



NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



C.2

LIMITADO
CCE/SC.5/CRNE/VII/3
Abril de 1971

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA
DEL ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE
ELECTRIFICACION Y RECURSOS HIDRAULICOS

PROYECTO DE NORMAS DE TRABAJO PARA EL DISEÑO DE REDES DE

Comité Regional de Normas Eléctricas
Séptima reunión

PROYECTOS DE NORMAS DE TRABAJO PARA EL DISEÑO DE REDES DE
SUBTRANSMISION Y TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

CRNE-15 Criterios de diseño eléctrico

CRNE-16 Criterios de diseño mecánico

Proyecto elaborado para el Comité Regional de Normas Eléctricas por el señor Rafael Carrillo Lara, experto adscrito a la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos. Este proyecto será examinado por el CRNE junto con las observaciones que a su respecto señalen los Comités Nacionales de Normas Eléctricas del Istmo Centroamericano.

INDICE

	<u>Página</u>
Introducción	v
PROYECTO DE NORMA DE TRABAJO CRNE-15: CRITERIOS DE DISEÑO ELECTRICO PARA REDES DE SUBTRANSMISION Y TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA	
A. Comentarios	3
B. Voltajes Nominales	5
C. Calibres y materiales de conductores	8
D. Regulación de voltaje y pérdidas de potencia y energía	12
E. Niveles de aislamiento	18
Propuesta de norma de trabajo CRNE-15	28
Bibliografía	33
PROYECTO DE NORMA DE TRABAJO CRNE-16: CRITERIOS DE DISEÑO MECANICO PARA REDES DE SUBTRANSMISION Y TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA	
A. Comentario general	37
B. Clasificación de zonas de carga mecánica	37
C. Resistencia mecánica	45
D. Distancias mínimas entre partes calientes y entre éstas y tierra	46
Propuesta de norma de trabajo CRNE-16	47
Bibliografía	60

INTRODUCCION

El Comité Regional de Normas Eléctricas del Istmo Centroamericano (CRNE), durante su sexta reunión celebrada en la ciudad de Managua, Nicaragua, en el mes de septiembre de 1970, aprobó un programa de trabajo para el período octubre 1970 a julio 1971, en el que especifica la elaboración de criterios de diseño y de normas para la selección de equipos y materiales en redes de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica, en los aspectos de diseño eléctrico y de diseño mecánico.

En cumplimiento a dicha parte del programa de trabajo, se presentan a continuación dos proyectos de normas sobre dichos temas, elaborados por el experto regional, como material de trabajo para la séptima reunión del CRNE.

El proyecto de norma CRNE-15 Criterios de diseño eléctrico se ha dividido en cuatro secciones que corresponden al desglose indicado en el programa de trabajo y que son las siguientes:

- 1) Voltajes nominales
- 2) Calibres y materiales de conductores
- 3) Regulación y pérdidas en las líneas
- 4) Niveles de aislamiento

En el proyecto de norma CRNE-16 Criterios de diseño mecánico se han considerado los siguientes temas, según lo aprobado por el Comité Regional en el programa de trabajo:

- 1) Clasificación de zonas de carga mecánica
- 2) Resistencia mecánica
- 3) Distancias mínimas entre partes calientes y entre éstas y tierra.

PROYECTO DE NORMA DE TRABAJO CRNE-15

Criterios de diseño eléctrico para redes de subtransmisión y
transmisión de energía eléctrica

A. COMENTARIOS

Las actividades del CRNE desde su segunda reunión celebrada en mayo de 1968 se han orientado principalmente a elaborar y aprobar normas de trabajo para sistemas de distribución de energía eléctrica. Se han aprobado además otras sobre generación, transmisión y consumo de energía, que han cubierto aspectos generales, como simbología para planos, terminología, sistemas de unidades, etc.

La tensión eléctrica más alta que se estableció para sistemas de distribución en la primera norma aprobada por el CRNE, fue de 34.5 kV entre fases; por lo tanto los sistemas de subtransmisión serán de voltajes superiores a este valor. La tensión eléctrica más baja que se ha considerado en este documento es de 44 kV.

En la norma de trabajo CRNE-3, se establecieron las siguientes definiciones para los sistemas de distribución y transmisión:

"Sistema de distribución" es el formado por las redes de distribución que se inician en las barras de baja tensión eléctrica de la subestación distribuidora y terminan en el punto de suministro al consumidor. Se divide en sistema de distribución primaria y secundaria."

"Sistema de transmisión" es el formado por las redes de transmisión que se inician en la salida de la subestación elevadora (o punto de recepción en el caso de energía adquirida), y terminan en las barras de baja tensión eléctrica de la subestación distribuidora."

Con base en estas definiciones, y con el objeto de diferenciar los sistemas de subtransmisión y de transmisión, se ha establecido implícitamente en este documento que los primeros poseen un voltaje entre fases de 40 hasta 99 kV, y los segundos de 100 kV en adelante. Así, los sistemas de tensiones eléctricas nominales de 46 y 69 kV quedan incluidos como de subtransmisión, y los de 115 kV en adelante se consideran de transmisión propiamente.

En lo que respecta al tema específico de este proyecto de norma, los cuatro puntos en que se ha desglosado están muy relacionados entre sí.

/Aunque la

Aunque la selección del voltaje apropiado para una línea específica está generalmente limitada a unas cuantas posibilidades determinadas por ciertos voltajes existentes y normalizados en la región, es necesario efectuar un estudio económico completo de los costos iniciales y de operación para cada uno de los posibles voltajes, en el que deberán tomarse en cuenta no solamente los diferentes tipos y calibres de conductores, sino también la carga que se transmitirá, su factor de potencia y la distancia de transmisión, así como la necesidad de mantener la regulación de voltaje y las pérdidas de potencia y energía dentro de límites razonables.

En igual forma, la selección del conductor apropiado no sólo depende de los factores mencionados y del límite térmico del conductor sino también de la topografía del terreno, que determina la longitud necesaria de los tramos de la línea y, en consecuencia, el tipo de estructuras y sus fundaciones, lo que da lugar a consideraciones de carácter mecánico.

Los temas aludidos referentes a la selección de voltaje y conductor están fuera del alcance de esta norma, la que sólo trata de uniformar ciertas tensiones eléctricas y ciertos tipos y calibres de conductores para sistemas de subtransmisión y transmisión. De éstos se deberán escoger los más apropiados para cada caso específico, después de haber tomado en cuenta, en el diseño correspondiente, todos los requerimientos mencionados.

B. VOLTAJES NOMINALES

En lo referente a los voltajes nominales que se usan en los sistemas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica, la situación actual en el Istmo Centroamericano es sumamente uniforme, y fácilmente se nota que ha existido en este campo una marcada tendencia hacia la normalización.

Todas las empresas eléctricas utilizan para sus sistemas los voltajes de 69 y 138 kV excepto Panamá, en el que han sido adoptados los voltajes de 44 y 115 kV y El Salvador, en donde las tensiones eléctricas existentes son 44, 69 y 115 kV. En ciertos casos las líneas se diseñan y construyen para las tensiones eléctricas mencionadas, y operan a un voltaje más bajo durante un tiempo, mientras se alcanzan las condiciones que se previeron en la etapa de planeamiento y se generaliza el nuevo voltaje en la zona.

Existe también una cierta tendencia a normalizar la tensión eléctrica de 230 kV para sistemas que requieren un voltaje superior a 138 kV. En Panamá se construirá una línea de 230 kV, de doble circuito, que transportará la energía generada por la central hidroeléctrica El Bayano hasta la ciudad de Panamá, lo que significa una distancia aproximada de 90 km, y se estima que entrará en operación en 1975. En Costa Rica se han programado dos líneas de un circuito de 220 kV que entrarán en operación en 1973, una de la subestación de Barranca hasta la ciudad de Cañas, (69 km), y otra de Cañas a la ciudad de Liberia (44 km). Estas líneas operarán a 34.5 kV hasta 1978. Asimismo, para el transporte de la energía del Proyecto Atitlán a la ciudad de Guatemala, se han propuesto varias alternativas basadas en la construcción de líneas de transmisión de 220 kV.

El cuadro 1 especifica los voltajes de subtransmisión y transmisión normales en varios países de Europa y América y los compara con las tensiones eléctricas usadas en el Istmo Centroamericano. Sobre este cuadro es conveniente hacer las observaciones siguientes:

1) La norma inglesa B.S.77-1958 que se tomó como referencia, hace notar que ya se han omitido los voltajes de 44, 55 y 165 kV y al mismo tiempo señala como preferidas las tensiones eléctricas de 66, 132, 275 y 380 kV.

Quadro 1

VOLTAJES NORMALES DE SUBTRANSMISION Y TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA
 (kV)

IEC/ ISO	Ingl <u>a</u> terra B.S.77	Alema <u>n</u> ia DIN	Estados Unidos C-84.1	México	Guate <u>m</u> ala	El Sal <u>v</u> vador	Hondu <u>r</u> ras	Nicara <u>g</u> ua	Costa Rica	Panamá
46		45 ^{a/}	46	46 ^{a/}		44				
69	66*	60	69	69*	69	69	69	69	69	
90	88			85 ^{a/}						
115	110	110	115	115*		115				115
138	132*		138	138	138		138	138	138	
161		150	161	150						
230	220	200	230	230*	220 ^{b/}				220 ^{c/}	230 ^{c/}
287.5	275*									
	330									
400	380*	400		400*						

* Voltajes preferidos.

a/ No se recomienda para nuevas instalaciones.

b/ En estudio.

c/ En proyecto.

2) La frecuencia de los sistemas alemanes para los que aplica la norma DIN indicada, es de 50 hertz. En forma similar a las normas británicas, no recomienda el voltaje de 45 kV para nuevas instalaciones.

3) La norma ANSI C84.1-1954, tomada como referencia para los Estados Unidos, hace notar que todos sus voltajes preferidos pueden designarse en función de una tensión eléctrica base, que en este caso es igual a 115 voltios. Al mismo tiempo especifica otros valores de voltaje que se usan para designar sistemas idénticos a los preferidos y que son los siguientes:

<u>Voltaje nominal preferido (kV)</u>	<u>Otras designaciones (kV)</u>
46	44 o 48
69	66 o 72
115	110 o 120
138	132
161	154
230	220

También hace notar que para determinar los voltajes preferidos mayores a 230 kV se está llevando a cabo un estudio conjunto con la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC/ISO).

Tomando en cuenta las observaciones anteriores, se pueden considerar equivalentes los voltajes indicados en cada renglón del cuadro 1, pues aun los valores de 60 y 200 kV normalizados en Alemania, se encuentran en la norma ANSI C84.1 como los límites mínimos tolerables para los sistemas de 69 y 230 kV nominales respectivamente. De la misma manera se puede asumir que el voltaje inglés de 132 kV indica un sistema idéntico al americano de 138 kV y, por el mismo razonamiento, el valor de 220 kV como idéntico al de 230 kV.

Por otra parte en el cuadro 1 se nota la marcada tendencia que existe en el Istmo Centroamericano hacia la adopción de la norma norteamericana cuyos voltajes se encuentran dentro de los normalizados por la IEC/ISO.

Más adelante se presenta la propuesta de norma correspondiente.

G. CALIBRES Y MATERIALES DE CONDUCTORES

1. Generalidades

Con el objeto de establecer un mejor criterio sobre este tema, se recopilieron datos en las diferentes empresas eléctricas del Istmo Centroamericano y se compararon entre sí, con miras a definir cuáles son los calibres y materiales de los conductores que más se utilizan en las líneas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica. Los resultados se incluyen en el cuadro 2. Sobre este cuadro se considera conveniente hacer los comentarios siguientes:

a) Incluye únicamente los calibres de conductores usados en sistemas de voltaje igual o mayor a 44 kV entre fases. Para sistemas hasta 34.5 kV, considerados como de distribución, aplica la norma de trabajo CENE-9, que se comentará más adelante.

b) El tipo de conductor de uso más generalizado en estos sistemas es el cable de aluminio con alma de acero (ACSR). En sistemas de subtransmisión se registran algunos casos en los que se utiliza el conductor de cobre. Existen además ciertas líneas de 44 kV de la Compañía Panameña de Fuerza y Luz, en las que se usa el conductor de aleación de aluminio tipo AASC (Arvidal), de 312.8 MCM con hilo de guarda alumoweld calibre 3 No. 5, y otras de 115 kV de la misma empresa que usan el conductor de aluminio tipo AA de 477 MCM con hilo de guarda calibre 2/0 del mismo material. No aparecen en el cuadro 2 por considerarlas casos especiales.

c) No se han incluido los conductores de las líneas de 230 kV, de los proyectos Atitlán de Guatemala y El Bayano de Panamá, para los que en principio se consideraron los calibres de 477 MCM duplex y 795 MCM de 54/7, respectivamente.

d) Se estimó conveniente especificar junto con el calibre de los conductores ACSR, el número de hilos de aluminio y de acero que forman el cable; pues aunque sus dimensiones exteriores y capacidades de conducción sean prácticamente las mismas para un calibre, el peso por unidad de longitud y en especial la resistencia última del conductor, sí presentan variaciones considerables entre una configuración y otra.

Cuadro 2

CONDUCTORES ACSR Y DE COBRE (CALIBRES USUALES EN SUBTRASMISION
 Y TRASMISION)

Calibre AWG	INDE	EEG	CEL	CAESS	ENEE	ENALUF	ICE	CPFL	En sistemas de KV
2-(6/1)*	X		X						44
1/0-	X			X					44 y 69
2/0-(6/1)			X						44
3/0-(6/1)			X		X				69
4/0-(6/1)			X		X				69
266.8-(26/7)	X	X							69
336.4-(26/7)	X				X		X	X	44, 69, 115
336.4-(30/7)					X		X		y 138
336.4-(30/7)			X						69 y 138
477-(24/7)			X		X				115 y 138
477-(26/7)	X								69 y 138
477-(30/7)			X						115
556.5-(26/7)					X				138
636-(26/7)						X			138 y 230
795-(26/7)						X			138
2	X								69
1/0	X		X						69
2/0	X								44 y 69
3/0	X								44 y 69
4/0	X								69

* Seis hilos de aluminio y uno de acero.

Cobre

ACSR

e) Al comparar los calibres citados en el cuadro con los tamaños normales de la clasificación AWG, se nota que en ninguna empresa se han usado los calibres intermedios de 300, 397.5, 500, 605, 666.6 y 715.5 MCM, para sistemas de subtransmisión y transmisión.

2. Referencia a otras normas y recomendaciones

a) Norma de trabajo CRNE-9

Durante su cuarta reunión el Comité Regional de Normas Eléctricas aprobó la norma de trabajo CRNE-9, "Calibres y materiales de conductores para sistemas de distribución y acometidas", en la que se estableció que los conductores eléctricos se designarían por su calibre, utilizando el sistema AWG (American Wire Gauge), y que sus características tales como diámetro, área, espesor del aislamiento, peso, resistencia, etc., se especificarían usando el sistema MKSA. Asimismo, se adoptaron como normales los calibres Nos. 4, 3, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0 y 266.8 MCM para los conductores tipo ACSR, y los Nos. 6, 4, 2, 1/0, 2/0, 3/0 y 4/0 para los de cobre. La norma abarca todos los conductores y sus calibres indicados en el cuadro 2, que se emplean exclusivamente en los sistemas de subtransmisión.

b) Norma de la CFE de México

La Comisión Federal de Electricidad de México ha normalizado en sus sistemas de subtransmisión y transmisión el uso del conductor ACSR, de los siguientes calibres: 4/0, 266.8, 336.4, 477, 795, 900 y 1 113 MCM. Para los conductores hasta 795 MCM --este último muy usado en líneas de 230 kV-- se utiliza exclusivamente el tipo de 26 hilos de aluminio y 7 de acero. Para calibres superiores, empleados especialmente en instalaciones de 400 kV, es normal el conductor 54/7 de 900 MCM y el 45/7 de 1113 MCM.

c) Recomendación hecha a la ENEE

Una firma de consultores ha recomendado recientemente a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras, el uso de los conductores ACSR calibre 477 MCM para sus líneas de 138 kV; 366.4 MCM para las de 69 kV y 4/0 para las derivaciones de estas últimas.

/d) Norma

d) Norma práctica usual

Como calibres típicos que se usan en líneas de transmisión de 115 y 138 kV, se pueden citar los de 336.4 y 636 MCM-ACSR. En algunos casos se indica como alternativa el calibre de 795 MCM-ACSR. Este último se considera como calibre típico para líneas de 230 kV, así como el de 477 MCM-ACSR; usando dos conductores por fase.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se presenta más adelante una propuesta de norma sobre este tema, en la que se han considerado solamente los dos tipos de conductores más usados. Se ha incluido, sin embargo, una nota sobre el uso de otros tipos de conductores para casos especiales, que es un extracto textual de la norma de trabajo CRNE-10, "Criterios de diseño mecánico para redes de distribución de energía eléctrica", aprobada durante la quinta reunión del CRNE, que se aplica igualmente para líneas de subtransmisión y transmisión.

D. REGULACION DE VOLTAJE Y PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA

1. Límites de voltaje permisibles

La norma británica B.S.77, citada anteriormente en relación con los voltajes nominales, especifica ciertos límites máximos y mínimos para las tensiones eléctricas fijando, para propósitos de diseño, el rango de valores dentro del que el equipo usado en el sistema debe ser capaz de operar continuamente. Estos valores se han reproducido en el cuadro 3.

Cuadro 3

VOLTAJES NOMINALES Y SUS LÍMITES ((NORMA B.S.77)^{a/}

Voltaje nominal (kV)	Límite mínimo		Límite máximo	
	Variación porcentual	Voltaje (kV)	Variación porcentual	Voltaje (kV)
66	- 9.0	60	10.0	72.5
88	- 9.0	80	13.5	100
110	- 9.0	100	11.8	123
132	- 9.0	120	10.0	145
220	- 9.0	200	11.5	245
275	- 9.0	250	9.0	300
330	- 9.0	300	9.0	360
380	-10.5	340	10.5	420

a/ Esta variación de voltaje no debe confundirse con la variación permisible en un punto de utilización. En el Reino Unido, los reglamentos sobre el suministro de electricidad especifican que el voltaje en los puntos de consumo se mantendrá dentro de un 6 por ciento sobre y abajo de la tensión eléctrica nominal.

En lo que respecta a la norma ANSI C-84.1, ésta define dos zonas de operación para cada voltaje nominal: una "favorable" y otra "tolerable". El Comité Regional estableció en la norma CRNE-6 dos condiciones de operación para los sistemas de distribución, equivalentes a esas dos zonas, como sigue:

/a) Condiciones

a) Condiciones normales

Las condiciones normales de operación constituyen los valores de las tensiones eléctricas para las que se debe diseñar el sistema de distribución, de manera que los equipos de utilización de la electricidad deberán operar en forma adecuada y eficiente dentro de la zona cuyos límites están fijados por las condiciones normales máximas y mínimas.

b) Condiciones extremas

Las condiciones extremas de operación constituyen los valores de las tensiones eléctricas resultantes de condiciones especiales de carácter práctico en el sistema de distribución, y se tratarán de evitar en lo posible por no representar los mejores valores de operación. Sin embargo, los equipos de utilización de la electricidad deberán operar generalmente en forma satisfactoria dentro del rango establecido por los límites máximos y mínimos extremos.

El tiempo durante el cual se permita la operación de un sistema bajo las condiciones extremas deberá ser determinado por el organismo regulador correspondiente, tomando en cuenta los problemas específicos de cada caso en particular.

Para los sistemas de subtransmisión y transmisión, la norma C-84.1 no indica, por considerarse innecesario, los límites de voltaje correspondientes a la zona favorable, sino que únicamente especifica los valores máximos y mínimos en la zona tolerable para las subestaciones y líneas de transmisión, que se indican en el cuadro 4.

Como se puede observar en los cuadros 3 y 4, aunque los porcentajes de variación son diferentes en las normas citadas, los límites máximos y mínimos para voltajes nominales equivalentes son muy parecidos, y en ciertos casos idénticos.

La propuesta de norma sobre este punto, que se presenta más adelante, ha sido formulada tomando como referencia fundamental la norma C-84.1, por ser la que contiene los voltajes nominales normalizados en el Istmo.

Cuadro 4

VOLTAJES NOMINALES Y SUS LIMITES (NORMA ANSI-C-84.1)

Voltaje nominal (kV)	Límite mínimo		Límite máximo	
	Variación porcentual	Voltaje (kV)	Variación porcentual	Voltaje (kV)
46	-13.0	40	5.0	48.3
69	-13.0	60	5.0	72.5
115	-13.0	100	5.2	121
138	-13.0	120	5.0	145
161	-13.0	140	5.0	169
230	-13.0	200	5.2	242

2. Regulación de voltaje

En el diseño de líneas de subtransmisión y de transmisión, la consideración más importante es generalmente la regulación de voltaje, en especial en las tensiones eléctricas menores. Una vez asumido cierto valor de regulación permitido, se procede a la selección de un voltaje nominal y de un conductor apropiados para transmitir la carga de diseño, basando la selección final en consideraciones de carácter económico.

Para las líneas de voltajes mayores, la consideración primordial son las pérdidas de potencia y energía. Usualmente, una vez establecidos la regulación de voltaje y el límite en las pérdidas de potencia, se puede determinar la transferencia de potencia de la línea para un cierto voltaje nominal de transmisión y un determinado tipo y calibre de conductor, dependiendo también del factor de potencia de la carga transmitida y la longitud de la línea.

La regulación de voltaje de una línea se define como la diferencia entre las tensiones eléctricas de envío y de recibo expresada como porcentaje del voltaje nominal de la línea. Para calcularla existen métodos muy conocidos, como el de la solución exacta, el de los circuitos π y T equivalentes, y el cálculo de línea corta.

Aun cuando no existen normas específicas sobre el valor de regulación de voltaje que una determinada línea debe poseer, sí existen límites de regulación fijados por la experiencia, que han dado origen a normas y criterios prácticos sobre este tema.

Así por ejemplo, un autor español dice: "experimentalmente se ha comprobado que las líneas funcionan económicamente cuando la caída de tensión, desde el origen hasta el final es del 10 al 12 por ciento, aunque suele limitarse a un 5 o un 10 por ciento".

En un estudio efectuado por una empresa francesa de consultores sobre el plan nacional de electrificación de México, se utiliza un valor de regulación de voltaje de 10 por ciento, como criterio básico conveniente para el diseño de las líneas desde 60 hasta 380 kV. En igual forma, el criterio usado para el estudio de los sistemas nacionales centroamericanos con miras hacia la interconexión eléctrica, se basa en asumir un voltaje de recibo de magnitud igual al 95 por ciento de la tensión eléctrica nominal, y un voltaje de envío igual al 105 por ciento de ésta, lo que significa una regulación total de la línea de un 10 por ciento.

El rango de regulación mencionado (105 a 95 por ciento del voltaje nominal de la línea), es considerado aceptable por una empresa consultora norteamericana que ha diseñado varias líneas y ha efectuado varios estudios de flujo de carga en ciertos países del Istmo Centroamericano. El límite superior de 105 por ciento lo determinan los altos voltajes transitorios que aparecen en las líneas debido a la operación de interruptores, y que en ocasiones pueden llegar a alcanzar un valor de cresta igual a 2.75 veces la tensión eléctrica de operación de la línea entre fase y neutro. Al limitar el voltaje a un 105 por ciento, el valor de cresta transitorio correspondiente se mantendría a un nivel más bajo que el valor mínimo de arqueo del pararrayos que se usa normalmente en el sistema.

El límite inferior de 95 por ciento lo fijan varios criterios de diseño, entre ellos, el que una regulación mayor de un 10 por ciento sería indicio de un alto porcentaje de pérdidas de potencia en la línea. Además, una

regulación de voltaje hasta de 10 por ciento es generalmente soportada por los equipos que se usan en el sistema, pero un valor mayor podría causar problemas.

En un estudio efectuado por una empresa consultora suiza para la interconexión eléctrica centroamericana, se establece el criterio de que la caída de voltaje en las líneas no debe exceder del 10 por ciento bajo condiciones de carga máxima, con el objeto de garantizar niveles de voltaje adecuados para todas las condiciones posibles de carga.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se presenta más adelante una propuesta de norma sobre este punto.

3. Pérdidas de potencia y energía

Como se mencionó en el punto anterior, en el diseño de líneas de alto voltaje, la consideración primordial la constituye generalmente el renglón de las pérdidas de potencia y energía, o sea, la eficiencia de la línea. Estas pérdidas se expresan generalmente como porcentaje de la potencia entregada en el lado de recibo de la línea.

En términos generales, la capacidad de transferencia de potencia de una línea de transmisión relativamente corta, está determinada usualmente por el límite térmico del conductor usado, mientras que la estabilidad del sistema es uno de los principales factores que la determinan en las líneas muy largas. En el caso de longitudes moderadas, los factores más importantes son la caída de voltaje y las pérdidas de potencia.

La capacidad de transporte de carga de una determinada línea es afectada, además, por una serie de factores. Dado un cierto valor de regulación de voltaje, esta capacidad varía inversamente con la longitud de la línea. Asimismo, es directamente proporcional, aproximadamente, al cuadrado del voltaje de transmisión. El calibre del conductor tiene un efecto menos importante en la capacidad de transferencia de carga, pues aunque las pérdidas de potencia disminuyen al aumentar la sección del conductor, el tamaño del mismo, que define la resistencia de la línea, tiene poca influencia en la regulación de voltaje, la cual se determina principalmente por la reactancia de la línea.

/Para obtener

Para obtener la máxima capacidad de transferencia de carga, las líneas deben operar a un factor de potencia cercano a la unidad, pues las pérdidas aumentan aproximadamente un 20 por ciento al variar el factor de potencia medido en el lado de recibo, de 1.0 a 0.9. Para la misma variación, la caída de voltaje de la línea aumenta a más del doble.

Igual que para la regulación de voltaje, no existen normas que especifiquen el porcentaje de pérdidas de potencia o energía que puedan existir en una determinada línea de transmisión. Sin embargo, el valor máximo permisible de pérdidas de potencia es usualmente del orden de un 5 por ciento de la potencia transmitida. En casos de líneas que poseen una carga pico de corta duración, o sea un bajo factor de carga anual, se pueden permitir pérdidas de potencia mayores sin que se incurra en pérdidas excesivas de energía durante el año.

Tal es el caso del estudio que, sobre la capacidad de transferencia de potencia en las líneas de interconexión entre los diversos sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano, realizó una compañía consultora suiza, la que tomó como base para sus cálculos una regulación de voltaje del 10 por ciento y un valor de pérdidas de potencia permisibles del mismo porcentaje. Posteriormente, en el mismo estudio, los cálculos demostraron una pérdida de potencia desde 7 hasta 10 por ciento para diferentes posibilidades de voltajes nominales y calibres de conductores, a un factor de potencia de 1.0 en el lado de recibo.

En los sistemas eléctricos nacionales de los países del Istmo, la mayoría de las líneas han sido diseñadas y operan con un valor de pérdidas de potencia igual o menor de 5 por ciento a demanda máxima, salvo en casos muy especiales como el de una línea existente que opera satisfactoriamente con pérdidas de 6 a 7 por ciento, a un factor de carga de 30 por ciento aproximadamente.

Los diversos estudios de flujo de carga efectuados en ciertas empresas del Istmo, arrojan valores de pérdidas de potencia del orden del 3 a 5 por ciento para diferentes condiciones de operación.

Este tema se incluye en la propuesta de norma que se presenta más adelante.

E. NIVELES DE AISLAMIENTO

1. Introducción

En la selección del aislamiento apropiado para una línea transportadora de energía eléctrica intervienen diversos factores de naturaleza técnica, tales como el voltaje de la línea y los niveles básicos de impulso de los equipos conectados a ésta. Al mismo tiempo, es necesario tomar en cuenta ciertas consideraciones de carácter económico, y escoger un nivel de aislamiento que guarde proporción con el voltaje de operación de la línea. Conviene llegar a un acuerdo en cuanto a criterios de diseño para la selección del aislamiento apropiado para las líneas de subtransmisión y transmisión.

2. Antecedentes

El Comité Regional de Normas Eléctricas ha aprobado en reuniones anteriores, dos normas de trabajo que se relacionan directamente con este tema: la norma CRNE-8 "Niveles de aislamiento en líneas de distribución de energía eléctrica", y la CRNE-12 "Construcción de redes de distribución".

En la primera se establecieron los siguientes requisitos de diseño bajo condiciones normales:

"a) La tensión eléctrica de arqueo del aislamiento en atmósfera húmeda a la frecuencia de operación del sistema (60 hertz), será igual o mayor a cuatro veces el valor del voltaje nominal de operación de la línea con respecto al neutro del sistema;

"b) La tensión eléctrica de arqueo al impulso del aislamiento de la línea será igual o mayor que el nivel básico de aislamiento al impulso (NBI) del equipo de subestación conectado a la línea."

Al mismo tiempo se determinaron las clases de aisladores de espiga que reúnen las condiciones mínimas para cada voltaje de distribución normalizado, y se recomendó a las empresas el uso de ciertos tipos de aisladores de espiga, de carrete y de tensión para sistemas hasta 34.5 kV entre fases.

/Posteriormente

Posteriormente, en la norma de trabajo CRNE-12, se normalizaron para uso en sistemas de distribución, las clases de aisladores de suspensión y cantidades por fase que se especifican a continuación:

- a) Hasta 13.2 kV, 2 aisladores clase NEMA 52-1 ó 52-9
- b) Para 14.4/24.9 kV, 2 aisladores clase NEMA 52-3 o 52-4
- c) Para 19.9/34.5 kV, 3 aisladores clase NEMA 52-3 o 52-4

3. Generalidades

Con el objeto de determinar los niveles de aislamiento usados en las líneas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica de las diversas empresas eléctricas del Istmo Centroamericano, se recopiló información sobre las clases de aisladores de suspensión que utilizan las empresas en la construcción de sus líneas, y las cantidades por fase que se usan para cada uno de los voltajes nominales de las mismas.

En primer término, el estudio demostró que la única clase de aislador utilizado para estos sistemas es la denominada 52-3, según la clasificación NEMA de los Estados Unidos de Norteamérica. Este aislador corresponde al AIS-3, según la norma de trabajo CRNE-13 aprobada durante la última reunión del Comité; tiene 10 pulgadas de diámetro de disco y 5-3/4 de altura, y posee el tipo de fijación de rótula y bola, por lo que ofrece una gran facilidad para trabajos "en caliente".

En el cuadro 5 se indican los resultados de la investigación sobre el número de aisladores usados por fase en cada uno de los voltajes nominales. En él aparece el número en uso para montajes en suspensión (tangencial), en ángulos y en estructuras de remate.

En el caso de la CFE, el primer número de cada columna corresponde a la norma establecida para sistemas que se construyen hasta una altura de 1 400 metros s.n.m., y la segunda a mayores alturas o en zonas de atmósfera contaminada.

Sobre este último punto se expresó al experto la opinión de que el uso de un mayor número de aisladores en zonas contaminadas no soluciona el problema, sino únicamente lo pospone, y que en estos casos es más conveniente el uso de aisladores especiales como el tipo "fog", por ejemplo.

Cuadro 5

NUMERO USUAL POR FASE DE AISLADORES CLASE NEMA 52-3

Empresa o País	46 kV			69 kV			115 kV			138 kV			230 kV		
	S	A	R	S	A	R	S	A	R	S	A	R	S	A	R
INDE				6	6	7				10	10	11			
EEG				6		7-8									
CEL	4	4	4	5	6	6	8	10	10						
CAESS	4	4	4												
ENEE				5		6				9		11			
ENALUF				6		7				10		12			
ICE				5	6	6				10	12	12			
CPFL							7	9	9						
CFE				4-5		5-6	7-8	9-10					15-17	18-20	
ANSI	3	4	5	4	5	6	7	8	9	8	9	10	12	13	14

Nota: S: en suspensión (tangente); A: ángulos; R: remates.

Otro aspecto interesante observado en la CFE en cuanto a la construcción de líneas es la tendencia a eliminar en lo posible las estructuras de ángulo, sustituyéndolas por estructuras de remate. Normalmente, cuando las condiciones topográficas lo permiten, se rematan las líneas cada tres kilómetros aproximadamente.

Con el propósito de estudiar las relaciones existentes entre los voltajes de arqueo de las cadenas de aisladores y las tensiones eléctricas nominales de operación con respecto al neutro del sistema, se reproduce en el cuadro 6 la tabla de voltajes de arqueo correspondiente al aislador clase NEMA 52-3, según las especificaciones ANSI de los Estados Unidos de Norteamérica, y en el cuadro 7 se obtiene para cada voltaje nominal, el número de aisladores por fase y tipo de montaje (suspensión tangencial, ángulos y remates), la relación entre el voltaje de arqueo en húmedo y la tensión eléctrica de operación con respecto al neutro del sistema, según las normas ANSI sobre niveles de aislamiento. El último renglón especifica la norma de la CFE de México que se incluye para efectos comparativos.

Cuadro 6

VOLTAJES DE ARQUEO DEL AISLADOR NEMA 52-3 EN CADENAS (ANSI)^{a/}

No. de aisladores por cadena	A baja frecuencia (kV)		Al impulso (kV) onda de 1.5 x 40 Ms	
	Seco	Húmedo	Positivo	Negativo
1	80	50	125	130
2	155	90	255	255
3	215	130	355	345
4	270	170	440	415
5	325	215	525	495
6	380	255	610	585
7	435	295	695	670
8	485	335	780	760
9	540	375	860	845
10	590	415	945	930
11	640	455	1 025	1 015
12	690	490	1 105	1 105
13	735	525	1 185	1 190
14	785	565	1 265	1 275
15	830	600	1 345	1 360
16	875	635	1 425	1 440
17	920	670	1 505	1 530
18	965	705	1 585	1 615
19	1 010	740	1 665	1 700
20	1 055	775	1 745	1 785

^{a/} Estos valores son promedios, y están sujetos a las tolerancias indicadas en las especificaciones ANSI C-29.1-1961, "American Standard Test Methods for Electrical Power Insulators", o su última revisión.

Quadro 7

NIVELES DE AISLAMIENTO SEGUN LAS NORMAS ANSI

Voltajes nominales (kV)		No. de aisladores mínimo (ANSI)			Voltaje de arqueo en húmedo (kV)			Relación arqueo en húmedo y fase a neutro		
Entre fases	Fase a neutro	S	A	R	S	A	R	S	A	R
46	26.5	3	4	5	130	170	215	4.9	6.4	8.1
69	40	4	5	6	170	215	255	4.3	5.4	6.4
115	66.5	7	8	9	295	335	375	4.4	5.0	5.6
138	79.6	8	9	10	335	375	415	4.2	4.7	5.2
230	133	12	13	14	490	525	565	3.7	4.0	4.3
230 ^{a/}	133	15-17		18-20	600 ^{b/}		705 ^{c/}	4.5		5.3

a/ CFE de México.

b/ Para 15 aisladores.

c/ Para 18 aisladores.

En este último cuadro se puede observar que la relación mencionada es en todos los casos mayor que 4.0, exceptuando el montaje en suspensión para el voltaje de 230 kV según la norma ANSI.

Por considerarlo de interés en el cuadro 8 se presenta la relación ~~aludida~~ para cada empresa del Istmo y el voltaje nominal, según el número usual de aisladores por fase indicado anteriormente en el cuadro 5. También se incluyen para comparación, los valores correspondientes según las normas de la CFE de México y de la ANSI.

En el cuadro 8 se observa que el nivel de aislamiento usado en las empresas del Istmo es, en términos generales, ligeramente más alto que el normal indicado por las normas ANSI, y en ningún caso la relación del voltaje de arqueo y el de operación baja de 4.4.

Otra de las consideraciones fundamentales que debe tomarse en cuenta al seleccionar el aislamiento apropiado para las líneas, es la relación correcta entre los niveles básicos de aislamiento al impulso (NBI) de la línea y de los equipos conectados a ésta. Esta relación es también básica para seleccionar correctamente los valores mínimos de arqueo de los equipos de protección.

Cuadro 8

RELACIONES ENTRE EL VOLTAJE DE ARQUEO EN HUMEDO Y LA TENSION
ELECTRICA DE OPERACION CON RESPECTO AL NEUTRO.
AISLADOR NEMA 52-3

Empresa o país	46 kV			69 kV			115 kV			138 kV		
	S	A	R	S	A	R	S	A	R	S	A	R
INDE				6.4	6.4	7.4				5.2	5.2	5.7
EEG				6.4		7.4						
CEL	6.4	6.4	6.4	5.4	6.4	6.4	3.0	6.2	6.2			
CAESS	6.4	6.4	6.4									
ENEE				5.4		6.4				4.7		5.7
ENALUF				6.4		7.4				5.2		6.2
ICE				5.4	6.4	6.4				5.2	6.2	6.2
CPFL							4.4	5.6	5.6			
CFE				4.3		5.4	4.4		5.6			
USA	4.9	6.4	8.1	4.3	5.4	6.4	4.4	5.0	5.6	4.2	4.7	5.2

En la norma de trabajo CRNE-8 mencionada anteriormente, esta relación se estableció como igual o mayor que la unidad.

El Comité Conjunto AIEE-EEI-NEMA estableció en 1941 los niveles básicos de impulso que aparecen en el cuadro 9, los que fueron adoptados en un principio para toda clase de sistemas, aterrizados o no aterrizados. Posteriormente, la experiencia demostró la factibilidad de reducir el NBI en los casos de sistemas con neutro sólidamente conectado a tierra, por la reducción que esa práctica produce en los voltajes de fase a neutro bajo condiciones de fallas, y se reconocieron los niveles reducidos de impulso que también aparecen en el mismo cuadro 9, para sistemas de tensiones eléctricas iguales o mayores de 115 kV entre fases. Simultáneamente se introdujo el uso de los pararrayos conocidos como "de 80 por ciento" para estos sistemas. La misma tendencia ha aparecido en los sistemas de menores voltajes nominales, pero aun no se reconoce como normal.

Cuadro 9

**NIVELES BASICOS DE AISLAMIENTO AL IMPULSO (NBI)
 EN kV - NORMAS ANSI**

Voltajes nominales	NBI normal	NBI reducido	Cadenas de aisladores 52-3		
			S	A	R
46	250	-	345	415	495
69	350	-	415	495	585
115	550	450	670	760	845
138	650	550	760	845	930
230	1 050	900	1 105	1 185	1 265

Se incluyen además en el cuadro 9 los voltajes de arqueo al impulso correspondientes a la condición más desfavorable (positivo o negativo) del aislador NEMA 52-3, según el número de aisladores por fase y tipo de montaje recomendado por ANSI. Esta información se extractó de los cuadros 5 y 6 anteriores.

Se puede observar en este cuadro, que el nivel de impulso de la línea resulta en todos los casos superior que el NBI normal establecido para el sistema (y equipos) en general.

Además de todos los factores fundamentales aludidos, al seleccionar el aislamiento para una línea específica se deben considerar otros factores importantes de carácter ambiental propios de la zona, tales como el nivel, de tormenta, humedad, condiciones atmosféricas malas causadas por humos químicos, polvo de cemento, niebla salina, ceniza volcánica y otro material extraño, que pueden requerir un aislamiento mayor que el normal. En estos casos, la experiencia local deberá determinar el aumento necesario en el aislamiento.

También intervienen factores propios de la instalación, tales como el tipo de estructura que se usará y su material de construcción (madera, acero o concreto), así como condiciones de naturaleza mecánica que impongan esfuerzos anormales en las cadenas de aisladores.

Como ejemplo de la práctica usual bajo diferentes condiciones se ha considerado conveniente incluir el cuadro 10, en el que se indican los resultados de una investigación efectuada en diversas instalaciones de los Estados Unidos de Norteamérica, sobre los niveles de aislamiento usados en líneas con estructuras de acero, de 69 kV en adelante. Aquí se puede observar la tendencia a usar, en términos generales, un aislamiento superior al establecido por las normas correspondientes. La información original está dada en términos del NBI con onda positiva y del voltaje de arqueo de la cadena de aisladores en seco; en este cuadro se ha tomado el NBI más desfavorable (positivo o negativo) y los voltajes de arqueo en húmedo, por representar la condición menos favorable y más común en el Istmo Centroamericano y para utilizar las mismas bases que en los análisis ya expuestos en este documento.

Es interesante comparar los cuadros y criterios anteriores con ciertas normas existentes en algunos países de Europa. Por ejemplo, la UNESA (Unidad Eléctrica, S.A.) de Madrid, España, en una ponencia para el Reglamento de Instalaciones Eléctricas sobre el nivel de aislamiento necesario en líneas aéreas de alta tensión propuesta en 1946. dice, entre otras cosas, lo siguiente: "El aislamiento será suficiente para resistir la tensión de $4 U/1.73$, siendo U la tensión compuesta nominal en kV, bajo lluvia de 3 mm con una inclinación de 45 grados sobre la cadena dispuesta de manera análoga a como se utilice en la práctica".

Esta ponencia de la UNESA es obviamente similar a lo aprobado por el comité en la norma CRNE-3, al indicar el requisito mínimo de "cuatro veces el voltaje de operación con respecto al neutro del sistema", y esta condición se cumple en casi todos los casos expuestos en los cuadros anteriores.

Por otro lado, las normas alemanas VDE, especifican que "para tensiones eléctricas mayores a 2.5 kV, el voltaje mínimo de descarga bajo lluvia que deberá tener el aislamiento de los conductores será igual o mayor a $1.1 (2.2U + 20)$ kV, siendo U la tensión eléctrica entre conductores en el extremo final de la línea".

Quadro 10

NIVELES DE AISLAMIENTO USUALES EN ESTRUCTURAS DE ACERO (EUA)

Voltaje nominal (kV)	Cantidad de aisladores <u>a/</u>	NBI (kV) Condición más desfavorable	Arqueo en húme do 60 hz (kV)	Relación de volta jes de arqueo y nominal (fase a tierra)
69	4	415	170	4.3
	6	585	255	6.4
	8	760	335	8.4
115	6	585	255	3.8
	8	760	335	5.0
	10	930	415	6.2
138	8	760	335	4.2
	10	930	415	5.2
	12	1 105	490	6.2
230	14	1 265	565	4.3
	16	1 425	635	4.8
	20	1 745	775	5.8

a/ Para cada voltaje nominal, el valor central indica la cantidad más común. Los valores inferior y superior indican el rango usual, según diferentes características y costumbres locales.

Tomando U como el voltaje nominal entre conductores, se obtienen los valores tabulados en el cuadro 11, en donde se comparan primero con el nivel mínimo correspondiente de la norma norteamericana indicados en el cuadro 5 anterior, y luego con los valores promedio de los niveles usuales indicados en el cuadro 10. Se han indicado además, los niveles de la norma VDE en relación con el voltaje de fase a neutro para cada sistema.

Aquí se observa que los niveles mínimos establecidos en la norma norteamericana son más bajos que los correspondientes en la norma alemana; sin embargo, los valores prácticos usuales en los Estados Unidos cumplen también con los requisitos de la norma VDE.

Este tema se incluye más adelante en la propuesta de norma.

Cuadro 11

COMPARACION DE NIVELES DE AISLAMIENTO SEGUN VDE, ANSI Y
VALOR USUAL EN EUA.

Voltaje nominal (kV)	Mínimo arqueo en húmedo (kV)	Norma VDE		Arqueo en húmedo (EUA)	
		Relación con voltaje fase a neutro	No. mínimo aisladores	Valor normal mínimo	Valor usual
46	133	5.00	4	130	170
69	189	4.75	5	170	255
115	300	4.51	8	295	335
138	357	4.48	9	335	415
230	580	4.36	15	490	635

Propuesta de Norma de Trabajo CRNE-15

CRITERIOS DE DISEÑO ELECTRICO PARA REDES DE SUBTRANSMISION
Y TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

A. VOLTAJES NOMINALES

Se adoptan como normales para el diseño de líneas trifásicas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, los siguientes voltajes nominales entre fases:

Subtransmisión: 46^{1/2} y 69 kV

Transmisión: 115^{1/2}, 138 y 230 kV

B. CALIBRES Y MATERIALES DE CONDUCTORES

1) Los conductores eléctricos se designarán por su calibre utilizando el sistema AWG (American Wire Gauge) de los Estados Unidos de Norteamérica.

2) Las características propias de cada conductor, tales como diámetro, área, peso, resistencia eléctrica, resistencia última, etc., deberán especificarse usando el sistema MKSA.

3) Se adoptan como normales los siguientes tipos de conductores y calibres, para uso en las líneas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica:

<u>Tipo de conductor</u>	<u>Calibres normales (AWG)</u>
ACSR	1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 266.8, 336.4, 477, 556.5, 636 y 795 MCM
Cobre	2, 1/0, 2/0, 3/0 y 4/0

El número de hilos de aluminio y acero de los conductores ACSR se determinará según los requerimientos de diseño mecánico para cada caso en particular.

4) Con el objeto de evitar o disminuir la corrosión en las líneas aéreas que se construyan cerca de la costa y se encuentren expuestas directamente a

1/ Se incluyen debido a sistemas existentes. No se consideran voltajes preferidos en la región.

la contaminación salina de la brisa del mar, se recomienda el uso de conductores de aluminio tipo AA o de cobre. En los casos en que se deba usar el conductor de aluminio tipo ACSR, éste debe estar cubierto por una capa de grasa. En casos especiales de alta contaminación salina, es recomendable el uso del "copperweld" y del "alumoweld". (Norma de trabajo CRNE-10).

C. REGULACION DE VOLTAJE Y PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA

1. Límites de voltaje permisibles

Los límites máximos y mínimos de voltaje permisibles en los sistemas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica se indican en el cuadro 1. Estos valores limitan la zona de operación de los respectivos sistemas, dentro de la cual los equipos utilizados deben ser capaces de operar en forma continua; no señalan el rango de variaciones que podría existir en un mismo punto del sistema.

Cuadro 1

LIMITES DE VOLTAJE PERMISIBLES EN LOS SISTEMAS DE SUBTRANSMISION Y TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

(kV)

Voltaje nominal	Límite máximo	Límite mínimo
46	48.3	40
69	72.5	60
115	121	100
138	145	120
230	242	200

2. Regulación de voltaje

Con el objeto de garantizar niveles de voltaje adecuados en las líneas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica para todas las posibles condiciones de carga, limitar a un nivel conveniente de operación el valor máximo de la tensión eléctrica en las líneas y mantener las pérdidas de las mismas dentro de límites aceptables, se establece como norma de trabajo para el diseño de líneas de subtransmisión y transmisión, un valor máximo de regulación de voltaje de 10 por ciento, bajo condiciones de máxima carga.

La regulación de voltaje de una línea se define como la diferencia de las magnitudes de las tensiones eléctricas de envío y de recibo de la línea, expresada como porcentaje de la magnitud del voltaje nominal de la misma.

3. Pérdidas de potencia y energía

Se adopta como normal para el diseño de líneas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, un valor de pérdidas de potencia igual o menor a 5 por ciento.

En casos de líneas que operan a bajo factor de carga anual, este valor puede aumentarse hasta un máximo de 10 por ciento, siempre que no signifique una pérdida excesiva de energía durante el año.

Las pérdidas de potencia (expresadas en porcentos) están en función de la potencia máxima entregada en el lado de recibo de la línea.

El factor de potencia de la carga en el lado de recibo, deberá mantenerse lo más cerca posible de la unidad, y se recomienda que no sea menor de 0.95 atrasado. En igual forma, se recomienda que el factor de potencia en el lado de envío sea igual o mayor de 0.90 atrasado.

D. NIVELES DE AISLAMIENTO

1. En el diseño de líneas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, la selección de los niveles de aislamiento cumplirá con los requisitos siguientes:

/a) La tensión

a) La tensión eléctrica de arqueo del aislamiento en atmósfera húmeda a la frecuencia de operación del sistema (60 hertz), será mayor que cuatro veces el valor del voltaje nominal de operación de la línea con respecto al neutro del sistema.

b) La tensión eléctrica de arqueo al impulso del aislamiento de la línea será mayor que el nivel básico de aislamiento al impulso (NBI) del equipo de subestación conectado a la línea, indicado en el cuadro 2, para cada voltaje nominal.

Cuadro 2

NIVELES BASICOS NORMALES DE AISLAMIENTO AL IMPULSO

(kV)

Voltaje nominal	NBI normal	NBI reducido ^{a/}
46	250	-
69	350	-
115	550	450
138	650	550
230	1 050	900

a/ Aceptado para sistemas con neutro conectado sólidamente a tierra.

Nota: El número mínimo de aisladores por cadena tipo CRNE AIS-3 (clase NEMA 52-3) o equivalente, que satisface las condiciones estipuladas en los incisos a) y b) anteriores, es de 3, 4, 7, 8 y 14 unidades, para sistemas de 46, 69, 115, 138 y 230 kV respectivamente.

2. Bajo condiciones normales se recomienda a las empresas que utilicen el aislador CRNE AIS-3 (clase NEMA 52-3) o equivalente, en las cantidades por fase, que se indican en el cuadro 3.

3. En zonas especiales de alto nivel de tormenta o de alta humedad relativa, cercanas al mar o a volcanes, con atmósferas cargadas de polvo, productos químicos, etc., se deberá considerar cada caso con el objeto de elevar el nivel de aislamiento si fuere necesario.

Quadro 3

CANTIDAD DE AISLADORES AIS-3 RECOMENDADOS POR FASE

Voltaje nominal (kV)	Cantidad de aisladores por cadena y relación entre voltaje de arco en húmedo y de fase a neutro					
	Suspensión		Angulos		Remates	
	Número de aisladores	Relación	Número de aisladores	Relación	Número de aisladores	Relación
46	4	6.4	4	6.4	4	6.4
69	5	5.4	6	6.4	6	6.4
115	8	5.0	9	5.6	10	6.2
138	9	4.7	10	5.2	11	5.7
230	15	4.5	17	5.0	18	5.3

4. La norma podrá modificarse en casos de remates de líneas en estructuras de soporte o en subestaciones, o bajo condiciones especiales de operación de naturaleza mecánica, tales como calibres mayores de conductores o tramos muy largos que impongan esfuerzos anormales en los aisladores.

5) En zonas localizadas a más de 1 000 metros s.n.m., debe tomarse en cuenta un factor de corrección para los valores de arco en seco, a 60 Hz, de los aisladores tipo espiga, poste y de suspensión. Estos valores se indican a continuación:

<u>Altura s.n.m. (metros)</u>	<u>Factor de corrección</u>
Hasta 1 000	1.0
De 1 000 a 1 250	0.94 - 0.91
De 1 250 a 1 550	0.91 - 0.88
De 1 550 a 2 200	0.88 - 0.85
De 2 200 a 3 100	0.85 - 0.79
Más de 3 100	0.79 - 0.70

BIBLIOGRAFIA

British Standard Specification B.S.77 "Voltages for AC Transmission and Distribution Systems", 1958.

Jorge A. Bendix, Voltajes en los sistemas de transmisión, distribución y alumbrado público en Guatemala, 1959.

"Significance of Proposed Changes in AC System Voltage Nomenclature for Industrial and Commercial Power Systems: Part I - Low Voltage Systems; Part II - Medium Voltage Systems". IEEE Transactions Vol. IGA-3 No. 6, noviembre, diciembre 1967.

Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Westinghouse Electric Corporation, U.S.A.

Antonio F. Cañas, Línea de transmisión La Garita Barranca. (Tesis de incorporación), 1960.

A. E. Knowlton, Standard Handbook for Electrical Engineers.

Luis María Checa, Líneas aéreas de transporte de energía eléctrica e instalaciones auxiliares de telecomunicación. Madrid, España, 1948.

Mario Hidalgo P. Bases y criterios generales para proyectar líneas de transmisión nacionales y de interconexión, 1969.

Plan Nacional de Electrificación de México. Electricité de France-Sofrelec, 1962.

Electro-Watt Engineering Services, Ltd., Study on the power transfer capabilities of the interconnecting lines between the various Central American Electricity Systems, abril, 1969.

S. Krotzki, Electric Transmission and Distribution, McGraw Hill, 1954.

Varias publicaciones sobre proyectos, flujos de carga, características de las instalaciones, etc. de diversas empresas eléctricas del Istmo Centroamericano.

Norma ANSI C84.1 "EEI-NEMA, Preferred Voltage Ratings for AC Systems and Equipment", 1954.

Norma de trabajo CRNE-3 "Terminología y definiciones utilizadas en generación, transmisión, distribución y consumo de la energía eléctrica".

Norma de Trabajo CRNE-8 "Niveles de aislamiento en líneas de distribución de energía eléctrica".

Norma de Trabajo CRNE-9 "Calibres y materiales de conductores para sistemas de distribución y acometidas", marzo de 1969.

Norma de Trabajo CRNE-10 "Criterios de diseño mecánico para redes de distribución de energía eléctrica".

Norma de Trabajo CRNE-12 "Construcción de redes de distribución de energía eléctrica".

PROYECTO DE NORMA DE TRABAJO CRNE-16

Criterios de diseño mecánico para redes de subtransmisión y
transmisión de energía eléctrica

A. COMENTARIO GENERAL

El Comité Regional de Normas Eléctricas, durante su quinta reunión, aprobó la norma de trabajo CRNE-10 "Criterios de diseño mecánico para redes de distribución de energía eléctrica", en la cual se establecieron las bases para el cálculo de las cargas mecánicas de las líneas, se definieron dos clases de construcción para las mismas y se establecieron los requisitos mínimos para cada una de ellas. Asimismo, se fijaron las distancias mínimas entre partes calientes y entre éstas y tierra, para voltajes hasta del orden de 50 kV.

La norma de trabajo aludida se ha tomado como referencia fundamental para la formulación de los criterios que se proponen en este documento.

B. CLASIFICACION DE ZONAS DE CARGA MECANICA

1. Velocidades del viento

En la norma de trabajo CRNE-10 aprobada durante la quinta reunión del Comité, se definieron tres zonas de carga en el Istmo Centroamericano, determinadas por diferentes velocidades de viento, como sigue:

<u>Zona</u>	<u>km por hora</u>
1	65
2	90
3	120

Estas tres velocidades de viento se usarán como referencia fundamental para las diferentes zonas de carga mecánica en la región.

2. Presiones del viento sobre las estructuras

Las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano han usado generalmente el código nacional de seguridad eléctrica de los Estados Unidos (NESC) como base para sus diseños de líneas. Cuando los diseños son efectuados por compañías consultoras, las especificaciones para los mismos se elaboran con base en los criterios establecidos en dicho código. La zona de carga

/mecánica

mecánica adoptada en el Istmo ha sido, sin excepción, la de carga liviana; sin embargo, en los países se han usado valores diferentes de presiones de viento, que en términos generales varían entre 39 y 60 kg/m² (8 y 12 lb/pie² respectivamente), sobre áreas proyectadas de superficies cilíndricas. Sin embargo, en la norma de trabajo CRNE-10 mencionada anteriormente, el Comité acordó que para cada zona de carga se calculará la presión ejercida por el viento, como la correspondiente a una velocidad no menor que las indicadas en el acápite 1 anterior .

Para calcular la presión del viento sobre las superficies de las estructuras o conductores, se supone que la onda frontal del mismo está contenida en un plano vertical, y que la presión es uniforme sobre la totalidad de la superficie batida por el viento. Bajo esas condiciones, se ha determinado por experimentación la relación que existe entre la velocidad del viento y la presión del mismo sobre los elementos de las estructuras. Se ha llegado a determinar que dicha relación, denominada generalmente por el símbolo "K", depende no solamente de la temperatura del aire en movimiento y de la presión atmosférica, sino que también es función de las dimensiones y de la forma de la superficie batida por el viento.

Experimentalmente se ha comprobado que la presión unitaria sobre una superficie pequeña es mayor que sobre una grande, así como que la presión sobre una superficie plana es más importante que sobre otra curva de igual área aparente, pero que presente su convexidad al viento. Este último es el caso de los conductores de líneas eléctricas.

El Código de Seguridad Eléctrica de los Estados Unidos de Norteamérica define la carga liviana como una presión de viento horizontal y en ángulo recto a la dirección de la línea, de 9 lb/pie² sobre el área proyectada de las superficies cilíndricas de todos los conductores y mensajeros soportados, postes y torres, sin recubrimiento de hielo. Esta presión equivale a 44 kg/m² aproximadamente.

Para superficies planas, el mismo código establece un aumento del 60 por ciento de dicha presión, y para estructuras de celosía indica que el área expuesta de una cara lateral se aumentará un 50 por ciento para

/compensar

compensar por la presión de la cara opuesta, aunque este total no necesita ser mayor que la presión que ocurriría en una estructura sólida de las mismas dimensiones externas. También se hace la salvedad de que estas simples reglas pueden sustituirse por cálculos más exactos.

El valor del coeficiente "K" mencionado que se usa normalmente en los Estados Unidos de Norteamérica para determinar la presión en lb/pie^2 ejercida por el viento sobre conductores de líneas a partir de la velocidad del mismo en millas por hora según la fórmula $p = K v^2$, es de 0.0025. Este valor ha sido el resultado de experimentos efectuados en túneles de viento y equivale a 0.0048 en el sistema MKSA (presión en kg/m^2 y velocidad del viento en km/h). Por lo tanto, el valor de $9 \text{ lb}/\text{pie}^2$ definido por el NESC como carga liviana corresponde a una velocidad de viento de 60 millas/h, o sean 96 km/h .

Con el objeto de poder apreciar en mejor forma las diferentes magnitudes de velocidades de viento, se reproduce en el cuadro 1 la información publicada en España sobre diferentes designaciones de las mismas.

Cuadro 1

VELOCIDADES DEL VIENTO Y SUS DESIGNACIONES

Designaciones	Velocidades	
	m/seg	km/h
Viento casi inapreciable	1	3.6
Brisa ligera	2	7.2
Viento fresco o brisa	4	14.4
Viento fresco favorable para accionamiento de molinos	7	25.2
Viento fresco favorable para navegación a vela	9	32.4
Viento fuerte	20	72
Tempestad	24	86.3
Tempestad muy violenta	30	108
Huracán	36	129
Huracán muy violento	45	162

/La norma

La norma alemana DIN 1 055 especifica diferentes velocidades de viento que deben considerarse para calcular la presión que éste ejerce sobre una estructura determinada, según la altura de la misma sobre el terreno colindante. Para cada velocidad de viento se determina una presión estática o "de barrera" que se expresa como "q" y es igual a $v^2/16$, donde v está dada en m/seg y q en kg/m^2 .

El valor de "q" es multiplicado luego por un coeficiente "c" que depende de la configuración propia de la estructura, y esto da como resultado la carga de viento "w" por unidad de superficie.

El cuadro 2 ilustra la norma DIN aludida en cuanto a la velocidad del viento que se debe considerar en función de la altura sobre el terreno que rodea la estructura, y los valores correspondientes de la presión de barrera.

Cuadro 2

ALTURAS DE OBRAS, VELOCIDADES DEL VIENTO Y PRESIONES DE BARRERA (NORMA DIN 1 055)

Altura sobre el terreno (m)	Velocidad del viento "v"		Presión de barrera "q" (kg/m^2)
	m/seg	km/h	
De 0 hasta 8	28.3	102	50
De 8 hasta 20	35.8	129	80
De 20 hasta 100	42.0	151	110
Más de 100	45.6	164	130

Los coeficientes que deben usarse para la determinación de la carga del viento en las diferentes configuraciones estructurales según la norma DIN en referencia se reproducen en el cuadro 3. Se indica, además, el valor del coeficiente "K" que corresponde a cada valor de "c". Al multiplicar el valor del coeficiente "K" por el cuadrado de la velocidad en km/h se obtiene la carga de viento respectiva en kg/m^2 .

Cuadro 3

COEFICIENTES "c" PARA CADA TIPO DE ESTRUCTURA (DIN 1 055)

Tipo de estructura	Coeficientes ^{a/}	
	C	K
Conductores eléctricos	1.2	0.0058
Superficies planas de obras tipo torre ^{b/}	1.6	0.0077
Torres y mástiles de celosía	2.8 ^{c/}	0.0134

a/ Estos coeficientes suponen una dirección del viento perpendicular a las superficies.

b/ Una obra se considera del tipo torre cuando su altura es mayor de cinco veces su anchura media.

c/ Incluye ambas caras de la torre; la frontal y la posterior, por lo que la superficie sobre la que se calculará la carga total será únicamente la de la cara frontal.

Existen valores muy diversos del coeficiente K usado en diferentes países del mundo, y aun dentro de un mismo país, que son los resultados de distintos experimentos llevados a cabo en diversos laboratorios, y de diferentes criterios de las personas que han investigado sobre el tema. Algunos de estos valores se reproducen en el cuadro 4.

Cuadro 4

VALORES DEL COEFICIENTE "K" USADOS EN DIVERSOS PAISES

$$p = K v^2 \quad (p = \text{kg/m}^2 \quad v = \text{km/h})$$

País	Autor o entidad responsable	"K" para superficies	
		Cilíndricas	Planas
Alemania	Náderer (1928)	0.0052	
	Laboratorio de Aerodinámica de Göttingen	0.0048	
	Normas DIN 1 055	0.0058	0.0077
España	UNESA-ponencia para el Reglamento de <u>Ins</u> talaciones Eléctricas (1946)	0.0042 ^{a/}	0.0070
Estados Unidos de Norteamérica	H.W. Buck (usada por REA)-NESC	0.0048	0.0076
	Eiffel		0.0062
	Stanton		0.0060
Italia	Normas para la construcción de líneas eléctricas aéreas (1941)	0.0045	0.0070
Rusia	Reglamento para el cálculo mecánico de líneas de transporte de energía eléctrica (1923)	0.0090	0.0090

^{a/} Equivale a 60 por ciento del coeficiente para superficies planas.

Ciertos países de Europa han definido dichas zonas de carga en forma similar a la utilizada por el NESC, tal como se indica en el cuadro 5.

Cuadro 5

ZONAS DE CARGA, SEGUN PRESION DE VIENTO, EN VARIOS PAISES EUROPEOS^{a/}

País	Zonas de carga		Presiones del viento sobre superficies (kg/m ²)			
	Designación	Velocidad del viento (km/h)	Planas	Cilíndricas	Celosías	
					Frontal	Posterior
Bélgica	A		120	72	120	120 (So/s+So) ^{b/}
	B		30	18	30	30 (So/s+So)
Checoslovaquia	125 kg/m ²		125	75	125	62.5
España		120	100	60	100	50
		180 ^{c/}	225	135	225	112.5
Francia	A		120	72	120	120 (So/s+So)
	B		30	18	30	30 (So/s+So)

a/ Dirección del viento perpendicular a las superficies.

b/ "S" es el área de la parte llena de la superficie frontal, en m²; "So" es el área de los huecos de dicha superficie, en m².

c/ La velocidad de 180 km/h sólo se considerará cuando se demuestre la posibilidad de que pueda presentarse.

Sobre este cuadro es interesante formular las siguientes observaciones:

1) Las presiones del viento sobre las superficies cilíndricas son, en todos los casos, iguales al 60 por ciento de la presión sobre las superficies planas;

2) En dos de los cuatro países mencionados en el cuadro, la presión del viento sobre la cara posterior de una estructura tipo celosía es igual al 50 por ciento de la presión sobre la cara frontal;

3) El coeficiente de reducción (So/s+So) fue también adoptado por Italia, después de ensayos realizados por la Asociación Electrónica de dicha nación.

Debido a la naturaleza empírica del tema en referencia, los coeficientes usados en los diseños están sujetos a variaciones a medida que se perfeccionen las técnicas de laboratorio y la experiencia aporte nuevos datos.

/En una

En una publicación del IEEE de los Estados Unidos de Norteamérica relativamente reciente (febrero de 1964), se revisan las prácticas tradicionales en cuanto a las diferentes cargas de diseño, combinaciones de las mismas y factores de seguridad, señalando ciertas prácticas equivocadas y surgiendo nuevos criterios de diseño. Se hace énfasis en que el NESC fue escrito originalmente como un código para la seguridad del público y no como una base de diseño estructural, por lo que no es adecuado para este último fin. Por ejemplo, en lo referente a las tres zonas de carga mecánica que se definen en el NESC y se indican en un mapa del país, se opina que aunque el mapa ha sido de gran utilidad para la construcción de líneas en zonas en donde no existían datos meteorológicos suficientes, la gran cantidad de información climática que actualmente existe y la experiencia acumulada en casi todas las áreas del país constituyen una guía mucho más confiable que el mapa aludido, y han demostrado gran cantidad de excepciones al mismo. Se expresa la opinión, además, de que las presiones de viento deben ser calculadas con base en las velocidades "instantáneas" ("gust velocities"), o sean las promediadas durante 2, 5 o 10 segundos; en caso de no poseer esa información, se debe obtener por medio de fórmulas empíricas existentes a partir de velocidades promediadas durante tiempos mayores.

En igual forma comenta los diversos valores del coeficiente "K" usado en Estados Unidos para calcular las presiones sobre las superficies planas de las torres, los que varían entre 0.0076 y 0.0115, prefiriéndose el primero. (Estos valores dan la presión en kg/m^2 usando la velocidad en km/h . El autor da los valores de 0.004 y 0.006 para lb/pie^2 y millas/h respectivamente.)

Referente al tema de las presiones del viento sobre los conductores se menciona la evidencia experimental que existe de que el valor de "K" varía entre 0.0048 y 0.0057 prefiriéndose el menor. Sin embargo, se hace la observación de que el viento no actúa sobre un tramo de línea de transmisión en la misma forma que lo hace en un túnel de viento instalado en un laboratorio, que fue la forma en que se obtuvieron los coeficientes aludidos.

/Continúa

Continúa el documento en referencia indicando que una gran cantidad de experimentos llevados a cabo en Rusia, Suecia, Australia, Bélgica, Francia y Alemania sobre líneas de transmisión construidas para pruebas, han demostrado que existe un nuevo coeficiente "a" que debe considerarse en el cálculo de las presiones, ($p = K.v^2.a$), llamado el "factor efectividad del viento", y que es generalmente menor que la unidad. Los valores del factor "a" empleados en Rusia son los más conservadores, e indican que para uso general en donde las velocidades instantáneas del viento se acercan a 160 km/h puede usarse un factor "a" de 0.6. Sin tomar en cuenta el valor exacto que debe tener el factor "a" que se use, los resultados de los experimentos mencionados indican claramente que el diseñador puede usar una carga de viento sobre los conductores de las líneas, menor que la requerida por las fórmulas empíricas que se han desarrollado con base en los experimentos efectuados en túneles de viento.

3. Temperaturas máxima y mínima

En la norma de trabajo CRNE-10 mencionada anteriormente, se definieron dos zonas de temperaturas, en las cuales se supondrá que los conductores estarán sometidos a las siguientes temperaturas mínimas y máximas:

Zona 1, mínima 10°C; máxima 50°C

Zona 2, mínima -10°C; máxima 40°C

Estas dos zonas definen los límites de temperatura que deben usarse en el diseño mecánico de líneas de transmisión.

C. RESISTENCIA MECANICA

La norma de trabajo CRNE-10 contiene consideraciones sobre las diferentes clases de construcción de redes de distribución, según resistencia mecánica y según lugares y condiciones de las mismas, en donde se definen los requisitos mínimos para cada una de las clases que se establecieron.

En esa oportunidad el Comité Regional definió dos clases de construcción de líneas aéreas, como sigue:

"Clase A: Es la más fuerte y la que llena los requisitos más exigentes, que se consideran necesarios en los casos de mayor peligro".

"Clase B:

"Clase B: Es menos fuerte que la A, pero llena ciertos requisitos que se estiman necesarios en algunos lugares o condiciones en que el peligro es menor que en los considerados para la clase A".

Debido a las altas tensiones eléctricas a que operan las redes de sub-transmisión y transmisión de energía eléctrica, así como a las severas exigencias de carácter mecánico que deben considerarse en la construcción de las mismas, los coeficientes de seguridad y de sobrecarga que se proponen más adelante en este documento concuerdan esencialmente con los adoptados para la clase A en la norma aludida.

En igual forma, las bases que se proponen para el cálculo de las cargas concuerdan de manera esencial con lo aprobado por el CRNE en la norma de trabajo mencionada, para redes de distribución.

D. DISTANCIAS MINIMAS ENTRE PARTES CALIENTES Y ENTRE ESTAS Y TIERRA

De acuerdo a la recomendación del Comité Regional de Normas Eléctricas, en la preparación de la propuesta de norma sobre este punto se tomaron en cuenta los criterios establecidos en la sexta edición del National Electrical Safety Code (NESC) de los Estados Unidos. Sin embargo, debido a que en muchos casos las aplicaciones de dichos criterios se encuentran más claramente establecidas en los manuales de la Rural Electrification Administration (REA), de ese país, los mismos fueron utilizados como referencia fundamental.

Propuesta de Norma de Trabajo CRNE-16

CRITERIOS DE DISEÑO MECANICO PARA REDES DE SUBTRANSMISION
Y TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA

A. CLASIFICACION DE ZONAS DE CARGA MECANICA

1)^{1/} En el Istmo Centroamericano existirán tres zonas de carga, en las cuales se calculará la presión ejercida por el viento como la correspondiente a una velocidad no menor de las que se indican a continuación

Zona 1: 65 kilómetros por hora

Zona 2: 90 kilómetros por hora

Zona 3: 120 kilómetros por hora

2) Las fuerzas ejercidas por el viento sobre las superficies de las estructuras se calcularán, para cada zona de carga, como las correspondientes a presiones no menores que las indicadas en el cuadro 1, para superficies planas, cilíndricas y estructuras de tipo celosía.

3)^{2/} En el Istmo Centroamericano existirán dos zonas de temperaturas, en las cuales se supondrá que los conductores estarán sometidos a las siguientes temperaturas mínimas y máximas:

Zona 1: mínima 10°C; máxima 50°C

Zona 2: mínima -10°C; máxima 40°C

La zona 2 se ha incluido principalmente para las regiones altas en el norte del Istmo.

4) Los acápites 1, 2 y 3 anteriores constituyen un grupo de criterios fundamentales de diseño mecánico, basados en la práctica usual y en las experiencias obtenidas en los países del Istmo Centroamericano y en otras regiones y países con condiciones similares. Sin embargo, conforme se vayan obteniendo mayores datos meteorológicos en el Istmo y avancen las técnicas de laboratorio usadas en los experimentos que han dado lugar a las fórmulas empíricas usuales, deberán formularse criterios que representen más fielmente las condiciones propias de cada región.

^{1/} Norma de trabajo CRNE-10.

^{2/} Ibid.

Cuadro 1

CARGAS DEL VIENTO SEGUN LA ZONA Y EL TIPO DE ESTRUCTURA^{a/}

Designación	Zona de carga Velocidad del viento (km/h.)	Presión del viento sobre superficies (kg/m ²)				
		Planas	Cilíndricas	De estructuras tipo celosía		
				Frontal	Posterior	Total
1	65	32.1	20.3	32.1	16	48.1
2	90	61.5	38.9	61.5	30.7	92.2
3	120	109.5	69.2	109.5	54.8	164.3

^{a/} Notas:

- 1) En el cuadro 1 se asume que las superficies batidas por el viento son perpendiculares a la dirección del mismo.
- 2) Para el cálculo de las presiones del viento sobre las superficies planas se ha utilizado la fórmula empírica $P = KV^2$, en donde P= presión en kg/m², V= velocidad del viento en km/h y K= 0.0076.
- 3) En el caso de las presiones sobre las superficies cilíndricas, el valor de K usado es de 0.0048.
- 4) La presión ejercida por el viento sobre la superficie posterior de una estructura de tipo celosía se estima en un 50 por ciento de la presión sobre la cara frontal. Esto se debe al efecto de escudo contra el viento que presenta la cara frontal de la torre sobre la posterior. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que en estructuras muy grandes este efecto puede disminuir considerablemente. En igual forma, la presión total calculada con base en este criterio, no necesita ser mayor que la que ocurriría en una estructura sólida de las mismas dimensiones externas.
Puede usarse un método de cálculo más exacto.

B. RESISTENCIA MECANICA

Las líneas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica, deberán tener resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas a que puedan estar sometidas y que razonablemente puedan anticiparse, con los factores de seguridad y de sobrecarga que se establecen más adelante.

1. Bases para el cálculo de las cargas

a) Cargas de conductores

Para calcular la tensión mecánica de los conductores, se considerará como la carga total la resultante del peso del conductor y de la fuerza producida por el viento, actuando horizontalmente y en ángulo recto con la dirección de la línea, a la temperatura mínima, de acuerdo con las bases establecidas en el acápite A anterior, para la zona que corresponda.

b) Cargas en postes o estructuras de soporte

La carga que actúe sobre los postes o estructuras de soporte y sobre todo el material usado para sostener los conductores, se calculará como sigue:

i) Carga vertical. La carga vertical sobre postes, torres, cimientos, crucetas, espigas, aisladores y dispositivos de sujeción se considerará como su propio peso, más el de todos los conductores, cables y equipo que soporten, teniendo en cuenta los efectos que puedan resultar de diferencia de elevación entre soportes de conductores de estructuras inmediatas.

Cuando el poste o estructura de soporte esté anclado, se tomará en cuenta la componente vertical de la tensión a que esté sometido el anclaje.

ii) Carga transversal. La debida al viento soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, para todas las superficies cilíndricas o planas del poste o estructura y conductores soportados, según las bases establecidas en la sección A anterior, para la zona que corresponda y de acuerdo con el tipo de estructura.

/La carga

La carga transversal sobre cualquier poste o estructura podrá calcularse usando el promedio de los vanos siempre que este promedio no difiera en más del 25 por ciento de los vanos a un lado y otro del poste o estructura de que se trate.

En cruzamientos con ferrocarriles, con carreteras principales o con conductores de comunicación, la carga transversal sobre el poste o estructura deberá calcularse considerando la distancia interpostal real.

iii) Carga longitudinal. En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los postes o estructuras comprendidos en tramos rectos de líneas, donde no cambie la tensión mecánica de los conductores a uno y otro lado de los postes o estructuras.

En los remates, la carga longitudinal se considerará igual a la suma de las tensiones máximas de trabajo de todos los conductores que rematen en el poste o estructura, incluyendo hilos de guarda.

iv) Cambio de dirección de la línea. La carga debida a la tensión de los conductores y al viento, en los postes y estructuras de soporte y sus retenidas, instalados donde la línea cambie de dirección, se considerará igual a la resultante de las tensiones de los conductores, originadas por el cambio de dirección de la línea, sumándole aritméticamente a esta resultante la fuerza del viento calculada como si la línea fuera recta.

Puede usarse un método de cálculo más exacto.

v) Aplicación simultánea de cargas

- 1) Al calcular la resistencia a las fuerzas transversales, se supondrá que las cargas vertical y transversal actúan simultáneamente;
- 2) Al calcular la resistencia a las fuerzas longitudinales para la aplicación de retenidas, no se tomarán en cuenta las cargas vertical y transversal;
- 3) En casos en que sea necesario, deberá hacerse un análisis de resistencia tomando en cuenta la aplicación simultánea de las cargas vertical, transversal y longitudinal.

2. Requisitos mínimos para la construcción de líneas

En el cuadro 2 se especifican los coeficientes de seguridad y de sobrecarga y otros requisitos mínimos que se deberán cumplir en la construcción de líneas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica.

Al calcular los esfuerzos a que esté sometido un poste o estructura de soporte y todos sus accesorios, no se deberán tomar en consideración las deformaciones causadas por la aplicación de las cargas, a menos que el método de cálculo haya sido previamente aprobado por el organismo nacional competente.

Cuadro 2

REQUISITOS MINIMOS PARA LA CONSTRUCCION DE LAS LINEAS

I. Definiciones

- 1) Coefficiente de seguridad: Se define como el cociente entre la resistencia última (madera, cables y conductores, hilos de guarda) o la resistencia en el límite de fluencia (acero o aluminio), y la carga máxima de trabajo.
- 2) Coefficiente de sobrecarga: Se define como el cociente entre la carga máxima aplicable a una estructura sin que ninguno de sus componentes sufra deformaciones permanentes, y la carga máxima de trabajo.

II. Conductores suministradores

Coefficiente de seguridad calculado como el cociente entre la resistencia última de los conductores y la carga máxima de trabajo según las condiciones especificadas en B-1-a).....1.7

III. Hilos de guarda

Coefficiente de seguridad calculado como el cociente entre la resistencia última del cable y la carga máxima de trabajo según las condiciones especificadas en B-1-a).....1.7

IV. Postes y estructuras

Los postes y estructuras deberán resistir las cargas especificadas en B-1-b), con los coeficientes de sobrecarga que se indican a continuación

/y además

y además cumplirán con las disposiciones adicionales que se señalan en cada caso. Cuando los postes estén sujetos a deformación considerable en la dirección de la línea, será necesario aumentar las separaciones normales especificadas en el capítulo C, más adelante, o instalar retenidas o refuerzos especiales para evitar tal deformación.

1) Postes de concreto

Los postes de concreto deben soportar sin deformación permanente las cargas máximas calculadas según el inciso B-1-b) multiplicadas por los coeficientes de sobrecarga que se indican a continuación:

- a) Resistencia vertical.....2.0
- b) Resistencia transversal (viento).....2.0
- c) Resistencia longitudinal.....2.0

Nota: En postes de remate se aplicará independientemente de las cargas verticales y transversales.

d) Resistencia en ángulos.

La resistencia del poste será suficiente para soportar la combinación de la carga transversal (viento) con un factor de sobrecarga de.....2.0 y la carga resultante del cambio de dirección de conductores con un factor de sobrecarga de.....1.5

2) Postes y estructuras de acero o aluminio

Los postes y estructuras deberán soportar sin deformación permanente las cargas máximas calculadas según el inciso B-1-b) multiplicadas por los coeficientes de sobrecarga que se indican a continuación:

- a) Resistencia vertical.....1.3
- b) Resistencia transversal (viento).....2.5
- c) Resistencia longitudinal.....1.7

Nota: En postes y estructuras de remate se aplicará independientemente de las cargas verticales y transversales.

d) Resistencia en ángulos

La resistencia del poste o estructura será suficiente para soportar la combinación de la carga transversal del viento

/con un factor

- con un factor de sobrecarga de.....2.5
 y la carga resultante del cambio de dirección de conductores
 con un factor de sobrecarga de.....1.7

3) Estructuras de acero

Para estructuras de acero no deberá usarse material más delgado que el siguiente expresado en milímetros:

- a) En lugares donde la pintura o cubierta protectora se deteriore con rapidez, como en las costas,
- i) En miembros principales.....6
 - ii) En otros miembros.....4
- b) En otros lugares
- i) En miembros principales.....4
 - ii) En otros miembros.....3

4) Otros requisitos

- a) Las partes empotradas de postes y estructuras de acero deberán protegerse contra la corrosión mediante alguna cubierta o protección adecuada, que sobresalga del nivel del suelo.
- b) Los postes y estructuras de acero deberán conectarse a tierra en forma efectiva, a menos que estén protegidos adecuadamente para evitar contactos accidentales de personas.

5) Postes de madera

Los postes de madera deben soportar sin deformación permanente las cargas máximas calculadas según el inciso B-1-b), multiplicadas por los coeficientes de seguridad, basados en resistencia última, que se indican a continuación:^{3/4/}

- a) Resistencia vertical y transversal:
- Al instalarse 4.0
 - Se conservarán a no menos de 3.0

- ^{3/} Se considera que los postes de pino y cedro tienen una resistencia máxima aproximada de 400 kg por centímetro cuadrado. Sin embargo, deberán usarse preferentemente valores de resistencia máxima que se obtengan en pruebas experimentales en los postes de que se trata.
- ^{4/} Estos factores de seguridad se aplican a madera seleccionada y debidamente tratada. Sin embargo, cuando se carezca de información experimental adecuada, se recomienda utilizar un factor mínimo de seguridad de 4.

/b) Resistencia

b) Resistencia longitudinal:

Al instalarse 2.0

Se conservarán a no menos de 1.5

c) Resistencia horizontal en ángulos:

La resistencia del poste será suficiente para soportar la combinación de la carga transversal del viento multiplicada por 2.0 y la carga resultante del cambio de dirección de los conductores.

Se aplicarán los siguientes factores de seguridad mínimos:

Al instalarse 2.0

Se conservarán a no menos de 1.5

V. Requisitos adicionales en cruzamientos con vías férreas

- 1) Debe procurarse no variar la dirección de la línea al cruzar la vía.
- 2) Se recomienda que en el cruzamiento la distancia interpostal sea tan corta como sea posible; pero se procurará que las estructuras de soporte disten de la vía cuando menos el equivalente a su altura.
- 3) Los amarres en soportes deberán ser de suficiente resistencia para evitar que el conductor se corra hacia el tramo del cruzamiento.
- 4) Se deberá usar remates en ambos lados de la vía.

VI. Aisladores de suspensión

La resistencia mecánica de los aisladores de suspensión debe ser igual o mayor a la requerida para el conductor en que se encuentran instalados.

VII. Cimientos

Las cimentaciones de las estructuras de acero serán diseñadas y construidas para soportar los esfuerzos debidos a las cargas calculadas según la sección B-1), con un coeficiente de seguridad relativo a los esfuerzos máximos de levantamiento y de vuelco de 2.5

Se recomienda dar un mayor coeficiente de seguridad en aquellos lugares en que la resistencia del terreno pueda variar por inundaciones u otras causas.

/VIII. Retenidas

VIII. Retenidas

Las retenidas deberán tener un coeficiente de seguridad basado en su resistencia última bajo las cargas especificadas en el inciso B-1-b) no menor de:

- 1) Para carga transversal de la línea al instalarse 2.5
- 2) Para carga longitudinal en la línea, en cualquier tiempo .. 2.0
- 3) En remates 2.0
- 4) Para carga en ángulos, en cualquier tiempo 2.2

C. DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE PARTES CALIENTES Y ENTRE ESTAS Y TIERRA

1. Altura de conductores sobre el piso o vías férreas

El cuadro 3 especifica los claros mínimos verticales de los conductores sobre el piso o rieles, que se recomiendan para líneas de subtransmisión y transmisión de energía eléctrica.

Cuadro 3

ALTURA MÍNIMA DE CONDUCTORES SOBRE EL PISO O RIELES^{a/}

Clase de piso o rieles sobre los que pasan los conductores	Alturas mínimas en metros para:				
	46 kV	69 kV	115 kV	138 kV	230 kV
Vías férreas	9.7	10.0	10.7	10.7	11.8
Carreteras	7.6	7.9	8.5	8.5	9.5
Lugares no transitados por vehículos	5.8	6.1	6.7	7.0	8.3
Campos cultivados	6.1	6.4	7.0	7.3	8.5
A lo largo de caminos en distritos rurales	6.7	7.0	7.6	7.9	9.1

a/ 1) Con la flecha final, a la temperatura máxima según la zona y sin viento; 2) Las plantillas deben cortarse para suministrar una altura de 30 cm mayor que la indicada en el cuadro.

2. Separación entre conductores que se crucen

El cuadro 4 especifica las separaciones mínimas entre conductores que se crucen. En los casos de cruzamiento de conductores soportados por aisladores de suspensión sobre líneas de comunicación, la separación deberá aumentarse lo suficiente para que en caso de que se rompa uno de los conductores en los tramos adyacentes, los conductores que se crucen conserven la separación indicada en el cuadro 4.

/Cuadro 4

Cuadro 4

SEPARACION ENTRE CONDUCTORES QUE SE CRUCEN^{a/}

Conductores sobre los que se cruza	Separación vertical mínima (metros)				
	46 kV	69 kV	115 kV	138 kV	230 kV
Líneas de comunicación	2.4	2.7	3.4	3.4	4.5
Líneas suministradoras hasta 50 kV ^{b/}	1.8	2.1	2.7	2.7	3.6

a/ 1) Con la flecha final, a la temperatura máxima según la zona y sin viento, para los conductores superiores; 2) Los conductores inferiores a su flecha inicial, sin viento.

b/ En los cruces con conductores de más de 50 kV, se aumentará la separación vertical mínima a razón de 1 cm por cada kV en exceso de 50 kV.

3. Separación, en cualquier dirección, de los conductores a sus soportes y a retenidas sujetas a los mismos soportes

Las condiciones de voltaje que deben considerarse para determinar las separaciones requeridas en el diseño de una línea son las siguientes:

a) Voltajes de 60 hertz: Voltajes nominal y real de operación y tensiones eléctricas de falla.

b) Voltajes de impulsos: Operación de interruptores y otros sobrevoltajes transitorios y rayos.

El nivel de aislamiento normal de una línea, debe eliminar los arcos debidos a voltajes de 60 hertz, y suministrar una protección adecuada contra los impulsos.

Los sobrevoltajes producidos por la operación de interruptores son de importancia primordial para determinar las separaciones eléctricas requeridas en las estructuras de las líneas. Por lo general, muy pocos de ellos exceden 2.5 veces el valor máximo de operación de la línea con respecto al neutro del sistema.

En los cuadros 5 y 6 se han tomado en cuenta las características de arqueo de los aisladores, así como la probabilidad de que ocurran impulsos bajo condiciones de desviación momentánea de las cadenas de aisladores.

Cuadro 5

SEPARACION, EN CUALQUIER DIRECCION, DE LOS CONDUCTORES A SUS SOPORTES
Y A RETENIDAS SUJETAS A LOS MISMOS SOPORTES

Voltaje nominal de la línea (kV)	Separaciones mínimas (cm)			A rete- nidas
	A los soportes			
	Normal ^{a/}	Cadena a 30° ^{b/}	Peor condición ^{c/}	
46	48.5	33.0	30.5	53.5
69	63.5	45.5	38.0	79.0
115	106.5	76.0	66.0	124.5
138	127.0	91.5	84.0	147.5
230	208.0	150.0	152.5	241.0

a/ Esta separación es aproximadamente igual a la distancia de arqueo en seco de la cadena de aisladores que corresponde a los requisitos mínimos de nivel de aislamiento.

b/ Esta separación se aplica a conductores fijados a aisladores tipos espiga y poste, y a los de suspensión cuando la cadena de aisladores tiene una oscilación de 30° con respecto a la vertical.

c/ Se aplica a conductores fijados a cadenas de aisladores de suspensión, en la peor condición de operación, que debe ocurrir con muy poca frecuencia y por cortos períodos de tiempo. Esta separación debe resistir sobrevoltajes producidos por operación de interruptores. (Ver cuadro 6.)

Las separaciones entre los conductores de una línea y sus soportes, así como entre estos y los cables de retenidas sujetos a los mismos soportes están especificados en el cuadro 5, en función de los diferentes voltajes nominales de los sistemas de subtransmisión y transmisión.

4. Separación requerida entre conductores y estructuras para resistir sobrevoltajes debidos a la operación de interruptores

El cuadro 6 indica las bases para determinar la separación mínima requerida entre conductores y sus estructuras de soporte, para resistir los sobrevoltajes que se producen con la operación de interruptores, en sistemas con neutro a tierra. También se indica dicha separación mínima para cada voltaje nominal de subtransmisión y transmisión.

Cuadro 6

SEPARACION MINIMA ENTRE CONDUCTORES Y ESTRUCTURAS PARA RESISTIR
SOBREVOLTAJES PRODUCIDOS POR LA OPERACION DE INTERRUPTORES
(SISTEMAS CON NEUTRO A TIERRA)

Nominal	Voltajes en kV		Aislamiento al impulso ^{a/}	Separación mínima entre conductores y estructuras (cm)
	Línea a tierra			
46	26.6		152	20.5
69	39.8		229	32.0
115	66.4		381	57.0
138	79.7		457	70.0
230	132.8		762	123.0

a/ Este es un valor de diseño que se obtiene multiplicando el voltaje de línea a tierra por un coeficiente obtenido de diferentes factores de seguridad que deben considerarse, tales como el correspondiente al máximo voltaje de operación, a sobrevoltajes producidos por diferentes causas, condiciones anormales en la atmósfera, etc.

5. Separación mínima entre conductores en sus soportes,
en postes o estructuras

La separación entre conductores debe ser suficiente para proveer espacios adecuados para los trabajadores en las estructuras de soporte y para prevenir contactos accidentales y arcos entre dos conductores. La distancia entre los hilos de guarda y el conductor más cercano debe ser aproximadamente la misma que entre conductores.

Para determinar la relación que debe existir entre la flecha, el voltaje y la separación entre conductores deben tomarse en cuenta la experiencia y las condiciones locales.

a) Separación horizontal

La separación horizontal entre conductores en sus soportes, en ningún caso deberá ser menor que la distancia dada por la fórmula siguiente a la temperatura máxima, según la zona y sin viento:

$$S = (0.762) (kV) + (1.15 \sqrt{30.5 F}) + (0.71) (L)$$

/En la