sorting and initial processing.
 Table Row Number Phase Skin effect R-type R (ohm/km) Resistance X-type X (ohm/km) or GMR X (cm) Diameter Horizontal X (mtrs) Avg height Y (mtrs) Name
 1 1 .37500 .05239 .05239 4 .000000 3.19500 -3.2229 20.000
 2 2 .37500 .05239 .05239 4 .000000 3.19500 -0.2229 15.000
 3 3 .37500 .05239 .05239 4 .000000 3.19500 2.771 20.000
 4 1 .37500 .05239 .05239 4 .000000 3.19500 -2.771 20.000
 5 2 .37500 .05239 .05239 4 .000000 3.19500 0.2229 15.000
 6 3 .37500 .05239 .05239 4 .000000 3.19500 3.2229 20.000
 7 0 .50000 3.41200 .95200 4 .000000 .95200 0.000 27.333

Matrices are for earth resistivity = 1.00000000E+02 ohm-meters and frequency 6.00000000E+01 Hz. Correction factor =
 1.00000000E-06

Inverted capacitance matrix, in units of [daraf-kmeter] for the system of physical conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.406659E+08
 2 3.228014E+07 1.354948E+08

3 3.430085E+07 3.228014E+07 1.406659E+08
 4 8.034554E+07 3.295895E+07 3.569905E+07 1.406659E+08
 5 3.155196E+07 7.517535E+07 3.295895E+07 3.228014E+07 1.354948E+08
 6 3.300989E+07 3.155196E+07 8.034554E+07 3.430085E+07 3.228014E+07 1.406659E+08
 7 3.196870E+07 2.216527E+07 3.235087E+07 3.235087E+07 2.216527E+07 3.196870E+07 1.680447E+08

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for the system of physical conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.095509E-08
 2 -6.062746E-10 1.105084E-08
 3 -5.670153E-10 -5.663171E-10 1.104208E-08
 4 -5.582316E-09 -6.377471E-10 -6.852096E-10 1.104208E-08
 5 -5.246776E-10 -5.529345E-09 -6.377471E-10 -5.663171E-10 1.105084E-08
 6 -4.793579E-10 -5.246776E-10 -5.582316E-09 -5.670153E-10 -6.062746E-10 1.095509E-08
 7 -6.598931E-10 -2.813414E-10 -6.651753E-10 -6.651753E-10 -2.813414E-10 -6.598931E-10 6.532203E-09

Inverted capacitance matrix, in units of [daraf-kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.043336E+08
 2 2.801940E+07 1.024044E+08
 3 2.817869E+07 2.801940E+07 1.043336E+08

Inverted capacitance matrix, in units of [daraf-kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 1.598355E+08
 0.000000E+00
 1 3.480751E+05 2.684345E+05
 -6.028838E+05 4.649423E+05
 2 3.480751E+05 7.561800E+07 2.684345E+05
 6.028838E+05 1.561269E-10 -4.649423E+05

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.


```

1 1.083254E-08
2 -2.335016E-09 1.104300E-08
3 -2.298598E-09 -2.335016E-09 1.083254E-08

```

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

```

0 6.256938E-09
  0.000000E+00
1 -2.900708E-11 -4.721617E-11
  5.024174E-11 -8.178081E-11
2 -2.900708E-11 1.322557E-08 -4.721617E-11
  -5.024174E-11 7.495632E-26 8.178081E-11

```

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for the system of physical conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```

1 1.103985E-01
  8.401446E-01
2 5.672565E-02 1.110638E-01
  3.783581E-01 8.393946E-01
3 5.639298E-02 5.672565E-02 1.103985E-01
  3.765783E-01 3.783581E-01 8.401446E-01
4 5.639677E-02 5.672593E-02 5.639354E-02 1.103985E-01
  5.705504E-01 3.812830E-01 3.825650E-01 8.401446E-01
5 5.672532E-02 5.706207E-02 5.672593E-02 5.672565E-02 1.110638E-01
  3.752135E-01 5.698005E-01 3.812830E-01 3.783581E-01 8.393946E-01
6 5.639238E-02 5.672532E-02 5.639677E-02 5.639298E-02 5.672565E-02 1.103985E-01
  3.710321E-01 3.752135E-01 5.705504E-01 3.765783E-01 3.783581E-01 8.401446E-01
7 5.592148E-02 5.624468E-02 5.592175E-02 5.592148E-02 5.624468E-02 5.592148E+00
  3.553124E-01 3.224101E-01 3.569614E-01 3.224101E-01 3.553124E-01 9.348038E-01

```

Inverted impedance matrix, in units of [mho-kmeter] for the system of physical conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```

1 4.082432E-01
  -2.333325E+00
2 -1.210404E-02 4.089635E-01

```

2.035541E-01 -2.347498E+00

3 -7.345703E-03 -8.862654E-03 4.147133E-01
1.921679E-01 1.914343E-01 -2.357580E+00

4 -3.030705E-01 -1.307853E-02 -1.411349E-02 4.147133E-01
1.221139E+00 2.064823E-01 2.135095E-01 -2.357580E+00

5 -7.090519E-03 -3.055415E-01 -1.307853E-02 -8.862654E-03 4.089635E-01
1.864456E-01 1.219023E+00 2.064823E-01 1.914343E-01 -2.347498E+00

6 -3.013074E-03 -7.090519E-03 -3.030705E-01 -7.345703E-03 -1.210404E-02 4.082432E-01
1.765985E-01 1.864456E-01 1.221139E+00 1.921679E-01 2.035541E-01 -2.333325E+00

7 -3.825236E-02 -2.326714E-02 -3.780824E-02 -3.780824E-02 -2.326714E-02 2.809218E-01
8.192557E-03 6.479395E-03 8.132296E-03 8.132296E-03 6.479395E-03 8.192557E-03 -5.652011E-02

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.137812E-01
6.855976E-01

2 8.399461E-02 1.085339E-01
3.599458E-01 6.875100E-01

3 8.675813E-02 8.399461E-02 1.137812E-01
3.570306E-01 3.599458E-01 6.855976E-01

Impedance matrix, in units of [ohms/kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 2.818637E-01
1.404183E+00

1 -5.846971E-05 -1.177603E-03
-3.117125E-03 5.722265E-04

2 2.728744E-03 2.711633E-02 1.084364E-03
1.507926E-03 3.272610E-01 7.337210E-04

Sequence	Surge impedance magnitude (ohm)	angle (degr.)	Attenuation db/km	velocity km/sec	Wavelength km	Resistance ohm/km	Reactance ohm/km	Susceptance mho/km
Zero:	7.79210E+02	-5.67511E+00	1.57871E-03	2.06119E+05	3.43531E+03	2.81864E-01	1.40418E+00	2.35881E-06
Positive:	2.56636E+02	-2.36831E+00	4.59271E-04	2.94876E+05	4.91460E+03	2.71163E-02	3.27261E-01	4.98592E-06

Inverted impedance matrix, in units of [mho-kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 2.168155E-01

-2.248627E+00

2 -4.113575E-02 2.068440E-01
7.879163E-01 -2.256949E+00

3 -3.181797E-02 -4.113575E-02 2.168155E-01
7.744438E-01 7.879163E-01 -2.248627E+00

Inverted impedance matrix, in units of [mho-kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 1.374320E-01
-6.845503E-01

1 1.727962E-03 -1.162467E-02
-6.426799E-03 3.376703E-03

2 4.701790E-03 2.515215E-01 8.736647E-03
4.709858E-03 -3.034827E+00 8.378912E-03

Long-line equivalent matrices for line length = 1.00000000E+02 kilometers follow.
The cascading of 2**3 equal section of length 1.25000000E+01 kilometers each was involved in this calculation.

Transfer admittance matrix, in units of [mhos] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 2.168136E-03
-2.255343E-02

2 -4.113631E-04 2.068422E-03
7.893607E-03 -2.263795E-02

3 -3.181858E-04 -4.113631E-04 2.168136E-03
7.758657E-03 7.893607E-03 -2.255343E-02

Two times the shunt admittance matrix, in units of [mhos] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.
The sum of the two equal shunt admittances at both terminals, or its inverse, printed to conform to the EMTP input format.

1 8.058011E-08
4.090278E-04

2 2.397421E-08 7.921266E-08
-8.803538E-05 4.169899E-04

3 2.607750E-08 2.397421E-08 8.058011E-08
-8.666596E-05 -8.803538E-05 4.090278E-04

Transfer admittance matrix, in units of [mhos] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 1.374290E-03
 -6.884353E-03
 1 1.759236E-05 -1.167539E-04
 -6.408712E-05 3.406007E-05
 2 4.670489E-05 2.515202E-03 8.787381E-05
 4.727899E-05 -3.043022E-02 8.408178E-05

Two times the shunt admittance matrix, in units of [mhos] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.
 The sum of the two equal shunt admittances at both terminals, or its inverse, printed to conform to the EMTP input format.

0 1.294749E-07
 2.365240E-04
 1 -1.902572E-06 3.088624E-06
 -1.099786E-06 -1.784311E-06
 2 1.903729E-06 5.544898E-08 -3.089570E-06
 -1.097783E-06 4.992607E-04 -1.782671E-06

Transfer impedance matrix, in units of [ohms] for the system of equivalent phase conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.126564E+01
 6.826018E+01
 2 8.302960E+00 1.074380E+01
 3.577868E+01 6.844498E+01
 3 8.577737E+00 8.302960E+00 1.126564E+01
 3.549051E+01 3.577868E+01 6.826018E+01

Half of the shunt impedance matrix, in units of [ohms] for the system of equivalent phase conductors.
 Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.
 The sum of the two equal shunt admittances at both terminals, or its inverse, printed to conform to the EMTP input format.

1 9.344637E-01
 -2.761907E+03
 2 6.899641E-01 8.913911E-01
 -7.402830E+02 -2.710718E+03
 3 7.126489E-01 6.899641E-01 9.344637E-01
 -7.445320E+02 -7.402830E+02 -2.761907E+03

Transfer impedance matrix, in units of [ohms] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

```

0 2.788080E+01
1.396870E+02

1 -3.763384E-03 -1.176482E-01
-3.087908E-01 5.725749E-02

2 2.693023E-01 2.697141E+00 1.084105E-01
1.511362E-01 3.263916E+01 7.325755E-02

```

Half of the shunt impedance matrix, in units of [ohms] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
 Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.
 The sum of the two equal shunt admittances at both terminals, or its inverse, printed to conform to the EMTP input format.

```

0 2.315158E+00
-4.228242E+03

1 -1.599249E+01 1.232332E+01
-9.258578E+00 -7.115754E+00

2 1.601441E+01 2.225804E-01 -1.232408E+01
-9.220613E+00 -2.003144E+03 -7.114428E+00

```

Comment card. NUMDCD = 42.
 Blank card terminating frequency cards.
 Blank card ending "LINE CONSTANTS" cases.
 Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. -----

```

|C LÍNEA TRANSPUESTA CONTINUAMENTE POR ESO UN CERO EN LA COLUMNA 70 (PAG. 21-10)
|BLANK CARD TERMINATING FREQUENCY CARDS
|BLANK CARD TERMINATING LINE CONSTANTS CASES
-----
Totals 10.970 0.000 10.970

```

ARCHIVOS DE RESULTADOS PARA EL ANALISIS DE TRANSITORIOS

a) LÍNEA CONVENCIONAL

```

--- 145 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.
Alternative Transients Program (ATP), Watcom translation. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.
Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 14-Nov-04 20.16.32 Name of disk plot file is C:\000\TTE04CU.pl4
Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTF User Group in Portland, Oregon, USA. Program is no older than Sept., 1998.
Total size of LABCOM tables = 3639004 INTEGER words. VARDIM List Sizes follow: 8002 15000 15000 340 60000 1200
13140 120000 2250 1900 360 900 36400 255 129K 384 45 254 240000 100000 3000 15000 160K 24 30000 10000 600 252000
-----
Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character
0 1 2 3 4 5 6 7 8
01234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
|C data:C:\000\TTE04CU.DAT
|C *****
Comment card. NUMDCD = 1.
Comment card. NUMDCD = 2.
|C *****

```


Comment card.	NUMDCD = 53.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Comment card.	NUMDCD = 57.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Comment card.	NUMDCD = 61.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Comment card.	NUMDCD = 65.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Comment card.	NUMDCD = 69.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Comment card.	NUMDCD = 73.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Comment card.	NUMDCD = 77.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Comment card.	NUMDCD = 79.				
Series R-L-C.	2.656E+00 6.052E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	2.656E+00 6.052E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	2.656E+00 6.052E-02 0.000E+00				
Comment card.	NUMDCD = 83.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Comment card.	NUMDCD = 84.				
Series R-L-C.	5.440E-01 1.761E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	5.440E-01 1.761E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	5.440E-01 1.761E-02 0.000E+00				
Comment card.	NUMDCD = 88.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Comment card.	NUMDCD = 89.				
Series R-L-C.	8.090E-01 4.313E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	8.090E-01 4.313E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	8.090E-01 4.313E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	5.000E-01 8.167E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	5.000E-01 8.169E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	5.000E-01 8.167E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	6.740E-01 3.261E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	6.740E-01 3.261E-02 0.000E+00				
Series R-L-C.	6.740E-01 3.261E-02 0.000E+00				
Comment card.	NUMDCD = 99.				
Reference branch.	Copy (NOA , N1A)				
Continuation of reference branch copying.					
Continuation of reference branch copying.					
Series R-L-C.	0.000E+00 5.659E+00 0.000E+00				
Series R-L-C.	0.000E+00 5.659E+00 0.000E+00				
Series R-L-C.	0.000E+00 5.659E+00 0.000E+00				

C PARTE CINCO					
1N4A	N5A	N0A	N1A		
2N4B	N5B	N0B	N1B		
3N4C	N5C	N0C	N1C		
C PARTE SEIS					
1N5A	N6A	N0A	N1A		
2N5B	N6B	N0B	N1B		
3N5C	N6C	N0C	N1C		
C PARTE SIETE					
1N6A	N7A	N0A	N1A		
2N6B	N7B	N0B	N1B		
3N6C	N7C	N0C	N1C		
C PARTE OCHO					
1N7A	N8A	N0A	N1A		
2N7B	N8B	N0B	N1B		
3N7C	N8C	N0C	N1C		
C PARTE NUEVE					
1N8A	N9A	N0A	N1A		
2N8B	N9B	N0B	N1B		
3N8C	N9C	N0C	N1C		
C PARTE DIEZ					
1N9A	N10A	N0A	N1A		
2N9B	N10B	N0B	N1B		
3N9C	N10C	N0C	N1C		
C LINEA DE TRANSMISION	TTH-TUL 1 Y 2				
C LINEA DE TRANSMISION	TTH-TUL 1 Y 2				
C LINEA DE TRANSMISION	TTH-TUL 1 Y 2				
TTHA	TULA	2.656022.816			
TTHB	TULB	2.656022.816			
TTHC	TULC	2.656022.816			
C LINEA DE TRANSMISION	TTH-TEX 1 Y 2				
C LINEA DE TRANSMISION	TTH-TEX 1 Y 2				
TTHA	TEXA	0.54406.6400			
TTHB	TEXB	0.54406.6400			
TTHC	TEXC	0.54406.6400			
C EQUIVALENTES DE THEVENIN					
C EQUIVALENTES DE THEVENIN					
TULSA	TULA	0.809016.260			
TULSB	TULB	0.809016.260			
TULSC	TULC	0.809016.260			
TTESA	TTEA	0.500030.790			
TTESB	TTEB	0.500030.790			
TTESC	TTEC	0.500030.790			
TEXSA	TEXA	0.674012.295			
TEXSB	TEXB	0.674012.295			
TEXSC	TEXC	0.674012.295			
C REACTORES DE LINEA EN TTE					
N10A			2133.3		
N10B			2133.3		
N10C			2133.3		

N2B	*N3B	*
N2C	*N3C	*
N3A	*N4A	*
N3B	*N4B	*
N3C	*N4C	*
N4A	*N5A	*
N4B	*N5B	*
N4C	*N5C	*
N5A	*N6A	*
N5B	*N6B	*
N5C	*N6C	*
N6A	*N7A	*
N6B	*N7B	*
N6C	*N7C	*
N7A	*N8A	*
N7B	*N8B	*
N7C	*N8C	*
N8A	*N9A	*
N8B	*N9B	*
N8C	*N9C	*
N9A	*N10A	*
N9B	*N10B	*
N9C	*N10C	*
N10A	TERRA *N9A	*TTEA *
N10B	TERRA *N9B	*TTEB *
N10C	TERRA *N9C	*TTEC *
TTH	TERRA *N0A	*TTULA *TEXA *
TTLA	TTHA *TULSA *	
TTHB	TERRA *N0B	*TTULB *TEXB *
TULB	TTHB *TULSB *	
TTHC	TERRA *N0C	*TTULC *TEXC *
TULC	TTHC *TULSC *	
TEXA	TTHA *TEXSA *	
TEXB	TTHB *TEXSB *	
TEXC	TTHC *TEXSC *	
TULSA	TULA *	
TULB	TULB *	
TULSC	TULC *	
TTESA	TTEA *	
TTEA	N10A	*TTESA *
TTEB	TTEB *	
TTEB	N10B	*TTESB *
TTEC	TTEC *	
TTEC	N10C	*TTESC *
TEXSA	TEXA *	
TEXSB	TEXB *	
TEXSC	TEXC *	
TERRA	N10A	*N10B *N10C *TTHA *TTHB *TTHC *

Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch. All flows are away from a bus, and the real part, magnitude, or "P" is printed above the imaginary part, the angle, or "Q". The first solution frequency = 6.0000000E+01 Hertz.

Bus K	Bus M	Rectangular	Polar	Phasor node voltage	Phasor branch current	Rectangular	Polar	Power flow	Power loss
								P and Q	P and Q
TTHA		321542.96373934 -47721.72336002	325064.97875152 -8.4419164			-1240.185963338 213.50168639823	1258.4292565556 170.2321067	-.20448086933E9 -.47330767752E7	.210307948931E7 18066212.9623571
TTHB		329708.15213482 -19992.70089958	330313.75035475 -3.4700280			1240.1859633378 -213.5016863982	1258.4292565556 -9.7678933	.206583948817E9 .227992897376E8	
TTHC		-202099.7066118 -254603.5133264	325064.97875152 -128.4419164			804.99086584058 967.2817064683	1258.4292565556 50.2321067	-.20448086933E9 -.47330767752E7	.210307948931E7 18066212.9623570
TTHD		-182168.2629367 -275539.2851338	330313.75035475 -123.4700280			-804.9908658406 -967.2817064683	1258.4292565556 -129.7678933	.206583948817E9 .227992897376E8	
TTHC		-119443.2571275 302325.23668641	325064.97875152 111.5580836			435.19509749722 -1180.783392867	1258.4292565556 -69.7678933	-.20448086933E9 -.47330767752E7	.210307948931E7 18066212.9623571
TTHC		-147539.8891981 295531.98603337	330313.75035475 116.5299720			-435.1950974972 1180.7833928665	1258.4292565556 110.2321067	.206583948817E9 .227992897376E8	
TTHA		321542.96373934 -47721.72336002	325064.97875152 -8.4419164			-2542.672433596 347.93035313139	2566.3668161814 172.2082381	-.41709113309E9 .47330767752E7	.179145690877E7 21866312.2688540
TEXA		325236.43508801 -31027.65251305	326713.10645462 -5.4495418			2542.6724335956 -347.9303531314	2566.3668161814 -7.7917619	.418882589997E9 .171332354936E8	
TTHB		-202099.7066118 -254603.5133264	325064.97875152 -128.4419164			1572.6527413573 2028.0537444305	2566.3668161814 52.2082381	-.41709113309E9 .47330767752E7	.179145690877E7 21866312.2688540
TEXB		-189488.9528401 -266149.188766	326713.10645462 -125.4495418			-1572.652741357 -2028.05374443	2566.3668161814 -127.7917619	.418882589997E9 .171332354936E8	
TTHC		-119443.2571275 302325.23668641	325064.97875152 111.5580836			970.0196922383 -2375.984097562	2566.3668161814 -67.7917619	-.41709113309E9 .47330767752E7	.179145690877E7 21866312.2688540
TEXC		-135747.4822479 297176.84127903	326713.10645462 114.5504582			-970.0196922383 2375.9840975619	2566.3668161814 112.2082381	.418882589997E9 .171332354936E8	
TULSA		334183. 0.0	334183. 0.0			1240.1859633378 -213.5016863982	1258.4292565556 -9.7678933	.207224532893E9 .356743170328E8	640584.0763739 12875027.2952282
TULB		329708.15213482 -19992.70089958	330313.75035475 -3.4700280			-1240.185963338 213.50168639823	1258.4292565556 170.2321067	-.20658394882E9 -.22799289738E8	
TULSB		-167091.5 -289410.9675129	334183. -120.0000000			-804.9908658406 -967.2817064683	1258.4292565556 -129.7678933	.207224532893E9 .356743170328E8	640584.0763739 12875027.2952282

TULB	-182168.2629367	330313.75035475	804.99086584058	1258.4292565556	-20658394882E9
	-275539.2851338	-123.4700280	967.2817064683	50.2321067	-22799289738E8
TULSC					
	-167091.5	334183.	-435.1950974972	1258.4292565556	.2072245328935E9
	289410.9675129	120.0000000	1180.7833928665	110.2321067	.356743170328E8
TULC	-147539.8891981	330313.75035475	435.19509749722	1258.4292565556	-20658394882E9
	295531.98603337	116.5299720	-1180.783392867	-69.7678933	-22799289738E8
TTESA	304939.21494914	335326.	0.0	0.0	0.0
	139483.3375791	24.5800000	0.0	0.0	0.0
TTEA	304939.21494914	335326.	0.0	0.0	0.0
	139483.3375791	24.5800000	0.0	0.0	0.0
TTEB	-31673.49372643	335326.	0.0	0.0	0.0
	-333826.7755456	-95.4200000	0.0	0.0	0.0
	-31673.49372643	335326.	0.0	0.0	0.0
	-333826.7755456	-95.4200000	0.0	0.0	0.0
TTEC	-273265.7212227	335326.	0.0	0.0	0.0
	194343.43796649	144.5800000	0.0	0.0	0.0
TTEC	-273265.7212227	335326.	0.0	0.0	0.0
	194343.43796649	144.5800000	0.0	0.0	0.0
TEXSA	331228.	331228.	2542.6724335956	2566.3668161814	.421102152417E9
	0.0	0.0	-347.9303531314	-7.7917619	.576221375035E8
TEXA	325236.43508801	326713.10645462	-2542.672433596	2566.3668161814	-41888259E9
	-31027.65251305	-5.4495418	347.93035313141	172.2082381	-17133235494E8
TEXSB	-165614.	331228.	-1572.652741357	2566.3668161814	.421102152417E9
	-286851.8624447	-120.0000000	-2028.05374443	-127.7917619	.576221375035E8
TEXB	-189488.9528401	326713.10645462	1572.6527413573	2566.3668161814	-41888259E9
	-266149.188766	-125.4495418	2028.0537444305	52.2082381	-17133235494E8
TEXSC	-165614.	331228.	-970.0196922383	2566.3668161814	.421102152417E9
	286851.8624471	120.0000000	2375.9840975619	112.2082381	.576221375035E8
TEXC	-135747.4822479	326713.10645462	970.01969223829	2566.3668161814	-41888259E9
	297176.84127903	114.5504582	-2375.984097562	-67.7917619	-17133235494E8
TTHA	321542.96373934	325064.97875152	3782.8583969334	3824.293867665	.621572002416E9
	-47721.72336002	-8.4419164	-561.4320395296	-8.4419164	0.0
TERRA	0.0	0.0	-3782.858396933	3824.293867665	0.0
	0.0	0.0	561.43203952963	171.5580836	0.0

TTHB	-202099.7066118	325064.97875152	-2377.643607198	3824.293867665	.621572002416E9	.621572002416E9
	-254603.5133264	-128.4419164	-2995.335450899	-128.4419164	0.0	0.0
TERRA	0.0	0.0	2377.6436071979	3824.293867665	0.0	0.0
	0.0	0.0	2995.3354508988	51.5580836	0.0	0.0
TTHC	-119443.2571275	325064.97875152	-1405.214789736	3824.293867665	.621572002416E9	.621572002416E9
	302325.23668641	111.5580836	3556.7674904284	111.5580836	0.0	0.0
TERRA	0.0	0.0	1405.2147897355	3824.293867665	0.0	0.0
	0.0	0.0	-3556.767490428	-68.4419164	0.0	0.0

Total network loss P-loss by summing injections = 1.884980055932E+09

Output for steady-state phasor switch currents.

Node-K	Node-M	I-real	I-imag	I-magn	Degrees	Power	Reactive
TTHA	NOA	Open	Open	Open	Open	Open	Open
TTHB	NOB	Open	Open	Open	Open	Open	Open
TTHC	NOC	Open	Open	Open	Open	Open	Open
TTEA	N10A	Open	Open	Open	Open	Open	Open
TTEB	N10B	Open	Open	Open	Open	Open	Open
TTEC	N10C	Open	Open	Open	Open	Open	Open

Solution at nodes with known voltage. Nodes that are shorted together by switches are shown as a group of names, with the printed result applying to the composite group. The entry "MVA" is $\text{SQRT}(P^{**2} + Q^{**2})$ in units of power, while "P.F." is the associated power factor.

Node name	Source Rectangular	Source node voltage Polar	Injected source Rectangular	Injected source current Polar	Injected P and Q	source power MVA and P.F.
TULSA	334183.	334183.	1240.1859633378	1258.4292565556	.207224532893E9	.210272832122E9
	0.0	0.0	-213.5016863982	-9.7678933	.356743170328E8	0.98555031
TULSB	-167091.5	334183.	-804.9908658406	1258.4292565556	.207224532893E9	.210272832122E9
	-289410.9675129	-120.0000000	-967.2817064683	-129.7678933	.356743170328E8	0.98555031
TULSC	-167091.5	334183.	-435.1950974972	1258.4292565556	.207224532893E9	.210272832122E9
	289410.9675129	120.0000000	1180.7833928665	110.2321067	.356743170328E8	0.98555031
TTESA	304939.21494914	335326.	0.0	0.0	0.0	0.0
	139483.3375791	24.5800000	0.0	0.0	0.0	0.0
TTESB	-31673.49372643	335326.	0.0	0.0	0.0	0.0
	-333826.7755456	-95.4200000	0.0	0.0	0.0	0.0
TTESC	-273265.7212227	335326.	0.0	0.0	0.0	0.0
	194343.43796649	144.5800000	0.0	0.0	0.0	0.0
TEXSA	331228.	331228.	2542.6724335956	2566.3668161814	.421102152417E9	.425026273895E9
	0.0	0.0	-347.9303531314	-7.7917619	.576221375035E8	0.9907673

TEXSB -165614. 331228. -1572.652741357 2566.3668161814 .421102152417E9 .425026273895E9
-286851.8624447 -120.0000000 -2028.05374443 -127.7917619 .576221375035E8 0.9907673

TEXSC 286851.86244471 120.0000000 331228. -970.0196922383 2566.3668161814 .421102152417E9 .425026273895E9
286851.86244471 120.0000000 2375.9840975619 112.2082381 .576221375035E8 0.9907673

Comment card. NUMDCD = 139.
Card of names for time-step loop output.
Card of names for time-step loop output.
Blank card ending requests for output variables. |BLANK

Column headings for the 27 EMTP output variables follow. These are divided among the 5 possible classes as follows

Step Time TTHA TTHB TTHC TTEA TTEB TTEC TTEA TTEB TTEC TTEA TTEB TTEC TTEA TTEB TTEC
N0A N0B N0C N10A N10B N10C N10A N10B N10C N10A N10B N10C N10A N10B N10C N10A N10B N10C
N5B N5C TTEA TTEB TTEC TTEA TTEB TTEC TTEA TTEB TTEC TTEA TTEB TTEC TTEA TTEB TTEC
N0A N0B N0C N10A N10B N10C N10A N10B N10C N10A N10B N10C N10A N10B N10C N10A N10B N10C
N5A

0 0.0 0.0 321542.964 -202099.71 -119443.26 304939.215 -31673.494 -273265.72 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
-273265.72 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 321542.964 -202099.71 -119443.26 304939.215 -31673.494

% % % % % % Suspended simulation; plot data space exhausted; SPY SPACE is required. LIMBUF = 240000.
% % % % % % Suspended simulation; plot data space exhausted; SPY SPACE is required. LIMBUF = 240000.
% % % % % % Suspended simulation; plot data space exhausted; SPY SPACE is required. LIMBUF = 240000.
+++ Time-sharing disabled. Send user-keyed interrupt to silence alarm.
Current values. INDBUF LIMBUF MFLUSH NUMDCD KCARD1 KCARD2

Plot timespan now in memory (in sec) = 0.00000000E+00 143 1 145
+++ Begin plot-data copy from memory to disk. MFLUSH, INDBUF, N4, Tbeg, Tend = 1001 239982 1 -1.000000E+00
1.000000E+19

% % % % % % Suspended simulation; plot data space exhausted; SPY SPACE is required. LIMBUF = 240000.
% % % % % % Suspended simulation; plot data space exhausted; SPY SPACE is required. LIMBUF = 240000.
+++ Time-sharing disabled. Send user-keyed interrupt to silence alarm.
Current values. INDBUF LIMBUF MFLUSH NUMDCD KCARD1 KCARD2

Plot timespan now in memory (in sec) = 8.56800005E-02 143 1 145
+++ Begin plot-data copy from memory to disk. MFLUSH, INDBUF, N4, Tbeg, Tend = 1002 239982 1 -1.000000E+00
1.000000E+19
% % % % % % Final time step, PLTFIL dumps plot data to ".PL4" disk file.
Done dumping plot points to C-like disk file.

23000 .23 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 69872.3316 -311191.86 241595.121 132796.728
 -322232.94 190054.111 190061.763 -325757.89 135875.384 69872.3316 -311191.86 241595.121 190061.763 -325757.89
 135875.384 -269.19236 1273.4551 -1040.3969 385.269342 -1178.3737 831.717316

Blank card terminating all plot cards. |BLANK

Memory storage figures for the preceding, now-completed data case. -----
 A value of "-9999" indicates that no figure is available. 14-Nov-04 20.16.42

	Present figure	Program limit	(name)
Size List 1.	55	8002	(LBUS)
Size List 2.	51	15000	(LBRNCH)
Size List 3.	27	15000	(LDATA)
Size List 4.	9	340	(LEXCT)
Size List 5.	732	60000	(LYMAT)
Size List 6.	6	1200	(LSWTCH)
Size List 7.	59	13140	(LSIZET)
Size List 8.	0	120000	(LPAST)
Size List 9.	0	2250	(LNONL)
Size List 10.	0	1900	(LCHAR)
Size List 11.	0	360	(LSMOUT)
Size List 12.	27	900	(LSIZI2)
Size List 13.	-9999	36400	(LSIZI3)
Size List 14.	-9999	255	(LSTAC)
Size List 15.	-9999	129600	(LCTACS)
Size List 16.	0	384	(LIMASS)
Size List 17.	0	45	(LSYN)
Size List 18.	0	254	(MAXPE)
Size List 19.	23	240000	(LTACST)
Size List 20.	0	100000	(LFSEM)
Size List 21.	0	3000	(LFD)
Size List 22.	0	15000	(LHIST)
Size List 23.	303	160000	(LSIZ23)
Size List 24.	0	24	(LCOMP)
Size List 25.	-9999	30000	(LSPCDM)
Size List 26.	9	10000	(LSIZ26)
Size List 27.	-9999	252000	(LRTACS)
Size List 28.	0	252000	(LITACS)
Size List 29.	-9999	3898204	(LSIZ29)
Size List 30.	0	60	(LSIZ30)
CP sec	8.670	0.000	Real sec
Wait sec	0.660	0.000	Real sec
Node renumbering and phasor solution	0.150	0.000	Real sec
After phasor solution, but before time-step loop	0.660	0.000	Real sec
Integration of equations (time-step loop)	0.170	0.000	Real sec
Plotting or STATISTICS termination overlays			

Totals	10.310	0.000	10.310

 Factors = 420
 No. flops = 6
 No. times = 3
 No. of distinct ALPHANUMERIC data names plus program SPY variables.

History points of distributed lines.
 Number of nonlinear elements.
 Points of nonlinear characteristics.
 Number of Type-59 S.M. outputs.
 Total number of EMTP output variables.
 Working space for batch/SPY plotting.
 S.M./U.M. connections to TACS.
 Character storage in bytes for MODELS.
 Total number of Type-59 S.M. masses.
 Number of Type-59 Synchronous machines.
 Branch and switch power/energy outputs.
 Total floating-point TACS table space.
 Non-copied recursive convolution data.
 Total modal/phase [T] matrix storage.
 Total recursive convolution history.
 Giant vectors for renumbering, phasors.
 Peak phases of compensation for data.
 Total table space for all U.M. usage.
 Square of max number of coupled phases.
 MODELS. Total work space is divided into INTEGER and REAL. 1st, REAL:
 Second and last, statistics for INTEGER work space.
 RAM disk used by "TAPSAV" table saving (limit is "LABCOM" size LTLABL).
 Taku Noda frequency-dependent circuits.
 Second and last, statistics for INTEGER work space.

 Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. -----
 Data input time (through blank card ending branches)
 Node renumbering and phasor solution
 After phasor solution, but before time-step loop
 Integration of equations (time-step loop)
 Plotting or STATISTICS termination overlays

Alternative Transients Program (ATP), Watcom translation. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.
 Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 14-Nov-04 20.16.42 Name of disk plot file is C:4B142016.pl4
 Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTP User Group in Portland, Oregon, USA. Program is no older than Sept., 1998.

Total size of LABCOM tables = 3639004 INTEGER words. VARDIM List Sizes follow : 8002 15000 15000 340 60000 1200
13140 120000 2250 1900 360 900 36400 255 129K 384 45 254 240000 100000 3000 15000 160K 24 30000 10000 600 252000

Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character
0 1 2 3 4 5 6 7 8
0123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

Marker card preceding new EMTp data case. | BEGIN NEW DATA CASE
Blank card to terminate EMTp execution. |

LÍNEA COMPACTA

--- 145 cards of disk file read into card cache cells 1 onward.
Alternative Transients Program (ATP), Watcom translation. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.
Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 14-Nov-04 20.17.31 Name of disk plot file is C:\000\TTE04DU.pl4
Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTp User Group in Portland, Oregon, USA. Program is no older than Sept., 1998.
Total size of LABCOM tables = 3639004 INTEGER words. VARDIM List Sizes follow : 8002 15000 15000 340 60000 1200
13140 120000 2250 1900 360 900 36400 255 129K 384 45 254 240000 100000 3000 15000 160K 24 30000 10000 600 252000

Descriptive interpretation of input data cards. | Input data card images are shown below, all 80 columns, character by character
0 1 2 3 4 5 6 7 8
0123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

Comment card. NUMDCD = 1. | C data:C:\000\TTE04DU.DAT
Comment card. NUMDCD = 2. | C *****
Comment card. NUMDCD = 3. | C * División de Estudios de Posgrado
Comment card. NUMDCD = 4. | C * Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
Comment card. NUMDCD = 5. | C * Maestría en Ingeniería Eléctrica
Comment card. NUMDCD = 6. | C *
Comment card. NUMDCD = 7. | C * Director de tesis: ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA
Comment card. NUMDCD = 8. | C * Alumno: Francisco Bañuelos Ruedas
Comment card. NUMDCD = 9. | C *
Comment card. NUMDCD = 10. | C * TEMA DE TESIS: COMPACTACION DE LINEAS DE TRANSMISION
Comment card. NUMDCD = 11. | C *
Comment card. NUMDCD = 12. | C * CASO: LINEA de 248.8 km 400 kv 1113 kmil
Comment card. NUMDCD = 13. | C * Analisis de sobretensiones en línea
Comment card. NUMDCD = 14. | C * LINEA COMPACTA
Comment card. NUMDCD = 15. | C * FECHA: / SEP / 2004
Comment card. NUMDCD = 16. | C *
Comment card. NUMDCD = 17. | C *****
Comment card. NUMDCD = 18. | C *****
Marker card preceding new EMTp data case. | BEGIN NEW DATA CASE
Comment card. NUMDCD = 20. | C Arco secundario TEX-TTH-TTE-TUL
Comment card. NUMDCD = 21. | C


```

Comment card. NUMDCD = 22.
Comment card. NUMDCD = 23.
Comment card. NUMDCD = 24.
Misc. data. 1.000E-05 2.300E-01 6.000E+01
Comment card. NUMDCD = 26.
Comment card. NUMDCD = 27.
Comment card. NUMDCD = 28.
Misc. data. ***** 1 1 0 1 0 1 0 0
Comment card. NUMDCD = 30.
Comment card. NUMDCD = 31.
Comment card. NUMDCD = 32.
Comment card. NUMDCD = 33.
Comment card. NUMDCD = 34.
Comment card. NUMDCD = 35.
Comment card. NUMDCD = 36.
1st of PI-ckt. 2.831E+00 4.537E-02 2.695E-07
2.090E+00 2.375E-02-5.790E-08 2.700E+00 4.537E-02
2.158E+00 2.356E-02-5.690E-08 2.090E+00 2.375E-02
Comment card. NUMDCD = 40.
Comment card. NUMDCD = 41.
Reference branch. Copy (N0A , N1A )
Continuation of reference branch copying.
Continuation of reference branch copying.
Comment card. NUMDCD = 45.
Reference branch. Copy (N0A , N1A )
Continuation of reference branch copying.
Continuation of reference branch copying.
Comment card. NUMDCD = 49.
Reference branch. Copy (N0A , N1A )
Continuation of reference branch copying.
Continuation of reference branch copying.
Comment card. NUMDCD = 53.
Reference branch. Copy (N0A , N1A )
Continuation of reference branch copying.
Continuation of reference branch copying.
Comment card. NUMDCD = 57.
Reference branch. Copy (N0A , N1A )
Continuation of reference branch copying.
Continuation of reference branch copying.
Comment card. NUMDCD = 61.
Reference branch. Copy (N0A , N1A )
Continuation of reference branch copying.
Continuation of reference branch copying.
Comment card. NUMDCD = 65.
Reference branch. Copy (N0A , N1A )
Continuation of reference branch copying.
Continuation of reference branch copying.
Comment card. NUMDCD = 69.
Reference branch. Copy (N0A , N1A )
Continuation of reference branch copying.

```

IC PRIMERA TARJETA DE DATOS MISCELANEOS
IC dt t x c EPSILN TOLMAT TSTART
IC -----
IC 1.0E-5 0.23 60. 0.
IC SEGUNDA TARJETA DE DATOS MISCELANEOS
IC IOUT IPLOT IDOUBL KSOUT MAXOUT IPUN MEMSAV ICAT NENERG IPRSUP
IC -----
IC 100000 1 1 1 1 1
IC LINEA DE TRANSMISION TTH-TTE
IC 27-32
IC PARTE UNO
IC circuito equivalente PI DE APP RULE BOOK SEC 4-B
IC -----
IC 2.830817.105.26950
IC 2.08968.9553-.05792.700217.1050.2747
IC 2.15838.8829-.05692.08968.9553-.05792.830817.0570.2694
IC PARTE DOS
IC -----
IC 1N1A N2A N0A N1A
IC 2N1B N2B N0B N1B
IC 3N1C N2C N0C N1C
IC PARTE TRES
IC 1N2A N3A N0A N1A
IC 2N2B N3B N0B N1B
IC 3N2C N3C N0C N1C
IC PARTE CUATRO
IC 1N3A N4A N0A N1A
IC 2N3B N4B N0B N1B
IC 3N3C N4C N0C N1C
IC PARTE CINCO
IC 1N4A N5A N0A N1A
IC 2N4B N5B N0B N1B
IC 3N4C N5C N0C N1C
IC PARTE SEIS
IC 1N5A N6A N0A N1A
IC 2N5B N6B N0B N1B
IC 3N5C N6C N0C N1C
IC PARTE SIETE
IC 1N6A N7A N0A N1A
IC 2N6B N7B N0B N1B
IC 3N6C N7C N0C N1C
IC PARTE OCHO
IC 1N7A N8A N0A N1A
IC 2N7B N8B N0B N1B
IC 3N7C N8C N0C N1C
IC PARTE NUEVE
IC 1N8A N9A N0A N1A
IC 2N8B N9B N0B N1B

Continuation of reference branch copying.
 Comment card. NUMDCD = 73.
 Reference branch. Copy (NOA , N1A)
 Continuation of reference branch copying.
 Continuation of reference branch copying.
 Comment card. NUMDCD = 77.
 Comment card. NUMDCD = 78.
 Comment card. NUMDCD = 79.
 Series R-L-C. 2.656E+00 6.052E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 2.656E+00 6.052E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 2.656E+00 6.052E-02 0.000E+00
 Comment card. NUMDCD = 83.
 Comment card. NUMDCD = 84.
 Series R-L-C. 5.440E-01 1.761E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 5.440E-01 1.761E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 5.440E-01 1.761E-02 0.000E+00
 Comment card. NUMDCD = 88.
 Comment card. NUMDCD = 89.
 Series R-L-C. 8.090E-01 4.313E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 8.090E-01 4.313E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 8.090E-01 4.313E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 5.000E-01 8.167E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 5.000E-01 8.169E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 5.000E-01 8.167E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 6.740E-01 3.261E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 6.740E-01 3.261E-02 0.000E+00
 Series R-L-C. 6.740E-01 3.261E-02 0.000E+00
 Comment card. NUMDCD = 99.
 Series R-L-C. 0.000E+00 5.659E+00 0.000E+00
 Series R-L-C. 0.000E+00 5.659E+00 0.000E+00
 Series R-L-C. 0.000E+00 5.659E+00 0.000E+00
 Comment card. NUMDCD = 103.
 Series R-L-C. 8.500E+01 0.000E+00 0.000E+00
 Series R-L-C. 8.500E+01 0.000E+00 0.000E+00
 Series R-L-C. 8.500E+01 0.000E+00 0.000E+00
 Blank card ending branches. IBR, NTOT = 51 55
 Comment card. NUMDCD = 108.
 Comment card. NUMDCD = 109.
 Switch. 1.33E-01 1.00E+04 0.00E+00 0.00E+00
 Switch. 1.33E-01 1.00E+04 0.00E+00 0.00E+00
 Switch. 1.33E-01 1.00E+04 0.00E+00 0.00E+00
 Switch. 3.33E-02 1.00E+04 0.00E+00 0.00E+00
 Switch. 3.33E-02 1.00E+04 0.00E+00 0.00E+00
 Switch. 3.33E-02 1.00E+04 0.00E+00 0.00E+00
 Comment card. NUMDCD = 116.
 Comment card. NUMDCD = 117.
 Comment card. NUMDCD = 118.
 Comment card. NUMDCD = 119.
 Comment card. NUMDCD = 120.
 Comment card. NUMDCD = 121.

3N8C N9C N0C N1C
 IC PARTE DIEZ
 1N9A N10A N0A N1A
 2N9B N10B N0B N1B
 3N9C N10C N0C N1C
 IC aaaaaabbbbb
 IC LINEA DE TRANSMISION TTH-TUL 1 Y 2
 IC aaaaaabbbbb
 TTHA TULA 2.656022.816
 TTHB TULB 2.656022.816
 TTHC TULC 2.656022.816
 IC LINEA DE TRANSMISION TTH-TEX 1 Y 2
 IC aaaaaabbbbb
 TTHA TEXA 0.54406.6400
 TTHB TEXB 0.54406.6400
 TTHC TEXC 0.54406.6400
 IC EQUIVALENTES DE THEVENIN
 IC aaaaaabbbbb
 TULSA TULA 0.809016.260
 TULSB TULB 0.809016.260
 TULSC TULC 0.809016.260
 TTESA TTEA 0.500030.790
 TTESB TTEB 0.500030.798
 TTESC TTEC 0.500030.790
 TEXSA TEXA 0.674012.295
 TEXSB TEXB 0.674012.295
 TEXSC TEXC 0.674012.295
 IC REACTORES DE LINEA EN TTE
 N10A 2133.3
 N10B 2133.3
 N10C 2133.3
 IC CARGA EN TTH 630 MW POR CADA LINEA DE TTH A TTE
 TTHA 85.000
 TTHB 85.000
 TTHC 85.000
 BLANK CARD TERMINATING BRANCH CARDS
 IC --- interruptores
 IC aaaaaabbbbb
 TTHA N0A 0.1333 9999
 TTHB N0B 0.1333 9999
 TTHC N0C 0.1333 9999
 TTEA N10A 0.0333 9999
 TTEB N10B 0.0333 9999
 TTEC N10C 0.0333 9999
 IC TTHA M0A 0.02 9999
 IC TTHB M0B 0.02 9999
 IC TTHC M0C 0.02 9999
 IC TTEA M10A 0.12 9999
 IC TTEB M10B 0.12 9999
 IC TTEC M10C 0.12 9999

Blank card ending switches.
 Comment card. NUMDCD = 123.
 Comment card. NUMDCD = 124.
 Comment card. NUMDCD = 125.
 Source. 3.35E+05 6.00E+01 2.46E+01 -1.00E+00
 Source. 3.35E+05 6.00E+01 2.65E+02 -1.00E+00
 Source. 3.35E+05 6.00E+01 1.45E+02 -1.00E+00
 Comment card. NUMDCD = 129.
 Source. 3.34E+05 6.00E+01 0.00E+00 -1.00E+00
 Source. 3.34E+05 6.00E+01 2.40E+02 -1.00E+00
 Source. 3.34E+05 6.00E+01 1.20E+02 -1.00E+00
 Comment card. NUMDCD = 133.
 Source. 3.31E+05 6.00E+01 0.00E+00 -1.00E+00
 Source. 3.31E+05 6.00E+01 2.40E+02 -1.00E+00
 Source. 3.31E+05 6.00E+01 1.20E+02 -1.00E+00
 Comment card. NUMDCD = 137.
 Blank card ends electric network sources.

Blank card TERMINATING SWITCH CARDS
 C --- especificacion de la fuente fundamental
 C aaaaaaxx-----
 C TTE
 C TUL
 C TEX
 C The beginning of a machine cards
 BLANK RECORD ENDING ALL BREAKERS

 335326. 60. 24.58 -1.
 335326. 60. 264.58 -1.
 335326. 60. 144.58 -1.
 334183. 60. 0.00 -1.
 334183. 60. 240.00 -1.
 334183. 60. 120.00 -1.
 331228. 60. 0.00 -1.
 331228. 60. 240.00 -1.
 331228. 60. 120.00 -1.

List of input elements that are connected to each node. Only the physical connections of multi-phase lines are shown (capacitive and inductive coupling are ignored). Repeated entries indicate parallel connections. Switches are included, although sources (including rotating machinery) are omitted -- except that U.M. usage produces extra, internally-defined nodes "UMXXXX".

From bus name | Names of all adjacent busses.

N0A	IN1A	*TTHA	*
N1A	IN0A	*N2A	*
N0B	IN1B	*TTHB	*
N1B	IN0B	*N2B	*
N0C	IN1C	*TTHC	*
N1C	IN0C	*N2C	*
N2A	IN1A	*N3A	*
N2B	IN1B	*N3B	*
N2C	IN1C	*N3C	*
N3A	IN2A	*N4A	*
N3B	IN2B	*N4B	*
N3C	IN2C	*N4C	*
N4A	IN3A	*N5A	*
N4B	IN3B	*N5B	*
N4C	IN3C	*N5C	*
N5A	IN4A	*N6A	*
N5B	IN4B	*N6B	*
N5C	IN4C	*N6C	*
N6A	IN5A	*N7A	*
N6B	IN5B	*N7B	*
N6C	IN5C	*N7C	*
N7A	IN6A	*N8A	*
N7B	IN6B	*N8B	*
N7C	IN6C	*N8C	*
N8A	IN7A	*N9A	*
N8B	IN7B	*N9B	*

```

N8C      |N7C      |N9C      |N8C      |N9C      |N7C      |N9C      |
N9A      |N8A      |*N10A    |*N10A    |*N10A    |*N10A    |*N10A    |
N9B      |N8B      |*N10B    |*N10B    |*N10B    |*N10B    |*N10B    |
N9C      |N8C      |*N10C    |*N10C    |*N10C    |*N10C    |*N10C    |
N10A     |TERRA   |*N9A     |*TTEA    |*TTEA    |*TTEA    |*TTEA    |
N10B     |TERRA   |*N9B     |*TTEB    |*TTEB    |*TTEB    |*TTEB    |
N10C     |TERRA   |*N9C     |*TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |
TTHA     |TERRA   |*N0A     |*TULA    |*TULA    |*TULA    |*TULA    |
TULB     |TTHA    |*TULSA   |*TULB    |*TULB    |*TULB    |*TULB    |
TTHC     |TERRA   |*N0B     |*TULB    |*TULB    |*TULB    |*TULB    |
TULB     |TTHB    |*TULSB   |*TULC    |*TULC    |*TULC    |*TULC    |
TTHC     |TERRA   |*N0C     |*TULC    |*TULC    |*TULC    |*TULC    |
TULC     |TTHC    |*TULSA   |*TULSA   |*TULSA   |*TULSA   |*TULSA   |
TEXA     |TTHA    |*TEXSA   |*TEXSA   |*TEXSA   |*TEXSA   |*TEXSA   |
TEXB     |TTHB    |*TEXSB   |*TEXSB   |*TEXSB   |*TEXSB   |*TEXSB   |
TEXC     |TTHC    |*TEXSC   |*TEXSC   |*TEXSC   |*TEXSC   |*TEXSC   |
TULSA    |TULA    |*TULSA   |*TULSA   |*TULSA   |*TULSA   |*TULSA   |
TULSB    |TULB    |*TULSB   |*TULSB   |*TULSB   |*TULSB   |*TULSB   |
TULSC    |TULC    |*TULSC   |*TULSC   |*TULSC   |*TULSC   |*TULSC   |
TTEA     |TTEA    |*TTEA    |*TTEA    |*TTEA    |*TTEA    |*TTEA    |
TTEB     |TTEB    |*TTEB    |*TTEB    |*TTEB    |*TTEB    |*TTEB    |
TTEC     |TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |
TTEC     |TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |*TTEC    |
TEXA     |TEXA    |*TEXA    |*TEXA    |*TEXA    |*TEXA    |*TEXA    |
TEXS     |TEXS    |*TEXS    |*TEXS    |*TEXS    |*TEXS    |*TEXS    |
TEXS     |TEXS    |*TEXS    |*TEXS    |*TEXS    |*TEXS    |*TEXS    |
TERRA    |TERRA   |*N10A    |*N10B    |*N10C    |*TTHA    |*TTHB    |*TTHC    |

```

Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch.
 is printed above the imaginary part, the angle, or "Q".

Bus K	Bus M	Rectangular	Phasor node voltage	Polar	Rectangular	Phasor branch current	Polar	Rectangular	Phasor branch current	Polar	Power flow P and Q	Power loss P and Q
TTHA		321542.96373934 -47721.72336002	325064.97875152 -8.4419164		-1240.185963338 213.50168639823	1258.4292565556 170.2321067		-20448086933E9 -.47330767752E7	.210307948931E7 18066212.9623571			
	TULA	329708.15213482 -19992.70089958	330313.75035475 -3.4700280		1240.1859633378 -213.5016863982	1258.4292565556 -9.7678933		.206583948817E9 .227992897376E8				
	TTHB	-202099.7066118 -254603.5133264	325064.97875152 -128.4419164		804.99086584058 967.2817064683	1258.4292565556 50.2321067		-.20448086933E9 -.47330767752E7	.210307948931E7 18066212.9623570			
	TULB	-182168.2629367 -275539.2851338	330313.75035475 -123.4700280		-804.9908658406 -967.2817064683	1258.4292565556 -129.7678933		.206583948817E9 .227992897376E8				
	TTHC	-119443.2571275 302325.23668641	325064.97875152 111.5580836		435.19509749722 -1180.783392867	1258.4292565556 -69.7678933		-.20448086933E9 -.47330767752E7	.210307948931E7 18066212.9623571			

TTEC	-333826.7755456	-95.4200000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	-273265.7212227	335326.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	194343.43796649	144.5800000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TTEC	-273265.7212227	335326.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	194343.43796649	144.5800000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TEXSA	331228.	331228.	0.0	0.0	2542.6724335956	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814
	0.0	0.0	0.0	0.0	-347.9303531314	-7.7917619	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381
TEXB	-165614.	331228.	0.0	0.0	-2542.6724335956	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814
	0.0	0.0	0.0	0.0	347.93035313141	-7.7917619	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381	172.2082381
TEXC	-135747.4822479	326713.10645462	0.0	0.0	-1572.652741357	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814
	297176.84127903	114.5504582	0.0	0.0	-2028.05374443	-127.7917619	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381
TTHA	321542.96373934	325064.97875152	0.0	0.0	1572.6527413573	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814
	-47721.72336002	-8.4419164	0.0	0.0	2028.0537444305	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381	52.2082381
TTEC	-202099.7066118	325064.97875152	0.0	0.0	-970.0196922383	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814
	-254603.5133264	-128.4419164	0.0	0.0	2375.9840975619	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381	112.2082381
TTEC	0.0	0.0	0.0	0.0	970.01969223829	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814	2566.3668161814
	0.0	0.0	0.0	0.0	-2375.984097562	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619	-67.7917619
TTEC	0.0	0.0	0.0	0.0	3782.8583969334	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665
	0.0	0.0	0.0	0.0	-561.4320395296	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164	-8.4419164
TTEC	0.0	0.0	0.0	0.0	-3782.858396933	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665
	0.0	0.0	0.0	0.0	561.43203952963	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836	171.5580836
TTEC	-119443.2571275	325064.97875152	0.0	0.0	-2377.643607198	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665
	302325.23668641	111.5580836	0.0	0.0	-2995.335450899	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164	-128.4419164
TTEC	0.0	0.0	0.0	0.0	2377.6436071979	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665
	0.0	0.0	0.0	0.0	2995.3354508988	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836	51.5580836
TTEC	-119443.2571275	325064.97875152	0.0	0.0	-1405.2147897355	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665
	302325.23668641	111.5580836	0.0	0.0	3556.7674904284	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836	111.5580836
TTEC	0.0	0.0	0.0	0.0	1405.2147897355	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665	3824.293867665
	0.0	0.0	0.0	0.0	-3556.767490428	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164	-68.4419164
Total network loss P-loss by summing injections = 1.884980055932E+09																		

Output for steady-state phasor switch currents.

Node-K	Node-M	I-real	I-imag	I-magn	Degrees	Power	Reactive
TTHA	N0A	Open	Open	Open	Open	Open	Open
TTHB	N0B	Open	Open	Open	Open	Open	Open
TTHC	N0C	Open	Open	Open	Open	Open	Open

```

TTEA  N10A  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open
TTEB  N10B  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open
TTEC  N10C  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open  Open

```

Solution at nodes with known voltage. Nodes that are shorted together by switches are shown as a group of names, with the printed result applying to the composite group. The entry "MVA" is $\sqrt{P^{*2} + Q^{*2}}$ in units of power, while "P.F." is the associated power factor.

Node name	Source Rectangular	Source node voltage Polar	Injected source Rectangular	Injected source current Polar	Injected source P and Q	Open	Open	Open	Open	Open	Open
TULSA	334183. 0.0	334183. 0.0	1240.1859633378 -213.5016863982	1258.4292565556 -9.7678933	.207224532893E9 .356743170328E8	.210272832122E9	0.9855031				
TULSB	-167091.5 -289410.9675129	334183. -120.0000000	-804.9908658406 -967.2817064683	1258.4292565556 -129.7678933	.207224532893E9 .356743170328E8	.210272832122E9	0.9855031				
TULSC	-167091.5 289410.9675129	334183. 120.0000000	-435.1950974972 1180.7833928665	1258.4292565556 110.2321067	.207224532893E9 .356743170328E8	.210272832122E9	0.9855031				
TTESA	304939.21494914 139483.3375791	335326. 24.5800000	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0	0.0				
TTESB	-31673.49372643 -333826.7755456	335326. -95.4200000	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0	0.0				
TTESC	-273265.7212227 194343.43796649	335326. 144.5800000	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0	0.0				
TEXSA	331228. 0.0	331228. 0.0	2542.6724335956 -347.9303531314	2566.3668161814 -7.7917619	.421102152417E9 .576221375035E8	.425026273895E9	0.9907673				
TEXSB	-165614. -286851.8624447	331228. -120.0000000	-1572.652741357 -2028.05374443	2566.3668161814 -127.7917619	.421102152417E9 .576221375035E8	.425026273895E9	0.9907673				
TEXSC	-165614. 286851.86244471	331228. 120.0000000	-970.0196922383 2375.9840975619	2566.3668161814 112.2082381	.421102152417E9 .576221375035E8	.425026273895E9	0.9907673				

```

Comment card.  NUMDCD = 139.
Comment card.  NUMDCD = 140.
Card of names for time-step loop output.
Card of names for time-step loop output.
Blank card ending requests for output variables. |BLANK

```

Column headings for the 27 EMT output variables follow. These are divided among the 5 possible classes as follows
 First 21 output variables are electric-network voltage differences (upper voltage minus lower voltage);
 Next 6 output variables are branch currents (flowing from the upper node to the lower node);

Step	Time	TTEA	TTEB	TTEC	TTEA	TTEB	TTEC	TTEA	TTEB	TTEC	TTEA	TTEB	TTEC	TTEA	TTEB	TTEC
		N0A	N0B	N0C	N0A	N0B	N0C	N0A	N0B	N0C	N0A	N0B	N0C	N0A	N0B	N0C
		N5B	N5C	N10A	N10B	N10C	N10A	N10B	N10C	N10A	N10B	N10C	N10A	N10B	N10C	N10A

```

TTEC      TTHA      TTHB      TTHC      TTEA      TTEB      TTEC
NOA      NOB      NOC      NOA      NOB      NOC
0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0      0.0
321542.964 -202099.71 -119443.26 304939.215 -31673.494 -273265.72 -273265.72 -202099.71 -119443.26 304939.215 -31673.494
-273265.72 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
Close switch "TTEA" to "N10A" after 3.331000000E-02 sec.
Close switch "TTEB" to "N10B" after 3.331000000E-02 sec.
Close switch "TTEC" to "N10C" after 3.331000000E-02 sec.
% % % % % Suspended simulation; plot data space exhausted; SPY SPACE is required. LIMBUF = 240000.
% % % % % Suspended simulation; plot data space exhausted; SPY SPACE is required. LIMBUF = 240000.
+++ Time-sharing disabled. Send user-keyed interrupt to silence alarm.
Current values. INDBUF LIMBUF MFLUSH NUMDCD KCARD1 KCARD2
239982 50 240000 1000 143 145
1.00000E+19

```

```

Plot timespan now in memory (in sec) = 0.000000000E+00
++++ Begin plot-data copy from memory to disk. MFLUSH, INDBUF, N4, Tbeg, Tend = 1001 239982 1 -1.0000000E+00
1.00000E+19
***
***
***
% % % % % Suspended simulation; plot data space exhausted; SPY SPACE is required. LIMBUF = 240000.
% % % % % Suspended simulation; plot data space exhausted; SPY SPACE is required. LIMBUF = 240000.
+++ Time-sharing disabled. Send user-keyed interrupt to silence alarm.
Current values. INDBUF LIMBUF MFLUSH NUMDCD KCARD1 KCARD2
239982 50 240000 1001 143 145
Plot timespan now in memory (in sec) = 8.56800005E-02
++++ Begin plot-data copy from memory to disk. MFLUSH, INDBUF, N4, Tbeg, Tend = 1002 239982 1 -1.0000000E+00
1.00000E+19

```

```

% % % % % Final time step, PLTFIL dumps plot data to ".PL4" disk file.
Done dumping plot points to C-like disk file.
23000 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
-323043.4 192664.676 185925.362 -326094.33 140119.601 72370.9894 -311742.26 239228.974 185925.362 -326094.33
140119.601 -374.20508 1411.51269 -1042.7192 557.523662 -1320.522 768.019409
Blank card terminating all plot cards. |BLANK

```

```

Memory storage figures for the preceding, now-completed data case.
A value of "-9999" indicates that no figure is available.
Size List 1. Number of electric network nodes.
Size List 2. Number of electric network branches.
Size List 3. Number of data values in R, L, C tables.
Size List 4. Number of electric network sources.
Size List 5. Storage for [Y] and triangularized [Y]. No. times = 3 Factors = 420
Size List 6. Number of entries in switch table. No. flops = 6
Size List 7. Number of distinct ALPHANUMERIC data names plus program SPY variables.
Size List 8. History points of distributed lines.
Size List 9. Number of nonlinear elements.
Size List 10. Points of nonlinear characteristics.
Size List 11. Number of Type-59 S.M. outputs.

```

```

-----
Present figure Program limit (name)
14-Nov-04 20.17.42
55 8002 (LBUS)
51 15000 (LBRNCH)
27 15000 (LDATA)
9 340 (LEXCT)
732 60000 (LYMAT)
6 1200 (LSWTCH)
59 13140 (LSIZE7)
0 120000 (LPAST)
0 2250 (LNONL)
0 1900 (LCHAR)
0 360 (LSMOUT)

```


Size List 12. Total number of EMTp output variables. 27 900 (LSIZ12)

Size List 13. Working space for batch/SPY plotting. -9999 36400 (LSIZ13)

Size List 14. S.M./U.M. connections to TACS. -9999 255 (LBSTAC)

Size List 15. Character storage in bytes for MODELS. -9999 129600 (LCTACS)

Size List 16. Total number of Type-59 S.M. masses. 0 384 (LIMASS)

Size List 17. Number of Type-59 Synchronous machines. 0 45 (LSYN)

Size List 18. Branch and switch power/energy outputs. 0 254 (MAXPE)

Size List 19. Total floating-point TACS table space. 23 240000 (LTACST)

Size List 20. Non-copied recursive convolution data. 0 100000 (LFSEM)

Size List 21. Total modal/phase [T] matrix storage. 0 3000 (LFD)

Size List 22. Total recursive convolution history. 0 15000 (LHIST)

Size List 23. Giant vectors for renumbering, phasors. 303 160000 (LSIZ23)

Size List 24. Peak phases of compensation for data. 0 24 (LCOMP)

Size List 25. Total table space for all U.M. usage. -9999 30000 (LSPCUM)

Size List 26. Square of max number of coupled phases. 9 10000 (LSIZ26)

Size List 28. MODELS. Total work space is divided into INTEGER and REAL. 1st, REAL: -9999 252000 (LRTACS)

Size List 29. RAM disk used by "TAPSAV" table statistics for INTEGER work space. 0 252000 (LITACS)

Size List 30. Taku Noda frequency-dependent circuits. -9999 3898204 (LSIZ29)

Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. -----

Data input time (through blank card ending branches) 0 60 (LSIZ30)

Node renumbering and phasor solution CP sec Wait sec Real sec

After phasor solution, but before time-step loop 8.890 0.000 8.890

Integration of equations (time-step loop) 0.640 0.000 0.640

Plotting or STATISTICS termination overlays 0.080 0.000 0.080

0.610 0.000 0.610

0.120 0.000 0.120

Totals 10.340 0.000 10.340

Alternative Transients Program (ATP), Watcom translation. All rights reserved by Can/Am user group of Portland, Oregon, USA.
 Date (dd-mth-yy) and time of day (hh.mm.ss) = 14-Nov-04 20.17.42 Name of disk plot file is C:4B142017.pl4
 Consult the 860-page ATP Rule Book of the Can/Am EMTp User Group in Portland, Oregon, USA. Program is no older than Sept., 1998.
 Total size of LABCOM tables = 3639004 INTEGER words. VARDIM List Sizes follow : 8002 15000 15000 340 60000 1200
 13140 120000 2250 1900 360 900 36400 255 129K 384 45 254 240000 100000 3000 15000 160K 24 30000 10000 600 252000

-----+-----
 Descriptive interpretation of input data cards. | 0 1 2 3 4 5 6 7 8
 0123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
 -----+-----

Marker card preceding new EMTp data case. | BEGIN NEW DATA CASE
 Blank card to terminate EMTp execution. |

ANEXO No. 2

DERECHOS DE VÍA. NRF-014-CFE-2001

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD



DERECHOS DE VÍA

NRF-014-CFE-2001

P R E F A C I O

Esta **norma de referencia** ha sido elaborada de acuerdo con las Reglas de Operación del Comité de Normalización de CFE (CONORCFE), habiendo participado en la aprobación de la misma las áreas de CFE y organismos miembros del CONORCFE, indicados a continuación:

Asociación de Normalización y Certificación

Cámara Nacional de la Industria de la Transformación

Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas

Centro Nacional de Control de Energía de CFE

Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas

Coordinación de Transmisión y Transformación de CFE

Dirección General de Normas

Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos y Electricistas de la República Mexicana

Gerencia de Abastecimientos de CFE

Instituto de Investigaciones Eléctricas

Luz y Fuerza del Centro

Subdirección de Construcción de CFE

Subdirección de Distribución de CFE

Subdirección de Generación de CFE

Universidad Nacional Autónoma de México

La presente **norma de referencia** será actualizada y revisada tomando como base las observaciones que se deriven de la aplicación de la misma, en el ámbito de CFE. Dichas observaciones deben enviarse a la **Gerencia de LAPEM**, quien por medio de su Departamento de Normalización y Metrología, coordinará la revisión.

Esta norma de referencia revisa y sustituye a los documentos normalizados CFE, relacionados con el derecho de vía (CFE L0000-10), que se hayan publicado.

La entrada en vigor de esta norma de referencia será 60 días después de la publicación de su declaratoria de vigencia en el Diario Oficial de la Federación.

Nota: Esta Norma de Referencia es vigente a partir del 25 de septiembre del 2002

CONTENIDO

1	OBJETIVO	1
2	CAMPO DE APLICACIÓN	1
3	REFERENCIAS	1
4	DEFINICIONES	1
4.1	Línea de Transmisión Aérea	1
4.2	Derecho de Vía	1
4.3	Eje del Trazo Topográfico	1
4.4	Claro	1
4.5	Claro Medio Horizontal o Claro de Viento de una Estructura	1
4.6	Claro Vertical o Claro de Masa de una Estructura	1
4.7	Flecha	1
4.8	Zona Urbana	1
4.9	Zona Rural	1
4.10	Tensión Eléctrica	1
4.11	Tensión Eléctrica de un Circuito no Conectado a Tierra	1
4.12	Tensión Eléctrica de un Circuito Efectivamente Conectado a Tierra	1
4.13	Presión de Viento en Cables	1
5	CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES	2
5.1	Objetivos del Derecho de Vía	2
5.2	Requisitos que Deben Cumplirse para que el Derecho de Vía sea Funcional	2
5.3	Parámetros que Influyen en la Determinación del Ancho del Derecho de Vía	2
5.4	Tipos de Derechos de Vía	2
5.5	Procedimiento para Calcular el Ancho del Derecho de Vía	2
5.6	Derecho de Vía en Terrenos: Plano, con Lomas o Montañoso	3
5.7	Valores Típicos de Derechos de Vía, para las Estructuras y Características de Diseño Normalizadas	4
5.8	Formas de Construir el Derecho de Vía	5
5.9	Conservación del Derecho de Vía	5

5.10	Uso Compartido con Ductos Metálicos _____	6
6	BIBLIOGRAFÍA _____	6
7	CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES _____	6
APÉNDICE A	EJEMPLO DE DETERMINACIÓN DEL ANCHO DEL DERECHO DE VÍA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 115 kV. CON ESTRUCTURAS TIPO H, DE UN CIRCUITO SEMIFLEXIBLE, EN ZONA URBANA _____	10
APÉNDICE B	EJEMPLO DE DETERMINACIÓN DEL ANCHO DEL DERECHO DE VÍA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 kV DE DOS CIRCUITOS EN ZONA URBANA CON ESTRUCTURA 2410SMP _____	11
APÉNDICE C	EJEMPLO DE UNA DETERMINACIÓN DEL ANCHO DEL DERECHO DE VÍA DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 400 kV, UN CIRCUITO EN UNA ZONA RURAL CON TORRES AUTOSOPORTADAS _____	12
TABLA 1	Valores de las constantes K1 y K2 _____	3
TABLA 2	Separación horizontal mínima de conductores a edificios, construcciones y cualquier Otro obstáculo _____	4
TABLA 3	Anchos del derecho de vía en líneas aéreas con estructuras tipo rural _____	8
TABLA 4	Anchos del derecho de vía en líneas aéreas normalizadas con estructuras tipo urbano _____	9
FIGURA 1	Flecha _____	7
FIGURA 2	Integración del derecho de vía _____	7

1 OBJETIVO

Esta norma de referencia tiene por objeto unificar los criterios de las diversas áreas de CFE, para determinar, obtener y conservar los derechos de vía que se requieren para el adecuado diseño, construcción, operación y mantenimiento de sus líneas aéreas.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

En líneas aéreas de distribución, subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en todo el país, tanto existentes como futuras.

3 REFERENCIAS

NOM-008-SCFI-1993; Sistema General de Unidades de Medida.

NRF-015-CFE-2001; Requerimientos para la Construcción en Paralelo y Cruces de Ductos Metálicos con Líneas de Transmisión de 115 kV y Mayores.

NRF-013-CFE-2001; Señales de Seguridad e Higiene

NOTA: En caso de que los documentos anteriores sean revisados o modificados debe tomarse en cuenta la edición en vigor o la última edición en la fecha de apertura de las propuestas de la licitación, salvo que la CFE indique otra cosa.

4 DEFINICIONES

Para los efectos de esta norma de referencia, se dan las siguientes definiciones:

4.1 Línea de Transmisión Aérea

Es aquella que está constituida por conductores desnudos o aislados, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras o postes, con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores.

4.2 Derecho de Vía

Es una franja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el central longitudinal de las estructuras o con el del trazo topográfico.

4.3 Eje del Trazo Topográfico

Es la línea imaginaria que une las marcas de referencia fijas, establecidas en el terreno, que define la trayectoria de un levantamiento topográfico.

4.4 Claro

Es la parte de una línea aérea comprendida entre dos estructuras consecutivas.

4.5 Claro Medio Horizontal o Claro de Viento de una Estructura

Es la semi-suma de los valores de los dos claros adyacentes a la estructura de referencia.

4.6 Claro Vertical o Claro de Masa de una Estructura

Es el valor de la distancia horizontal existente entre los dos puntos más bajos de las catenarias adyacentes a la estructura de referencia.

4.7 Flecha

Es la vertical medida del punto más bajo del conductor al punto medio a la línea recta imaginaria que une los dos soportes del conductor. Véase figura 1.

4.8 Zona Urbana

Son las localidades o áreas con 5000 habitantes o más; o bien, las cabeceras municipales independientemente del número de habitantes.

4.9 Zona Rural

Son las localidades o áreas con menos de 5000 habitantes.

4.10 Tensión Eléctrica

Es la diferencia de potencial en valor eficaz entre dos fases.

Las tensiones son valores nominales, a menos que se indique otra cosa.

La tensión nominal de un sistema o circuito, es el valor de designación del mismo, al que están referidas ciertas características de operación.

La tensión de operación puede variar arriba o abajo de este valor.

4.11 Tensión Eléctrica de un Circuito no Conectado a Tierra

Es la tensión nominal entre dos fases cualesquiera del circuito.

4.12 Tensión Eléctrica de un Circuito Efectivamente Conectado a Tierra

Es la tensión nominal entre cualquier fase del circuito y tierra.

4.13 Presión de Viento en Cables

Es la fuerza que ejerce el viento sobre el área proyectada del cable en un plano vertical.

5 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES**5.1 Objetivos del Derecho de Vía**

Los objetivos del derecho de vía son: disponer del área bajo las líneas, que permita su adecuada operación con la máxima confiabilidad y el menor índice de salidas, en beneficio del servicio público eléctrico; facilitar su inspección y mantenimiento con las mínimas interferencias; proporcionar la seguridad necesaria a los residentes que se ubiquen en la vecindad de los conductores, para evitar la posibilidad de accidentes, debido a una tensión eléctrica mortal por contacto directo, o por fenómenos de inducción.

5.2 Requisitos que Deben Cumplirse para que el Derecho de Vía sea Funcional

Dentro del área que ocupa el derecho de vía, no deben existir obstáculos ni construcciones de ninguna naturaleza pudiéndose aceptar vialidades y áreas verdes que contengan árboles que en su edad adulta no rebasen los 2 m; así también se pueden aceptar estacionamientos previa autorización técnica-jurídica de la CFE, siendo obligación del arrendatario o dueño del estacionamiento el contar con un seguro de responsabilidad civil por daños a terceros en sus bienes y personas, previendo daños por la caída de cables y/o estructuras; debiendo cumplir con los lineamientos de seguridad establecidos por CFE. Así mismo, podrá autorizar la instalación de áreas verdes, recreativas, vialidades y de beneficio social, siempre que estas no impliquen la construcción de edificaciones ni obstaculicen o pongan en riesgo la correcta operación de las líneas y a la población en general. En estos casos la CFE quedará exenta de cualquier responsabilidad jurídica.

5.3 Parámetros que Influyen en la Determinación del Ancho del Derecho de Vía

El ancho del derecho de vía está integrado por el doble de la suma de las siguientes distancias: separación horizontal mínima eléctrica de seguridad (distancia A); proyección horizontal de la flecha del conductor y de la longitud de la cadena de aisladores de suspensión (en su caso), según el ángulo de oscilación que produce la presión del viento (distancia B); del eje de la estructura al conductor extremo en reposo (distancia C); (véase figura 2). Estos parámetros varían de acuerdo con: la tensión eléctrica nominal, el calibre del conductor, la magnitud de la presión del viento, el tipo de estructura, la zona en que se localice y la altitud respecto al nivel del mar en que se ubique.

5.4 Tipos de Derechos de Vía

Para aplicar esta norma de referencia y efectuar el cálculo del derecho de vía requerido, se debe considerar la zona en que se localice la línea aérea.

- a) Derecho de vía en zona urbana.
- b) Derecho de vía en zona rural.

Además de considerar el tipo de terreno donde pasa la línea aérea.

- a) Terreno plano.
- b) Terreno montañoso o con lomas.

5.5 Procedimiento para Calcular el Ancho del Derecho de Vía**5.5.1 Aplicación**

Los requisitos de esta sección, se refieren a la separación de los conductores energizados desnudos, cables de guarda con o sin fibras ópticas, mensajeros, retenidas y neutros, de una línea con respecto a edificios, construcciones, árboles y cualquier otro obstáculo.

5.5.2 Consideraciones sobre la proyección horizontal de la flecha del conductor y de la longitud de la cadena de aisladores en suspensión

- a) Debe suponerse el conductor desplazado de su posición en reposo por una presión de viento de 284 Pa con flecha final a 16 °C. Esta presión de viento puede reducirse a 196 Pa en áreas protegidas por edificios, construcciones, bosques u otros obstáculos.

En zonas urbanas normalmente se puede considerar la presión de viento reducida, ya que la irregularidad en la parte superior de las construcciones ocasiona turbulencias que reducen la velocidad del viento.

- b) El desplazamiento del conductor debe incluir la inclinación de la cadena de aisladores de suspensión con movimiento libre cuando éstos se utilizan.

Para calcular este desplazamiento puede utilizarse la siguiente fórmula:

$$\tan \alpha = \frac{(CMH)(PV)(K1)(\phi c)}{(CV)(K2)(Wc) + (0,5)(Wa)}$$

Donde:

α = ángulo de desplazamiento del conductor y de la cadena de aisladores de suspensión, cuando estos se utilicen, en grados

CMH = claro medio horizontal o claro de viento de una estructura, en m

PV = presión de viento, en Pa

ϕc = diámetro del conductor, en m

CV = claro vertical o claro de masa en una estructura, en m

- Wc = peso unitario del conductor, en N/m
 Wa = Peso de la cadena de aisladores y del sistema de soporte, en N
 K1 = Constante debida a la presión del viento
 K2 = Constante debida a la masa del conductor

TABLA 1- Valores de las constantes K1 y K2

Conductores por fase	K1	K2
1	1	1
2	1.5	2
3	2.5	3

NOTAS:

- La presión de viento sobre la cadena y el sistema de soporte, se desprecia.
- Cuando se utilicen aisladores de los tipos *añil*, poste o cualquier otro, que no permitan el desplazamiento del soporte del conductor, se debe omitir el segundo sumando del denominador.
- En líneas con dos conductores por fase dispuestos horizontalmente, la presión de viento actúa sobre 1,5 veces el área proyectada de uno de los conductores.
- Para líneas de más de tres conductores por fase, se deben calcular los valores de K1 y K2.

5.5.3 Separación horizontal mínima eléctrica de seguridad de conductores energizados a edificios construcciones, árboles y cualquier otro obstáculo

- a) La separación horizontal de los conductores a la superficie de edificios, construcciones, anuncios, chimeneas, antenas, tanques de agua, árboles y cualquier otro obstáculo no debe ser menor que la que indica la tabla 2.
- b) Cuando los edificios pasen de 3 pisos o 15 m de altura, se recomienda que entre el conductor energizado más cercano al edificio, se deje un espacio libre de cuando menos 1,80 m adicional a lo indicado en la tabla 2, con objeto de facilitar la colocación de escaleras en caso de incendio.
- c) Las distancias mencionadas en los incisos a y b, que son de seguridad, no implican que se permita construir o instalar objeto alguno dentro del derecho de vía.

5.6 Derecho de Vía en Terrenos: Plano, con Lomas o Montañoso

5.6.1 Terreno plano

Cuando la longitud de los claros es aproximadamente igual al claro base indicado en las tablas 3 y 4, el ancho del derecho de vía seleccionado se debe aplicar a todo lo largo de la línea

de transmisión y cuando no se cumpla se debe efectuar el estudio del caso específico.

5.6.2 Terreno con lomas o montañoso, en zonas rurales

En terrenos con lomas y/o montañosos, debe procurarse un ancho de derecho de vía uniforme a lo largo de la línea.

Sin embargo, en claros excesivamente grandes o cortos, puede ser necesario modificar el ancho del derecho de vía, de conformidad con las características particulares del terreno en el claro de que se trate, aplicando el criterio descrito en el inciso 5.3 de esta norma.

Donde el libramiento real del conductor al piso, es mayor a la suma del libramiento vertical mínimo normalizado del conductor al piso más la altura máxima alcanzada por los árboles circundantes en edad madura, se puede reducir el derecho de vía de acuerdo con el área técnica.

En estas áreas, en las partes cercanas a las estructuras se recomienda conservar el derecho de vía normalizado, evitando hacerlo en la parte baja de la flecha del conductor.

5.6.3 Derecho de vía en terrenos con pendientes

5.6.3.1 Terreno con pendiente longitudinal al eje del trazo topográfico

En terrenos con pendiente longitudinal al eje del trazo topográfico o de la línea, el ancho del derecho de vía se debe medir como si se tratara de terreno plano, refiriéndose a las tablas 3 y 4.

TABLA 2 - Separación horizontal mínima de conductores a edificios, construcciones y cualquier otro obstáculo

Tensión nominal entre fases (V)	Distancia horizontal mínima "A" (m)
De 150 a 600	1,0
Hasta 6 600	1,20
13 800	1,35
23 000	1,40
34 500	1,45
69 000	1,80
85 000	2,00
115 000	2,30
138 000	2,40
150 000	2,40
161 000	2,90
230 000	3,20
400 000	4,00

NOTAS:

- 1) Las distancias indicadas en la tabla 2, se incrementarán 1 % por cada 100 m de altitud que supere los 1000 msnm.
- 2) Los cables de comunicación y mensajeros, deben guardar una distancia mínima de 1 m con el obstáculo más cercano.
- 3) Para tensiones de 34,5 kV o menores, cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1 m, siempre que los conductores tengan aislamiento para prevenir un corto-circuito en caso de un contacto momentáneo a tierra.

5.6.3.2 Terreno con pendiente transversal al eje del trazo topográfico

En terrenos con pendiente transversal al trazo del eje de la línea, el ancho del derecho de vía corresponde a la proyección horizontal del terreno, es decir, la dimensión a medir sobre el terreno, debe ser la que resulte de dividir el ancho calculado del derecho de vía, entre el coseno del ángulo de inclinación del terreno respecto a la horizontal.

5.6.4 Terrenos en zonas conflictivas**5.6.4.1 Recomendaciones para modificar el derecho de vía en zonas conflictivas**

En terrenos urbanos o rurales con serios problemas para la obtención del derecho de vía, es factible aplicar, previo estudio técnico económico, una o más de las siguientes medidas, con objeto de reducir el ancho necesario para el paso de la línea.

- a) Considerar la instalación de conductores aislados o semiaislados para cada tensión.
- b) Instalar contrapesos en los puntos de soporte oscilantes de los conductores, previa verificación de la capacidad de carga vertical.
- c) Limitar en alguna otra forma la oscilación transversal de los conductores (entre otros: la instalación de cadenas de aisladores en "V" o aisladores tipo poste).
- d) Utilizar disposición vertical de los conductores.
- e) Reducir la flecha, incrementando la tensión mecánica de los cables, previo estudio de flechas y tensiones.
- f) Reducir la longitud de los claros.
- g) Cambio de la trayectoria del trazo original de la línea.
- n) Instalar estructuras más altas cuidando libramientos mínimos de seguridad vertical.
- i) Cambio de tipo de estructura.

Cuando exista la necesidad de instalar una línea o darle mantenimiento en las zonas conflictivas, se debe elaborar un convenio técnico-jurídico entre CFE y el (los) afectado(s).

5.7 Valores Típicos de Derechos de Vía, para las Estructuras y Características de Diseño Normalizadas**5.7.1 Aplicación**

Con objeto de facilitar la selección del ancho del derecho de vía, para líneas aéreas con estructuras normalizadas, cuyas características de diseño, son las más usuales en CFE se adjuntan las tablas 3 y 4, que muestran los valores normalizados para el ancho del derecho de vía en terreno plano así como las principales características de identificación que sirvieron de base para la elaboración de dichas tablas.

La tabla 3 contiene los valores del ancho del derecho de vía, para líneas con estructuras tipo rural y la tabla 4, para líneas con estructuras tipo urbano.

5.7.2 Casos especiales

Los valores de anchos del derecho de vía indicados en las tablas 3 y 4 son válidos únicamente para las características de las líneas normalizadas que ahí se muestran. Para líneas donde se utilice otro tipo de estructura, valores de claro, flechas o conductores diferentes. El ancho del derecho de vía debe calcularse aplicando el procedimiento establecido en el inciso 5.3

5.8 Formas de Constituir el Derecho de Vía

La forma de constituir el derecho de vía de las líneas de conducción de energía eléctrica, puede variar de acuerdo al régimen de tenencia de la tierra de los terrenos que se requieran para tal efecto, el área encargada de la ejecución del proyecto debe obtener la adquisición de los derechos de vía en los terrenos en donde se construirá la línea, entregando la documentación respectiva que los ampare al terminar de construir la obra.

Fundamentalmente podemos dividir el régimen de tenencia de la tierra en las siguientes categorías:

- a) Propiedad de los particulares.
- b) Propiedad ejidal y comunal.
 - tierras de uso común,
 - tierras destinadas al asentamiento humano,
 - tierras parceladas.
- c) Propiedad de los entes públicos.
 - de la federación.
 - . del dominio directo,
 - . del dominio público,
 - . del dominio privado.
 - de los estados,
 - de los municipios,
 - de otros entes públicos.

5.8.1 Propiedad de los particulares

El derecho de vía de las líneas de transmisión de energía eléctrica pueden establecerse en bienes inmuebles propiedad de los particulares a través de:

- a) Instituciones de derecho público, como la expropiación, limitación de dominio e imposición de modalidades a la propiedad. La expropiación se puede tramitar en la vía federal ante la Secretaría de Desarrollo Social o en la vía local ante la autoridad competente del estado que se trate.

- b) Actos regulados por el derecho privado, como la compraventa, donación, servidumbre de paso y permuta.

5.8.2 Propiedad ejidal y comunal

Actualmente, la Ley Agraria permite que el derecho de vía de las líneas de transmisión de energía eléctrica se pueda establecer mediante:

- a) Instituciones de derecho público, como la expropiación, limitación de dominio e imposición de modalidades a la propiedad, que deben gestionarse ante la Secretaría de la Reforma Agraria.
- b) Actos regulados por el derecho privado que no impliquen la transmisión del dominio de la tierra, como los contratos de servidumbre de paso, arrendamiento y comodato. Dichos contratos se celebran con el ejido o comunidad, excepto que se trate de tierras parceladas, en cuyo caso, podrán firmarse con los titulares de las parcelas.
- c) Actos regulados por el derecho privado que impliquen la transferencia de la propiedad de la tierra, como los contratos de compraventa y permuta, que sólo podrán celebrarse hasta que se adquiera el dominio pleno sobre las parcelas, respetando el derecho del tanto que consigna la ley de la materia.

5.8.3 Propiedad de los entes públicos

A fin de constituir el derecho de vía de las líneas de transmisión de energía eléctrica puede acudirse a:

- a) Instituciones de derecho público, como el cambio de destino, por decreto del ejecutivo federal, o acuerdo de la legislatura local, según corresponda.
- b) Contratos de compraventa, donación y permuta, entre otros actos jurídicos.

5.9 Conservación del Derecho de Vía

Deben prevverse las medidas necesarias para conservar el derecho de vía en condiciones tales que en forma plena y permanente, cumpla su función. Para lo anterior se requiere:

5.9.1 Inspecciones periódicas del Derecho de Vía

Deben efectuarse en forma programada, registrando los tipos de vegetación y usos del suelo.

En zonas urbanas y semiurbanas, se recomienda incrementar la periodicidad de las inspecciones, de tal manera que oportunamente se puedan detectar y reportar las construcciones incipientes que afecten el derecho de vía. Lo anterior con objeto que el área responsable del mantenimiento de la línea, gestione la solución adecuada y oportuna.

5.9.2 Mantenimiento

Para mantener la seguridad operativa de las líneas de transmisión y en la proximidad de los conductores, los árboles deben ser podados para evitar que el movimiento de las ramas o de los propios conductores, pueda ocasionar fallas a tierra o entre fases.

También se recomienda podar los árboles, para evitar que sus ramas al desprenderse puedan caer sobre los conductores, realizando cortes selectivos conforme a la normatividad de impacto ambiental vigente.

5.9.3 Instalación de avisos

En cruzamientos con vías de comunicación, así como en zonas urbanas y semiurbanas, se deben instalar en la estructura avisos que indiquen el derecho de vía; esto se debe efectuar en líneas de 115 kV o mayores, conforme a la NRF-013-CFE.

5.9.4 Campañas publicitarias

Debido a los problemas de invasión del derecho de vía que a la fecha se han suscitado, se recomienda realizar campañas publicitarias por los distintos medios de comunicación masiva, con objeto de resaltar la importancia de respetar el derecho de vía de las líneas y los peligros que implica su invasión.

5.10 Uso Compartido con Ductos Metálicos

Cuando el derecho de vía sea compartido, se debe utilizar los criterios y guías de seguridad operativa indicadas en la norma de referencia NRF-015-CFE.

6 BIBLIOGRAFÍA

LGEEPA-2000; Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.

NOM-001-SEDE-1999; Instalaciones Eléctricas (Utilización).

NOM-114-ECOL-1998; Que establece las Especificaciones de Protección Ambiental para la Planeación, Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de las Líneas de Transmisión y de Subtransmisión Eléctrica que se Pretendan Ubicar en Áreas Urbanas, Suburbanas, Rurales, Agropecuarias, Industriales, de Equipamiento Urbano o de Servicios y Turísticas.

7 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES

No puede establecerse concordancia con normas internacionales por no existir referencias al momento de la elaboración de la presente norma de referencia.

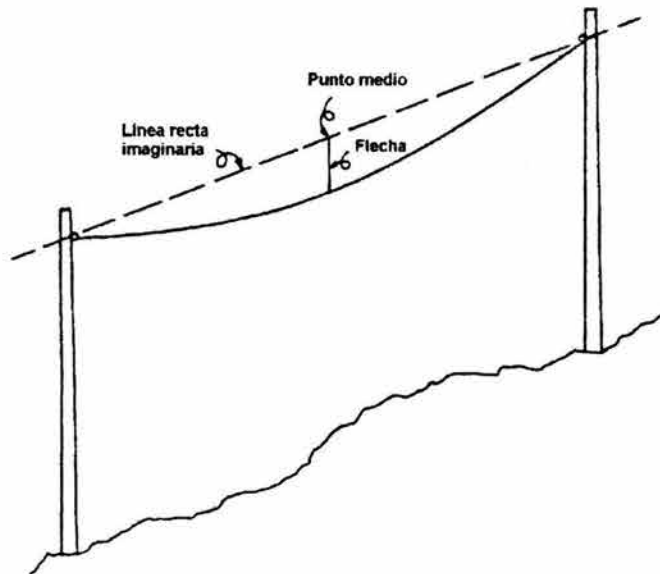


FIGURA 1 – Flecha

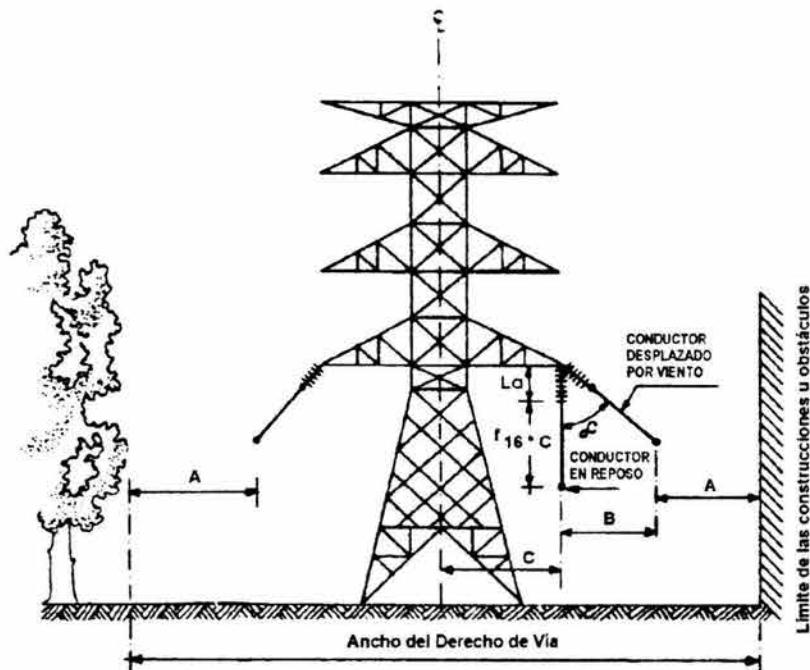


FIGURA 2 – Integración del derecho de vía

Donde:

- A = Separación horizontal mínima de seguridad (véase inciso 5.5.3)
- B = Proyect. horizontal de la flecha más cadena de aisladores (véase inciso 5.5.2,
- C = Distancia del eje de la estructura al conductor externo en reposo
- La = Longitud oscilante de la cadena de aisladores
- $f_{16^\circ C}$ = flecha final a $16^\circ C$.

$$\text{Ancho del derecho de vía} = 2 (A + (La + f_{16^\circ C}) \tan \alpha + C)$$

TABLA 3 – Anchos del derecho de vía en líneas aéreas con estructuras tipo rural

Tensión nominal entre fases (kV)	Número de circuitos	Tipo de estructura	Conductor	Claro base (m)	Flecha final a 16 °C (m)	Longitud de la cadena de aisladores (m)	Distancia de fase extrema al eje de la estructura (m)	Separación mínima horizontal 1) (m)	Ancho del derecho de vía 1) 2) (m)	
			kCA1						Zona urbana 3)	Zona rural 4)
400	1	4BA1	2 X 1113	400	13,35	4,35	10,00	4,00	-	41,00
400	2	AEA2	2 X 1113	400	13,35	4,15	5,00	4,00	-	30,00
400	3	4A23	3 X 1113	430	14,00	3,85	10,16	4,00	-	44,00
400	2	4M2	2 X 1113	430	13,35	4,15	15,54	4,00	-	52,00
400	2	4PS2	2 X 1113	145	7,35	3,68	4,45	4,00	22,00	-
230	1	2M1	1 X 1113	390	10,99	2,96	7,20	3,20	33,00	-
230	2	2M2	1113	450	18,00	2,80	4,00	3,20	-	37,00
230	2	AD42	1113	210	8,00	2,80	4,00	3,20	21,00	-
230	2	2410SMP	1113	190	7,70	2,80	5,40	3,20	21,00	-
115	1	1M1	795	380	10,34	3,20	3,50	2,40	15,00	-
115	2	TASG2P	795	350	10,00	1,51	3,60	2,40	-	21,00
115	2	1210SMP	795	350	5,00	1,51	3,25	2,40	16,00	-
115	1	H	266.8 336.4 477	210	3,01	1,41	4,1	2,30	16	18
85	2	TA – SF	795	300	8,13	1,06	2,35	2	15	17
69	1	H	266.8 336.4	235	3,76	1,12	3,2	1,80	14,5	15,5
34	1	H C	266.8 3/0 1/0	140	1,25	0,75	2,97	1,45	-	13,5
34	1	P C	266.8 3/0 1/0	115 150 175	0,8 1,45 1,93	5)	0,93	1,45	-	8
23	1	H C	266.8 3/0 1/0	140	1,25	0,61	2,97	1,40	-	12
23	1	P C	266.8 3/0 1/0	115 150 175	0,8 1,45 1,93	5)	0,93	1,40	-	8
13	1	H C	266.8 3/0 1/0	155	1,55	0,47	2,97	1,35	-	12
13	1	P C	266.8 3/0 1/0	115 150 175	0,8 1,45 2,28	5)	0,93	1,35	-	9

- NOTAS: 1) Valores aplicados hasta 3000 msnm
2) Redondeado al valor inmediato inferior o superior, en m
3) Presión de viento 196 Pa
4) Presión de viento 284 Pa
5) Aislador tipo alfiler
6) Para tensiones de 34,5 kV o menores, cuando el espacio disponible V permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1 m siempre que los conductores tengan aislamiento para prevenir un corto-circuito en caso de un contacto momentáneo a tierra.

TABLA 4 – Anchos del derecho de vía en líneas aéreas normalizadas con estructuras tipo urbano

Tensión nominal entre fases (kV)	Número de circuitos	Tipo de estructura	Conductor ACSR k C M	Claro base (m)	Flecha final a 16 °C (m)	Longitud de la cadena de aisladores (m)	Distancia de fase extrema al eje de la estructura (m)	Separación mínima horizontal 1) (m)	Ancho del derecho de vía (m)
									1) - 2)
400	2	PATS – 22	2x 1113	175	5,10	3,90	7,15	4,00 4)	26,5
230	1	PATS – 2	900	125	2,65	2,80	4,15	3,20 4)	18
230	2	P A - S	1113	225	7,05	2,55	3,90	3,20	21
230	2	P A - S	1113	225	7,05	5)	3,40	3,20	17
138	2	P A. 2S . 138S	477	100	3,12	1,57	2,45	2,40	13
115	1	P A S. 115P	477	100	3,12	6)	7)	2,30	7,5
115	1	P M O. S. 115P	477	100	3,12	6)	7)	2,30	7,5
115	1	P A. S. 115S	795	100	3,12	1,41	7)	2,30	7,5
115	2	P A. 2S. 115S	795	100	3,12	1,41	2,23	2,30	12,5
115	2	P M O. 2S. 115P	477	100	3,12	6)	1,58	2,30	10,5
85	2	P A – M S	795	160	5,69	1,06	2,05	2,00	13
69	2	P A 2 S. 69P	477	100	3,12	6)	0,99	1,80	8,5
34	1	T G M	266,8 3/0 1/0	60	0,58 0,32 0,32	8)	1,15	1,45	6
23	1	T	266,8 3/0 1/0	60	0,58 0,32 0,32	8)	0,93	1,40	5
13	1	T	266,8 3/0 1/0	60	0,58 0,32 0,32	8)	0,93	1,35	5

- NOTAS:
- 1) Valores aplicados hasta 3000 m
 - 2) Redondeado al valor superior, en m
 - 3) Presión de viento 196 Pa
 - 4) Valores aplicables hasta 1000 msnm
 - 5) Cadenas en "V"
 - 6) Aisladores tipo poste
 - 7) En estas estructuras los conductores van colocados de un solo lado. El eje del derecho de vía coincide con el eje de los conductores
 - 8) Aislador tipo alfiler
 - 9) Para tensiones de 34,5 kV o menores, cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1 m siempre que los conductores tengan aislamiento para prevenir un corto-circuito en caso de un contacto momentáneo a tierra.

APÉNDICE A

EJEMPLO DE DETERMINACIÓN DEL ANCHO DEL DERECHO DE VÍA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 115 KV, CON ESTRUCTURAS TIPO H, DE UN CIRCUITO SEMIFLEXIBLE, EN ZONA URBANA

Datos

Tipo de estructura	HS
1 Conductor ACSR por fase	477 kCM "Hawk"
ϕ_c Diámetro del conductor	0,0218 m
Wc Peso unitario del conductor	9,56 N/m
$f_{16^\circ C}$ Flecha final a 16 °C	3,01 m
PV Presión de viento	196 Pa
CMH Claro medio horizontal	210 m
CV Claro vertical	210 m
Wa Peso de la cadena de aisladores y del sistema de soporte	324 N
La longitud de la cadena de aisladores	1,41 m
Altitud msnm	1000

Cálculo:

De la tabla 1 la separación horizontal mínima es de:

$$1,00 (230) = 230 \text{ cm} = \text{distancia A (véase figura 2)}.$$

La proyección horizontal de la flecha más la cadena de aisladores, esto es, la distancia B resulta.

$$B = (L_a + f_{16^\circ C}) \tan \alpha \text{ aplicando la fórmula del inciso 4.5.2}$$

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{(CMH)(PV)(K1)(\phi_c)}{(CV)(K2)(Wc) + (0,5)(Wa)}$$

sustituyendo valores

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{(210)(196)(1)(0,0218)}{(210)(1)(9,56) + (0,5)(324)} = \tan^{-1} \frac{897,2}{2169,6}$$

$$\alpha = \tan^{-1} 0,4135 = 22,47^\circ$$

Sustituyendo en B tenemos:

$$B = (1,41 + 3,01) \tan (22,47^\circ) = (4,42) (0,4135) = 1,82$$

La distancia C del eje de la estructura al conductor extremo en reposo, en este caso es de:

$$C = 4,1 \text{ m}$$

Por lo tanto:

$$\text{Ancho del derecho de vía} = 2 (A + B + C) = 2(2,30 + 1,82 + 4,1) = 16,44 \text{ m}.$$

APÉNDICE B

EJEMPLO DE DETERMINACIÓN DEL ANCHO DEL DERECHO DE VÍA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 kV DE DOS CIRCUITOS EN ZONA URBANA CON ESTRUCTURA 2410SMP

Datos

Tipo de estructura	2410SMP
1 conductor por fase	1113 ACSR/AS "Bluejay"
ϕ_c Diámetro del conductor	0,032 m
Wc Peso unitario del conductor	18,34 N/m
$f_{16^\circ C}$ Flecha final a 16 °C	7,70 m
PV Presión de viento	196 Pa
CMH Claro medio horizontal	190 m
CV Claro vertical	190 m
Wa Peso de la cadena de aisladores y del sistema de soporte	833 N
La longitud de la cadena de aisladores	2,80 m
Altitud msnm	1000

Cálculo:

De la tabla 1 la separación horizontal mínima es de:

$$1,00 (320) = 320 \text{ cm} = \text{distancia A (véase figura 2)}.$$

La proyección horizontal de la flecha más la cadena de aisladores, esto es, la distancia B resulta.

$$B = (L_a + f_{16^\circ C}) \tan \alpha \text{ aplicando la fórmula del inciso 4.5.2}$$

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{(CMH)(PV)(K1)(\phi_c)}{(CV)(K2)(Wc) + (0,5)(Wa)}$$

sustituyendo valores

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{(190)(196)(1)(0,032)}{(190)(1)(18,34) + (0,5)(833)} = \tan^{-1} \frac{1191,68}{3901,10}$$

$$\alpha = \tan^{-1} 0,30547 = 16,98^\circ$$

Sustituyendo en B tenemos:

$$B = (7,70 + 2,80) \tan (16,98^\circ) = (10,5) (0,30547) = 3,2074 \text{ m}$$

Sustituyendo en C del eje de la estructura del conductor extremo en reposo, en este caso es de:

$$C = 4,00 \text{ m}$$

Por lo tanto:

$$\text{Ancho del derecho de vía} = 2 (A + B + C) = 2(3,20 + 3,2074 + 4,00) = 20,81 \text{ m}.$$

APÉNDICE C

EJEMPLO DE DETERMINACIÓN DEL ANCHO DEL DERECHO DE VÍA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 400 KV.
UN CIRCUITO EN UNA ZONA RURAL CON TORRES AUTOSOPORTADAS

Datos

Tipo de estructura		4BA1
2 conductores ACSR por fase		1113 kCM "Bluejay"
ϕ_c Diámetro de conductores		0,032 m
W_c Peso unitario del conductor		18,34 N/m
$f_{16\text{ °C}}$ Flecha final a 16 °C		13,35 m
PV Presión de viento		284 Pa
CMH Claro medio horizontal		400 m
CV Claro vertical		400 m
W_a Peso de la cadena de aisladores y del sistema de soporte		1452 N
La longitud de la cadena de aisladores		4,35 m
Altitud msnm		1000

Cálculo:

De la tabla 1 la separación horizontal mínima es de:

$$A = 1,00 (400) = 4,00 \text{ m (véase figura 2)}$$

La proyección horizontal de la flecha más la cadena de aisladores, esto es, la distancia B resulta.

$$B = (L_a + f_{16\text{ °C}}) \tan \alpha \text{ aplicando la fórmula del inciso 4.5.2}$$

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{(CMH)(PV)(K1)(\phi_c)}{(CV)(K2)(W_c) + (0,5)(W_a)}$$

sustituyendo valores

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{(400)(284)(1,5)(0,032)}{(400)(2)(18,34) + (0,5)(1452)} = \tan^{-1} \frac{5452,80}{15398}$$

$$\alpha = \tan^{-1} 0,35412 = 19,50^\circ$$

Sustituyendo en B tenemos:

$$B = (13,35 + 4,35) \tan (19,50^\circ) = (17,70) (0,35412) = 6,2679 \text{ m}$$

La distancia C del eje de la estructura al conductor extremo en reposo, en este caso es de:

$$C = 10,00 \text{ m}$$

Por lo tanto:

$$\text{Ancho del derecho de vía} = 2 (A + B + C) = 2(4,00 + 6,2679 + 10,00) = 40,5358 \text{ m.}$$

ANEXO No. 3

EXTRACTO DE LA NORMA NOM-001-SEDE-1999

E. Separación de conductores a edificios, puentes y otras construcciones

922-51. Aplicación. Los requisitos de esta Parte E se refieren a la separación de los conductores desnudos y cables aislados de una línea, con respecto a edificios, puentes, estructuras de una segunda línea próxima u otras construcciones.

922-52. Consideraciones. Las separaciones básicas horizontal y vertical especificadas en esta Parte E, se aplican bajo las siguientes condiciones;

a) Separación horizontal. Debe aplicarse con el conductor desplazado de su posición en reposo por un viento a una presión de 29 kg/m^2 con flecha final y a 16°C . Esta presión de viento puede reducirse a 19 kg/m^2 en áreas protegidas por edificios u otros obstáculos. El desplazamiento del conductor debe incluir la inclinación de la cadena de aisladores de suspensión con movimiento libre, cuando éstos se usen.

b) Separación vertical

1) Temperatura en los conductores de 50°C , con flecha final sin carga, en reposo.

2) Claros básicos como se indica a continuación:

- Hasta de 75 m para la Zona I (véase 922-82).

- Hasta de 100 m para todas las otras zonas.

c) Transición entre separaciones horizontal y vertical. En cualquier punto del edificio o construcción se debe cumplir con las separaciones mínimas horizontales y verticales que indican las tablas correspondientes y el arco comprendido en la proyección de ambas separaciones.

922-53. Separación de conductores a estructuras de otras líneas. Los conductores de una línea que pasen próximos a una estructura de una segunda línea, deben estar separados de cualquier parte de esta estructura por distancias no-menores a las siguientes:

a) Una separación horizontal de 1,50 m para tensiones eléctricas hasta 50 kV a tierra.

b) Una separación vertical de 1,40 m para tensiones eléctricas menores a 22 kV, y de 1,70 m para tensiones entre 22 y 50 kV a tierra.

Excepción: Cuando la tensión eléctrica no excede 300 V a tierra y los cables son de los tipos mencionados en 922-4(b), las separaciones vertical y horizontal pueden ser reducidas a un mínimo de 0,6 y 0,90 respectivamente medidas a 15°C sin deflexión por viento.

NOTA: Las separaciones entre conductores de una línea y conductores de otra línea están dadas en 922-30.

922-54. Separación de conductores a edificios y otras construcciones excepto puentes

a) Cuando los edificios pasen de 3 pisos o 15 m de altura, se recomienda que los conductores dejen un espacio libre de cuando menos 1,8 m entre el conductor más cercano y el edificio, con objeto de facilitar la colocación de escaleras en casos de incendio.

Excepción: Este requisito no se aplica cuando por limitaciones de espacio no es posible ubicar los conductores suministradores en otra disposición.

Por otra parte, las estructuras de la línea deben estar separadas de las tomas de agua contra incendio por una distancia no menor a 1 m.

b) La separación de los conductores a la superficie de los edificios y otras construcciones tales como anuncios, chimeneas, antenas y tanques de agua, no debe ser menor a la indicada en la Tabla 922-54.

c) Cuando la separación anterior no se pueda lograr, los conductores eléctricos deben ser protegidos, o aislados para la tensión eléctrica de operación.

Los cables descritos en 922-4(b)(1), se consideran como protegidos para los efectos de este requisito.

d) Para conductores eléctricos fijados a edificios, véase 922-18.

Tabla 922-54. Separación de conductores (m) a edificios y otras construcciones excepto puentes⁽¹⁾

	Conductores y cables de comunicación, retenidas, mensajeros, cables de guarda, neutros y cables eléctricos aislados ⁽²⁾	Cables suministrador de 0 a 750 V sujetos a lo indicado en 922-4(b)(1)	Partes vivas rígidas de conductores de comunicación de 0 a 750 V no-protegidos	Cables suministradores de más de 750 V sujetos a lo indicado en 922-4 (b)(1) y (2). Conductores suministradores en línea abierta de 0 a 750 V ⁽³⁾	Conductores suministrador de línea abierta de más de 750 V y hasta 22 kV	Partes vivas rígidas no-protegidas de más de 750 V y hasta 22 kV
Edificios Horizontal						
- A paredes salientes	1,40	1,40	1,50	1,70 ^{(4) (7)}	2,30 ⁽⁵⁾	2,00 ⁽⁵⁾
- A ventanas	1,40	1,40	1,50	1,70 ^{(4) (7)}	2,30 ⁽⁵⁾	2,00
-A balcones y áreas accesibles a personas ⁽⁶⁾	1,40	1,40	1,50	1,70 ⁽⁷⁾	2,30	2,00
Vertical						
- Arriba o debajo de techos y salientes no accesibles a personas ⁽⁶⁾	0,90	0,90	3,0	3,2	3,8	3,6
- Arriba o debajo de balcones y techos accesibles a personas ⁽⁶⁾	3,2	3,2	3,4	3,5	4,1	4,0
- Sobretechos accesibles a vehículos pero no sujetos a tránsito	3,2	3,2	3,4	3,5	4,1	4,0
- Sobretechos accesibles a tránsito vehículo	4,7	4,7	4,9	5,0	5,6	5,5
Anuncios, chimeneas, antenas, tanques de agua						
Horizontal	0,90	0,90	1,90	1,70 ^{(4) (7)}	2,30 ⁽⁵⁾	2,00 ⁽⁵⁾
Vertical, arriba, o abajo	0,90	0,90	1,70	1,80	2,45	2,30

Observaciones:

⁽¹⁾ Las tensiones son de fase a tierra para circuitos puestos a tierra efectivamente, así como para aquellos otros circuitos donde todas las fallas a tierra sean aisladas por una rápida desenergización de la sección bajo falla.

tanto en la operación inicial del interruptor como en las subsecuentes. Las tensiones eléctricas son entre fases para circuitos no-puestos a tierra. Efectivamente.

(2) Los conductores neutros a que se refiere esta columna son los descritos en 922-4(d). Los cables eléctricos aislados son los descritos en 922-3(b)(1) de cualquier tensión, así como los descritos en (b)(2) y (b)(3) de la misma Sección, en tensiones de 0 a 750 V.

(3) Los cables aislados de más de 750 V a que se refiere esta columna, son los descritos en 922-4(b)(2) y (3).

(4) Cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1,0 m.

(5) Cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1,50 m. En esta condición el claro interpostal no deberá ser mayor de 50 m.

(6) Un techo, balcón o área es considerada accesible a personas, si el medio de acceso es a través de una puerta, rampa o escalera permanente.

922-55. Separación de conductores a puentes

a) Separaciones básicas. Los conductores eléctricos que pasen abajo, arriba o cerca de un puente, deben tener separaciones vertical y horizontal no-menores a las indicadas en la Tabla 922-55.

Excepción: Este requisito no se aplica a retenidas, mensajeros, cables de guarda, neutros como los descritos en 922-4(d) y cables aislados del tipo descrito en (b)(1) de la misma Sección.

b) Protección de conductores alimentadores de trolebús ubicados abajo de puentes. Cuando el trole del transporte, al zafarse, pueda hacer contacto simultáneamente con el conductor alimentador y la estructura del puente, debe colocarse una protección de material no-conductor que evite dicho contacto.

Tabla 922-55. Separación de conductores suministradores a puentes (m)⁽¹⁾

Separación de conductores suministradores a puentes	Partes rígidas vivas no protegidas, 0 a 750 V; conductores de comunicaciones no aislados, cables suministradores de 0 a 750 V ⁽²⁾	Cables suministradores arriba de 750 V, conductores de línea abierta 0 a 750 V ⁽²⁾	Conductores suministradores arriba de más de 750 V hasta 22 kV	Partes vivas rígidas arriba de 750 V hasta 22 kV
Separación sobre puentes ⁽³⁾				
Fijados al puente	0,90	1,07	1,07	1,50
No fijados al puente	3,0	3,2	3,80	3,6
Separación lateral abajo o dentro de la estructura del puente				
a. Porciones del puente fácilmente accesibles incluyendo salientes y paredes. ⁽³⁾				
Fijados al puente	0,90	1,07	1,70	1,50
No fijados al puente	1,50	1,70	2,30	2,00
b. Partes no accesibles del puente ⁽⁴⁾				
Fijados al puente	0,90	1,07	1,70	1,50
No fijados al puente	1,20	1,40	2,00	1,80

Observaciones:

(1) Las tensiones eléctricas son de fases a tierra para circuitos efectivamente conectados a tierra, así como para aquellos otros circuitos donde todas las fallas a tierra sean aislados por una rápida desenergización de la sección

bajo falla, tanto en la operación inicial del interruptor como en las subsecuentes. Las tensiones eléctricas son entre fases para circuitos no-puestos a tierra

(2) Los cables aislados a que se refiere este renglón son los descritos en 922-4(b)(2) y (b)(3), y los conductores neutros son los descritos en (d) de la misma Sección.

(3) Cuando la línea esté sobre lugares transitados, ya sea encima o cerca del puente, se aplican también los requisitos indicados en 922-40.

(4) Los apoyos de puentes de acero, hechos sobre pilares de ladrillo, concreto o mampostería, que requieran acceso frecuente para inspección, deben considerarse como partes fácilmente accesibles.

922-56. Separaciones adicionales. Las separaciones que se indican en las anteriores Secciones de esta Parte E, no deben incrementarse cuando los claros sean iguales o menores que los citados en 922-52(b)(2) y la temperatura del conductor no exceda 50°C.

a) Tensiones eléctricas mayores a 22 kV (a tierra). Para tensiones eléctricas entre 22 y 470 kV, las separaciones horizontal y vertical deben incrementarse 1,0 cm por cada kV en exceso de 22. Dicho incremento debe aumentarse 3% por cada 300 m de altura en exceso de 1000 m snm.

b) Claros mayores al claro básico. Cuando la temperatura máxima de diseño del conductor sea de 50°C o menor, y el claro sea mayor a 100 m (o 75 m en la Zona I), debe aplicarse a la separación vertical un incremento de 1,0 cm por cada m del claro en exceso de 100 m (o 75 m en la Zona I). Dicho incremento no requiere ser mayor que la diferencia aritmética entre las flechas finales sin carga, en reposo, a temperaturas en el conductor de 50°C y 16°C, calculadas para el claro de que se trate. Para claros a nivel, cuando la separación no se localice a la mitad del claro, el incremento anterior puede ser reducido multiplicando por los siguientes factores:

Distancia del punto de cruce a la estructura más cercana, en por ciento de la longitud del claro de cruce	Factor
5	0,19
10	0,36
15	0,51
20	0,64
25	0,75
30	0,84
35	0,91
40	0,96
45	0,99
50	1,00

Observaciones:

1. En la aplicación de estos factores, el "punto de cruce" es la localización del elemento topográfico al que se determina la separación.
2. Interpólese para valores intermedios.

F. Distancia horizontal de estructuras a vías férreas, carreteras y aguas navegables

922-61. Aplicación. Los requisitos de esta Parte F se refieren a las distancias mínimas que deben guardar las estructuras de líneas aéreas, incluyendo sus retenidas y anclas, a vías férreas, carreteras y aguas navegables. Dichas distancias mínimas deben considerarse en forma horizontal y se establecen sólo desde el punto de vista de seguridad. Independientemente, deben observarse las disposiciones vigentes en materia de derechos de vía.

922-62. Distancias mínimas a vías férreas y carreteras. Cuando las líneas aéreas estén paralelas o crucen vías férreas o carreteras, las estructuras deben instalarse en el límite del derecho de vía del ferrocarril o carretera de que se trate. En ningún caso la distancia desde cualquier parte de una estructura al riel más cercano, o al límite exterior del acotamiento más próximo, debe ser menor de 3,50 m. Se recomienda que, cuando sea posible, las estructuras queden a una distancia mayor que su propia altura, desde el riel o el límite exterior del acotamiento.

922-63. Distancia horizontal a aguas navegables. Se recomienda que la distancia horizontal de las estructuras a la zona de navegación de ríos, lagos y canales, sea mayor que la altura de las mismas estructuras.

G. Derecho de vía

922-71. Aplicación. Los requisitos de esta Parte G se refieren al derecho de vía o de paso, que deben tener las líneas aéreas en campo abierto y en zona urbana.

El derecho de vía es una faja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje longitudinal coincide con el trazo topográfico de la línea. Su dimensión transversal varía de acuerdo con el tipo de estructuras, con la magnitud y desplazamiento lateral de la flecha y con la tensión eléctrica de operación.

Dentro del área que ocupa el derecho de vía no deben existir anuncios, obstáculos ni construcciones de ninguna naturaleza, para protección del público y de la propia línea así como para poder operar ésta con un grado de confiabilidad adecuado.

De lo anterior se exceptúan los obstáculos en zonas urbanas que son necesarios para la prestación de los servicios públicos, como instalaciones de alumbrado, líneas de comunicación y de señalización, las cuales de cualquier manera deben cumplir con las separaciones y demás requisitos incluidos en esta NOM.

Cuando se siembren árboles dentro del derecho de vía, deben ser de especies cuya altura de crecimiento se pueda mantener sin afectación a su aspecto y sin riesgo para el propio árbol y la línea existente.

922-72. Distancia mínima horizontal de conductores al límite del derecho de vía. La distancia horizontal mínima del conductor más cercano al límite del derecho de vía de la línea, debe ser determinada de conformidad con lo indicado en 922-52, 922-54 y 922-56.

El ancho mínimo del derecho a vía será igual al doble de la suma de las siguientes dimensiones: distancia del eje longitudinal de la línea al conductor extremo en reposo, desplazamiento lateral del conductor extremo por efecto del viento y la separación horizontal a que se refiere el párrafo anterior.

H. Cargas mecánicas en líneas aéreas

922-81. Disposiciones generales. Las líneas aéreas deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas propias y las debidas a las condiciones meteorológicas a que estén sometidas, según el lugar en que se ubique cada línea, con los factores de sobrecarga adecuados. Las condiciones meteorológicas mínimas que deben considerarse en general, se establecen más adelante en esta Parte H.

En cada caso deben investigarse y aplicarse las condiciones meteorológicas que prevalezcan en el área en que se localice la línea.

En aquellas regiones del país donde las líneas aéreas lleguen a estar sometidas a cargas mecánicas más severas que las calculadas sobre las bases señaladas en esta Parte H, por mayor recubrimiento de hielo, menor temperatura o mayor velocidad del viento, las instalaciones deben proyectarse tomando en cuenta tales condiciones de carga, conservando los factores de sobrecarga correspondientes.

De no realizarse un análisis técnico detallado, que demuestre que pueden aplicarse cargas mecánicas menores, no deben reducirse las indicadas en esta Parte de la NOM.

922-82. Zonas de cargas mecánicas. Con el propósito de establecer las cargas mínimas que deben considerarse en el cálculo mecánico de líneas aéreas, según el lugar de su instalación, el país se ha dividido en seis zonas de carga que se indican en el mapa de la Figura 922-82. Estas zonas corresponden, en términos generales, a las siguientes regiones del país:

Zona I. Región Norte (Baja California Norte, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y parte de Sonora).

Zona II. Región Centro Norte (Durango y Aguascalientes, y parte de Zacatecas y San Luis Potosí).

Zona III. Región Centro Sur (Parte de Oaxaca y Chiapas).

Zona IV. Región Central (Guanajuato, Querétaro, Estado de México, Distrito Federal, Tlaxcala, Morelos y parte de Zacatecas, San Luis Potosí, Jalisco, Michoacán, Hidalgo, Puebla, Veracruz y Guerrero).

Zona V. Región Costera (Baja California Sur, Sinaloa, Nayarit, Colima, Tamaulipas, Tabasco, Campeche, Yucatán y parte de Quintana Roo, Sonora, Jalisco, Michoacán, Guerrero, Oaxaca, Chiapas, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Veracruz).

Zona VI. Región Especial (Parte de Oaxaca, Tamaulipas, Veracruz y Quintana Roo).

Si una línea aérea cruza dos o más zonas de carga, debe soportar las cargas correspondientes a dichas zonas.

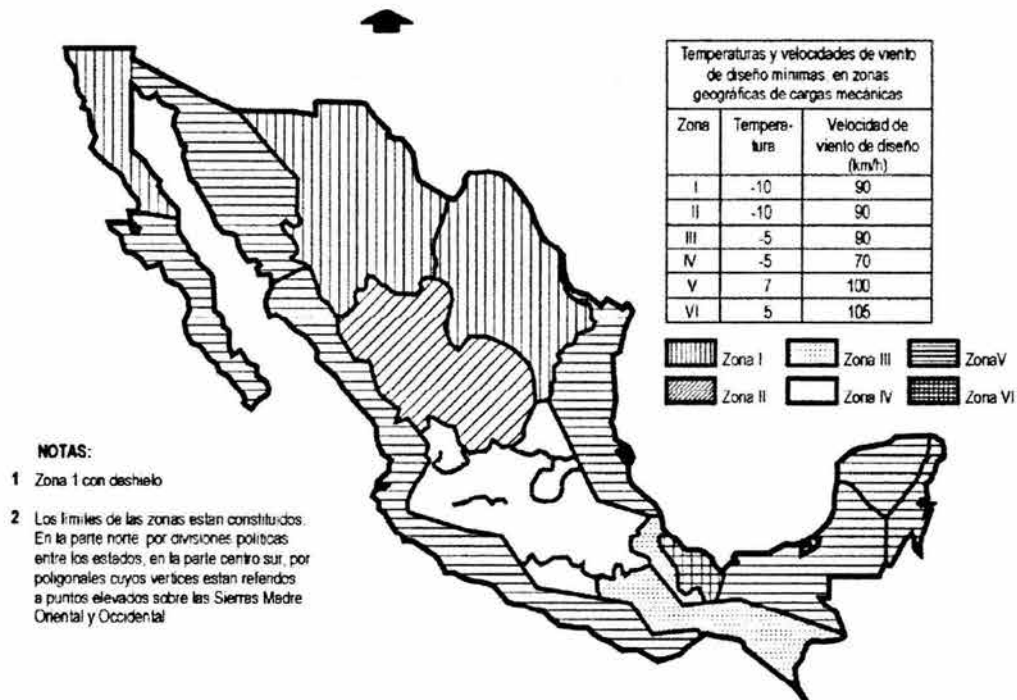


Figura 922-82 Cálculo de cargas mecánicas

922-83. Cálculo de cargas mecánicas. Las líneas aéreas deben cumplir con los valores de la siguiente tabla, que corresponden a condiciones meteorológicas mínimas de diseño para las diferentes zonas de carga mecánica (ver mapa de la Figura 922-82).

Tabla 922-83. Condiciones meteorológicas mínimas de temperatura, velocidad de viento y espesor de hielo, representativas de cada zona de carga mecánica

Zona de carga mecánica	Temperatura (°C)	Velocidad de viento de diseño (km/h)	Espesor de la capa de hielo (mm)	
			Sobre cables	Sobre componentes horizontales
I	- 10	90		
II	- 10	90		
III	- 5	90		
IV	- 5	70		
V	7	100		
VI	5	105		
			6	8
			-	-
			-	-
			-	-
			-	-

Para altitudes mayores a 2500 m snm, debe investigarse respecto a depósitos de hielo en cables y estructuras.

A falta de información pueden considerarse en cualquiera de las zonas, los espesores de hielo indicados en esta tabla para la Zona I, con una temperatura de -5°C, excepto en la propia Zona I, en que debe ser de -10°C.

922-84. Presión de viento. La presión del viento sobre las líneas aéreas se debe calcular, según la superficie de que se trate, por medio de las siguientes ecuaciones:

a) **Sobre conductores.** Superficies de alambres y cables $P = 0,00482 V^2$

b) **Sobre estructuras.** Se debe considerar que la ráfaga de viento cubre totalmente la estructura, aplicando un factor de 1,3 a la velocidad de diseño. Para estructuras de celosía plana (torres con elementos metálicos de perfil angular), se debe aplicar adicionalmente un factor de arrastre de 1,6 a la presión de viento.

Con base en lo anterior, las ecuaciones aplicables resultan:

Superficies cilíndricas (postes) $P = 0,00815 V^2$

Superficies planas (torres) $P = 0,0130 V^2$

Donde "P" es la presión de viento, en kg/m^2 del área proyectada y "V" es la velocidad de viento de diseño, en km/h.

La velocidad de viento de diseño es la velocidad real o actual, equivalente a la velocidad máxima indicada en los anemómetros de la zona correspondiente, dividida por 1,3.

La Tabla 922-84 muestra los valores de presión de viento que resultan al aplicar estas ecuaciones, con los valores de velocidad de viento de diseño indicados en la Tabla 922-83 para las Zonas I, II, III, IV, V y VI.

Los valores de presión de viento calculados de acuerdo con las ecuaciones anteriores, son válidos para líneas con estructuras no-mayores a 30 m de altura. Para alturas mayores, estos valores de presión deben multiplicarse por el factor de incremento de presión por altura indicado en la Tabla 922-84(a).

Tabla 922-84. Presiones de viento mínimos para las diferentes zonas de carga mecánica

Zona de carga mecánica	Velocidad de viento de diseño km/h	Presión del viento en kg/m^2 , sobre superficies de:		
		Cables	Estructuras	
			Cilíndricas (postes)	De celosía
I, II y III	90	39	66	105
IV	70	24	40	64
V	100	48	81	130
VI	105	53	90	143

Tabla 922-84(a). Factor de incremento de presión de viento por altura de estructura

Altura en m	Factor
30 ó menos	1,00
50	1,08
75	1,18
100	1,28
150	1,49

Nota: Para valores intermedios de altura puede interpolarse linealmente.

922-85. Cargas en los cables. Las cargas en los cables debidas al viento y al hielo, en caso de que exista, deben determinarse en la forma indicada en las anteriores Secciones 922-81 a 922-84

Para calcular la tensión mecánica máxima de los cables, se debe considerar como carga total la resultante del peso del cable y de la fuerza producida por el viento actuando horizontalmente y en ángulo recto con la línea, a la temperatura y velocidad de viento indicadas en la Tabla 922-83. En caso de existir carga de hielo en la zona, se debe revisar el cálculo para una presión reducida de viento en cables con hielo de $20 kg/m^2$, debiéndose tomar la mayor tensión mecánica que resulte entre este valor y el correspondiente a la máxima velocidad de viento sin hielo.

922-86. Cargas en las estructuras y en sus soportes. Las cargas que actúan sobre las estructuras de las líneas aéreas y sobre el material usado para soportar los conductores y cables de guarda se calculan como sigue:

a) Carga vertical. La carga vertical sobre cimientos, postes, torres, crucetas, alfileres, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cables de guarda, se debe considerar como el peso propio de éstos, más el de los conductores, cables de guarda y equipo que soporten (y, en su caso, carga de hielo), teniendo en cuenta los efectos que pueden resultar por diferencias de nivel entre los soportes de los mismos.

La carga vertical sobre un soporte debida a los conductores o cables de guarda, se debe calcular teniendo en consideración el "claro vertical" o "claro de peso", que se define como la distancia horizontal entre los puntos más bajos de las catenarias adyacentes al soporte considerado. De este modo, la carga vertical por conductor o cable de guarda, es igual al claro vertical multiplicado por el peso unitario del cable correspondiente.

b) Carga transversal. La carga transversal es la debida al viento, soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre la estructura, conductores, cables de guarda y accesorios.

La carga transversal sobre la estructura, debida al viento que actúa sobre los conductores y cables de guarda, se debe calcular tomando en consideración el "claro medio horizontal" o "claro de viento", que se define como la semi-suma de los claros adyacentes a la estructura considerada. De este modo, la carga transversal por conductores y cables de guarda, es igual al claro medio horizontal multiplicado por su carga unitaria debida al viento; entendiéndose por carga unitaria de viento, el producto de la presión del viento, por el área unitaria proyectada del conductor o cable de guarda.

La carga de viento sobre estructuras de celosía (torres) de sección transversal cuadrada o rectangular, debe calcularse en función del área expuesta de una cara, más 50% de la misma, para tomar en consideración el área de la cara posterior. El por ciento indicado puede substituirse por otro basado en cálculos más precisos, o por el que se determine mediante pruebas reales efectuadas.

La carga de viento sobre postes debe calcularse considerando su área proyectada, perpendicular a la dirección del viento.

Cuando la línea cambia de dirección, la carga transversal resultante sobre la estructura, se debe considerar igual al vector suma de: la resultante de las componentes transversales de las tensiones mecánicas máximas en los conductores y cables de guarda, originada por el cambio de dirección de la línea, más la carga debida a la acción del viento actuando perpendicularmente sobre todos los cables y sobre la estructura.

Para el cálculo más exacto de la carga debida a la acción del viento en estructuras de deflexión, debe considerarse la superficie proyectada de los cables perpendicular a la dirección del viento.

c) Carga longitudinal. Es la debida a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables de guarda, ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de los mismos.

En general para líneas aéreas hasta de 34,5 kV, no es necesario considerar carga longitudinal en los soportes comprendidos en tramos rectos de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda a uno y otro lado de los soportes, excepto en el caso de estructuras de remate en tangente.

d) Ruptura de cables. En la ruptura de cables para líneas de tensiones superiores a 34,5 kV, deben considerarse las siguientes hipótesis:

1) Estructuras hasta con seis conductores y con uno o dos cables de guarda: ruptura de un conductor en la posición más desfavorable, o de un cable de guarda.

Excepción: Para estructuras con dos conductores por fase: ruptura de dos conductores de la fase en la posición más desfavorable, o de un cable de guarda.

2) Estructuras con más de seis conductores pero no-más de doce y con dos cables de guarda: ruptura de dos conductores de la fase en la posición más desfavorable, o de un cable de guarda.

Para líneas de tensiones eléctricas hasta de 34,5 kV, no es necesario considerar la ruptura de conductores.

En tramos rectos de línea en donde los conductores estén soportados por medio de cadenas de aisladores de suspensión, la carga longitudinal resultante en las hipótesis de ruptura, se puede considerar igual a la tensión mecánica máxima del conductor o conductores rotos, multiplicada por un factor de reducción de 0,70 cuando existe solamente un conductor por fase y de 0,50 cuando la fase se compone de dos o más conductores. La carga longitudinal debida a la supuesta ruptura de los cables de guarda en cualquier tipo de estructura, así como la de los conductores en las estructuras de remate o de deflexión, debe considerarse igual al 100% de la tensión mecánica máxima.

e) Aplicación simultánea de cargas. En la aplicación simultánea de cargas, debe considerarse lo siguiente:

1) Líneas de tensiones hasta de 34,5 kV

- Al calcular la resistencia transversal se debe suponer que las cargas vertical y transversal actúan simultáneamente.

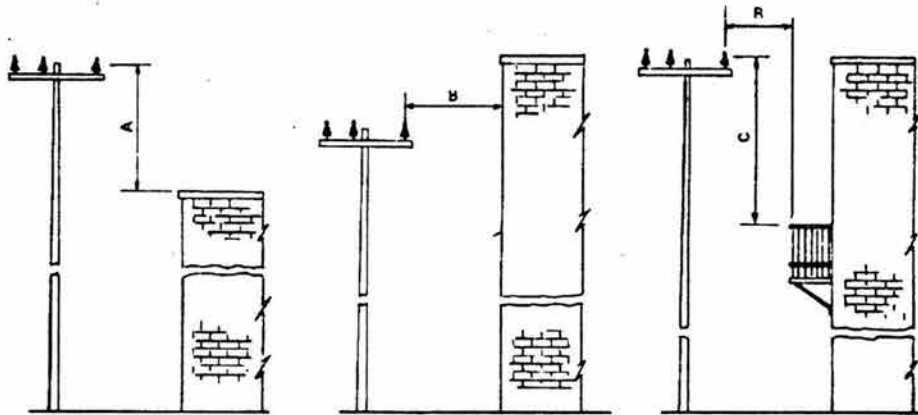
- Al calcular la resistencia longitudinal no se deben tomar en cuenta las cargas vertical y transversal, sino únicamente la carga longitudinal.

2) Líneas de tensiones eléctricas superiores a 34,5 kV

- Al calcular la resistencia mecánica se debe considerar que las cargas vertical, transversal y longitudinal actúan simultáneamente, excepto en el caso de ruptura de cables en estructuras tipo H semiflexibles, donde se debe considerar la simultaneidad solamente de las cargas vertical y longitudinal.

ANEXO No. 4

**EXTRACTO DE NORMAS DE DISTRIBUCIÓN Y
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS
AÉREAS DE CFE**



Consideraciones:

- La separación horizontal debe aplicarse con el conductor desplazado de su posición en reposo por un viento de 19 kg/m^2 , con flecha final y temperatura de 16°C .
- La separación vertical debe aplicarse con temperatura en los conductores de 50°C , con flecha final sin carga.
- Se recomienda dejar un espacio de 1,8 m entre los edificios de mas de 3 pisos ó 15 m de altura y los conductores para facilitar la colocación de escaleras en caso de incendio.
- Cuando la línea cumpla con las distancias verticales mínimas indicadas, la distancia horizontal mínima del plano imaginario vertical sobre una construcción o balcón a la línea no debe ser menor a un metro.
- En caso de que las separaciones anteriores no se pueden lograr, los conductores eléctricos deben colocarse en estructuras tipo V o bien aislarse para la tensión de operación.



Edificios							
Separación	Horizontal (m)		Vertical (m)			Anuncios, chimeneas, antenas y tanques de agua (m)	
	B		A	C		B	A
Acotación (Figura de hoja 1)	Espacios accesibles a personas				Sobre techos (5)	Horizontal	Vertical
	No	Si (3)	No (3)	Si (3)			
Retenidas, cables de guarda y neutros	1,4 (1)	1,4 (1)	0,9	3,2	4,7	0,9	0,9
Conductores suministradores aislados							
Hasta 750 V	1,4 (1)	1,4 (1)	0,9	3,2	4,7	0,9	0,9
Mayores de 750 V	1,7 (1)	1,7 (1)	3,2	3,5	5,0	1,7 (1)	1,8
Conductores suministradores desnudos							
Hasta 750 V	1,7 (1)	1,7 (1)	3,2	3,5	5,0	1,7 (1)	1,8
De 750 V a 22 kV	2,3 (2)	2,3	3,8	4,1	5,6	2,3 (1)	2,45
Partes vivas rígidas desnudas no protegidas							
de 750 V a 22 kV	2,0 (2)	2,0	3,6	4,0	5,5	2,0 (2)	2,30

- 1.- Cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1.0 m.
- 2.- Cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1,50 m. En esta condición el claro interpostal no debe ser mayor de 50 m.
- 3.- Un techo, balcón o área es considerada accesible a personas, si el medio de acceso es a través de una puerta, rampa o escalera permanente.
- 4.- Debe cumplirse la separación horizontal o la vertical más un metro horizontal.
- 5.- Accesibles a tráfico de vehículos.
- 6.- Las tensiones indicadas en la Tabla son de fase a tierra.

880927	960924								
--------	--------	--	--	--	--	--	--	--	--



**NORMAS DE DISTRIBUCION - CONSTRUCCION - LINEAS AEREAS
SEPARACION DE CONDUCTORES A CONSTRUCCIONES**

02 00 04

0 0 0

3 de 3

Puentes (distancias en metros)

Separaciones	Partes vivas rígidas no protegidas		Cables suministradores			
			Desnudos		Aislados (2)	
	0 a 750 V (2)	750 V a 22 kV	0 a 750 V (2)	750 V a 22 kV	0 a 750 V	750 V a 22 kV
Sobre puentes:						
a) Fijos al puente	0,90	1,50	1,10	1,70	0,90	1,10
b) No fijos al puente	3,00	3,60	3,20	3,80	3,00	3,20
Lateral, abajo o dentro de la estructura del puente (5):						
a) Accesible a personas incluyendo salientes y paredes (3):						
1. Fijos al puente	0,90	1,50	1,10	1,70	0,90	1,10
2. No fijos al puente	1,50	2,00	1,70	2,30	1,50	1,70
b) No accesibles a personas:						
1. Fijos al puente	0,90	1,50	1,10	1,70	0,90	1,10
2. No fijos al puente	1,20	1,80	1,40	2,00	1,20	1,40

Notas:

- 1.- Las tensiones son de fase a tierra para circuitos efectivamente conectados a tierra y entre fases para circuitos no efectivamente conectados a tierra.
- 2.- Cables aislados son aquellos cuyo aislamiento esta probado para la tensión de operación.
- 3.- Cuando la línea queda sobre lugares transitados por vehículos, ya sea cerca o encima del puente, se aplica también la norma 02 00 03.
- 4.- Las partes del puente que requieran de acceso para mantenimiento, deben considerarse partes fácilmente accesibles.
- 5.- Si el puente tiene partes móviles, las separaciones deben mantenerse en todas las direcciones del movimiento.

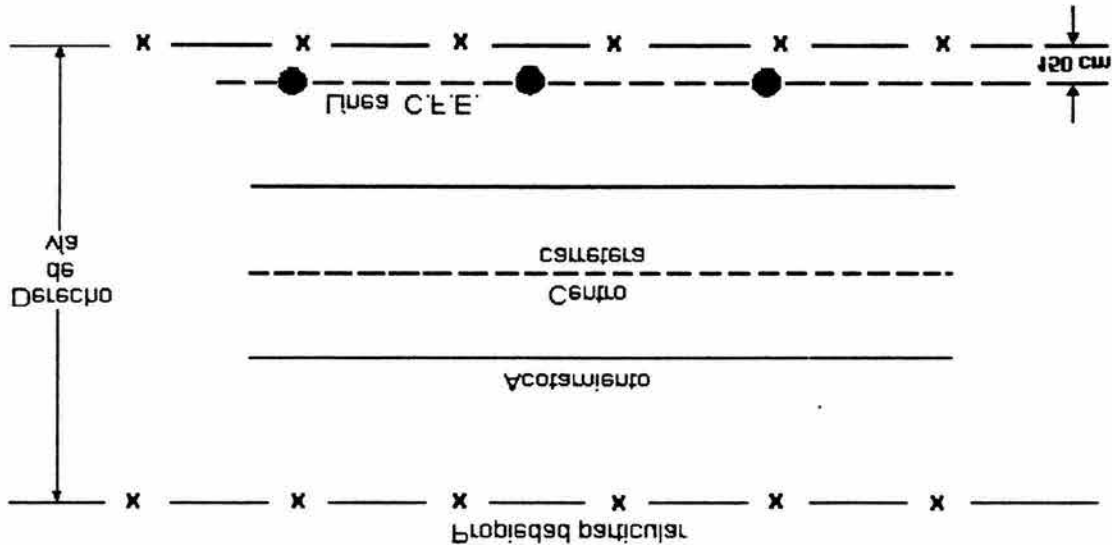
880927

960924



NORMAS DE DISTRIBUCION - CONSTRUCCION - LINEAS AEREAS
DERECHO DE VIA DE CARRETERAS Y FERROCARRILES

02	00	11
0	0	0



Los ferrocarriles, carreteras federales y estatales tienen un derecho de vía de 40 m (20 m a cada lado). Para el caso de autopistas o vías férreas con 2 cuerpos (se entiende por cuerpo la carpeta de rodamiento en un sentido), el derecho de vía es de 20 m a cada lado de cada cuerpo, medidos a partir del eje de cada uno de ellos, conforme a la “Ley de Caminos, Puentes y Autotransporte Federal”. Para carreteras vecinales, es necesario ratificar el derecho de vía con las autoridades de obras públicas del estado.

En todos los casos se recomienda acudir con las autoridades correspondientes (SCT, Estado o Municipio) para confirmar las características de la vía de comunicación.

En caso de que ya existan líneas telegráficas o telefónicas, utilice el lado opuesto para evitar conflictos.

En caso de no existir otras instalaciones ajenas a CFE, seleccione el lado más conveniente para reducir el número de cruces sobre la carretera.

A la línea sobre el derecho de vía no le instale retenidas transversales.

ANEXO No. 5

DATOS DE CONDUCTORES USADOS EN LÍNEAS AÉREAS

Table 3.3.3
CHARACTERISTICS OF MULTILAYER ALUMINUM-CONDUCTOR-STEEL-REINFORCED (ACSR)

Code	Cross Section			Stranding		Diameter		L a y e r s	wt lbs per 1000 ft	STRG (Kips)	DC 25 C	Resistances (OHms/Mile)					Reactance 1 ft Rad 60 HZ		
	(kcmil) Al	(sq mm) Al	(sq mm) Tot	Aluminum	Steel	(in.) Cond	(in.) Core					AC at 60 HZ					GMR (ft)	X _a (Ohm/ Mile)	X _b (Megohm/ Mile)
												25 C	50 C	75 C	100 C				
—	2776	1407	1521	84x.1816	19x.1091	2.000	.546	4	3219	81.6	.0338	.0395	.0421	.0452	.0482	.0667	.329	0736	
Joree	2515	1274	1344	76x.1819	19x.0849	1.880	.425	4	2749	61.7	.0365	.0418	.0450	.0482	.0515	.0621	.337	0755	
Thrasher	2312	1171	1235	76x.1744	19x.0814	1.802	.407	4	2526	57.3	.0397	.0446	.0482	.0518	.0554	.0595	.342	0767	
Kiwi	2167	1098	1146	72x.1735	7x.1157	1.735	.347	4	2303	49.8	.0424	.0473	.0511	.0550	.0589	.0570	.348	0778	
Bluebird	2156	1092	1181	84x.1602	19x.0961	1.762	.480	4	2511	60.3	.0426	.0466	.0505	.0544	.0584	.0588	.344	0774	
Chukar	1781	902	976	84x.1456	19x.0874	1.602	.437	4	2074	51.0	.0516	.0549	.0598	.0646	.0695	.0534	.355	0802	
Falcon	1590	806	908	54x.1716	19x.1030	1.545	.515	3	2044	54.5	.0578	.0602	.0657	.0712	.0767	.0521	.358	0813	
Lapwing	1590	806	862	45x.1890	7x.1253	1.504	.376	3	1792	42.2	.0590	.0622	.0678	.0734	.0790	.0497	.364	0821	
Parrot	1510	765	862	54x.1672	19x.1003	1.505	.502	3	1942	51.7	.0608	.0631	.0689	.0748	.0806	.0508	.362	0821	
Nuthatch	1510	765	818	45x.1832	7x.1221	1.465	.366	3	1702	40.1	.0622	.0652	.0711	.0770	.0830	.0485	.367	0828	
Plover	1431	725	817	54x.1628	19x.0977	1.465	.489	3	1840	49.1	.0642	.0663	.0725	.0787	.0849	.0494	.365	0828	
Bobolink	1431	725	775	45x.1783	7x.1189	1.427	.357	3	1613	38.3	.0656	.0685	.0747	.0810	.0873	.0472	.371	0836	
Martin	1351	685	772	54x.1582	19x.0949	1.424	.475	3	1737	46.3	.0680	.0700	.0765	.0831	.0897	.0480	.368	0837	
Dipper	1351	685	732	45x.1733	7x.1155	1.386	.347	3	1522	36.2	.0695	.0722	.0788	.0855	.0922	.0459	.374	0845	
Pheasant	1272	645	726	54x.1535	19x.0921	1.382	.461	3	1635	43.6	.0722	.0741	.0811	.0881	.0951	.0466	.372	0846	
Bittern	1272	644	689	45x.1681	7x.1121	1.345	.336	3	1434	34.1	.0738	.0764	.0835	.0906	.0977	.0445	.378	0854	
Grackle	1192	604	681	54x.1486	19x.0892	1.338	.446	3	1533	41.9	.0770	.0788	.0863	.0938	.1013	.0451	.376	0855	
Bunting	1193	604	646	45x.1628	7x.1085	1.302	.326	3	1344	32.0	.0787	.0811	.0867	.0963	.1039	.0431	.382	0863	
Finch	1114	564	636	54x.1436	19x.0862	1.293	.431	3	1431	39.1	.0825	.0842	.0922	.1002	.1082	.0436	.380	0866	
Bluejay	1115	564	603	45x.1573	7x.1049	1.258	.315	3	1255	29.8	.0843	.0866	.0947	.1029	.1111	.0416	.386	0873	
Curlew	1033	523	591	54x.1383	7x.1383	1.245	.415	3	1331	36.0	.0909	.0924	.1013	.1101	.1190	.0420	.385	0877	
Ortolan	1033	523	560	45x.1515	7x.1010	1.212	.303	3	1165	27.7	.0909	.0930	.1018	.1106	.1195	.0401	.390	0885	
Merganser	954	483	596	30x.1785	7x.1783	1.248	.535	2	1493	46.0	.0987	.0995	.1092	.1189	.1266	.0430	.382	0876	
Cardinal	954	483	546	54x.1329	7x.1329	1.196	.399	3	1229	33.8	.0984	.0998	.1094	.1191	.1287	.0404	.389	0869	
Rail	954	483	517	45x.1456	7x.0971	1.165	.291	3	1075	25.9	.0984	.1004	.1099	.1195	.1291	.0385	.395	0896	
Baldpate	900	456	562	30x.1732	7x.1732	1.212	.520	2	1410	43.3	.1046	.1054	.1156	.1259	.1362	.0417	.385	0885	
Canary	900	456	515	54x.1291	7x.1291	1.162	.387	3	1159	31.9	.1043	.1056	.1156	.1260	.1362	.0392	.393	0897	
Ruddy	900	456	487	45x.1414	7x.0943	1.131	.283	3	1015	25.4	.1043	.1062	.1163	.1265	.1367	.0374	.399	0905	
Crane	875	443	501	54x.1273	7x.1273	1.146	.382	3	1126	31.4	.1073	.1086	.1191	.1296	.1401	.0387	.395	0901	
Willet	874	443	474	45x.1394	7x.0929	1.115	.279	3	987	25.0	.1073	.1092	.1195	.1301	.1406	.0369	.400	0909	
Skimmer	795	403	497	30x.1628	7x.1628	1.140	.488	2	1246	38.3	.1183	.1191	.1307	.1423	.1540	.0392	.393	0903	
Mallard	795	403	495	30x.1628	19x.0977	1.140	.489	2	1235	38.4	.1183	.1191	.1307	.1423	.1540	.0392	.393	0903	
Drake	795	403	469	26x.1749	7x.1360	1.108	.408	2	1094	31.5	.1180	.1190	.1305	.1422	.1538	.0375	.399	0911	
Condor	795	403	455	54x.1213	7x.1213	1.092	.364	3	1024	28.2	.1181	.1193	.1305	.1425	.1541	.0368	.401	0916	
Cuckoo	795	403	455	24x.1820	7x.1213	1.092	.364	2	1024	27.9	.1181	.1193	.1305	.1424	.1540	.0356	.402	0916	
Tern	795	403	431	45x.1329	7x.0886	1.063	.266	3	896	22.1	.1181	.1197	.1313	.1428	.1544	.0352	.406	0923	
Coot	795	403	414	36x.1486	1x.1486	1.040	.149	3	805	16.5	.1175	.1197	.1311	.1426	.1540	.0337	.411	0930	
Buteo	715	362	447	30x.1544	7x.1544	1.081	.463	2	1119	34.4	.1316	.1322	.1452	.1581	.1711	.0372	.399	0919	
Redwing	715	362	445	30x.1544	19x.0926	1.081	.463	2	1111	34.6	.1316	.1322	.1452	.1581	.1711	.0372	.399	0919	
Starling	716	363	422	26x.1659	7x.1290	1.051	.387	2	985	28.4	.1312	.1321	.1450	.1579	.1707	.0355	.405	0927	
Crow	715	362	409	54x.1151	7x.1151	1.036	.345	3	921	26.3	.1312	.1323	.1452	.1580	.1709	.0350	.407	0931	
Stilt	716	363	410	24x.1727	7x.1151	1.036	.345	2	922	25.5	.1311	.1322	.1451	.1579	.1708	.0347	.408	0931	
Grebe	716	363	388	45x.1261	7x.0841	1.009	.252	3	807	20.6	.1312	.1327	.1455	.1583	.1712	.0334	.413	0939	
Gannet	666	338	393	26x.1601	7x.1245	1.014	.374	2	917	26.6	.1409	.1417	.1555	.1694	.1832	.0343	.409	0937	
Gull	667	338	382	54x.1111	7x.1111	1.000	.333	3	858	24.5	.1408	.1418	.1557	.1695	.1833	.0337	.411	0942	
Flamingo	667	338	382	24x.1667	7x.1111	1.000	.333	2	859	23.7	.1407	.1418	.1556	.1694	.1832	.0335	.412	0942	
Scoter	636	322	397	30x.1456	7x.1456	1.019	.437	2	993	30.8	.1480	.1486	.1631	.1777	.1923	.0351	.406	0936	
Egret	636	322	396	30x.1456	19x.0874	1.019	.437	2	988	31.5	.1480	.1485	.1631	.1777	.1923	.0351	.406	0936	
Grosbeak	636	322	375	26x.1564	7x.1216	0.990	.365	2	875	25.2	.1476	.1484	.1629	.1774	.1920	.0335	.412	0944	
Goose	636	322	364	54x.1085	7x.1085	0.977	.326	3	819	23.6	.1477	.1486	.1631	.1776	.1923	.0330	.414	0949	
Rook	636	322	364	24x.1628	7x.1085	0.977	.326	2	819	22.0	.1476	.1485	.1631	.1775	.1920	.0327	.415	0949	
Kingbird	636	322	340	18x.1880	1x.1880	0.940	.188	2	691	15.7	.1468	.1484	.1627	.1771	.1915	.0304	.424	0950	
Swift	636	322	331	36x.1329	1x.1329	0.930	.133	3	644	13.4	.1469	.1487	.1630	.1774	.1918	.0302	.425	0953	