

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD**

NORMA DGE

**“BASES PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS Y
REDES PRIMARIAS PARA
ELECTRIFICACIÓN RURAL”**

Diciembre, 2003

BASES PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

INDICE

	Página
1. OBJETIVO	2
2. ASPECTOS GENERALES	2
3. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD	4
4. CÁLCULOS MECÁNICOS DEL CONDUCTOR	8
5. CÁLCULOS MECÁNICOS DE POSTES Y CRUCETAS	15
6. CÁLCULOS ELÉCTRICOS	18
7. PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR EFECTO JOULE	23
8. DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO DE LÍNEAS PRIMARIAS	24
9. DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES AÉREOS POR CAPACIDAD TÉRMICA FRENTE A LOS CORTOCIRCUITOS	27
10. PUESTA A TIERRA EN LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS	31
11. PUESTA A TIERRA DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN EN PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	34

BASES PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL

1.0 OBJETIVO

Estas bases definen las condiciones técnicas mínimas para el diseño de líneas y redes primarias aéreas en 22,9 kV y 22,9/13,2 kV, de tal manera que garanticen los niveles mínimos de seguridad para las personas y las propiedades, y el cumplimiento de los requisitos exigidos para un sistema económicamente adaptado.

Estas bases se aplicarán en la elaboración de los Estudios de Ingeniería Definitiva y Detalle de los proyectos de líneas y redes primarias de Electrificación Rural.

2.0 ASPECTOS GENERALES

2.1 ALCANCE

El diseño de Líneas y Redes Primarias comprende también etapas previas al diseño propiamente dicho, el cual consiste la determinación de la Demanda Eléctrica(o mercado eléctrico) del Sistema (que define el tamaño o capacidad), Análisis y definición de la Configuración Topológica del Sistema, Selección de los Materiales y Equipos. El diseño propiamente se efectúa cuando se ha definido la topografía, tanto de las Líneas Primarias como de las Redes. El diseño comprende: Cálculos Eléctricos, Cálculos Mecánicos, Cálculo de Cortocircuito y Coordinación de Protección, Cálculo de Puesta a Tierra, Cálculo de la Cimentación. Estos Análisis forman parte de los Cálculos Justificativos del Diseño de las Líneas y Redes Primarias, para los Proyectos Eléctricos denominados “Pequeños Sistemas Eléctricos”, que en algunos casos incluyen Subestaciones de Potencia.

2.2 BASES DE CÁLCULO

Los cálculos de las Líneas y Redes Primarias deberán cumplir con las siguientes normas y disposiciones legales:

En la elaboración de estas bases se han tomado en cuenta las prescripciones de las siguientes normas:

- Código Nacional de Electricidad Suministro 2001
- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844
- Normas DGE/MEM vigentes,
- Especificaciones Técnicas para la Electrificación Rural de la DGE/MEM vigentes,
- Resoluciones Ministeriales (relativo a Sistemas Eléctricos para tensiones entre 1 y 36 kV- Media Tensión), vigentes.

En forma complementaria, se han tomado en cuenta las siguientes normas internacionales:

- NESC (NATIONAL ELECTRICAL SAFETY CODE)
- REA (RURAL ELECTRIFICATION ASSOCIATION)
- U.S. BUREAU OF RECLAMATION - STANDARD DESIGN
- VDE 210 (VERBAND DEUTSCHER ELECTROTECHNIKER)
- IEEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS)
- CIGRE (CONFERENCE INTERNATIONALE DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES)
- NORMA BRASILEÑA DE LINEAS DE TRANSMISION
- ANSI (AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE)
- IEC (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION)

2.3 PUNTOS DE ALIMENTACIÓN PARA LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS

Los Puntos de Alimentación para las Líneas y Redes Primarias que suministrarán de energía eléctrica a las localidades que conforman un Sistema Eléctrico en Media Tensión serán otorgados por las Empresas Concesionarias dentro del ámbito de su concesión. En zonas donde no haya concesionario, será definido por el ente ejecutivo del proyecto de Electrificación Rural.

3.0 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

3.1 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE CONDUCTORES DE UN MISMO CIRCUITO EN DISPOSICIÓN HORIZONTAL Y VERTICAL EN LOS APOYOS :

Horizontal = 0,70 m

Vertical = 1,00 m

Estas distancias son válidas tanto para la separación entre 2 conductores de fase como entre un conductor de fase y el neutro.

3.2 DISTANCIA MÍNIMA ENTRE LOS CONDUCTORES Y SUS ACCESORIOS BAJO TENSIÓN Y ELEMENTOS PUESTOS A TIERRA

$D = 0,25 \text{ m}$

Esta distancia no es aplicable a conductor neutro.

3.3 DISTANCIA HORIZONTAL MÍNIMA ENTRE CONDUCTORES DE UN MISMO CIRCUITO A MITAD DE VANO

$$D = 0,0076 (U) (F_C) + 0,65 \sqrt{f}$$

Donde :

U = Tensión nominal entre fases, kV

F_C = Factor de corrección por altitud

f = Flecha del conductor a la temperatura máxima prevista, m

Notas:

- 1- Cuando se trate de conductores de flechas diferentes, sea por tener distintas secciones o haberse partido de esfuerzos EDS diferentes, se tomará la mayor de las flechas para la determinación de la distancia horizontal mínima.
2. Además de las distancias en estado de reposo, se deberá verificar, también, que bajo una diferencia del 40% entre las presiones dinámicas de viento sobre los conductores más cercanos, la distancia D no sea menor que 0,20 m .

3.4 DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA ENTRE CONDUCTORES DE UN MISMO CIRCUITO A MITAD DE VANO :

- Para vanos hasta 100 m : 0,70 m
- Para vanos entre 101 y 350 m : 1,00 m

-
- Para vanos entre 350 y 600 m : 1,20 m
 - Para vanos mayores a 600 m : 2,00 m

En estructuras con disposición triangular de conductores, donde dos de éstos estén ubicados en un plano horizontal, sólo se tomará en cuenta la separación horizontal de conductores si es que el conductor superior central se encuentra a una distancia vertical de 1,00 m o 1,20 m (Según la longitud de los vanos) respecto a los otros 2 conductores:

En líneas con conductor neutro, deberá verificarse, adicionalmente, la distancia vertical entre el conductor de fase y el neutro para la condición sin viento y máxima temperatura en el conductor de fase, y temperatura EDS en el conductor neutro. En esta situación la distancia vertical entre estos dos conductores no deberá ser inferior a 0,50 m. Esta verificación deberá efectuarse, también, cuando exista una transición de disposición horizontal a disposición vertical de conductores con presencia de conductor neutro.

3.5 DISTANCIA HORIZONTAL MÍNIMA ENTRE CONDUCTORES DE DIFERENTES CIRCUITOS

Se aplicará la misma fórmula consignada en 3.3.

Para la verificación de la distancia de seguridad entre dos conductores de distinto circuito debido a una diferencia de 40% de las presiones dinámicas de viento, deberá aplicarse las siguientes fórmulas:

$$D = 0,00746 (U) (F_C), \text{ pero no menor que } 0,20 \text{ m}$$

Donde :

U= Tensión nominal entre fases del circuito de mayor tensión, en kV

F_C = Factor de corrección por altitud

3.6 DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA ENTRE CONDUCTORES DE DIFERENTES CIRCUITOS

Esta distancia se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$D = 1,20 + 0,0102 (F_C) (kV1 + kV2 - 50)$$

Donde :

kV1= Máxima tensión entre fases del circuito de mayor tensión, en kV

kV2= Máxima tensión entre fases del circuito de menor tensión, en kV.

Para líneas de 22,9 kV y 22,9/13,2 kV, esta tensión será 25 kV

F_C = Factor de corrección por altitud

La distancia vertical mínima entre líneas de 22,9 kV y líneas de menor tensión será de 1,00 m.

3.7 DISTANCIA MÍNIMAS DEL CONDUCTOR A LA SUPERFICIE DEL TERRENO

- | | |
|---|-------|
| - En lugares accesibles sólo a peatones | 5,0 m |
| - En laderas no accesibles a vehículos o personas | 3,0 m |
| - En lugares con circulación de maquinaria agrícola | 6,0 m |
| - A lo largo de calles y caminos en zonas urbanas | 6,0 m |
| - En cruce de calles, avenidas y vías férreas | 7,0 m |

Notas :

- Las distancias mínimas al terreno consignadas en el numeral 3.7 son verticales y determinadas a la temperatura máxima prevista, con excepción de la distancia a laderas no accesibles, que será radial y determinada a la temperatura en la condición EDS final y declinación con carga máxima de viento.
- Las distancias sólo son válidas para líneas de 22,9 y 22,9/13,2 kV.
- Para propósitos de las distancias de seguridad sobre la superficie del terreno, el conductor neutro se considera igual en un conductor de fase.
- En áreas que no sean urbanas, las líneas primarias recorrerán fuera de la franja de servidumbre de las carreteras. Las distancias mínimas del eje de la carretera al eje de la línea primaria serán las siguientes:

. En carreteras importantes	25 m
. En carreteras no importantes	15 m

Estas distancias deberán ser verificadas, en cada caso, en coordinación con la autoridad competente.

3.8 DISTANCIAS MÍNIMAS A TERRENOS ROCOSOS O ÁRBOLES AISLADOS

- Distancia vertical entre el conductor inferior y los árboles : 2,50 m
- Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales : 0,50 m

Notas :

- Las distancias verticales se determinarán a la máxima temperatura prevista.
- Las distancias radiales se determinarán a la temperatura en la condición EDS final y declinación con carga máxima de viento.

-
- La distancias radiales podrán incrementarse cuando haya peligro que los árboles caigan sobre los conductores.

3.9 DISTANCIAS MÍNIMAS A EDIFICACIONES Y OTRAS CONSTRUCCIONES

No se permitirá el paso de líneas de media tensión sobre construcciones para viviendas o que alberguen temporalmente a personas, tales como campos deportivos, piscinas, campos feriales, etc.

- Distancia radial entre el conductor y paredes y otras estructuras no accesibles 2,5 m
- Distancia horizontal entre el conductor y parte de una edificación normalmente accesible a personas incluyendo abertura de ventanas, balcones y lugares similares 2,5 m
- Distancia radial entre el conductor y antenas o distintos tipos de pararrayos 3,0 m

Notas :

- Las distancias radiales se determinarán a la temperatura en la condición EDS final y declinación con carga máxima de viento.
- Lo indicado es complementado o superado por las reglas del Código Nacional de Electricidad Suministro vigente.

4.0 CÁLCULOS MECÁNICOS DEL CONDUCTOR

4.1 OBJETIVO

Estos cálculos tienen el objetivo de determinar las siguientes magnitudes relativas a los conductores de líneas y redes primarias aéreas en todas las hipótesis de trabajo:

- Esfuerzo horizontal del conductor
- Esfuerzo tangencial del conductor en los apoyos
- Flecha del conductor
- Parámetros del conductor
- Coordenadas de plantillas de flecha máxima (sólo en hipótesis de máxima temperatura)
- Angulos de salida del conductor respecto a la línea horizontal, en los apoyos.
- Vano - peso de las estructuras
- Vano - medio de las estructuras

4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES NORMALIZADOS

4.2.1 Material de los conductores

Los conductores para líneas y redes primarias aéreas serán de aleación de aluminio (AAAC), fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089.

En casos especiales, cuando se trate de áreas geográficas próximas al mar o de zonas que presenten alto grado de contaminación, podrán utilizarse conductores de aleación de aluminio engrasados o conductor de cobre con cubierta de polietileno. En estos casos los Consultores presentarán la justificación pertinente que se basará en normas internacionales, experiencias de Empresas de Electricidad Nacionales o Extranjeras.

4.2.2 Características mecánicas de los conductores de aleación de aluminio normalizados (sin grasa)

- Sección (mm ²)	25	35	50	70	95
- N° de Alambres	7	7	7	19	19
- Diámetro exterior (mm)	6,3	7,5	9,0	10,5	12,5
- Diámetro alambres (mm)	2,1	2,5	3,0	2,1	2,5
- Masa total (kg/m)	0,067	0,094	0,135	0,181	0,250
- Coef. de expansión térmica (1/°C)				2,3 x 10 ⁻⁶	
- Módulo de Elasticidad Final (N/mm ²)				60760	

- Esfuerzo en rotura (N/mm²) 295,8

4.3 ESFUERZOS MÁXIMOS EN EL CONDUCTOR

4.3.1 Esfuerzos del conductor en la condición EDS

Las Normas Internacionales y las Instituciones vinculadas a la investigación respecto al comportamiento de los conductores, recomiendan que en líneas con conductores de aleación de aluminio sin protección antivibrante los esfuerzos horizontales que se tomarán de modo referencial, serán los siguientes:

- En la condición EDS inicial 18% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS)
- En la condición EDS final 15% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS)

Los Consultores determinarán en cada caso, los esfuerzos que garanticen una adecuada operación, tomando en cuenta la necesidad del uso de amortiguadores.

Para conductores de sección igual o menor que 95 mm² se considera un esfuerzo de rotura promedio de 300 N/mm²

4.3.2 Esfuerzos máximos en el conductor

Los esfuerzos máximos en el conductor son los esfuerzos tangenciales que se producen en los puntos más elevados de la catenaria. Para los conductores de aleación de aluminio no deben sobrepasar el 60% del esfuerzo de rotura, es decir: 180 N/mm².

4.4 HIPÓTESIS DE ESTADO

Las hipótesis de estado para los cálculos mecánicos del conductor se definen sobre la base de los siguientes factores:

- Velocidad de viento
- Temperatura
- Carga de hielo

Sobre la base de la zonificación y las cargas definidas por el Código Nacional de Electricidad Suministro, se considerarán las siguientes hipótesis:

HIPÓTESIS 1	:	Condición de mayor duración (EDS inicial)
- Temperatura	:	media anual
- Velocidad de viento	:	nula
- Sobrecarga de hielo	:	nula

HIPÓTESIS 2	:	Condición de mayor duración (EDS final)
- Temperatura	:	media anual
- Velocidad de viento	:	nula
- Sobrecarga de hielo	:	nula
HIPÓTESIS 3	:	De mínima temperatura
- Temperatura	:	mínima
- Velocidad de viento	:	nula
- Sobrecarga de hielo	:	nula
HIPÓTESIS 4	:	De máxima velocidad del viento
- Temperatura	:	media
- Velocidad de viento	:	máxima
- Sobrecarga de hielo	:	nula
HIPÓTESIS 5	:	De máxima carga de hielo
- Temperatura	:	mínima
- Velocidad de viento	:	nula
- Sobrecarga de hielo	:	6 mm de espesor
HIPÓTESIS 6	:	De máxima temperatura
- Temperatura	:	máxima + CREEP
- Velocidad de viento	:	nula
- Sobrecarga de hielo	:	nula

Mientras no se establezca una metodología para el tratamiento del fenómeno CREEP, se considerará una temperatura equivalente de 10 °C, por tanto, en la localización de estructuras se tendrá en cuenta este incremento de temperatura.

4.5 FÓRMULAS CONSIDERADAS

4.5.1 Ecuación de cambio de estado

$$T_{02}^3 \left[T_{01} - \frac{d^2 E W_{R1}^2}{24 S^2 T_{01}^2} - aE (t_2 - t_1) \right] T_{02}^2 = \frac{d^2 E W^2 R^2}{24 S^2}$$

4.5.2 Esfuerzo del conductor en el extremo superior derecho

Fórmula exacta :

$$T_D = T_O \operatorname{Cosh} \left(\frac{X_D}{P} \right)$$

Fórmula aproximada:

$$T_D = \sqrt{T_O^2 + (X_D \cdot W_R)^2}$$

4.5.3 Esfuerzo del conductor en el extremo superior izquierdo

Fórmula exacta :

$$T_I = T_O \operatorname{Cosh} \left(\frac{X_I}{P} \right)$$

Fórmula Aproximada :

$$T_I = \sqrt{T_O^2 + (X_I \cdot W_R)^2}$$

4.5.4 Ángulo del conductor respecto a la línea horizontal, en el apoyo derecho

$$\theta_D = \operatorname{Cos}^{-1} (T_O/T_D)$$

4.5.5 Ángulo del conductor respecto a la línea horizontal, en el apoyo izquierdo

$$\theta_I = \operatorname{Cos}^{-1} (T_O/T_I)$$

4.5.6 Distancia del punto más bajo de la catenaria al apoyo izquierdo

Fórmula Exacta :

$$X_I = -p \left[\operatorname{senh}^{-1} \left(\frac{h/d}{\sqrt{(\operatorname{senh}(d/p))^2 - (\operatorname{cosh}(d/p) - 1)^2}} \right) - \operatorname{tgh}^{-1} \left(\frac{\operatorname{cosh}(d/p) - 1}{\operatorname{senh}(d/p)} \right) \right]$$

Fórmula Aproximadas

$$X_I = \frac{d}{2} \left(1 + \frac{h}{4f} \right) ; \quad X_I = \frac{d}{2} - \frac{T_O}{W_R} \cdot \frac{h}{d}$$

4.5.7 Distancia del punto más bajo de la catenaria al apoyo derecho

$$X_D = d - X_I$$

4.5.8 Longitud del conductor

Fórmula Exacta

$$L = \sqrt{\left(2p \operatorname{senh} \frac{d}{2p} \right)^2 + h^2}$$

Fórmula Aproximada:

$$L = \frac{d}{\cos\psi} + \frac{8f^2 \cdot \cos^3\psi}{3d} ; \quad \cos\psi = \frac{1}{\sqrt{1+(h/d)^2}}$$

4.5.9 Flecha del conductor en terreno sin desnivel

Fórmula Exacta

$$f = p \left(\cosh \frac{d}{2p} - 1 \right)$$

Fórmulas Aproximadas

$$f = \frac{W_R d^2}{8T_O} ; \quad f = \frac{d^2}{8p}$$

4.5.10 Flecha del conductor en terreno desnivelado

Fórmula Exacta:

$$f = p \left(\cosh \frac{X_I}{p} - \cosh \frac{\frac{d}{2} - X_I}{p} \right) + \frac{h}{2}$$

Fórmulas Aproximadas:

$$f = \frac{W_R d^2}{8T_O} \sqrt{1+(h/d)^2} ; \quad f = \frac{d^2}{8p} \sqrt{1+(h/d)^2}$$

4.5.11 Saeta del conductor

Fórmula Exacta:

$$s = p \left[\cosh \left(\frac{X_I}{p} \right) - 1 \right]$$

Fórmula Aproximada:

$$s = f \left[1 - \left(\frac{h}{4f} \right)^2 \right] ; \quad s = \frac{X_I^2}{2p}$$

4.5.12 Carga unitaria resultante en el conductor

$$W_R = \sqrt{[Wc + 0,0029 (\phi + 2c)]^2 + [Pv \frac{(\phi + 2c)}{1000}]^2}$$

$$P_v = 0,041 (V_v)^2$$

4.5.13 Vano - Peso

$$V_p = X_D (i) + X_I (i + 1)$$

4.5.13 Vano - Medio (Vano - Viento)

$$V_M = \frac{d_i + d (i + 1)}{2}$$

4.5.15 Vano Equivalente

a) **Para localización de estructuras en el perfil de la línea**

En estructuras con aisladores tipo PIN o aisladores rígidos, en general, el vano equivalente será igual a cada vano real; es decir, habrán tantos vanos equivalentes como vanos reales existan.

En estructuras con cadenas de aisladores, el vano equivalente es único para tramos comprendidos entre estructuras de anclaje y a este vano equivalente corresponderá un esfuerzo horizontal (T_0) constante.

La fórmula del vano equivalente en este caso es :

$$V_{eq} = \sqrt{\frac{\sum d_i^3 \cos \psi}{\sum (d_i / \cos \psi)}}$$

b) **Para elaboración de tabla de tensado**

Se aplicará la fórmula consignada, tanto para líneas con aisladores rígidos como con cadenas de aisladores de suspensión.

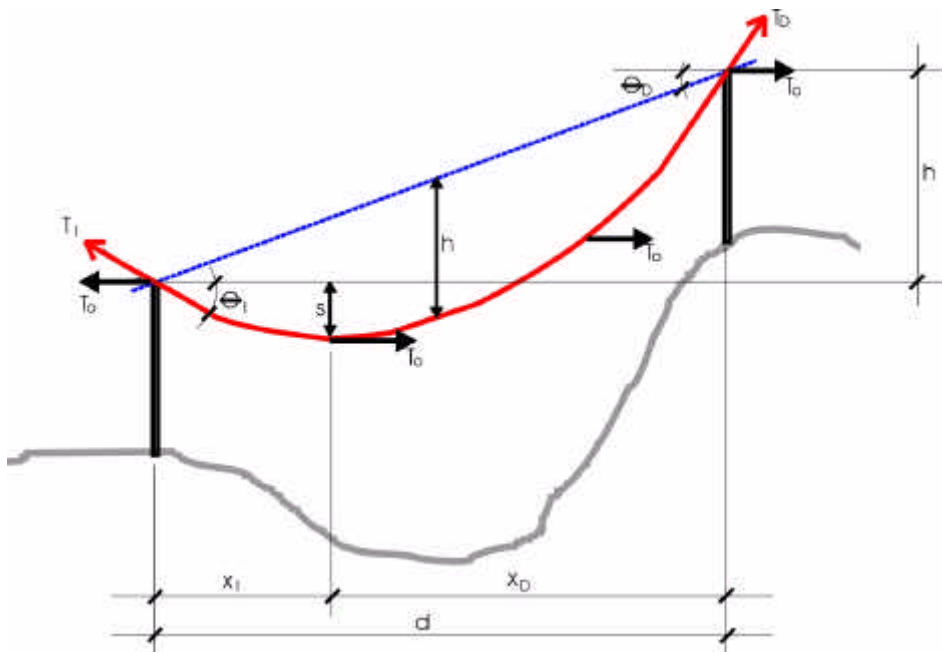
4.5.16 Simbología y esquema considerado

T_{01}	Esfuerzo horizontal en el conductor para la Condición 1, en N/mm ²
T_{02}	Esfuerzo horizontal en el conductor para la Condición 2, en N/mm ²
d	Longitud del vano en m
E	Módulo de Elasticidad final del conductor, en N/mm ²
S	Sección del conductor, en mm ²
W_c	Peso del conductor, en N/m
t_1	Temperatura del conductor en la condición 1
t_2	Temperatura del conductor en la condición 2
α	Coefficiente de expansión térmica, en 1/°C
h	Desnivel del vano, en m
p	Parámetro del conductor, en m
ϕ	Diámetro del conductor, en m

Pv Presión de viento, en Pa
e Espesor de hielo sobre el conductor, en m
Vv Velocidad de viento, en km/h

Notas :

- Para vanos menores de 300 m, relación vano/desnivel menores que 0,2 y flechas inferiores al 5% de la longitud del vano, se podrá asumir que el conductor adopta la forma de la parábola y aplicarse las fórmulas aproximadas. Para vanos mayores a 300 m o cuando se tengan flechas mayores al 5% de la longitud del vano, cuando la relación desnivel/vano sea mayor que 0,2, se aplicarán, necesariamente, las fórmulas exactas de la catenaria.



5. CÁLCULOS MECÁNICOS DE POSTES Y CRUCETAS

5.1 OBJETO

Estos Cálculos tienen por objeto determinar las cargas mecánicas en postes, cables de retenida y sus accesorios, de tal manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad Suministro y complementariamente en las Normas Internacionales señaladas en el capítulo 1.

5.2 FACTORES DE SEGURIDAD

Los factores de seguridad mínimas respecto a las cargas de rotura serán las siguientes:

- a) En condiciones normales
- | | |
|---------------------|-----|
| - Poste de madera | 2,2 |
| - Poste de concreto | 2 |
| - Cruceta de madera | 4 |
- b) En condiciones anormales con rotura de conductor
En líneas y redes primarias de electrificación rural, no se considera hipótesis de rotura de conductor .
Para los postes de madera o concreto, los factores de seguridad mínimos consignados son válidos tanto para cargas de flexión como de compresión (pandeo)

5.3 FÓRMULAS APLICABLES

- Momento debido a la carga del viento sobre los conductores:

$$MVC = (P_v) (d) (\phi_c) (\Sigma hi) \text{Cos} (\alpha/2)$$

- Momento debido a la carga de los conductores:

$$MTC = 2 (T_c) (\Sigma hi) \text{Sen} (\alpha/2)$$

- Momento debido a la carga de los conductores en estructuras terminales:

$$MTR = T_c (\Sigma hi)$$

- Momento debido a la carga del viento sobre la estructura

$$MVP = [(P_v) (hl)^2 (D_m + 2 D_o)] / 600$$

- Momento debido al desequilibrio de cargas verticales

$$MCW = (B_c) [(W_c) (d) (K_r) + WCA + WAD]$$

- Momento total para hipótesis de condiciones normales, en estructura de alineamiento, sin retenidas :

$$MRN = MVC + MTC + MCW + MVP$$

- Momento total en estructuras terminales

$$MRN = MTC + MVP$$

- Esfuerzo del poste de madera en la línea de empotramiento, en hipótesis de condiciones normales:

$$R_H = \frac{MRN}{3,13 \times 10^{-5} \times C^3}$$

- Carga crítica en el poste de madera debida a cargas de compresión:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{(kl)^2} ; I = \frac{\pi D m^3 D_o}{64}$$

- Deflexión Máxima del Poste de Madera:

$$d = \frac{MRN}{3EI} \leq 4\%$$

- Carga en la punta del poste de concreto, en hipótesis de condiciones normales:

$$Q_N = \frac{MRN}{hl - 0,15}$$

- Esfuerzo a la flexión en crucetas de madera :

$$R_c = \frac{Ma}{W_s} ; W_s = \frac{b(hc)^2}{6} ; Ma = (\Sigma Qv) (Bc)$$

5.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS POSTES DE MADERA

-	Longitud (m)	12	12
-	Clase	6	5
-	Diámetro en la cima (cm)	12,1	14,3
-	Diámetro en la línea de empotramiento (cm)	22,6	24,2

-	Carga de rotura del poste en la cima (N)	6671	8437
-	Esfuerzo máximo a la flexión (MPa)	40	40

5.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS POSTES DE CONCRETO

-	Longitud (m)	12	12
-	Carga de trabajo a 0,15 m de la cima (daN)	300	400
-	Diámetro en la cima (cm)	16	16
-	Diámetro en la base (cm)	34	35,5

5.6 SIMBOLOGÍA

P_v	=	Presión del viento sobre superficies cilíndricas, en Pa
d	=	Longitud del vano-viento, en m
T_c	=	Carga del conductor, en N
ϕ_c	=	Diámetro del conductor, en m
α	=	Angulo de desvío topográfico, en grados
D_o	=	Diámetro del poste en la cabeza, en cm
D_m	=	Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm
h_l	=	Altura libre del poste, en m
h_i	=	Altura de la carga i en la estructura con respecto al terreno, en m
B_c	=	Brazo de la cruceta, en m
h_A	=	Altura del conductor roto, respecto al terreno, en m
B_c	=	Brazo de la cruceta, en m
K_r	=	Relación entre el vano-peso y vano-viento
R_c	=	Factor de reducción de la carga del conductor por rotura: 0,5 (según CNE)
W_c	=	Peso del conductor, en N/m
W_{CA}	=	Peso del aislador tipo Pin o cadena de aisladores, en N
W_{AD}	=	Peso de un hombre con herramientas, igual a 1 000 N
C	=	Circunferencia del poste en la línea de empotramiento en cm
E	=	Módulo de Elasticidad del poste, en N/cm ²
I	=	Momento de inercia del poste, en cm ²
k	=	Factor que depende de la forma de fijación de los extremos del poste
l	=	Altura respecto al suelo del punto de aplicación de la retenida
h_c	=	Lado de cruceta paralelo a la carga, en cm
b	=	Lado de cruceta perpendicular a la carga, en cm
ΣQ_v	=	Sumatoria de cargas verticales, en N (incluye peso de aislador, conductor y de 1 hombre con herramientas).

6.0 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

6.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL SISTEMA

Para los efectos del diseño eléctrico de líneas y redes primarias se tendrán en cuenta las siguientes características.

-	Tensión nominal de la red	22,9 kV
-	Tensión máxima de servicio	25,0 kV
-	Frecuencia nominal	60 Hz
-	Factor de potencia	0,90 (atraso)
-	Conexión del neutro	Efectivamente puesta a tierra
-	Potencia de cortocircuito mínima	250 MVA
-	Nivel isocerámico:	
·	Hasta 3000 m.s.n.m.	Nulo
·	De 3001 a 4000 m.s.n.m	30
·	De 4001 m.s.n.m. hasta arriba	60
·	En zonas de Selva de altitud menor a 1000 m.s.n.m.	60

6.2 CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN

6.2.1 Parámetros de los conductores

- a) Resistencia de los conductores a la temperatura de operación se calculará mediante la siguiente fórmula.

$$R_1 = R_{20} [1 + 0,0036 (t - 20^\circ)]$$

$$R_{20} = \text{Resistencia del conductor en c.c. a } 20^\circ\text{C, en } \Omega/\text{km}$$

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

$$t = \text{Temperatura máxima de operación, en } ^\circ\text{C.}$$

En el Cuadro N° 6.1 se consignan los valores de resistencia de los conductores a 20 °C y 40 °C.

- b) Reactancia inductiva para sistema trifásico equilibrados
Las fórmulas a emplearse serán las siguientes:

$$X_L = 377(0,5 + 4,6 \text{Log} \frac{DMG}{r}) \times 10^{-4}, \text{ en ohm/km}$$

DMG = Distancia media geométrica, e igual a 1,20 m

r = radio del conductor, en m

Los valores calculados se muestran en el Cuadro N° 6.2

- c) Reactancia Inductiva para sistemas monofásicos a la tensión entre fases

La fórmula es la misma que para sistema trifásicos, pero la distancia media geométrica (DMG) será igual a 2,20 m

Los valores calculados se consignan en el Cuadro N° 6.2

- d) Reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión de fase

La fórmula es la misma que para sistemas trifásicos, pero la distancia media geométrica (DMG) será igual a 1,20 m

Los valores calculados se consignan en el Cuadro N° 6.2

- e) Reactancia inductiva equivalente para sistemas monofásicos con retorno total por tierra.

$$X_{LT} = 0,1734 \log \frac{De}{Ds}, \text{ en } \Omega/\text{km}$$

De = $85\sqrt{\rho}$: Diámetro equivalente, en m

Ds = Radio equivalente del conductor, e igual a 2,117 r' para conductor de 7 alambres .

ρ = Resistividad eléctrica del terreno, se considera 250 Ω -m

r' = Radio del alambre del conductor, en m

Los valores calculados para los conductores de probable uso, se consignan en el Cuadro N° 6.2.

6.2.2 Cálculos de caída de tensión

- a) Para sistemas trifásicos :

$$\Delta V\% = \frac{PL (r_1 + X_1 \operatorname{tg} \phi)}{10V_L^2}$$

$$\Delta V\% = K_1 PL \quad ; \quad K_1 = \frac{r_1 + X_1 \operatorname{tg} \phi}{10V_L^2}$$

b) Para sistemas monofásicos a la tensión entre fases:

$$\Delta V\% = \frac{PL (r_1 + X_2 \operatorname{tg} \phi)}{10 V_L^2}$$

$$\Delta V\% = K_2 PL \quad ; \quad K_1 = \frac{r_1 + X_2 \operatorname{tg} \phi}{10 V_L^2}$$

c) Para sistema monofásicos para sistemas monofásicos a la tensión de fase :

$$\Delta V\% = \frac{PL (r_1 + X_3 \operatorname{tg} \phi)}{10 V_L^2}$$

$$\Delta V\% = K_3 PL \quad ; \quad K_1 = \frac{r_1 + X_3 \operatorname{tg} \phi}{10 V_f^2}$$

d) Para sistemas monofásicos con retorno total por tierra:

$$\Delta V\% = \frac{PL (r_1 + X_t \operatorname{tg} \phi)}{10 V_L^2}$$

$$\Delta V\% = K_t PL \quad ; \quad K_1 = \frac{r_1 + X_t \operatorname{tg} \phi}{10 V_f^2}$$

6.2.3 Simbología:

$\Delta V\%$	=	Caída porcentual de tensión.
P	=	Potencia, en kW
L	=	Longitud del tramo de línea, en km
V_L	=	Tensión entre fases, en kV
V_f	=	Tensión de fase - neutro, en kV
r_1	=	Resistencia del conductor, en Ω / km
X_1	=	Reactancia inductiva para sistemas trifásicos en Ω/km
X_2	=	Reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión entre fases, en Ω/km
X_3	=	Reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión fase - neutro
X_t	=	Reactancia inductiva para sistema monofásicos con retorno total por tierra
ϕ	=	Angulo de factor de potencia
K	=	Factor de caída de tensión

CUADRO N° 6.1

PARÁMETROS DE CONDUCTORES Y FACTORES DE CAÍDA DE TENSIÓN

Sección mm ²	Número de Alambres	Diámetro Exterior (mm)	Diámetro de cada alambre (mm)	Resist. Eléctrica a 20 °C (W/km)	Resist. Eléctrica a 40 °C (W/km)	X ₁ (W/km)
25	7	6,3	2,1	1,370	1,469	0,47
35	7	7,5	2,5	0,966	1,036	0,45
50	7	9,0	3,0	0,671	0,719	0,44
70	19	10,5	2,1	0,507	0,544	0,43
95	19	12,5	2,5	0,358	0,384	0,41

CUADRO N° 6.2

PARÁMETROS DE CONDUCTORES Y FACTORES DE CAÍDA DE TENSIÓN

(Continuación)

SECCIÓN	X ₂ (W/km)	X ₃ (W/km)	X _t (W/km)	K ₁ (x 10 ⁻⁴)	K ₂ (x 10 ⁻⁴)	K ₃ (x 10 ⁻⁴)	K _t (x 10 ⁻⁴)
25	0,51	0,47	1,004	3,231	3,268	9,726	11,197
35	0,50	0,45	0,988	2,387	2,433	7,185	8,668
50	0,49	0,44	-	1,774	1,820	5,339	-
70	0,47	0,43	-	1,431	1,468	4,307	-
95	0,46	0,41	-	1,108	1,153	3,333	-

7.0 PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR EFECTO JOULE

Las pérdidas de potencia y energía se calcularán utilizando las siguientes fórmulas :

a) Pérdidas de potencia en circuitos trifásicos:

$$P_J = \frac{P^2 (r_1) L}{1000 V_L^2 (\text{Cos}^2 \phi)}, \text{ en kW}$$

b) Pérdidas de potencia en circuito monofásicos a la tensión entre fases:

$$P_J = \frac{2P^2 (r_1) L}{1000 V_L^2 (\text{Cos}^2 \phi)}, \text{ en kW}$$

c) Pérdidas de potencia en circuitos monofásicos a la tensión de fase :

$$P_J = \frac{2P^2 (r_1) L}{1000 V_f^2 (\text{Cos}^2 \phi)}, \text{ en kW}$$

d) Pérdidas de potencia en circuitos monofásicos con retorno total por tierra:

$$P_J = \frac{P^2 (r_1) L}{1000 V_f^2 (\text{Cos}^2 \phi)}, \text{ en kW}$$

e) Pérdidas anuales de energía activa:

$$E_J = 8760 (P_J) (F_P), \text{ en kWh}$$

$$F_P = 0,15 F_C + 0,85 F_C^2 \quad (\text{Ver nota})$$

Donde :

P	=	Demanda de potencia, en kW
r ₁	=	Resistencia del conductor a la temperatura de operación, en Ω/km
L	=	Longitud del circuito o tramo del circuito, en km
V _L	=	Tensión entre fase, en kV
V _f	=	Tensión fase - neutro, en kV
φ	=	Angulo de factor de potencia
F _P	=	Factor de pérdidas
F _C	=	Factor de carga

Nota : En caso de conocerse el diagrama de carga anual y su proyección, el factor de carga y el factor de pérdidas se obtendrán a partir de tales diagramas.

8.0 DETERMINACION DEL NIVEL DE AISLAMIENTO DE LINEAS PRIMARIAS

8.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL NIVEL DEL AISLAMIENTO

Los criterios que deberán tomarse en cuenta para la selección del aislamiento serán las siguientes :

- Sobretensiones atmosféricas
- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco
- Contaminación ambiental

En el Cuadro N° 8.1 se muestran los niveles de aislamiento que se aplicarán a la línea, redes primarias en condiciones standard :

CUADRO N° 8.1

Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)
22,9/13,2	25/14,5	125	50
22,9	25	125	50

8.2 FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTITUD

Los niveles de aislamiento consignado en el Cuadro 8.1 son validas para condiciones atmosféricas estándares, es decir, para 1013×10^5 N/m² y 20 °C.

Según las recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para instalaciones situadas a altitudes superiores a 1000 m.s.n.m., la tensión máxima de servicio deberá ser multiplicada por un factor de corrección igual a :

$$F_c = 1 + 1,25 (h - 1000) \times 10^{-4}$$

Donde :

h = Altitud sobre el nivel del mar, en m

8.3 CONTAMINACIÓN AMBIENTAL

Deberá verificarse el adecuado comportamiento del aislamiento frente a la contaminación ambiental. Para ello, se tomará como base las recomendaciones de la Norma IEC 815 “GUIDE FOR THE SELECTION OF INSULATORS IN RESPECT OF POLLUTED CONDITIONS”

Para propósitos de normalización, se han definido las siguientes cuatro (04) niveles de contaminación :

- Ligero
- medio
- pesado
- muy pesado

La tabla I de la Norma IEC 815, consignada en el Cuadro N° 8.1 adjunto, describe de forma aproximada los medios ambientes típicos de cada nivel de contaminación.

A cada nivel de contaminación descrito en la Tabla I, corresponde un línea de fuga específica mínima, en mm por kV (fase a fase), relativa a la máxima tensión de servicio.

La Tabla II de la Norma IEC 815, consignada en el Cuadro N° 8.2, muestra los niveles de contaminación y las distancias de fuga específica que deben aplicarse.

La mínima longitud de fuga de un aislador rígido (tipo pin) o cadena de aisladores conectado entre fase y tierra, se determinará de acuerdo al nivel de contaminación del lugar, usando la siguiente relación :

Mínima longitud de fuga = mínima longitud de fuga específica (Tabla II)
x máxima tensión de servicios entre fases
corregida por altitud.

La verificación de la longitud de la línea de fuga se hará en todos los casos. En ambientes limpios deberá considerarse, al menos, la contaminación correspondiente al grado ligero (light).

8.4 TENSIONES DE SOSTENIMIENTO Y LÍNEAS DE FUGA DE LOS AISLADORES DE USO NORMALIZADO EN LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS

En el Cuadro N° 8.3 se consignan las tensiones de sostenimiento a frecuencia industrial y a impulso atmosférico, así como las líneas de fuga de los aisladores tipo PIN y cadenas de aisladores cuyo uso está normalizado.

En el caso que los cálculos llevados a cabo siguiendo el procedimiento establecido en este documento, determinarán aisladores de características eléctricas superiores a los consignados en el Cuadro N° 8.3, los Consultores especificarán sus correspondientes características.

CUADRO N° 8.3

NIVELES DE AISLAMIENTO	AISLADOR TIPO PIN CLASE 56-2	AISLADOR TIPO PIN CLASE 56-3	CADENA DE 2 AISLADORES CLASE 52-3	CADENA DE 3 AISLADORES CLASE 52-3
Tensión de sostenimiento a la orden de impulso 1,2/50 kVp	168	192	245	341
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial (kV)	110	125	155	215
Línea de fuga total (mm)	432	533	584	876

9.0 DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES AÉREOS POR CAPACIDAD TÉRMICA FRENTE A LOS CORTO CIRCUITOS

9.1. OBJETIVO

Estos cálculos tienen por objeto verificar la capacidad de los conductores aéreos de aleación de aluminio de soportar por tiempos muy breves el calor generado por los cortocircuitos.

El proceso de calentamiento por corriente de cortocircuito se considera de corta duración debido a los cortos tiempos de operación de los dispositivos de protección. En estas condiciones se pueden aceptar que durante el tiempo de duración del cortocircuito, no existe disipación de calor, es decir, todo el calor producido se traduce en calentamiento.

9.2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

El método propuesto es el recomendado por la norma Alemana VDE103.

En la determinación de los efectos térmicos producidos por los cortocircuitos, se parte del valor medio térmicamente efectivo de la corriente de cortocircuito I_m , que se define como el valor eficaz de una corriente ideal (puede considerarse continua) que en el tiempo de 1 segundo genera el mismo calentamiento que la corriente de cortocircuito (componente alterna más unidireccional) durante el tiempo total de eliminación de la falla.

La VDE103 establece que :

$$I_m = I''_{cco} \sqrt{(m + n) \Delta t}$$

Donde :

- I''_{cco} : Corriente eficaz inicial de cortocircuito.
- m : Influencia de la componente unidireccional a través del factor N del gráfico mostrado en la Figura 1.
- n : Influencia de la disminución de I''_{cco} , según el gráfico mostrado en la Figura 2.
- Δt : Tiempo real de eliminación de la falla en segundos.

La temperatura máxima en conductores de aleación de aluminio, durante el cortocircuito, y sometidos a esfuerzos de tracción mayores a 10 N/mm², no debe sobre pasar de 160 °C.

Para la determinación de la densidad máxima de corriente puede asumirse una temperatura inicial de 40 °C.

Con las temperaturas inicial y máxima indicadas y su gráfico de la VDE103 mostrado en la Figura 4, se determinan las densidades máximas de corriente

que podrán alcanzarse. Luego la sección del conductor se obtendrá dividiendo el valor de I_m calculado entre la densidad de corriente hallada.

9.3. CÁLCULO TÍPICO

Se asumen los siguientes datos :

Potencia de cortocircuito en el finito de falla	:	200 MVA
Tensión mínima de la red	:	22,9 kV
Tiempo de eliminación de la falla	:	0,2 S
Relación R/X (N)	:	0,3
Relación I''_{cco}/I_{cco} (I subtransitoria/I permanente)	:	2,0

$$I''_{cco} = 200 / (\sqrt{3} \times 22,9) = 5,05 \text{ kA}$$

Para $N = 0,3$ de los gráficos N° 2 y 3 se determina: $m = 0$, $n = 0,85$
luego :

$$I_m = 5,05 \sqrt{(0 + 0,85)(0,2)}$$

$$I_m = 2,08 \text{ kA}$$

Para una temperatura final de 160 °C e inicial de 40 °C, la densidad máxima admisible es 91 A/mm², por tanto, la sección mínima de conductor de aleación de aluminio que satisface esta exigencia es : 22,86 mm² o sea 25 mm².

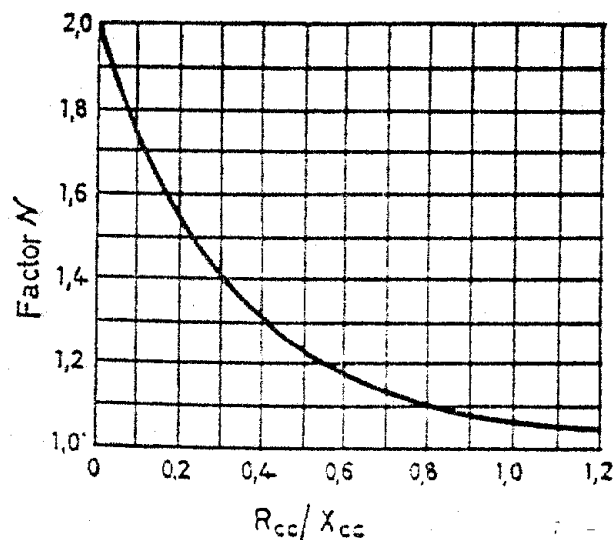


Figura 1 Reducción de la corriente de cortocircuito de choque vs R/X

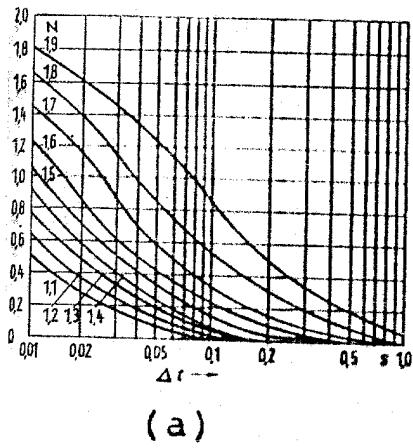


Figura 2 "m" Miembro de CC

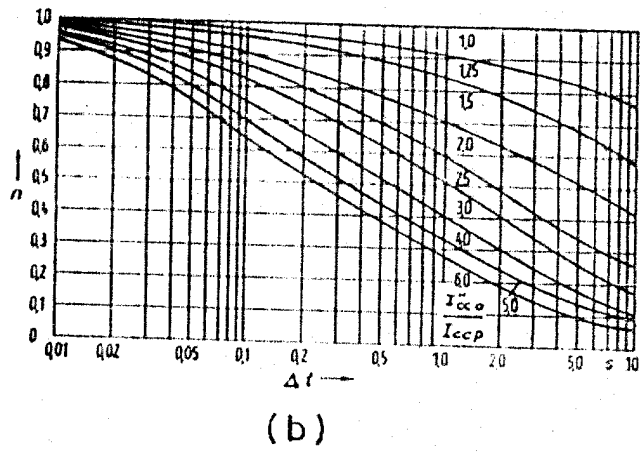


Figura 3 "n" miembro de C.A.

CALENDARIO TRANSITORIO DE CONDUCTORES DE ALUMINIO DURANTE UN CORTOCIRCUITO

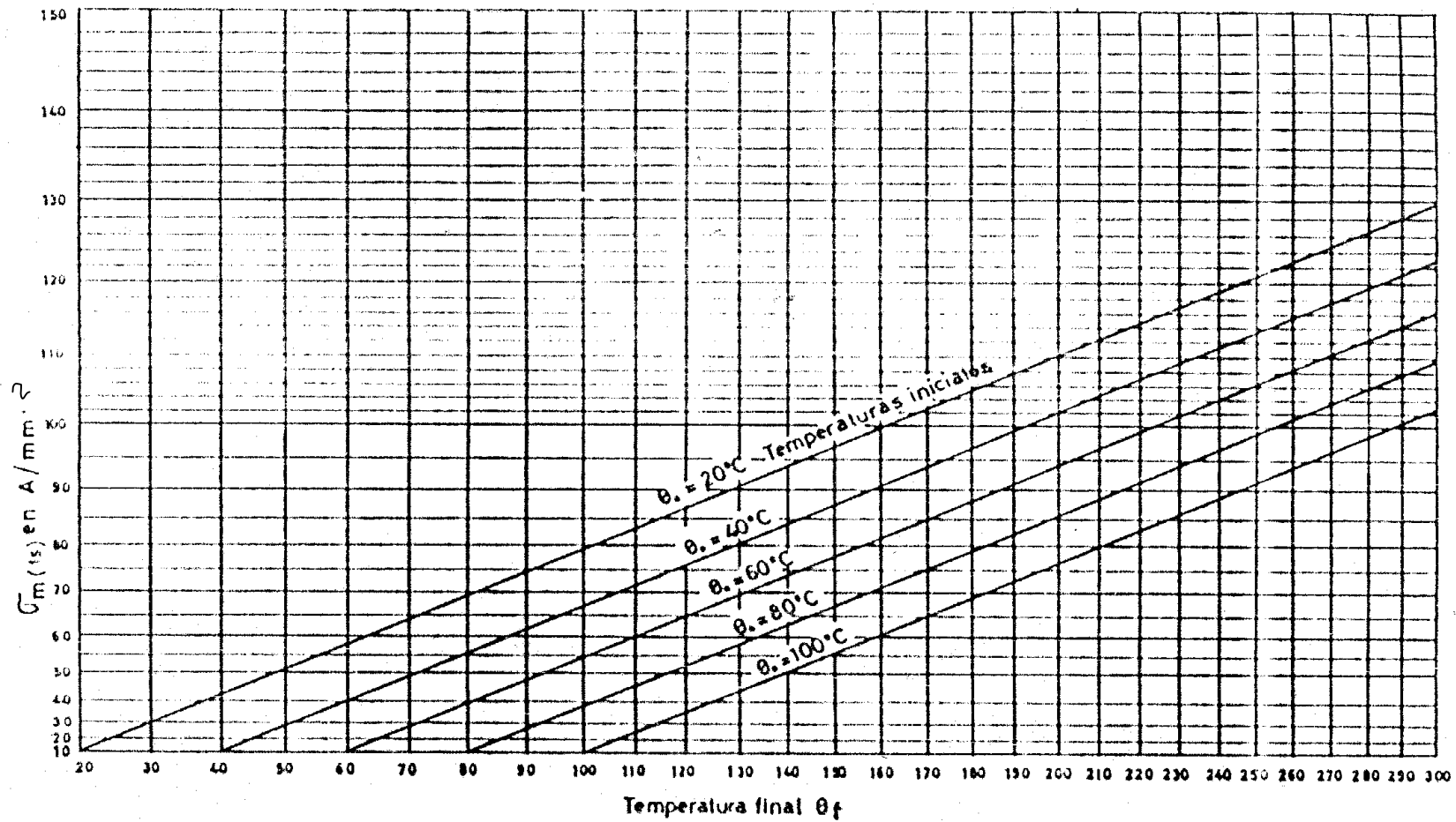


Figura 4 Densidad de corriente de cortocircuito

10.0 PUESTAS A TIERRA EN LÍNEAS Y REDES PRIMARIAS

10.1. OBJETIVO

Establecer los criterios para el dimensionamiento de las puestas a tierra en las líneas y redes primarias que se ejecutan en la Electrificación Rural.

10.2. ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LAS PUESTAS A TIERRA

Los criterios para el dimensionamiento de las puestas a tierra en líneas de media tensión, incluyendo las de electrificación rural son los siguientes:

- a) Seguridad de las personas
- b) Operación del sistema
- c) Descargas atmosféricas
- d) Facilidad para el recorrido a tierra de las corrientes de fuga.

A continuación se analiza de cada uno de los criterios mencionados a fin de determinar cuáles deben ser los aplicables a las líneas y redes primarias de electrificación rural.

- **Seguridad de las personas**

Este es el criterio más exigente, puesto que toma en cuenta las tensiones de toque, paso y de transferencia; en consecuencia no sólo es necesario obtener un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra, sino también una adecuada configuración de ésta para reducir el gradiente de potencial. Este criterio sólo se aplica a las subestaciones de distribución. En las líneas primarias, sobre todo en las de electrificación rural, debido a su recorrido por zonas con escaso tránsito de personas, no se toma en cuenta este criterio.

- **Operación del sistema**

Sistemas con neutro corrido

En este tipo de sistemas, el criterio es el de obtener una resistencia equivalente total de todas las puestas a tierra, menor o igual a 3 Ω para garantizar que durante una falla de fase a tierra, el fenómeno de desplazamiento del neutro no produzca sobretensiones importantes en las fases no falladas. A este respecto, el nuevo Código Nacional de Electricidad Suministro y el NESC (National Electrical Safety Code) establecen que en las líneas primarias deben instalarse por lo menos 4 puestas a tierra por milla (1648 m), es decir, aproximadamente cada 3 estructuras, aunque no define valor alguno de resistencia de puesta a tierra. Sin embargo, un ejemplo podría demostrar que el objetivo de una resistencia total reducida se cumple. De modo aproximado, si una línea tuviese 20 puestas a tierra y que cada una presentase una resistencia de 60 Ω , el valor equivalente sería aproximadamente 3 Ω . Este criterio debe aplicarse con cuidado en las redes de corta longitud, generalmente asociadas a pequeñas centrales hidroeléctricas que suministran energía a pocas localidades.

Sistemas sin neutro corrido con ramales monofásico a la tensión entre fases

Desde el punto de vista de la operación del sistema, la puesta a tierra de las estructuras de las líneas primarias no representa un papel importante, incluso podría prescindirse de ellas sin poner en riesgo la operación del sistema.

Sistemas sin neutro corrido y con retorno total por tierra

En este tipo de sistemas, las únicas puestas a tierra importantes, desde el punto de vista de la operación, son las que corresponden al neutro del transformador de potencia y a la subestación de distribución; la subestación de potencia presenta por lo general, resistencias menores a los 3 Ω , por lo que realmente importa es la resistencia de puesta a tierra de la subestación de distribución.

- **Descargas atmosféricas**

De manera general, las líneas primarias ubicadas en la sierra y selva, debido a los recorridos por zonas naturalmente apantallados por cerros o árboles están más expuestas a sobretensiones por descargas indirectas, que por descargas directas; en tal sentido, en líneas de electrificación rural, sólo se toma en cuenta las sobretensiones indirectas o inducidas.

Las normas norteamericanas y sudafricanas que han servido de base para la normalización de la Coordinación de Aislamiento en líneas de media tensión, establecen que las sobretensiones inducidas, por lo general, no superan el valor de 300 kV. Por lo tanto, para conseguir este valor, se aprovecha la característica de aislante al impulso de la madera, mediante el uso de una parte del poste y la cruceta de madera, que sumado al aislamiento principal (de porcelana o polimérico) pueda obtenerse una tensión disruptiva (CFO) entre 250 y 300 kV.

En sistemas con neutro corrido, las puestas a tierra dimensionadas para la operación del sistema y descritos anteriormente, satisfacen, también, los requerimientos para la protección contra descargas atmosféricas.

En sistemas sin neutro corrido, el dimensionamiento de la puesta a tierra se ha basado en el Código Nacional de Electricidad Suministro, en el NESC y en normas sudafricanas, estas últimas están previstas para sistemas convencionales de media tensión (no necesariamente de electrificación rural) y para zonas con intensas descargas atmosféricas. En vista que las líneas que se proyectan en la Electrificación Rural se ubican en zonas con niveles isocerámicos menores de 40, se aplica el criterio de poner a tierra cada 3 estructuras.

Los tramos de línea sin puesta a tierra presentan un nivel de aislamiento muy grande, sobre todo en sistemas monofásicos con retorno total por tierra, permitiendo que las sobretensiones de elevado valor viajen por los conductores

y lleguen a las subestaciones de distribución; por lo tanto, las 2 estructuras más próximas a la subestación de distribución deberán necesariamente estar provistas de puestas a tierra para que la corriente de descarga a través de los pararrayos no sea muy elevada.

En líneas primarias sin cable de guarda, el valor de resistencia de puesta a tierra no es importante; puede aceptarse, sin ningún inconveniente, valores hasta de 500 Ω , por lo que no es necesario medir la resistividad eléctrica del terreno, ni la resistencia de puesta a tierra luego de instalada.

En zonas no apantalladas por elementos naturales del terreno donde las líneas estén expuestas a descargas atmosféricas directas, y donde se prevea un excesivo número de desconexiones (o flameos) previsto, podrá utilizarse cable de guarda; pero en este caso, deberá calcularse la confiabilidad de la línea tomando como base el número de salidas por falla del apantallamiento (shielding failure) y flameo inverso (back flashover); en este caso, además de incrementar el nivel de aislamiento a 400 o 500 kV, la resistencia de puesta a tierra de cada estructura deberá estar comprendida entre 10 y 15 Ω .

- **Facilidad para el recorrido de corrientes de fuga**

En la costa peruana, debido a la ausencia de descargas atmosféricas, no es necesario el incremento del nivel de aislamiento de las líneas y redes primarias; por el contrario, las corrientes de fuga que recorren por la superficie de los aisladores debido a la presencia de elementos contaminantes, pueden producir el incendio de crucetas cuando no se tiene el cuidado de eliminar los espacios de aire en el recorrido de la corriente de fuga a tierra. Por esta razón, todas las estructuras ubicadas en zonas de costa llevarán la puesta a tierra desde los herrajes de los aisladores. En este caso, debido a la pequeñas magnitudes de las corrientes de fuga, no será necesario el uso de electrodos verticales sino sólo un anillo alrededor del poste en la base, hecho con el mismo conductor de bajada. En las estructuras de seccionamiento y en subestaciones de distribución deberán instalarse necesariamente electrodos verticales hasta alcanzar el valor de resistencia de puesta a tierra que se indica en los planos del proyecto.

11.0 PUESTAS A TIERRA DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN EN PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

11.1. OBJETIVO

Establecer los criterios para el dimensionamiento de las puestas a tierra en subestaciones de distribución que la DGE/MEM ha normalizado para su aplicación en proyectos de Electrificación Rural.

11.2. ANTECEDENTES

Para los proyectos de electrificación rural, la DGE/MEM, basado en normas internacionales y en los criterios que actualmente se aplican, ha normalizado la instalación de una sola puesta a tierra tanto para la media tensión como para la baja tensión.

11.3. ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LAS PUESTAS A TIERRA EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Los criterios aplicados por la DGE/MEM para la definición de la configuración de las puestas a tierra en subestaciones de distribución, son los siguientes:

- Para la mejor protección del transformador de distribución contra las sobretensiones de origen atmosférico, el pararrayos debe estar ubicado lo más cerca posible al equipo, y su borne de tierra debe estar conectado al tanque del transformador; en el Anexo A se presenta la disposición de los pararrayos y las formas de conexión a tierra recomendadas por la Guía de aplicación de Pararrayos ANSI Std C62.22 1997.
- El numeral 5.1.3 de la norma de transformadores de distribución ANSI C57.12.20-1974 establece que los terminales neutros de los transformadores monofásicos, tanto del lado de media tensión como el de baja tensión deben unirse mediante pernos al tanque del transformador; como se puede apreciar, esta configuración es compatible con lo expresado en el párrafo anterior para la adecuada conexión del pararrayos.
- De lo expresado en los párrafos anteriores se concluye que en el tanque del transformador se deben unir los neutros de la media y la baja tensión y el borne de tierra del pararrayos y, para evitar que existan diferencias de potencial entre el tanque del transformador y tierra, debe existir una sola conexión entre éstos.

11.4. DEFINICIÓN DE LOS VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de las puestas a tierra de las subestaciones de distribución, sin tomar en cuenta las de la red secundaria, deben tener los siguientes valores máximos:

- En subestaciones trifásicas y monofásicas conectadas entre fases (bifásicas): 25 Ω .
- En transformadores monofásicos de sistemas con retorno total por tierra: los siguientes valores de acuerdo a la potencia de los transformadores

Potencia de transformador kVA	Resistencia de puesta a tierra (Ω)
5	25
10	25
15	20
25	15

RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 018-EM/DGE

Lima, 30 de diciembre del 2003

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 1° de la Ley N° 27744, Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera, declara de necesidad nacional y utilidad pública la electrificación de las zonas comprendidas en la mencionada norma legal;

Que, el Artículo 11° de la misma Ley señala que la Electrificación Rural deberá contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las zonas rurales;

Que, las Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural, originalmente propuestas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos, han sido actualizadas y adecuadas a las necesidades técnicas y legales para la ampliación de la frontera eléctrica;

Que, en aplicación de lo dispuesto en la Resolución Ministerial N° 162-2001-EM/SG, el proyecto de la presente Resolución Directoral fue prepublicado en la página Web del Ministerio de Energía y Minas;

De conformidad con lo establecido en el Artículo 37° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 025-2003-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Norma DGE "Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural", cuyo texto forma parte integrante de la presente Resolución, la cual es de cumplimiento obligatorio para los proyectos que se desarrollan en el marco de la Ley de Electrificación Rural y de Localidades Aisladas y de Frontera.

Artículo 2°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 01 de abril de 2004, fecha a partir de la cual quedará abrogada la Directiva N° 001-85-EM/DGE aprobada por la Resolución Directoral 024A-85-EM/DGE.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JORGE AGUINAGA DÍAZ
Director general
Dirección General de Electricidad