

14 - PROBLEMAS DE APLICACIÓN

Ing. Norberto I. Sirabonian - ing. Alfredo Rifaldi

14.1 - Desarrollar un esquema unificar:

Desarrollar el esquema unifilar de una estación eléctrica existente, y detallar las operaciones de maniobra.

Por ejemplo desconectar una línea y conectarla a tierra, luego volver a ponerla en tensión, controlar los enclavamientos y realizar los controles de sincronización antes del paralelo.

Si se selecciona el esquema de simple juego de barras, para desconectar la línea se deben hacer las siguientes operaciones:

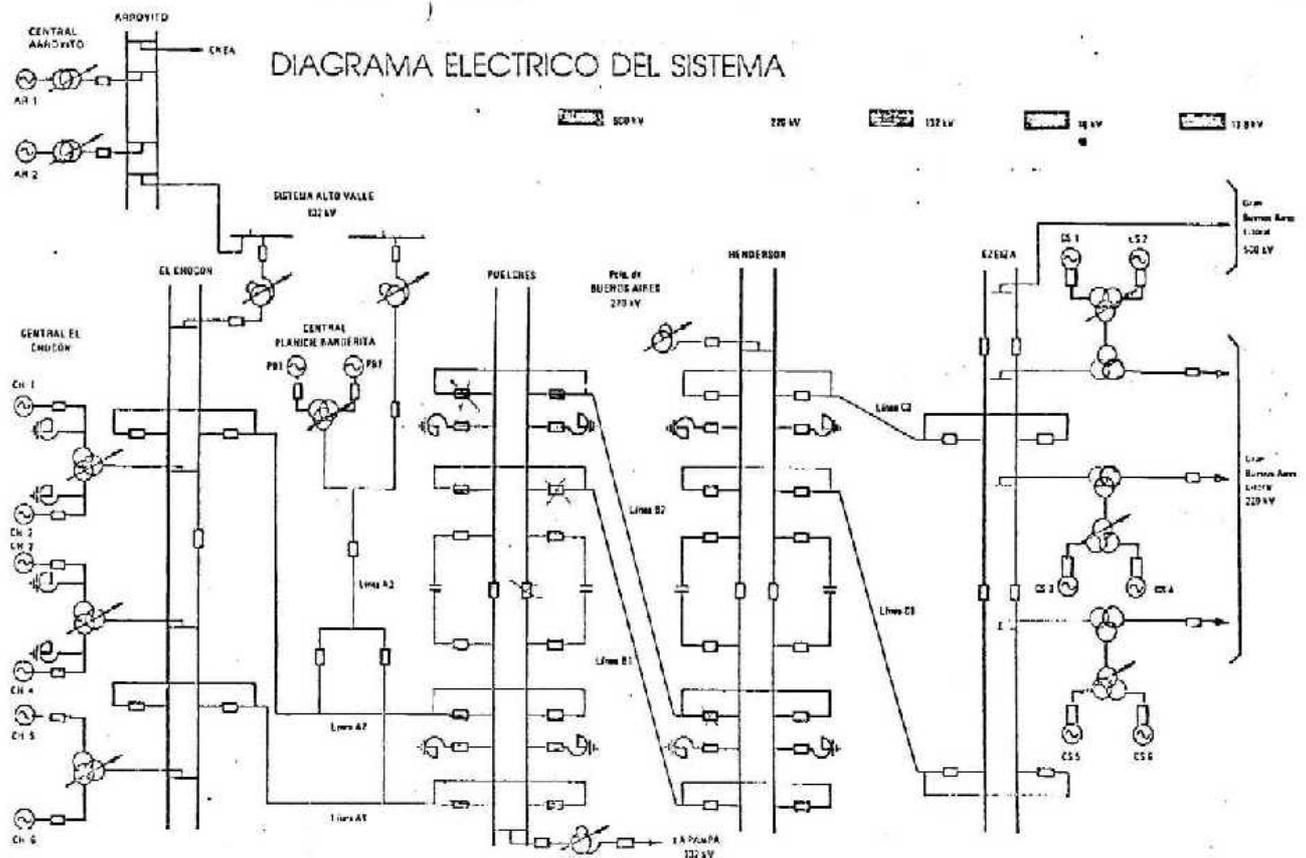
- abrir el interruptor (previa autorización del despacho de cargas del sistema, o autoridad que corresponda).
- abrir los seccionadores asociados al interruptor (enclavados con el mismo de manera que no se pueden operar si el interruptor no se encuentra abierto).
- poner a tierra la línea (previa autorización desde el otro extremo para garantizar que el cierre del seccionador de tierra no producirá un cortocircuito en el sistema).

A veces se piensa que un relé de tensión que detecta la presencia de tensión en el extremo de la línea, o una luz indicadora, son comprobación suficiente (pero un fusible podría jugar una mala pasada...), es indispensable la certeza que brinda la comunicación.

14.2 - Analizar operación de estaciones

La [figura 14.2](#) muestran los esquemas unifilares de las estaciones eléctricas de Chocón, Cerrito de la Costa y Planicie Banderita, Puelches, Henderson, Ezeiza,

correspondientes al sistema El Chocón - Buenos Aires, tal como era en su configuración inicial.



Este sistema exige ser modificado permanentemente conectando y desconectando líneas, reactores y bancos de capacitores, a fin de adaptar su capacidad de transmisión a la necesidad del momento.

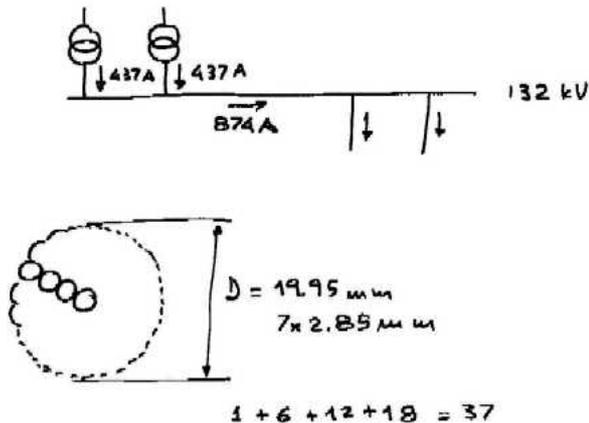
Analizar las operaciones de maniobra, y de protección, notando que en la misma estación partes se realizan con un esquema de doble barra con doble interruptor, partes como doble barra con un solo interruptor por salida, y partes funcionan como si fuera en anillo.

Discutir estas características, y compararlas con otros esquemas unifilares observando en particular necesidades de operación.

14.3 - Capacidad de transporte de un cable

Determinación de la corriente permanente que puede transportar un cable.

Un sistema de simple juego de barras se alimenta con dos transformadores, y de él salen dos líneas, véase la [figura 14.3](#).



Los transformadores son de 100 MVA, relación 500/132 kV, y se encuentran en un extremo de la estación, las líneas en el otro extremo.

El tramo con mayor carga, en este sistema de barras, es el tramo central, por el que pueden llegar a circular $2 * 437 = 874 \text{ A}$.

DATOS

Sea un cable de aleación de aluminio (elegido entre los posibles cables normalizados), cuyas características son:

$S_{nominal} = 240 \text{ mm}^2$; $S_{real} = 236.04 \text{ mm}^2$

formación = $37 * 2.85 \text{ mm}$; Diámetro = 19.95 mm

Datos del material:

resistividad de la aleación de aluminio = $32.5 \text{ ohm mm}^2 / \text{km}$

alfa = 0.0036 1/grado C

temperatura de referencia de la resistividad = 20 grados C

Con las expresiones propuestas por Schurig y Frick se determina el calor disipado por convección y radiación (fórmulas 4.1 4.4).

Condiciones del ambiente

temperatura = 40 grados C; presión = 1 atmósfera

velocidad del viento = 1 km. / h

Se adoptan por otra parte los siguientes valores:

emisividad = 0.5

salto de temperatura conductor ambiente = 30 grados C

Se admite inicialmente una máxima temperatura del conductor de 70 grados C.

RESULTADOS

Resulta entonces:

$W_c = 314 \text{ W/m}^2$; $W_r = 121 \text{ W/m}^2$; $R = 0.162 \text{ ohm/km}$; $I_{\text{maxadm}} = 405 \text{ A}$

Esta corriente es menor que la que se debe transportar, y en consecuencia se deben instalar cables en paralelo, con dos se tiene:

$I_{\text{maxadm}} = 2 * 405 = 810 \text{ A}$

Todavía menor que 874 A, por lo que conviene observar como influiría un mayor salto de temperatura justificado en mayor temperatura final, también merece evaluarse la influencia de una menor temperatura ambiente.

COMENTARIO:

Si la máxima temperatura admisible se fija en un valor mayor, el salto de temperatura conductor ambiente será mayor y el conductor podrá transportar más corriente.

Este valor está establecido no por normas, sino por "usos y costumbres", o mejor digamos experiencia de distintas instalaciones.

La temperatura máxima del conductor queda limitada por el tiro del mismo, si los tiros son reducidos se pueden alcanzar valores de 100 o 110 grados C en la temperatura del conductor, con tiros mas elevados es conveniente menor temperatura.

Si la máxima temperatura admisible se fija en 90 grados C, el salto de temperatura conductor ambiente será de 50 grados.

$W_c = 521 \text{ W/m}^2$; $W_r = 221 \text{ W/m}^2$; $R = 0.172 \text{ ohm/km}$; $I_{\text{maxadm}} = 514 \text{ A}$

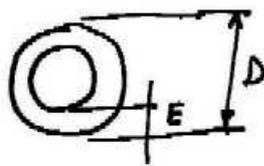
Para un haz de dos conductores se superan los 874 A inicialmente establecidos, observándose cierta capacidad de sobrecarga.

14.4 - Capacidad de transporte de una barra tubular

Determinación de la corriente permanente que puede transportar una barra tubular.

DATOS

Se trata de una barra tubular ([figura 14.4](#)) de aluminio de:



Diámetro = 70 mm; Espesor = 5 mm

Datos del material:

resistividad del aluminio = $28.2 \text{ ohm mm}^2 / \text{km}$

alfa = 0.0040 1/grado C

temperatura de referencia de la resistividad = 20 grados C

Con las expresiones propuestas por Schurig y Frick se determina el calor disipado por convección y radiación.

Condiciones del ambiente

temperatura = 40 grados C; presión = 1 atmósfera

velocidad del viento = 1 km / h

Se adoptan por otra parte los siguientes valores:

emisividad = 0.5

salto de temperatura conductor ambiente = 30 grados C

Se admite inicialmente una máxima temperatura del conductor de 70 grados C.

RESULTADOS

Resulta entonces:

$W_c = 166 \text{ W/m}^2$; $W_r = 121 \text{ W/m}^2$; $R = 0.0331 \text{ ohm/km}$; $I_{maxadm} = 1379 \text{ A}$

Si la solución constructiva del problema anterior se realizara con barras, observamos que la propuesta es suficiente.

OTRAS CONDICIONES

Las condiciones climáticas planteadas no son constantes en el periodo de un día, también son variables a lo largo del año. El planteo realizado fue en condiciones supuestamente más desfavorables, de temperatura máxima y viento mínimo.

La capacidad de transporte con menor temperatura ambiente, e igual temperatura máxima, resulta todavía mayor.

Proponemos analizar la influencia de la reducción de temperatura ambiente, manteniendo la temperatura máxima:

temperatura = 20 grados C

salto de temperatura conductor ambiente = 50 grados C

Resulta entonces:

$W_c = 278 \text{ W/m}^2$; $W_r = 184 \text{ W/m}^2$; $I_{\text{maxadm}} = 1751 \text{ A}$

Se aprecia un aumento en la corriente admisible de 27%.

Si analizamos la influencia del viento, incrementándolo a 4 km./h, y manteniendo las otras condiciones tendremos:

$W_c = 332 \text{ W/m}^2$; $I_{\text{maxadm}} = 1733 \text{ A}$

Se aprecia un aumento en la corriente admisible de 26%.

14.5 - Dimensionamiento de barras

Las barras de una estación eléctrica deben estar dimensionadas para transportar 1000 A.

Proponer las condiciones ambientales, proponer la sección, analizar distintos materiales (cobre, aluminio, aleación de aluminio, aluminio con alma de acero), y distintas configuraciones del conductor, haz de cables, tubo, etc.

Extraer conclusiones, comparar pesos, costos, eventualmente considerar precio de mercado por kg. de metal bruto.

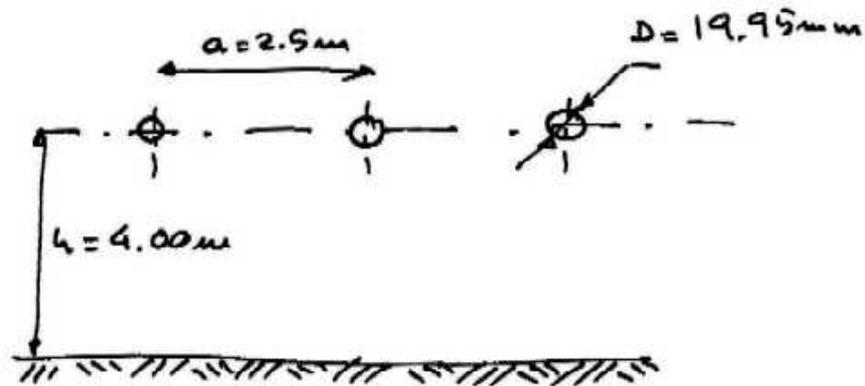
14.6 - Verificación del campo eléctrico

Verificación del campo eléctrico superficial máximo en el conductor - efecto corona.

Recordamos que el límite admisible para el campo eléctrico en la superficie de los conductores está en el orden de 16 a 19 kVeficaces/cm, y se acepta un campo máximo de 21 kVeficaces/cm.

Por arriba de estos valores el campo es excesivo, aparece efecto corona, interferencia en radio, ruidos, etc.

Para tres conductores en disposición coplanar ([figura 14.6](#)), determinar el campo eléctrico.



diámetro $d = 19.95 \text{ mm}$; distancia $a = 2.5 \text{ m}$

RESULTADOS

Resulta entonces (fórmulas 4.5 4.6)

$$E = 14.58 \text{ kV/cm}$$

Cabe mencionar que estos valores de campo eléctrico, son valores medios, correspondientes a los tres conductores.

Para el conductor central el campo será mayor, por otra parte los valores determinados son eficaces, el valor de pico es 1.41 veces mayor.

Si tenemos en cuenta la presencia del suelo, el campo eléctrico aumenta por esta razón:

$$\text{altura } H = 4 \text{ m}$$

Resulta entonces

$$E = 14.77 \text{ kV/cm}$$

Si en cambio la barra esta formada por un haz de conductores, en nuestro caso 2 separados 10 cm, el resultado es:

$$E = 11.11 \text{ kV/cm}$$

Si se tratara de barras tubulares como para el problema 2, de 70 mm de diámetro, se obtiene para la misma disposición:

$$E = 5.4 \text{ kV/cm}$$

Se observa una intensidad de campo sensiblemente baja, debida principalmente al gran radio del conductor.

14.7 - Determinar el campo eléctrico en barras

Las barras están tendidas a cierta altura y con cierta distancia entre fases, para dada instalación.

Suponiendo cierta tensión nominal determinar el campo eléctrico en la superficie de los conductores.

Detallar cuidadosamente todas las hipótesis simplificativas que se establecen para emplear las fórmulas adoptadas, considerar como influye (cualitativamente) cada una de estas hipótesis.

Hacer una crítica del resultado obtenido, eventualmente proponer otra solución de distinto diámetro o distancia entre conductores.

14.8 - Efecto térmico de las corrientes de cortocircuito

Efecto térmico de una corriente de cortocircuito, de breve duración.

Sometemos los conductores del problema 1 (ver [figura 14.8a](#)) a un cortocircuito, suponiendo que la potencia de cortocircuito en 500 kV es infinita, y los transformadores son de 15% de impedancia, resulta:

$$I_{cc} = 5.83 \text{ kA}$$

La corriente determinada es simétrica, y de amplitud constante, la amplitud puede variar cuando se está cerca de generadores este efecto depende del

tiempo, de la relación entre corriente subtransitoria y permanente, y se evalúa con un factor m (figura 14.8b).

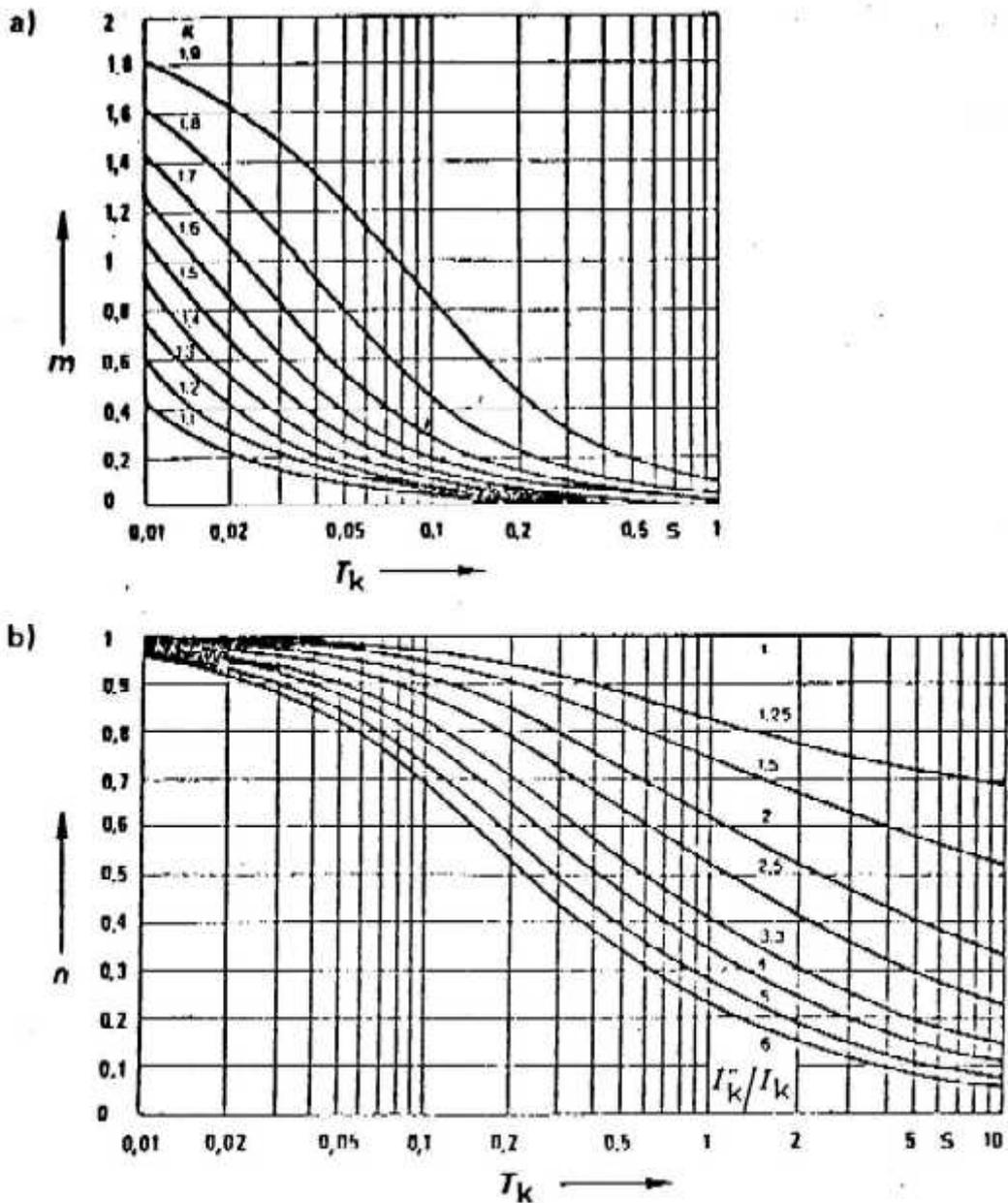


Fig. 7 -- a) Factor m , heatdissipation due to DC component
 b) Factor n , heatdissipation due to AC component
 for three phase short-circuits.

Otro factor n en cambio tiene en cuenta la asimetría de la corriente de cortocircuito, debida a la componente unidireccional y que depende de la

relación entre valor de pico máximo de la corriente y amplitud de la componente alterna ([figura 14.8b](#)).

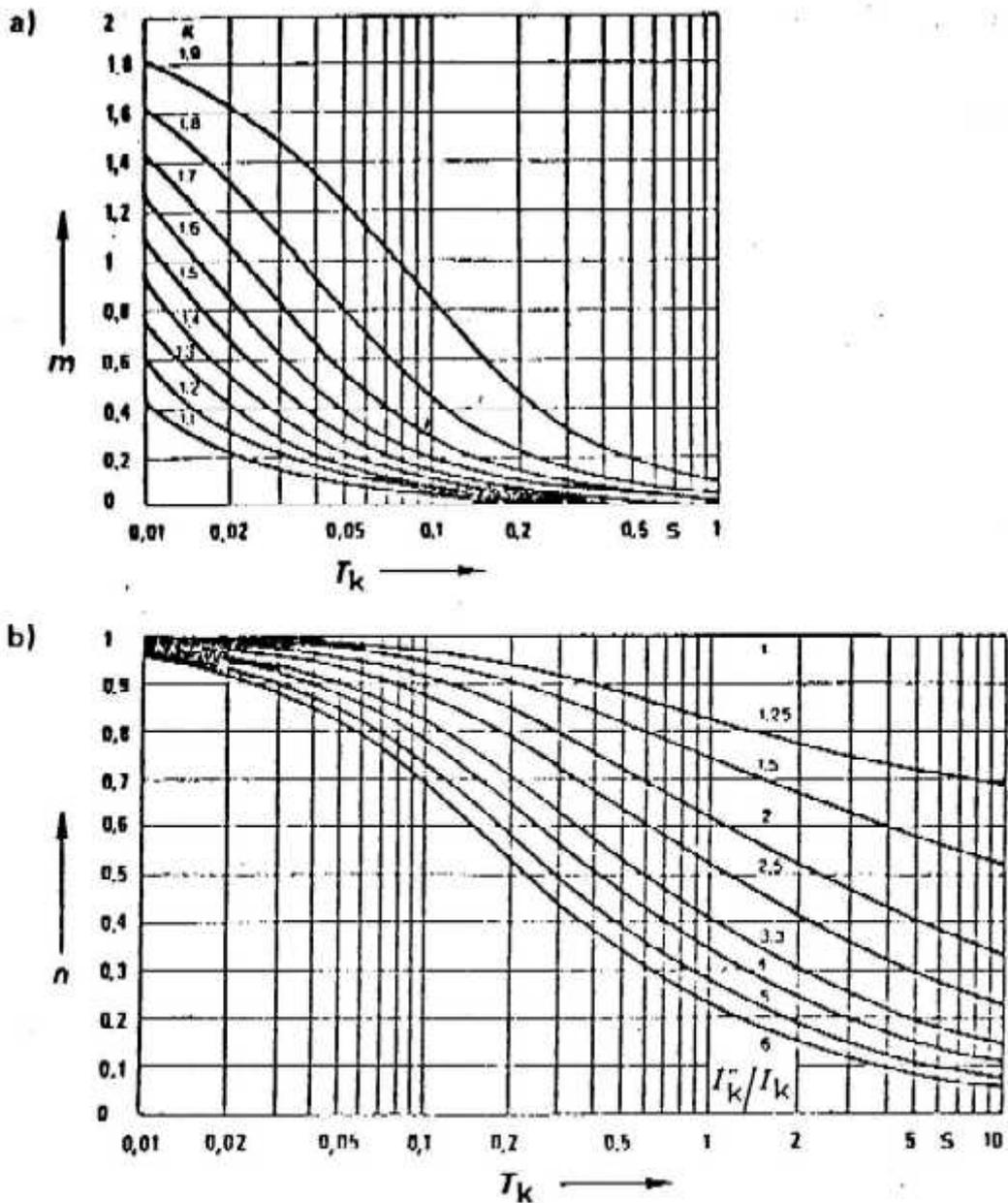


Fig. 7 -- a) Factor m , heatdissipation due to DC component
 b) Factor n , heatdissipation due to AC component
 for three phase short-circuits.

Cuando se esta lejos de los generadores $m = 1$; cuando el cortocircuito dura un tiempo de 1 seg. se considera $n = 0$, y por lo tanto la corriente eficaz simétrica representa la corriente térmica también.

Las características físicas del cable son:

calor específico = 0.218 kcal/kg grado C.; densidad = 2.7 kg/dm³

resistividad = 0.0325 ohm mm²/m; alfa = 0.0036 1/grado C.

Los límites de temperatura del conductor se indican en la tabla de [figura 14.8c](#), la [figura 14.8d](#) indica la densidad de corriente en función de la temperatura inicial y la máxima. Una corriente que dura 1 seg. llevará a los conductores (no olvidemos que son 2) que se encuentran a la temperatura de 40 grados C. a los 42, y para alcanzar los 180 grados C el cortocircuito debe durar 52.5 seg. (y no se debe perder calor), fórmulas 4.9 4.10.

TABLE V

Recommended conductor temperatures in the case of short-circuit

Type of conductors	Max. recommended conductor temperature in case of short-circuit
Mechanical loaded bare conductors, solid or stranded, Al or Cu	200 °C
Aluminium Alloy	170 °C
Loaded steel	250 °C
Unloaded steel	300 °C
Cables and conductors, paper and plastics insulated	Recommended temperature are dealt with by IEC TC 20, SC 20A

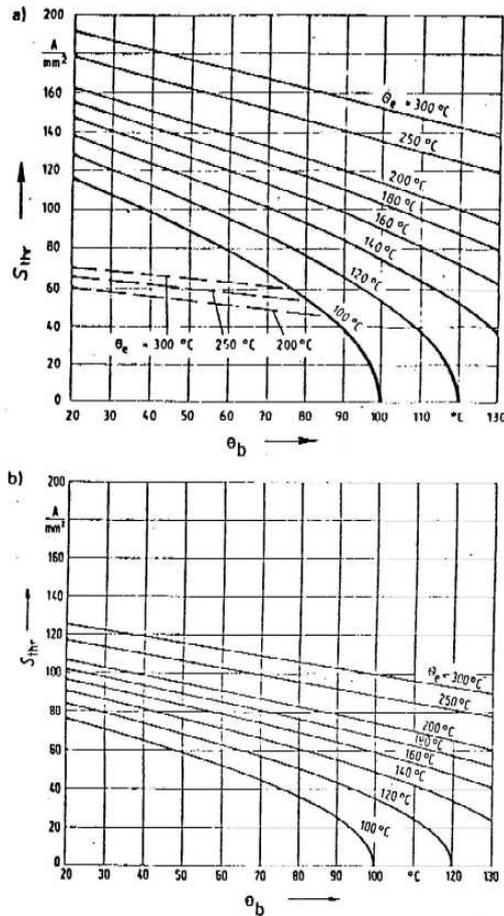


Fig. 8 -- Relation between rated short-time current density ($T_{kr}=1s$) and conductor temperature.

- a) Full lines: Copper
Dotted lines: Flat product of unalloyed steel and steel cables.
b) Aluminium, Aluminium Alloy, Aluminium conductor steel reinforced (ACSR) -----

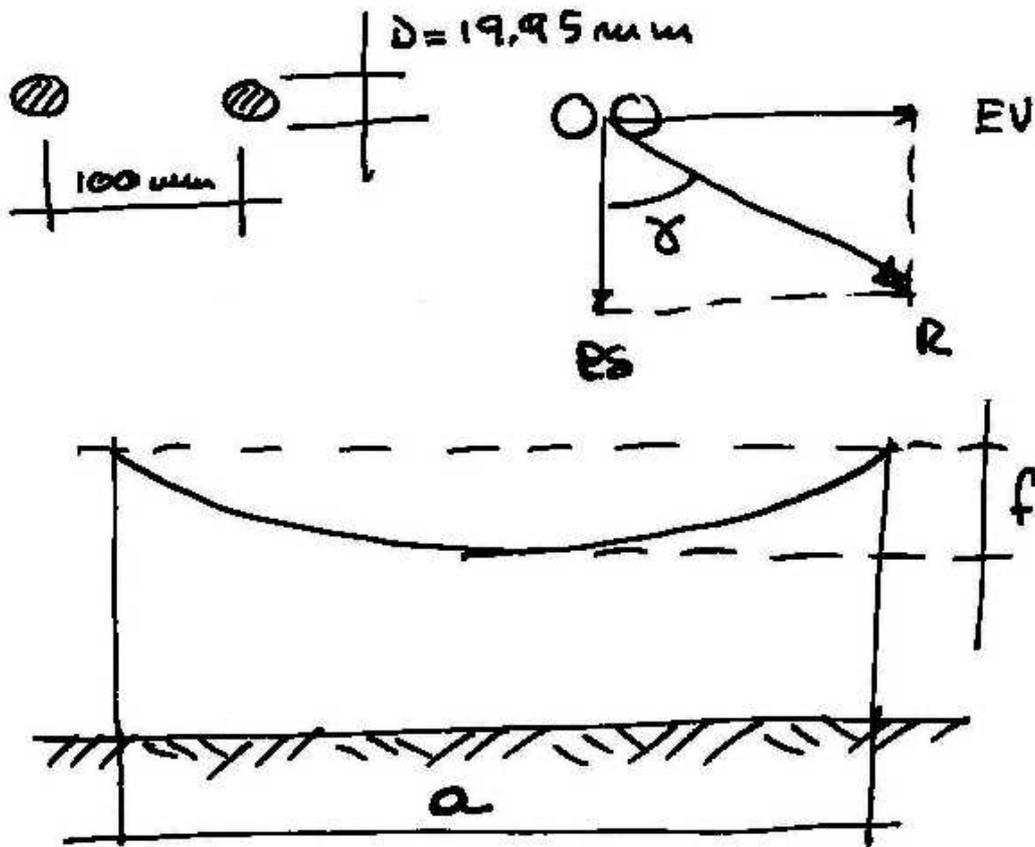
Si en cambio se trata de barras de aluminio como para el problema 2, las características físicas son:

resistividad = 0.0278 ohm mm²/m; alfa = 0.004 1/grado C.

la corriente que dura 1 seg. sobreeleva la temperatura en menos de 0.5 grado C., y 10 segundos 4.2 grados C.

14.9 - Calculo mecánico de conductores

Se trata del cable correspondiente al problema 1 (ver [figura 14.9](#)) el objetivo es determinar la flecha y la tensión en los distintos estados de carga que corresponden a distintos estados climáticos.



Sección = $2 \times 236 \text{ mm}^2$; Diámetro de un cable = 19.95 mm

Peso propio = $2 \times 650 \text{ kg/km}$; E módulo de elasticidad = 6000 kg/mm^2

alfa coeficiente de dilatación = $0.000023 \text{ 1/grado C.}$

tensión de rotura = 30 kg/mm^2

vano = 30 m

Para la hipótesis de base se fija una flecha o tiro reducido, usualmente se trata de contener este valor en 1 o 2 kg/mm^2 .

Este valor es mas bajo que el utilizado para los conductores de las líneas (6 kg/mm^2), y esto es así en las estaciones, para limitar el dimensionamiento de los pórticos.

Se fija hipótesis de base el viento máximo de 120 km/h , y temperatura de 0 grados.

Con un coeficiente aerodinámico $K = 0.75$ resulta una presión de 52.05 kg/m^2 .

El empuje del viento se ha determinado considerando que el segundo conductor se encuentra "tapado" por el primero.

El coeficiente de sobrecarga del conductor es 1.28, y la carga específica resulta 3.52 kg / km mm², y el ángulo de declinación del plano que contiene al conductor será 51 grados.

Fijando un tiro de 1.5 kg/mm² la flecha resulta 0.264 m (0.88%).

Para otro estado climático de por ejemplo 50 grados C, viento nulo, se debe determinar la sobrecarga que es 1, y resultan:

carga específica = 2.75 kg / km mm²; tensión = 0.489 kg/mm²

flecha = 0.633 m (2.11%)

Con viento de 180 km/k, y 20 grados C resulta:

carga específica = 5.66 kg / km mm²; tensión = 1.366 kg/mm²

flecha = 0.466 m (1.55%)

14.10 - Efectos de sobrecargas de conductores

las barras están tendidas entre amarres, el vano es de 50 m. El viento máximo de calculo es 130 km/h (recurrencia 50 años), proponer las restantes condiciones climáticas.

Proponer una tensión mecánica que dé una carga en los soportes baja, pero que la flecha sea moderada. Calcular el efecto de un viento de 160 km/h (recurrencia 500 años).

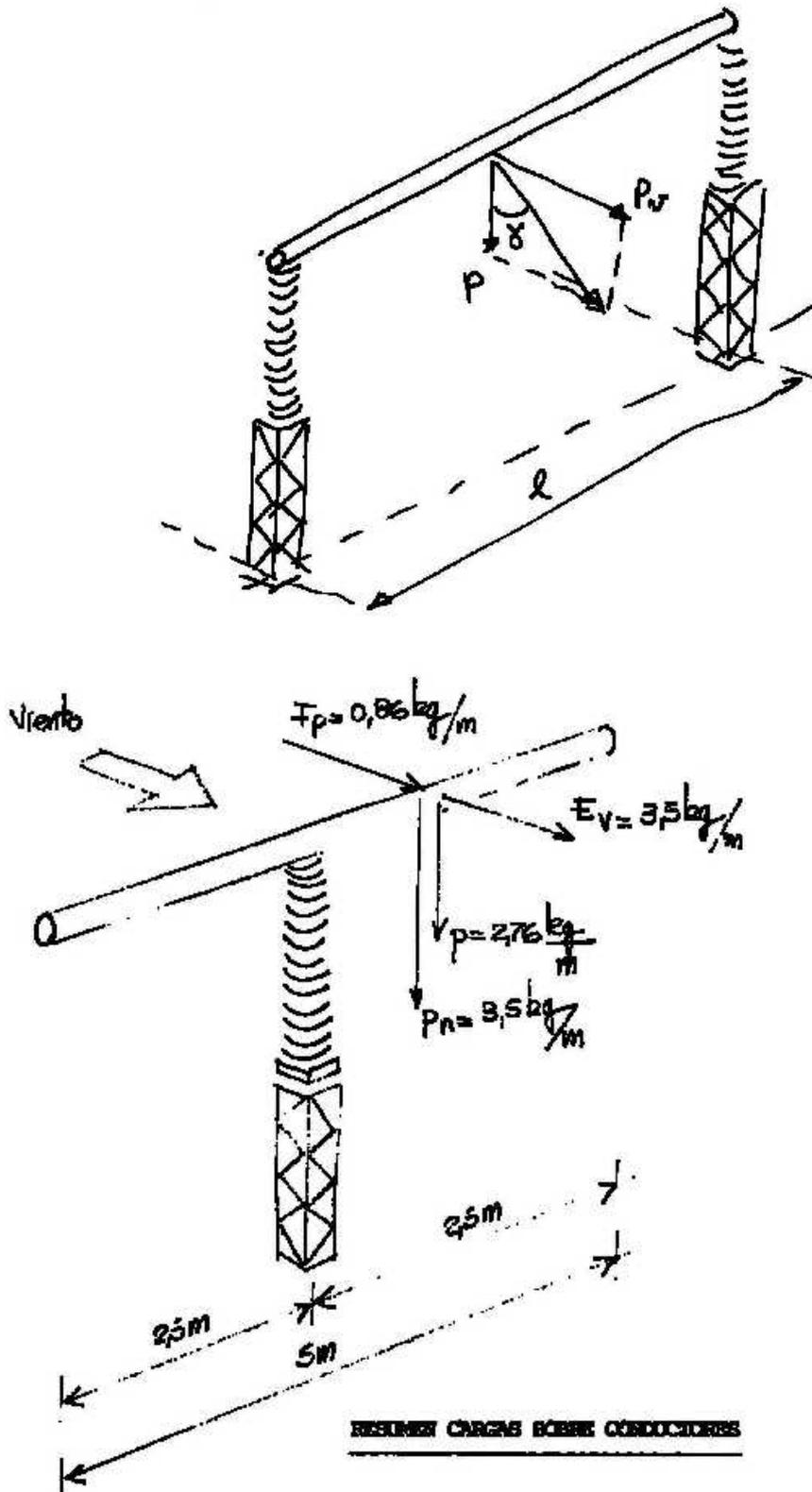
Estudiar el vano con conductor de aluminio, o aleación de aluminio, ver los efectos de tener que cambiarlo por aluminio con alma de acero... hoy el cobre ya no se utiliza para esta función.

Estudiar el efecto de una sobrecarga repartida que duplica el peso del cable.

14.11 - Carga de barras tubulares

Consideremos un tramo de barra de 5 m de longitud soportado por aisladores

(ver [figura 14.11](#) y [figura 14.11.b](#)), de las siguientes características:



Diámetro = 70 mm; Espesor = 5 mm

peso por metro = 2.76 kg/m; momento de inercia = 54.2 cm⁴

Carga debida al viento, de 120 km/h:

factor de forma = 0.7 ; presión del viento = 48.6 kg/m²

relación de sobrecarga = 1.59

inclinación de la resultante 51 grados

momento máximo = 13.7 kgm; tensión = 0.88 kg/mm²

flecha = 8.7 mm (0.17 %)

Si la separación entre apoyos se incrementa a 10 m entonces:

momento máximo = 54.7 kgm; tensión = 3.5 kg/mm²; flecha = 139.9 mm
(1.40%)

La flecha vertical en reposo en cambio será:

5.5 mm para 5 m de vano; 88 mm para 10 m

Los valores de flecha calculados corresponden a viga simplemente apoyada, si la construcción se hace con viga continua el momento máximo se reduce al 67% y la flecha al 20%.

En consecuencia en grandes vanos es conveniente utilizar vigas continuas.

14.12 - Esfuerzos de cortocircuito en barras

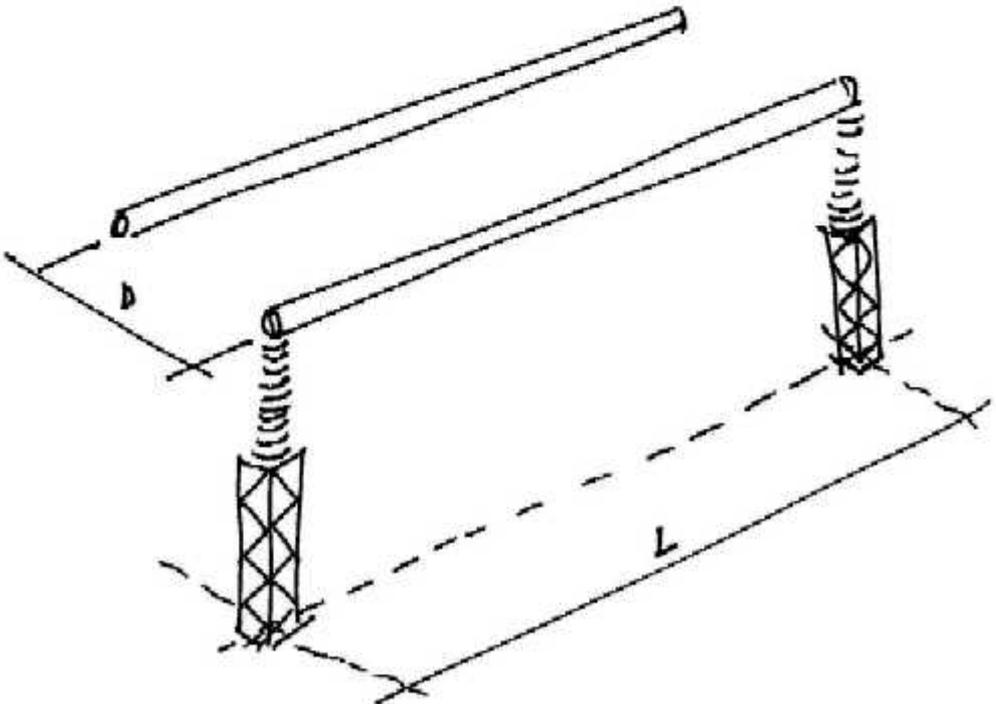
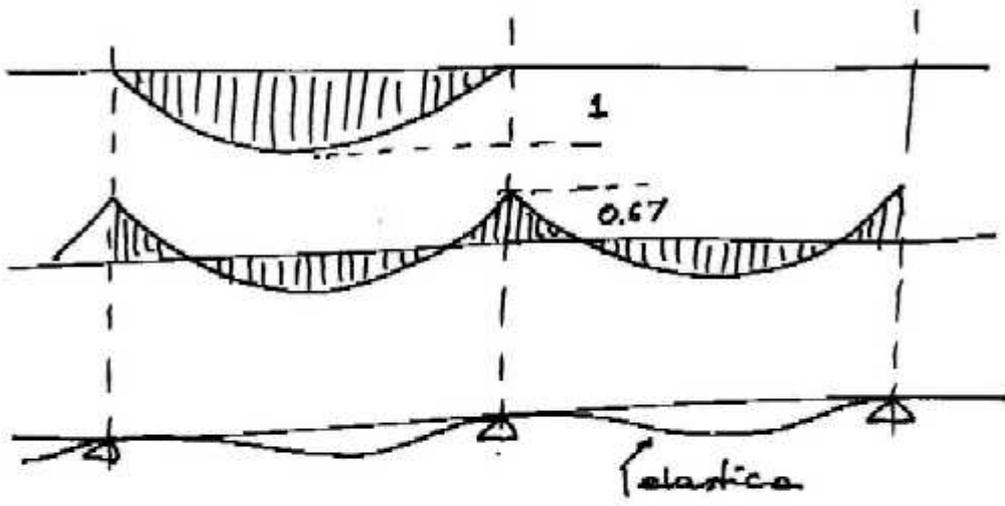
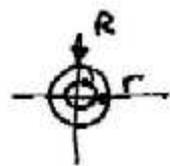
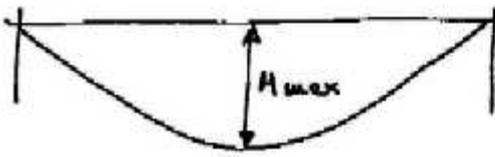
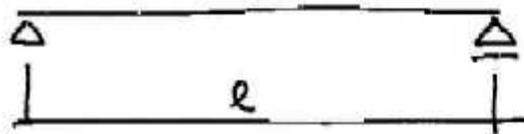
Resolución en base al documento IEC 73 secretariat 16 abril 83, y norma VDE 0103 / din 50103 de 1982.

Valor eficaz de la corriente simétrica de falla trifásica 6 kA, valor de pico $I_{p3} = 2.5 \cdot 6 = 15$ kA, valor de falla bifásica $0.866 \cdot 6 = 5.2$ kA, pico $I_{p2} = 2.5 \cdot 5.2 = 13$ kA.

Valor de cresta de la fuerza de cortocircuito bifásico:

$$F_{m2} = 0.2 \cdot I_p^2 \cdot l / a_s = 0.2 \cdot 13^2 \cdot 5 / 2.5 = 67.7 \text{ Newton}$$

siendo $l = 5$ m longitud del conductor, $a_s = 2.5$ m distancia entre conductores (ver [figura 14.12](#)).



Valor de cresta de la fuerza de cortocircuito trifásico:

$$F_{m3} = 0.2 \cdot I_p^2 \cdot l / a_s \cdot 0.87 = 0.2 \cdot 15^2 \cdot 5 / 2.5 \cdot 0.87 = 78.3 \text{ Newton}$$

El factor 0.87 tiene en cuenta que los picos máximos no son simultáneos. El cálculo continúa utilizando la fuerza que corresponde a la falla trifásica, que es la mayor.

En este punto del cálculo se determinan las fuerzas entre subconductores, cuando el conductor está formado por un haz.

CONDUCTOR

En este ejemplo se trata de un conductor tubular único de 70 mm de diámetro y de 5 mm de espesor.

A continuación se determinan las características que dependen de la geometría del conductor.

$$\text{Sección} = (70-5) \cdot 5 \cdot \pi = 1021 \text{ mm}^2 = 10.21 \text{ cm}^2$$

$$J = \text{momento de inercia} = \pi/4 \cdot ((70/2)^4 - (60/2)^4) = 54.24 \text{ cm}^4$$

$$Z = \text{momento resistente} = 15.49 \text{ cm}^3$$

Se puede determinar la tensión (mecánica) del conductor máxima que se presenta debido a la flexión, que es:

$$\sigma_{\text{máx}} = n_{\sigma} \cdot n_{\text{ur}} \cdot \beta \cdot F_m \cdot l / (8 \cdot Z)$$

donde: n_{σ} es un factor que tiene en cuenta los fenómenos dinámicos relacionados con la frecuencia de resonancia mecánica del conductor, y cuyo máximo valor es 1, el valor adecuado en función de la frecuencia propia relativa se obtiene de la [figura 14.12a](#).

n_{ur} es un factor que depende del recierre trifásico, si este se produce puede alcanzar el valor de 1.8, y se obtiene de la [figura 14.12b](#).

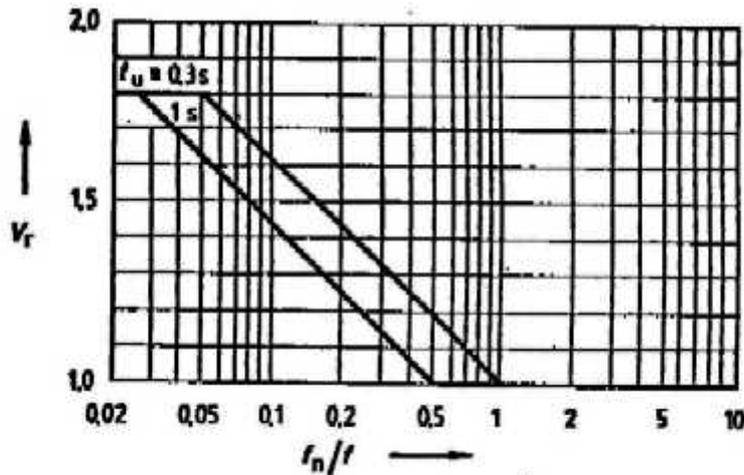


Fig. 5 -- Factor V_r to be used with three-phase auto-reclosure.

beta depende del número de apoyos que tiene la barra, de su esquematización como viga, máximo 1, y el valor adecuado se obtiene de la tabla II.

Para asignar los valores correctos es necesario determinar la frecuencia propia de la barra.

$$f_n = \gamma / l^2 * \text{Raíz}(E \cdot J / m)$$

donde: gamma es un coeficiente que depende de la disposición de los apoyos del conductor, vale 0.157 para viga simplemente apoyada, 0.356 para viga continua (empotrada en ambos extremos).

E es el módulo elástico del material de la viga en Newton/mm², m es la masa por unidad de longitud de la viga en kg/m en nuestro caso siendo el material aluminio $2.7 \cdot 1.021 = 2.7$ kg/m.

$$f_n = 0.157 / 5^2 * \text{raíz}(75000 \cdot 54.24 / 2.7) = 7.63 \text{ hertz}$$

Siendo el sistema de 50 hz, el valor relativo de la frecuencia que se utiliza para entrar a las figuras es $7.63 / 50 = 0.15$

Para el conductor resulta $\nu_{\sigma} = 0.6$

Por el recierre, con un tiempo $t_u = 0.3$ seg., se tiene $\nu_{ur} = 1.5$

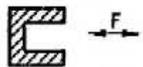
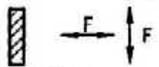
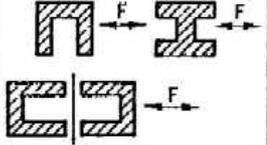
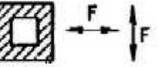
Considerando el conductor simplemente apoyado, $\beta = 1$

La tensión en el conductor resulta:

$$\sigma_{mam} = 0.6 \cdot 1.5 \cdot 1 \cdot 78.3 \cdot 5 / (8 \cdot 15.5) = 2.84 \text{ N/mm}^2$$

Esta tensión no debe superar el límite elástico del material del conductor, en rigor se acepta superar este valor en una cierta cantidad q según sea la sección del conductor, para el caso de conductores tubulares este factor es del orden de 1.4 (ver tabla III) [figura 14.12c](#).

Table III
Acceptable q -values for different cross sections.

Cross-sections	q
	2,00
	1,70
	$(\frac{S}{D} = 0,05)$, 1,34 $(= 0,075)$, 1,37 $(= 0,100)$, 1,40 $(= 0,125)$, 1,44 $(= 0,160)$, 1,48 $(= 0,200)$, 1,51
	1,83
	1,50
	1,19
	1,13

Este factor q toma en cuenta que pueden aceptarse pequeñas deformaciones sin afectar la seguridad de la construcción.

APOYOS

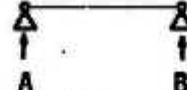
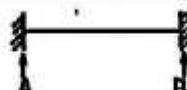
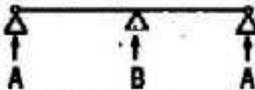
La fuerza que el conductor ejerce sobre los aisladores (apoyos) es:

$$F_d = n u F \cdot n_{ur} \cdot \alpha \cdot F_m$$

donde: νF es un factor que tiene en cuenta los fenómenos dinámicos relacionados con la frecuencia de resonancia mecánica del conductor, y cuyo máximo valor es 2.7, el valor adecuado en función de la frecuencia propia relativa se obtiene de la figura 4.

alfa depende del número de apoyos que tiene la barra, de su esquematización como viga, comprendido entre 0.5 y 1.25, y el valor adecuado se obtiene de la tabla II [figura 14.12d](#).

TABLE II
The factors α , β and γ for different conductor arrangements

Type of beam and supports		Factor α	Factor β	Factor γ
Single span beam	A and B simple supports 	A:0.5 B:0.5	1.0	0.157
	A: fixed support B: simple support 	A:0.625 B:0.375	0.73	0.245
	A and B fixed supports 	A:0.5 B:0.5	0.5	0.356
Continuous beams with equidistant simple supports	2 spans 	A:0.375 B:1.25	0.73	0.245
	3 or more spans 	A:0.4 B:1.1	0.73	0.356

Note 1: Non-uniform span in continuous beams may be treated - with a sufficient degree of accuracy - as though the maximum span applied throughout. This means that:

- The end supports are not subjected to greater stress than the inner ones;
- Spans of less than 20 % of the adjacent ones should be avoided. If that does not prove to be possible, the conductors can be decoupled using flexible joints.

Note 2: The β -values are so calculated that a permissible plastic deformation occurs. They are so chosen that the same q -value (See Sub-clause 6.2.1 and Table III) can be used for all conductor-support arrangements.

Debe notarse que el producto $\text{nuF} \cdot \text{nur}$ tampoco puede pasar de 2.7

Para el caso resulta:

$$\text{nuF} = 0.7$$

$$F_d = 0.7 * 1.5 * 1.0 * 78.3 = 82.2 \text{ Newton}$$

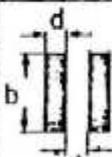
Esta fuerza no debe ser superior a la resistencia (sin rotura) que el fabricante asigna a la flexión debida a carga en la cabeza del aislador, en rigor como estos cálculos son aproximados es conveniente disponer de cierto margen.

Cuando las barras son planas, y múltiples (como en los tableros de media y baja tensión, o en los conductos de barras de hasta 4 o 5 kA) es importante analizar la dirección de las cargas de cortocircuito, obsérvese la [figura 14.12e](#).

La distancia entre barras, cuando las barras están muy próximas se determina con factores auxiliares indicados en la tabla 1, [figura 14.12f](#). La distancia real se convierte en una equivalente, para tener en cuenta que la corriente no se distribuye uniformemente en la sección.

TABLE I

Effective conductor central distance a_s in m for rectangular section dimensions

rectangular sections	d \ b	0.04	0.05	0.06	0.08	0.10	0.12	0.16	0.20
			0.005	0.020	0.024	0.027	0.033	0.040	
	0.010	0.028	0.031	0.034	0.041	0.047	0.054	0.067	0.080
	0.005	-	0.013	0.015	0.018	0.022			
	0.010	0.017	0.019	0.020	0.023	0.027	0.030	0.037	0.043
	0.005	-							
	0.010	0.014	0.015	0.016	0.018	0.020	0.022	0.026	0.031

La tabla 4, [figura 14.12g](#), muestra como se evalúa el modulo resistente en los haces de barras, en función de la configuración geométrica del haz

TABLE IV

Section moduli Z in cm^3 of main conductors with two and more stiffening elements

Geometrical configuration	m x m							
	0.04x0.01	0.05x0.01	0.06x0.01	0.08x0.01	0.10x0.01	0.12x0.01	0.16x0.01	0.20x0.01
F_m 	3.5	4.3	5.2	6.9	8.7	10.4	13.9	17.4
F_m 	7.9	9.9	11.9	15.8	19.8	23.8	31.7	39.6
F_m 	6.9	8.7	10.4	13.9	17.3	20.8	27.7	34.7

Cantidad y disposición de los separadores de barras también afectan la resistencia de las barras, como muestran los gráficos de la [figura 14.12h](#).

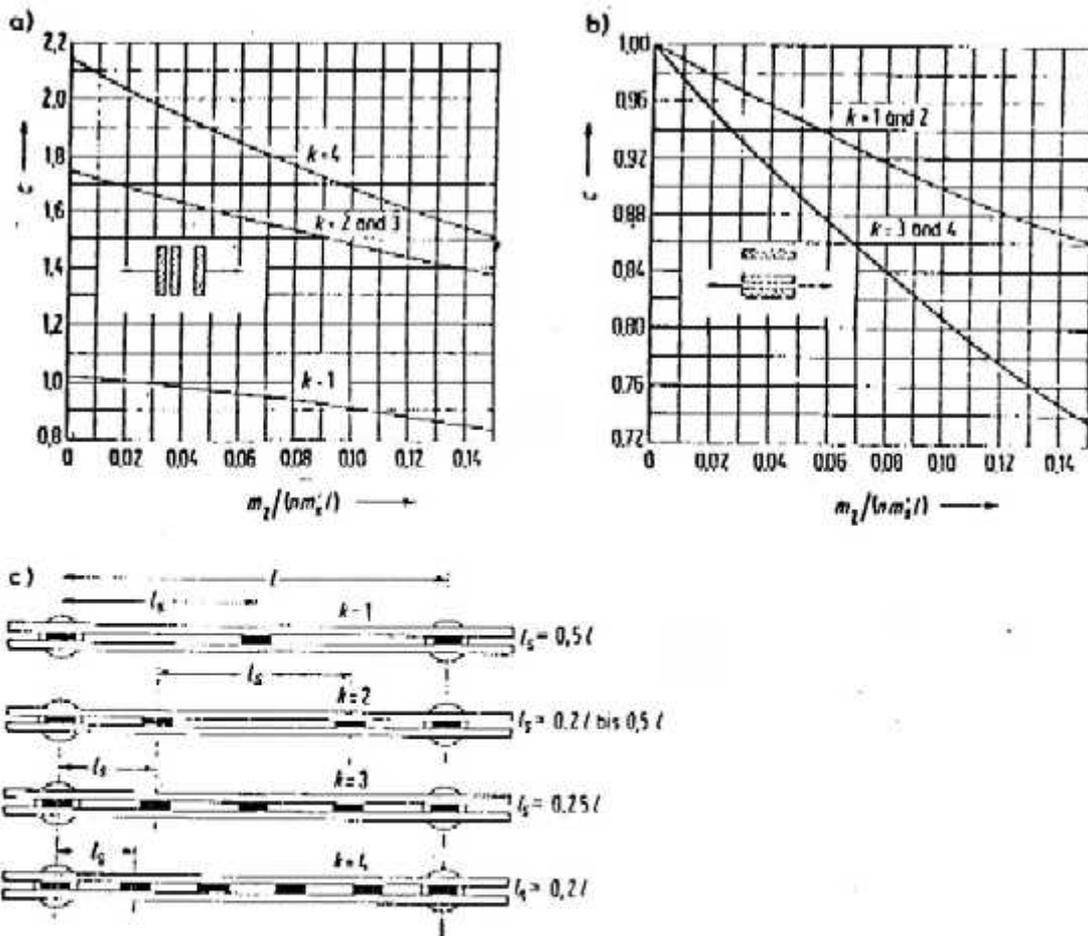


Fig. 3 -- Factor c for the influence of spacers or stiffening elements in formula (15).

- a) Direction of oscillation vertical the surface, with k number of stiffening elements.
- b) Vibration in any direction with k number of spacers or direction of vibration along the surface with k number of stiffening elements.
- c) Arrangement of stiffening elements or spacers.

CALCULO DE BARRAS RECTANGULARES UNICAS

A continuación sigue un ejemplo de calculo de barras rectangulares, en la tabla se observan -- datos y resultados, las barras corresponden a un sistema de baja tensión. Se han considerado dos disposiciones, las dos primeras columnas corresponden a disposición I I I, las otras dos a disposición - - -, la primera y tercera columnas dan resultados con el metodo aproximado, la segunda y cuarta el método de calculo exacto.

Columnas	1	2	3	4
I32 - cortocircuito trifasico o bifásico 3 / 2	3			
ISK3 - corriente simétrica inicial kAef	16			
KAPPA - corriente pico / (1.41 simétrica)	1.35			
F - frecuencia Hz	50			
hay recierre automático 1 = SI; 0 = NO	0			
NSPANS - numero de luces de la viga	3			
L - luz entre apoyos m	1			
A - distancia entre ejes de fases m	0.2			
Conductor 0 = redondo; 1 = rectangular	1			
B - dimensión (alto) barra mm	60		10	
D - dimensión (ancho) barra mm	10		60	
NB - numero barras elementales	1			
MP - masa por unidad longitud barra simple kg/m	1.62			
E - modulo de Young N/mm ²	70000			
RP02 - tensión correspondiente N/mm ²	120			
RP02S - tensión correspondiente N/mm ²	180			
IP3 - corriente de pico en kA	30.55			
K12 - factor K1S ver figura 1, param. A1S/D; B/D	1		1.018	

AM - distancia entre fases efectiva m (6)	0.2		0.196	
FM3 - fuerza máxima conductor central N (2)	808		822	
JH / ZH - momentos de la barra	5000	1000	180000	6000
viga continua, tres vanos, apoyada y empotrada				
BETA - factor de tipo de soportes	0.73			
Q - factor de plasticidad (tabla 4)	1.5			
valores de VFVR de la tabla 2; auxiliar =	0.512		0.087	
VFVR - factor dinámico y por recierre	1.953		2.7	
para viga de tres luces (B internos)				
ALFAA - factor de fuerza en el soporte A	0.4			
ALFAB - factor análogo B	1.1			
para viga empotrada, o continua tres vanos				
GAMMA - factor de vínculos para frecuencia	3.56			
Resultados con el método	Simp.	Detall.	Simpl.	Detall.
FC - frecuencia conductor principal Hz (16)		52.3		314
FCR - frecuencia relativa		1.047		6.28
VF - rel. dinámica estática soportes (fig. 4)		1.8		1

VSIGMA - rel. dinámica estática (tabla 2/fig. 4)	1	1	1	1
VR - rel. con y sin recierre (tabla 2/fig. 5)	1	1	1	1
SIGMAT - tensión N/mm2 (9)	73.7	73.7	12.51	12.51
QRP02 - verificar que es mayor que SIGMAT (13)	180		180	
FDA - fuerza dinámica punto A (extremo) (15)	631	582	888	329
FDB - fuerza dinámica punto B (interno)	1736	1600	2443	905

Obsérvanse FC, SIGMAT, FDA y FDB en los distintos casos, el cambio de disposición influye en modo importante en el calculo, de hacerse cálculos simplificados se observa el error, que también depende de la disposición.

CALCULO DE BARRAS PLANAS EN HAZ

El ejemplo que sigue corresponde a barras planas en haz, los datos son similares al ejemplo anterior, de la observación de datos y resultados se pueden extraer conclusiones interesantes.

Columna	1	2	3	4
I32 - cortocircuito trifásico o bifásico 3 / 2	3			
ISK3 - corriente simétrica inicial kAef	16			
KAPPA - corriente pico / (1.41 simétrica)	1.35			
F - frecuencia Hz	50			

hay recierre automático 1 = SI; 0 = NO	0			
NSPANS - numero de luces de la viga	3			
L - luz entre apoyos m	1			
A - distancia entre ejes de fases m	0.2			
Conductor 0 = redondo; 1 = rectangular	1			
B - dimensión (alto) barra mm	60		10	
D - dimensión (ancho) barra mm	10		60	
NB - numero barras elementales	3		3	
Posición barras 1: II II II; 0 = = =	1		0	
STIFFEN - espaciadores 1 rígidos / 0 blandos	0		0	
DS - distancia entre barras del haz en mm	10			
BM / DM - altura ancho haz barras	60	50		
K - numero de espaciadores	2			
LS - distancia entre espaciadores m	0.333			
LESPAC - longitud del espaciador MM	60			
MP - masa por unidad longitud barra simple kg/m	1.62			
E - modulo de Young N/mm ²	70000			
RP02 - tensión correspondiente N/mm ²	120			
RP02S - tensión correspondiente N/mm ²	180			

IP3 - corriente de pico en kA	30.5			
Figura 1 A1S/D = 4 B/D = 1.2	4	1.2	3.33	3.33
K12 - factor K1S ver figura 1 (0.99, 1)	1		1.003	
AM - distancia entre fases efectiva m (6)	0.2		0.199	
FM3 - fuerza máxima conductor central N (2)	808.1		810.3	
JH - momento de inercia del haz mm ⁴	15000			
ZH - momento resistente del haz mm ³	3000			
J1 / Z1 - momentos de la barra	5000	1000	5000	1000
JH / ZH - momentos del haz	15000	3000	540000	18000
BETA - factor de tipo de soportes	0.73		0.73	
Figura 1 A1S/D = 2 B/D = 6	2	6	0.333	0.167
K1S - factor K1S ver figura 1 (0.6, 0.78)	0.6		0.6	
Figura 1 A1S/D = 4 B/D = 6	4	6	0.667	0.167
K1S - factor K1S ver figura 1 (0.6, 0.78)	0.78		0.78	
AAS - distancia entre barras efectiva mm (8)	20.2		20.2	
FS - fuerza entre barras (4)	342.1		342.1	
Q - factor de plasticidad (tabla 4)	1.5		1.5	
valores de VFVR de la tabla 2; auxiliar =	0.22		0.078	
VFVR - factor dinámico y por recierre	2.7		2.7	

ALFAA - factor de fuerza en el soporte A	0.4		0.4	
ALFAB - factor análogo B	1.1		1.1	
GAMMA - factor de vínculos para frecuencia	3.56		3.56	
LSSL - distancia entre vínculos / luz viga	0.33		0.33	
EPSILONM -	3		3	
AUX - para entrar a figura 3	0.04		0.04	
CC3C - factor Cc (fig. 3c)	1		1	
C - factor por piezas de conexión		0.945		0.945
FC - frecuencia conductor principal Hz (16)		48.48		290.91
FCR - frecuencia relativa		0.970		5.818
VF - rel. dinámica estática soportes (fig. 4)		1.8		1.006
VSIGMA - rel. dinámica estática (tabla 2/fig. 4)	1	1	1	1
VR - rel. con y sin recierre (tabla 2/fig. 5)	1	1	1	1
SIGMAM - tensión del haz N/mm ² (9)	24.580	24.580	4.108	4.108
FCC - frecuencia conductor elemental Hz (18)		471		471
FCR - frecuencia relativa		9.419		9.419
VSIGMAS - rel. dinámica estática (tabla 2/fig. 4)	1	1	1	1

VRS - rel. con y sin recierre (tabla 2/fig. 5)	1	1	1	1
SIGMAS - tensión conductor elemental N/mm ² (10)	7.128	7.128	7.128	7.128
RP02 - verificar que es mayor que SIGMAS (14)	120		120	
SIGMAT - tensión total N/mm ² (12)	31.708	31.708	11.236	11.236
QRP02 - verificar que es mayor que SIGMAT (13)	180		180	
FDA - fuerza dinámica punto A (extremo) (15)	873	582	875	326
FDB - fuerza dinámica punto B (interno)	2400	1600	2407	897

Un problema totalmente distinto se presenta cuando se trata de conductores flexibles, tensados entre soportes articulados. Aquí se presenta movimiento de los conductores, debido a las fuerzas variables en el tiempo con cierta frecuencia, los conductores se mueven con cierto periodo. Los factores relacionados FI, PSI se observan en la [figura 14.12i](#), que los relacionan.

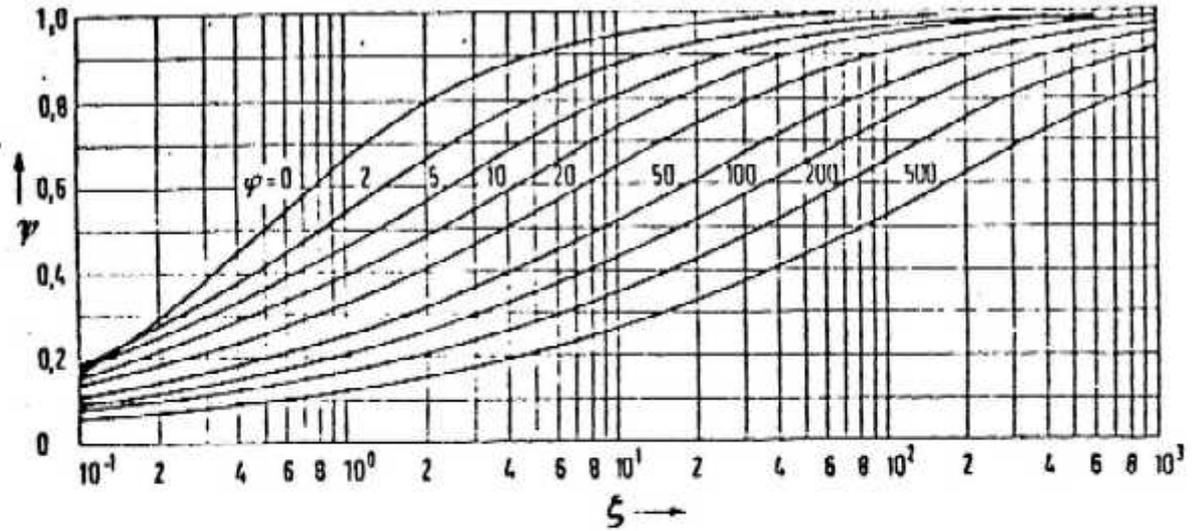


Fig. 6 -- Factor ψ for tensile force in flexible conductors.

The connection between the factors ψ , ζ and φ is

$$\text{given by } \zeta = \frac{(1 + \varphi\psi)^2}{2 + \varphi + \varphi\psi} \cdot \frac{\psi}{1 - \psi}$$

CALCULO DE BARRAS FLEXIBLES, CONDUCTOR SIMPLE

El primer ejemplo corresponde a un conductor simple, con distancia entre fases que puede ser para una tensión nominal del orden de 100 kV

I32 - cortocircuito trifasico o bifásico 3 / 2	3	
ISK3 - corriente simétrica inicial kAef	19	
KAPPA - corriente pico / (1.41 simétrica)	1.8	
F - frecuencia Hz	50	
TK1 - duración de la corriente	0.3	
L - luz entre amarres m	11.5	
A1 - distancia entre fases m lado 1	1.6	
A2 - distancia entre fases m lado 2	2.4	

A - distancia media entre fases m	2	
S - constante elástica de ambos soportes N/mm	100	
AAS - sección transversal conductor mm ²	242	
MSP - masa por unidad longitud conductor kg/m	0.67	
E - modulo de Young N/mm ²	55000	
DS - diámetro conductor mm	17.3	
FSTM20 - tiro estático conductor a -20 gr C (N)	400	
FST60 - tiro estático del conductor a 60 gr C (N)		273
LI - longitud cadena aisladores en m	0	
LC - longitud conductor m	11.5	
FP - fuerza electromagnética N/m (19)	27.075	
N - numero de conductores del haz	1	
R - parámetro fuerza corto/peso (20)	4.119	
DELTA1 - ángulo de declinación (21)	76.35	
Valores para temperatura en grados C.	mínima (- 20)	máxima (60)
BC - flecha estática equivalente m (22)	0.271	0.398
BC - flecha relativa %	2.362	3.461

T - periodo de oscilación S (23)	0.935	1.132
TRES - periodo oscilación de corto S (24)	0.511	0.618
AUX - (27)	1652893	1128099
ES - modulo de Young actual (26)	18498	17864
NN - rigidez normal (stiffness norm) (25)	1.09E-06	1.10E-06
EPSI - factor de stress (28)	3.403	10.62
AUX -	0.587	0.485
DELTAK - oscilación al fin del corto (29)	152.7	152.4
chi - (30)	-3.119	-3.119
DELTAM - máximo ángulo (fig. 6) (31)	180	180
FI - factor (32)	9.717	9.717
PSI - factor de tensión (33 - fig. 7)	0.575	0.747
FT - tensión de cortocircuito (N) (34)	2637	2255
FF - caída de fuerza (35)	2550	3038
EPSILONCLA - expansión elástica (36)	2.18E-03	
CTH - constante $m^4/(A^2 S) \times 1E18$	0.27	
EPSILONTH - expansión térmica (37)	2.57E-04	
CD - factor de dilatación (38)	1.328	
CF - factor de forma (39)	1.15	
BH - desplazamiento horizontal máximo (40)	0.6078	
AMIN - mínima distancia (42)	0.7843	

Obsérvese en particular la mínima distancia entre conductores que se presenta durante el cortocircuito, AMIN, y las fuerzas FT y FF.

CALCULO DE BARRAS FLEXIBLES, HAZ DE CONDUCTORES

El ejemplo que sigue corresponde a un haz de conductores flexibles, que puede corresponder a 220 kV de tensión nominal.

I32 - cortocircuito trifásico o bifásico 3 / 2	3	
ISK3 - corriente simétrica inicial kAef	63	
KAPPA - corriente pico / (1.41 simétrica)	1.81	
F - frecuencia Hz	50	
TK1 - duración de la corriente	0.5	
L - luz entre amarres m	48	
A1 - distancia entre fases m lado 1	5	
A2 - distancia entre fases m lado 2	5	
A - distancia media entre fases m	5	
S - constante elástica de ambos soportes N/mm	500	
AAS - sección transversal conductor mm ²	1090	
MSP - masa por unidad longitud conductor kg/m	3.25	
E - modulo de Young N/mm ²	60000	
DS - diámetro conductor mm	43	

FSTM20 - tiro estático conductor a -20 gr C (N)	23100	
FST60 - tiro estático del conductor a 60 gr C (N)	18900	
LI - longitud cadena aisladores en m	5.3	
LC - longitud conductor m	37.4	
FP - fuerza electromagnética N/m (19)	92.77	
N - numero de conductores del haz	2	
DAS - distancia entre ejes de subconductores m	0.1	
NC - numero de distanciadores (figura 5)	3	
MC - masa de los distanciadores	36	
MSCP - masa de un sub-conductor del haz	4.694	
LS - distancia media entre espaciadores (m)	9.35	
R - parámetro fuerza corto/peso (20)	1.007	
DELTA1 - ángulo de declinación (21)	45.21	
Valores para temperatura en grados C.	mínima (- 20)	Máxima (60)
BC - flecha estática equivalente m (22)	1.148	1.403
BC - flecha relativa %	2.392	2.924

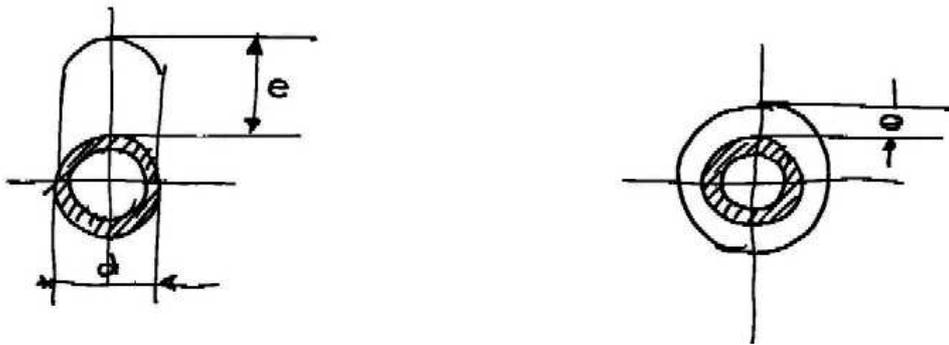
T - periodo de oscilación S (23)	1.923	2.126
TRES - periodo oscilación de corto S (24)	1.679	1.856
AUX - (27)	1.06E+07	8669725
ES - modulo de Young actual (26)	31725	29299
NN - rigidez normal (stiffness norm) (25)	5.61E-08	5.73E-08
EPSI - factor de stress (28)	1.177	2.104
AUX -	0.298	0.269
DELTAK - oscilación al fin del corto (29)	58.58	50.70
chi - (30)	0.140	0.220
DELTAM - máximo ángulo (fig. 6) (31)	99.94	87.26
FI - factor (32)	1.258	1.258
PSI - factor de tensión (33 - fig. 7)	0.604	0.709
FT - tensión de cortocircuito (N) (34)	44729	39343
FF - caída de fuerza (35)	69173	68640
EPSILONCLA - expansión elástica (36)	1.17E-03	
CTH - constante $m^4/(A^2 S) \times 1E18$	0.27	
EPSILONTH - expansión térmica (37)	1.05E-04	
CD - factor de dilatación (38)	1.249	
CF - factor de forma (39)	1.071	
BH - desplazamiento horizontal máximo (40)	1.332	

AMIN - mínima distancia (42)	2.336	
DAS / DS = 2.325581 LS / DAS = 93.5		
the sub-conductors are considered to clash	Effectively	
V1 - factor	0.483	
V2 - (fig. 8)	1.558	
V3 - (fig. 9)	0.579	
FV - (45)	49962	
EST - (47)	52.33	43.73
EPI - (48)	9283	9481
J - parámetro (49)	13.19	14.56
INDI - indicador 0 = no clash, 1 = clash	1	1
ETA - (fig. 11) si INDI = 1 no calc.	0	0
EPSI - (fig. 10) si INDI = 0 no calc.	12.01	12.94
V4 - (53-56)	1.326	1.326
VTETA - (52-55)	2.485	2.282
FPI - pinch force N (50-54)	36276	31659

Obsérvense las fuerzas FT, FF, FPI, la distancia mínima entre conductores AMIN.

14.13 - Sobrecargas en barras, nieve, hielo

La nieve se puede acumular como depósito de cierto espesor, lo que ocurre si no hay viento y el diámetro de la barra es grande, ver [figura 14.13](#).



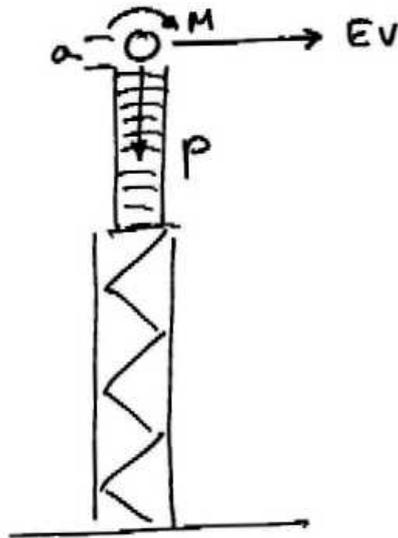
Una capa de 10 cm de nieve sobre una barra de 70 mm de diámetro significa una sobrecarga vertical de 3.5 kg/m (suponiendo que la densidad de la nieve es de 0.5 kg/dm³).

O bien se puede formar una capa de hielo de cierto espesor alrededor del conductor.

Un manguito de hielo de 10 mm de espesor (con densidad 0.8 kg/dm³), sobre una barra de 30 mm de diámetro significa 1 kg/m

14.14 - Estado de carga de aisladores

Combinación de esfuerzos y posibles estados de carga en la cabeza de los aisladores, ver [figura 14.14](#).



Hielo o nieve y viento máximo no pueden ser simultáneos.

Para definir el viento máximo se considera una ráfaga de cierta duración (3 seg. o 10 minutos...).

Se considera que la ráfaga máxima (de 3 segundos) no puede ser simultánea con el cortocircuito, para el caso se toma una ráfaga de 15 seg a la que corresponde un viento de velocidad 0.90 o 0.95 veces la velocidad máxima, y se acepta la posible simultaneidad.

Como la presión del viento es proporcional al cuadrado de la velocidad del viento ésta será: 0.80 o 0.90 la presión correspondiente a la velocidad máxima.

La combinación de nieve y cortocircuito es también poco probable, el movimiento producido por cortocircuito descargará la nieve, pero no ocurre así con el manguito de hielo.

Se consideran entonces los distintos estados de carga del aislador soporte:

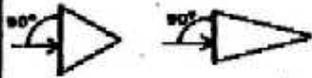
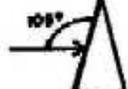
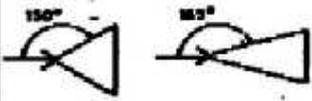
- viento máximo y peso de la barra. El viento sobre la barra produce un momento flector en la cabeza del aislador transmitido por el morseto soporte de la barra.

- viento, cortocircuito y peso.
- nieve (o hielo) y peso (máximo esfuerzo vertical).

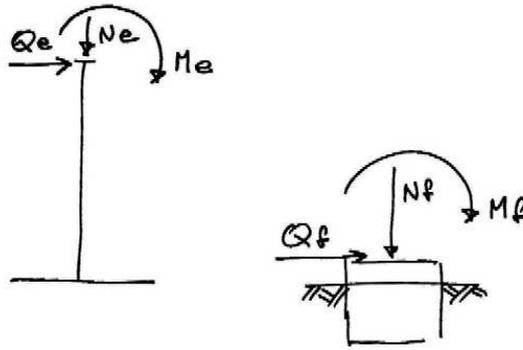
14.15 - Empuje del viento sobre equipos

Debido al empuje del viento se presenta cierta fuerza sobre los equipos y soportes, la fijación del equipo al soporte, y las fuerzas que el soporte transmite al suelo a través de la fundación dimensionan estos elementos.

La presión del viento depende del cuadrado de su velocidad, la fuerza que el viento ejerce sobre un objeto depende además del coeficiente de forma (0.7 para un cilindro, 2.8 para reticulados de dos caras, ver [figura 14.15](#)).

RETICULADO	DIRECCION DEL VIENTO Y ORIENTACION DEL RETICULADO	DISPOSICION DE DIAGONALES (A)	DISPOSICION DE DIAGONALES (B)
SIMPLE		1,6	1,6
TRIANGULAR		$1,6 \times 1,54 = 2,46$	$1,6 \times 1,60 = 2,56$
TRIANGULAR EQUILATERO		$1,6 \times 1,30 = 2,08$	$1,6 \times 1,35 = 2,16$
TRIANGULAR $L1 : L2 = 2$		$1,6 \times 1,36 = 2,18$	$1,6 \times 1,42 = 2,27$
TRIANGULAR $L1 : L2 = 2$		$1,6 \times 1,36 = 2,18$	$1,6 \times 1,42 = 2,27$
TRIANGULAR $L1 : L2 = 2$		$1,6 \times 1,36 = 2,18$	$1,6 \times 1,42 = 2,27$
TRIANGULAR		$1,6 \times 1,31 = 2,10$	$1,6 \times 1,36 = 2,18$
CUADRADO		$1,6 \times 1,71 = 2,74$	$1,6 \times 1,71 = 2,74$
CUADRADO		$1,6 \times 1,92 = 3,07$	$1,6 \times 1,92 = 3,07$
CUADRADO		$1,6 \times 1,90 = 3,04$	$1,6 \times 1,90 = 3,04$

Se esquematiza el equipo y la estructura, con superficies sobre las que la presión del viento actúa, se determina la fuerza, ver [figura 14.16](#).



Presión	Dimensiones	Fuerza
0.7 * 70	0.40 * 1.80	35.28
0.7 * 70	0.30 * 0.65	9.55
1.6 * 70	0.40 * 0.50	22.40
2.8 * 70	0.36	70.56

La fuerza sobre la estructura de soporte es la suma de las tres primeras, y el momento flector también se determina:

$$Q_e = 35.28 + 9.55 + 22.40 = 67.23 \text{ kg}$$

$$M_e = 1.7 * 35.28 + 0.65 * 9.55 + 0.25 * 22.40 = 71.8 \text{ kgm}$$

La otra fuerza actuante es el peso propio, 700 kg.

Las fuerzas transmitidas por la estructura a la fundación son:

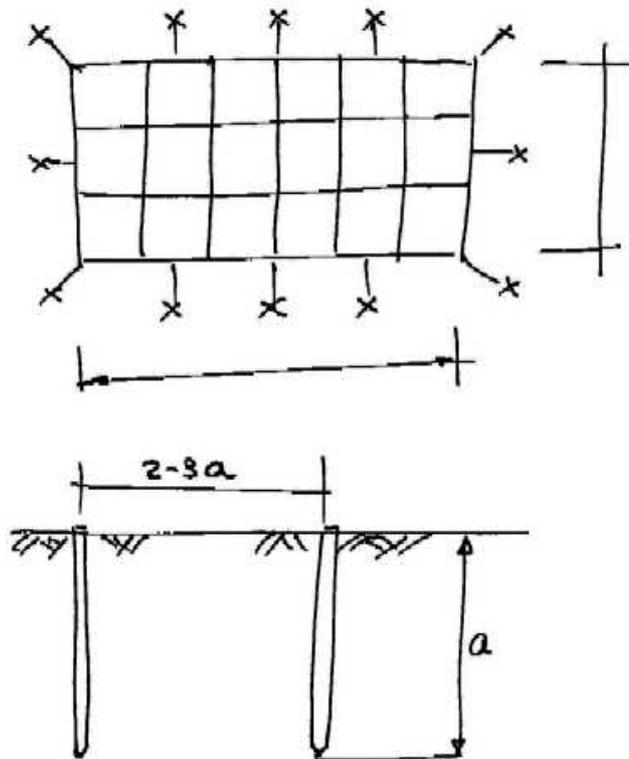
$$Q_f = 67.23 + 70.56 = 138 \text{ kg}$$

$$M_f = 71.8 + 67.23 * 1.85 + 70.56 * 1.85 / 2 = 261.43 \text{ kgm}$$

Estimando la estructura en 150 kg la fuerza vertical total, peso es:

$$N_f = 700 + 150 = 850 \text{ kg}$$

Estos valores dimensionan la fundación, y los bulones de anclaje de la estructura.



DATOS

Se estima también la resistividad del terreno a la espera de mejores datos, sea 100 ohm/m que corresponde a arcilla seca o humus seco.

área de la estación = 65 m * 25 m

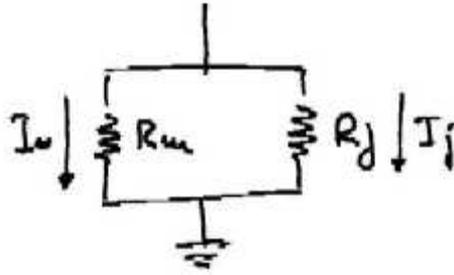
perímetro = 180 m; diagonal = 70 m

resistencia de la malla = 1.10 ohm

Hasta aquí se ha supuesto la ausencia de jabalinas, si se trata de jabalinas de 3 m de longitud, su resistencia es de 30 ohm, y si hay en total 12 a suficiente distancia una de otra (2 o 3 veces el largo, 9 m al menos entre cada dos).

resistencia de las jabalinas = $30 / 12 = 2.6$ ohm

Si se considera el paralelo de ambas tierras se alcanzaría un valor de resistencia (ver [figura 14.16c](#)), la resistencia de la red con jabalinas será mayor que el paralelo pero menor que la resistencia de la sola malla superficial.



Se puede evaluar la corriente en las jabalinas, y se verifica que este drenaje no seque la tierra que rodea la jabalina, si esto ocurre la jabalina rodeada de tierra aislante perderá efectividad.

Tensiones de paso y de contacto se determinan fijando cierto mallado, en nuestro caso adoptamos $12\text{ m} \times 9\text{ m}$, lo que da 390 m de cable enterrado, y si las jabalinas drenan 300 A , la corriente drenada por unidad de longitud de dispersor horizontal será 1.8 A/m .

RESULTADOS

tensión de paso = 29 V

tensión de contacto = 126 V

tensión de paso en la diagonal = 92 V

Si la red debe drenar menos de 1000 A , los resultados logrados muestran que no hay que preocuparse demasiado por mejorar los cálculos, si en cambio la corriente a drenar es mayor, y o las mediciones de resistividad del terreno son mayores que lo supuesto, el diseño deberá ser estudiado en detalle a fin de mantener bajo control los peligros asociados a la instalación.

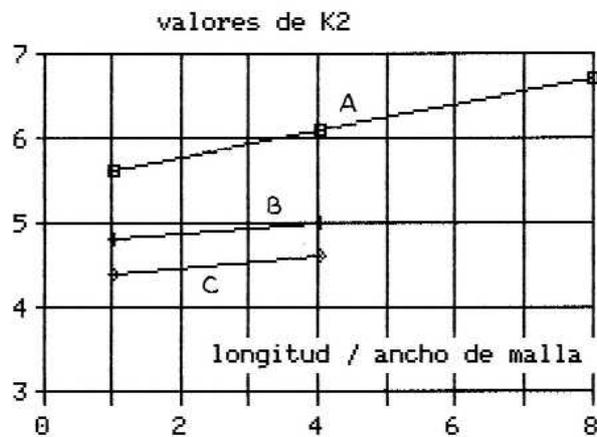
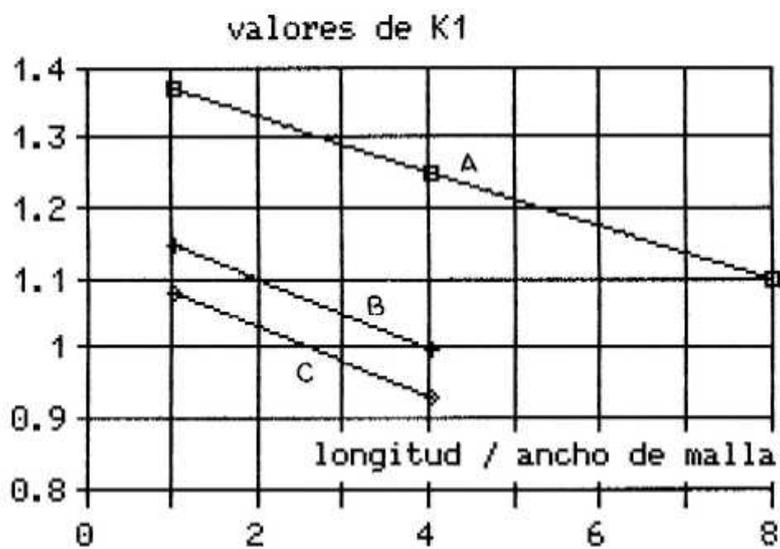
14.17 - Planteo de una red de puesta a tierra

La red de tierra de la estación se construye para contener las tensiones de paso y de contacto en su interior y en su proximidad.

Es conveniente iniciar el proyecto utilizando fórmulas aproximadas y haciendo grandes simplificaciones.

Se debe proponer una red de tierra y evaluar sus características utilizando las fórmulas simples, indicando las hipótesis simplificativas.

Una de las formulas utilizadas es debida a Schwarz, y utiliza coeficientes K1 y K2 que se extraen de los gráficos (ver [figura 14.17.1](#) y [figura 14.17.2](#)) y permiten calcular la resistencia de la red de tierra.



$$R_g = (R_1 * R_2 - R_1^2 R_2^2) / (R_1 + R_2 - 2 * R_1 R_2)$$

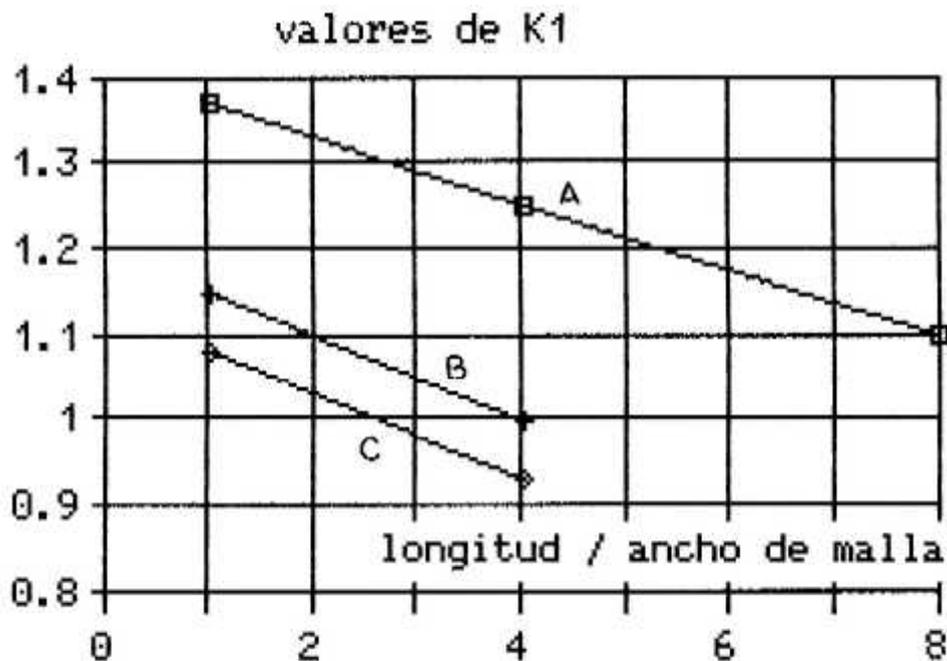
$$R_1 = (\rho_1 / \pi l_1) (\ln(2 l_1 / h_p) + K_1 (l_1 / \text{raíz}(A)) - K_2)$$

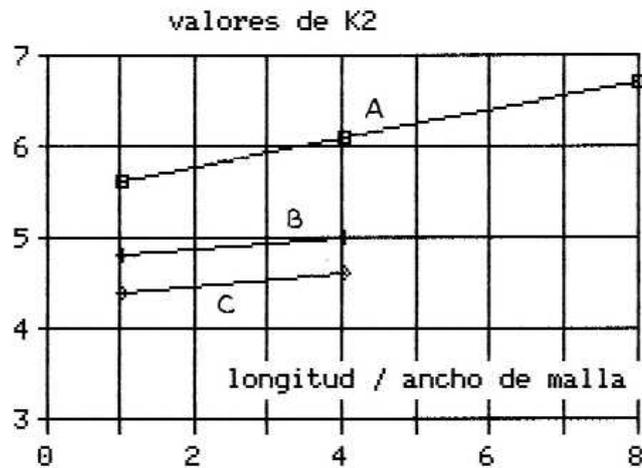
$$R2 = (\rho_{oa} / 2 n \pi l2) (\ln(8 l2 / d2) - 1 + 2 K2 (l2 / \sqrt{A}) (\sqrt{n} - 1)^2)$$

$$R12 = (\rho_{oa} / \pi l1) (\ln(2 l1 / l2) + K1 (l1 / \sqrt{A}) - K2 + 1)$$

Siendo: ρ_{o1} = resistividad encontrada por los conductores a profundidad h ;
 ρ_{oa} = resistividad aparente vista por las jabalinas (ohm / m); $l1$ = longitud total de los conductores de la red (m); $l2$ = longitud media de las jabalinas (m); $h_p = \sqrt{d1 * h}$ para conductores tendidos a profundidad h , o $h_p = 0.5 d1$ para profundidad $h = 0$; A = área cubierta por la red (m²); $d1$ = diámetro de los conductores tendidos; $d2$ = diámetro de las jabalinas (m); n = numero de jabalinas en el área A .

Para los coeficientes $K1$ y $K2$ se debe determinar la relación entre longitud y ancho de la red, frecuentemente del orden de 1 a 4, que se entra en el eje horizontal, y la profundidad comparada con la raíz del área, determina adoptar los valores A, B, o C (ver [figura 14.17.1](#) y [figura 14.17.2](#)).





A para $h = 0$; B para $h = \text{raíz de área} / 10$; y C para $h = \text{raíz de área} / 6$.

Otras formulas simplificadas se encuentran en las propuestas de la norma IEEE 80.

A continuación a modo ejemplo se desarrolla un calculo basado precisamente en esta norma. El calculo se desarrolla por pasos, y eventualmente en el desarrollo es necesario retroceder y recalculer, cuando no se logra el objetivo.

Columnas	1	2	3
Calculo de redes de tierra según IEEE 80 / 1986			
paso 1 - datos del campo de estudio			
largo - longitud terreno m	32.5		
Wancho - ancho terreno m	28		
rho - resistividad terreno natural ohm.m	100		
hh - espesor capa superior	5		
rho2 - resistividad de la capa inferior	20		

paso 2 - tamaño del conductor			
t _{cap} - capacidad térmica J/cm ³ /gr.C.	3.422		
t _m - temperatura máxima gr.C.	200		
t _a - temperatura ambiente gr.C.	20		
alfar - factor a 20 gr.C.	0.00381		
r _{hor} - resistividad a 20 gr.C. en muohm/cm ²	1.7774		
k ₀ - 1 / alfa a 0 gr.C.	242		
t _c - duración de la corriente S.	1		
Densidad de corriente A/mm ² (eq 30)	162.5629		
i - corriente A	22000		
a - área mm ²	95		
d - diámetro mm	11		
paso 3 - criterios de paso y contacto			
t _s - tiempo en segundos (0.03 ... 3)	1		
Corriente limite para 50 kg A (eq 5)	0.116		
y para 70 kg A (eq 6)	0.157		
b - radio del pie m (0.08)	0.08		
d _{foot} - distancia entre pies m (1)	1		
r _b - resistencia del cuerpo ohm (1000)	1000		
h _s - espesor capa superficial en m	0.15		

rhos - resistencia de la capa superficial	1000		
k - factor de reflexión (eq 20)	- 0.8181818		
rfoot - resistencia del pie (eq 16)	2170.656		
Rmfoot - resistencia mutua de pies (eq 17)	16.35928		
r2fs - resistencia pies en serie (eq 10)	4308.592		
r2fp - resistencia pies en paralelo (eq 11)	1093.507		
ra - resistencia total de paso (eq 12)	5308.592		
ra - resistencia total de contacto (eq 13)	2093.507		
cs - valor de fig. 8	0.6668254		
r2fs - resistencia pies en serie (eq 21)	4000.952		
r2fp - resistencia pies en paralelo (eq 22)	1000.238		
Tensiones de paso (estep) y de contacto (etouch)			
Valores	exactos		y aprox.
estep 50 kg (eq 23)	615.8	(eq 24)	580.1
estep 70 kg	833.4	(eq 24a)	785.1
Etouch 50 kg (eq 25)	242.8	(eq 26)	232
Etouch 70 kg	328.7	(eq 26a)	314
los valores aproximados son determinados con cs			

paso 4 - diseño inicial			
h - profundidad de la grilla	1		
a - área del terreno m2	910		
na - numero de barras a lo ancho	7		
nb - numero de barras a lo largo	8		
l - longitud total de la grilla m	451.5		
paso 5 - resistencia malla de tierra			
Resistencia de la red de tierra, r_g (ohm):			
eq 38	1.468907		
eq 39	1.667615		
eq 40	1.585505		
factor k_1 de Schwarz fig 18 a	1.363571		
factor k_2 de Schwarz fig 18 b	5.325893		
l_2 - longitud media de los piquetes	9		
d_2 - diámetro de los piquetes	0.02		
n_2 - numero de piquetes	5		
Resistividad aparente de los piquetes (eq 45 46)	31.03448		
Resistencia r_1 (eq 42)	1.702126		
Resistencia r_2 (eq 43)	0.9254931		
Resistencia r_{12} (eq 44)	0.4527146		

Resistencia r_g (eq 41)	0.7957051		
paso 6 - corriente malla de tierra			
i_g - corriente drenada por la red A	1333.393		
paso 7 - control de tensión total			
Tensión total	1060.987		
paso 8 - tensiones de paso y de contacto			
l - longitud del dispensor m	503.25		
n - numero de barras	7		
dd - espaciamiento entre barras	4.666		
k_{ii} - adoptado	1		
factor K_h	1.414214		
factor K_m (eq 68)	0.6669403		
factor K_i (eq 69)	1.86		
Tension de malla E_m (eq 70)	328.6807		
factor W	1.452093		
factor K_s (eq 75)	0.3143943		
Tension de paso E_s (eq 73)	154.9394		
paso 9 - control de tensión contacto y paso			
	aplicada	70 kg	50 kg
Tension de contacto	329	329	243
Tension de paso	155	833	616

ANALISIS CRITICO DEL CALCULO DESARROLLADO - OBJETO

Determinar las características principales de la red de tierra de una estación transformadora y de distribución de energía en media tensión, que se encuentra conectada a la red de alta tensión.

La estación genérica corresponde a un ejemplo de la red de la ciudad de Buenos Aires, tamaño superficial reducido, cables subterráneos.

El calculo se hace respetando los lineamientos de la ANSI / IEEE Std 80-1986 GUIDE FOR SAFETY IN AC SUBSTATION GRUNDING.

En su introducción esta guía define sus propósitos y finalidades que es conveniente destacar, a fin de establecer los alcances y significado de este trabajo. Estos propósitos son:

Establecer limites de seguridad bajo condiciones de falla en la estación eléctrica.

Desarrollar un criterio para diseño seguro.

Desarrollar métodos para comprender y resolver los problemas de gradientes.

METODOLOGIA

La IEEE 80 (como a continuación la citaremos) define una metodología de trabajo por sucesivos pasos y controles del diseño propuesto y desarrollo (ver fig. 26, pag. 111, diagrama de bloques del procedimiento de diseño). Estos son:

paso 1 - datos del campo, área de estudio, y características físicas del terreno.

paso 2 - tamaño del conductor que será utilizado para la red de tierra, a partir de la corriente de falla, y duración de la falla

paso 3 - criterios de limites de tensiones de paso y de contacto

paso 4 - diseño inicial, cantidad de material de la red superficial y piquetes

paso 5 - resistencia de la malla de tierra, basada en su geometría.

paso 6 - corriente drenada por la malla de tierra, influencia de otros dispersores.

paso 7 - control de la tensión total, si esta resulta limitada respecto de los valores definidos en punto 3 la seguridad esta verificada.

paso 8 - tensiones de paso y de contacto, determinación de los valores correspondientes a la red.

paso 9 y paso 10 - control de la tensión de contacto y de la tensión de paso, los resultados del paso 8 se comparan con los valores definidos en paso 3, la seguridad esta verificada, en caso contrario se debe modificar el diseño (paso 11) retomando el calculo en el paso 5, actuando eventualmente también sobre la corriente drenada por la red.

paso 12 - diseño de detalle, que se desarrolla superadas las etapas de calculo y verificación, y no es objeto del presente ejemplo.

Se sigue la metodología que se ha planteado, lógicamente esta metodología es de aproximaciones sucesivas, que inician con una rápida visión de los temas correspondientes a cada paso tratando de encontrar las características críticas del diseño a fin de proponer rápidamente una solución bien orientada.

A partir de estas adopciones se desarrollan los cálculos basados en la IEEE 80, y se hace un análisis critico de los resultados obtenidos, para el caso genérico analizado.

PASO 1 - AREA DE ESTUDIO

La estación eléctrica en cuestión esta ubicada en zona urbana densamente poblada, y la red de tierra correspondiente debe estar comprendida dentro del terreno disponible que tiene medidas definidas.

En principio se considera que no es posible que la red supere los límites del predio, las dimensiones de la red son: largo = 32,5 m; ancho = 28 m; área 910 m²

Resistividad del terreno, se estima que el terreno superficial es una capa de 5 m de espesor, y ofrece una resistividad de 100 ohm.m, la resistividad en profundidad es 20 ohm.m.

PASO 2 - CONDUCTOR

Los valores de corriente de falla (trifásica y monofásica) máximos de diseño del equipamiento son:

22000 A, en el sistema de 132 kV, y

14000 A, en el sistema de 13,2 kV

El diseño se basará en estos valores, aunque teniendo presente que estos son superiores a las corrientes de cortocircuito máximas trifásicas y a tierra correspondientes al punto en estudio, ya que son las corrientes trifásicas que corresponden a la categoría del equipamiento instalado.

Otro aspecto a considerar es que en una estación de distribución, la corriente de cortocircuito monofásica es (en general) menor que la trifásica.

El excedente que esto significa puede considerarse como un primer margen de seguridad en el diseño.

A los fines de la determinación del tamaño de los conductores de puesta a tierra se debe utilizar el mayor de los valores entre corriente de cortocircuito trifásica y monofásica.

El otro factor que define la sección es el tiempo de duración de la falla que se fija para esta determinación en 1 segundo.

La red de tierra se realiza con cable de cobre (o alambros, barra redonda) la sección debe ser capaz de establecer el cortocircuito trifásico, se determina con la ecuación 30 de la IEEE 80, con los siguientes datos:

Capacidad térmica del conductor 3,422 J/cm³ gr.C

Otras características del cobre 97 % ver Tabla 1 - IEEE 80

Temperatura final 200 gr.C

Temperatura inicial (ambiente) 20 gr.C

Tiempo de duración de la corriente 1 S

Densidad de corriente 162 A/mm²

Para 22000 A corresponde una sección de 135 mm², debiendo adoptarse la sección normal de 150 mm²

Si cada puesta a tierra se realiza con dos conductores estos podrán ser de 70 mm², y si no puede garantizarse la repartición de la corriente 95 mm².

Con el mismo criterio la red enterrada podrá ser de 95 mm², suponiendo que el aporte de la corriente de falla se reparte siempre entre dos caminos al ingresar a la red dispersora.

PASO 3 - LIMITES DE TENSIONES PELIGROSAS

Las corrientes límites peligrosas definidas por la IEEE 80 se dan para distintos pesos (50 y 70 kg) de la persona sometida a peligro, aplicándose distintas fórmulas.

Para un tiempo de 1 segundo de tiene para 50 kg 0,116 A; y para 70 kg 0,157 A (respectivamente ecuaciones 5 y 6).

Para 0,5 segundos para 50 kg 0,164 A y para 70 kg 0,222 A

La IEEE 80 determina las tensiones límites de paso y de contacto considerando influencia de la resistividad de la capa superficial del terreno, que incrementa las condiciones de seguridad (aumentando la resistencia total del cuerpo de la persona sometida al peligro).

La resistencia del cuerpo de la persona se define en 1000 ohm.

El radio que representa el pie es 0,08 m.

La distancia entre pies es 1 m.

Resistencia del terreno 100 ohm.m.

Resistencia de la capa superficial 1000 ohm.m.

Espesor de la capa superficial 0,15 m

De estos datos se obtiene una resistencia de paso de 5308 ohm, y una resistencia de contacto de 2093 ohm.

En cambio con resistencia del terreno 100 ohm.m, y resistencia de la capa superficial también de 100 ohm.m resultando una resistencia de paso de 1593 ohm, y una resistencia de contacto de 1164 ohm.

Estos valores muestran la importancia de la capa superficial de material de alta resistividad, que contribuye a la mayor seguridad de la persona expuesta.

Los límites de tensiones peligrosas están dados por resistencias y corrientes definidas en este punto, dependen del peso de la persona y de la existencia de la capa superficial de material de mayor resistividad (aislante).

Las tensiones peligrosas para duración de 1 segundo, y para capa superficial de 1000 y terreno de 100 ohm.m son tensión límite de paso (para 50 kg) 616 V; (para 70 kg) 833 V.

Tensión límite de contacto (para 50 kg) 242 V; (para 70 kg) 329 V

También para duración de 1 segundo, pero capa superficial y terreno de 100 ohm.m, se obtiene tensión límite de paso (para 50 kg) 185 V; (para 70 kg) 250 V.

Tensión límite de contacto (para 50 kg) 135 V; (para 70 kg) 183 V.

PASO 4 - DISEÑO BÁSICO

En base a las obras civiles previstas y los puntos que deben conectarse a tierra se ha fijado un primer diseño de la red de tierra, la parte superficial de forma de cuadrícula con 7 barras de 32,5 m y 8 barras de 28 m, a 1 m de profundidad.

El diámetro del conductor se supone de 11 mm (que corresponde a 70 mm²), este valor influye poco en los cálculos, por lo que si el diámetro aumenta la corrección se considera despreciable.

En rigor, el ángulo de una esquina está suavizado por la ochava, esto es favorable desde el punto de vista del campo en esa zona, pero a los fines del cálculo se desprecia esta corrección.

Se han previsto además 5 piquetes (jabalinas) ubicados en el centro de la red y en el centro de los cuatro lados. La longitud de los piquetes se presupone de 9 m, con su extremo superior a 1 m de profundidad, y de 20 mm de diámetro.

PASO 5 - RESISTENCIA DE LA RED

El cálculo de la resistencia de la red se puede hacer con algunas fórmulas simplificadas, los valores más perfeccionados se obtienen con las fórmulas de Schwarz, siendo los resultados:

Resistencia de la grilla horizontal (eq 42) 1,70 ohm

Resistencia de los piquetes (eq 43) 0,92 ohm

Resistencia mutua (eq 44) 0,45 ohm

Resistencia equivalente total (eq 41) 0,79 ohm

PASO 6 - CORRIENTE DRENADA.

Se supone que la corriente total drenada por la red es de 6600 A, es importante que este valor sea acertado, ya que de el dependen directamente las condiciones de seguridad o peligro que se presentaran en la instalación en servicio.

Al fijar los datos del calculo, no fue considerada la repartición de corriente entre la tierra y otros elementos dispersores. La tabla siguiente muestra los factores de reducción que corresponden para la corriente de la red de tierra según sea el elemento dispensor adicional, cable de guarda, tierra, armadura de cables, rieles, tubos metálicos etc.

Factores de reducción (valores medios)

Partes de la instalación que actúan como puestas a tierra	Factor
Líneas alta tensión sin cable de tierra	1.00
Con un cable de tierra de acero	0.95
Con dos cables de tierra de acero	0.90
Con un cable de tierra de aluminio-acero	0.60 ... 0.70
Con dos cables de tierra de aluminio-acero	0.40 ... 0.60

Cables subterráneos 10 kV sin armadura	0.85
Con armadura de fleje de acero	0.20 ... 0.60
De 30 kV sin armadura	0.45
Con armadura de fleje de acero	0.08 ... 0.20
De 60 kV sin armadura	0.28
Con armadura de fleje de acero	0.05 ... 0.15
De 110 kV envoltura aluminio y sin armadura	0.10
De gas a presión con tubo de acero	0.005 .. 0.03
Cables de telecomunicación con armadura de alambres de acero	0.90
Con armadura de fleje de acero	0.30 ... 0.70
Rieles	0.80
Rieles con líneas de contacto	0.50
Tubos de agua, fundición 150 mm, 10 mm	0.70

Si se continua el calculo con los 22000 A que se han impuesto como dato se observa que las tensiones de paso o de contacto que se presentan superan

ampliamente los límites determinados en el paso 3, la relación entre las tensiones límites y las tensiones calculadas da la relación límite entre corriente que la red puede drenar y la corriente total que hemos impuesto.

Si se tiene en cuenta que parte de la corriente es drenada por los dispersores auxiliares, corriente que la red drena al suelo puede quedar contenida en 6600 A. Esto significa que de los 22000 A totales de falla monofásica, $22000 - 6600 = 15400$ A son conducidos por las protecciones exteriores metálicas de los cables que salen de la estación, y/o por cables de tierra que unen entre sí las estaciones.

PASO 7 - TENSION TOTAL.

Con la resistencia equivalente total, y la corriente total drenada se obtiene la tensión total es de aproximadamente 5272 V.

Este resultado obliga a profundizar la determinación de tensiones de paso y de contacto.

Se destaca la importancia de evitar la transferencia de tensiones a través de conductores que ingresan al área de la estación (líneas telefónicas, líneas de baja tensión, red de gas, de agua).

PASO 8 - TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO

Estos valores se determinan a partir de las fórmulas de estimación que figuran en la IEEE 80, con la corriente de 6600 A resultan los siguientes valores.

Tensión de malla (eq 71) 1626 V

Tensión de paso (eq 73) 706 V

PASOS 9 Y 10 - CONTROL DE SEGURIDAD

Si consideramos los valores mas altos que se han definido de tensiones limites de contacto 329 V y paso 833 V, se observa que los resultados del calculo superan los limites de seguridad prefijados, para la tensión de malla.

En consecuencia se deben mejorar las hipótesis de calculo, controlar la validez de los datos, y utilizar todos los artificios que orienten hacia una limitación de los valores en particular de tensiones de contacto.

PASO 11 - ACCIONES DE MEJORA

El área de la red no puede ser incrementada, ya que esta fijada por el predio correspondiente a la estación.

La profundidad de los piquetes de 10 m (9 + 1 m) se considera también un limite que no es fácil superar.

Una variable sobre la cual la IEEE 80 destaca se debe actuar, es la limitación de la duración de las fallas, que esta relacionada con la probabilidad de menor riesgo.

La reducción del tiempo de falla de 1 a 0,5 seg incrementa los limites de tensiones peligrosas en 40 %.

El otro aspecto es la limitación de la corriente de falla (trifasica) por la impedancia del cable de alimentación de la estación, observándose reducción aunque la estación de distribución se encuentre aun a poca distancia de la estación que la alimenta.

Con 5000 MVA de nivel de cortocircuito trifasico en la estación alimentadora, y siendo los cables de 2 km el nivel de cortocircuito en la estación distribuidora queda limitado a 4500 MVA.

Esta limitación resulta aun mayor para la corriente de cortocircuito monofasica que puede estar contenida en 4000 MVA o menos, aun en casos desfavorables.

Otro perfeccionamiento del modelo es determinar mejor la influencia, que se ha fijado en el 70%, de los conductores dispersores conectados a la red de tierra de la estación y que drenan corrientes de falla, estos conductores son:

Cables dispersores enterrados que acompañan los cables conductores y están en contacto con el terreno.

Las vainas metálicas (armaduras) de los cables conductores también en contacto con el terreno.

Las vainas metálicas de los cables conductores a veces se encuentran revestidas de una capa de material aislante (PVC) pero están conectadas a las redes de tierra de sus extremos, o en puntos intermedios del recorrido.

Estos elementos influyen reduciendo en modo importante la corriente que debe ser drenada a tierra por la red de tierra de la estación, y en los casos límites es indispensable una buena evaluación de su influencia.

APENDICE - USO DEL PROGRAMA IEEE80

El programa presentado esta desarrollado en Basic, y es interactivo, al finalizar la ejecución puede reiniciar el calculo, por lo que eventuales errores de datos se corrigen en una pasada posterior.

A medida que el programa avanza, muestra algunos resultados parciales, es conveniente tener papel y lápiz a mano, para anotar estos resultados y poder decidir que datos variar para lograr los objetivos del calculo.

El programa genera un archivo que contiene datos y resultados, y que sirve para presentar un informe de calculo (las formulas están identificadas con referencias a la IEEE 80)

14.17.2 - Informe de medición de resistividad del terreno

De los resultados de mediciones del terreno se debe obtener un valor representativo del mismo, a partir de los valores medidos se desarrolla una síntesis.

Mediciones realizadas

Se midió resistividad en varios puntos del terreno con el método de las 4 jabalinas la distancia entre jabalinas a(m) se adopto en los valores indicados, para cada punto (i) y cada valor de a se obtuvo por lectura del instrumento el valor R(i)

a (m)	R(1)	R(2)	R(3)	R(4)
1.000	0.550	2.870	2.520	2.430
2.000	0.650	1.940	1.400	1.650
5.000	1.000	1.410	0.430	1.310
10.000	1.210	1.320	1.190	1.110
20.000	1.240	1.200	1.390	0.800

Determinación de la resistividad aparente

La resistividad aparente correspondiente a cada medición se obtiene en base a la formula

$$\rho(l) = 2 * \pi * a * R(i)$$

Se obtienen valores de resistividad $\rho(i)$ en función de la profundidad, que lógicamente representan condiciones locales del terreno que rodea cada punto.

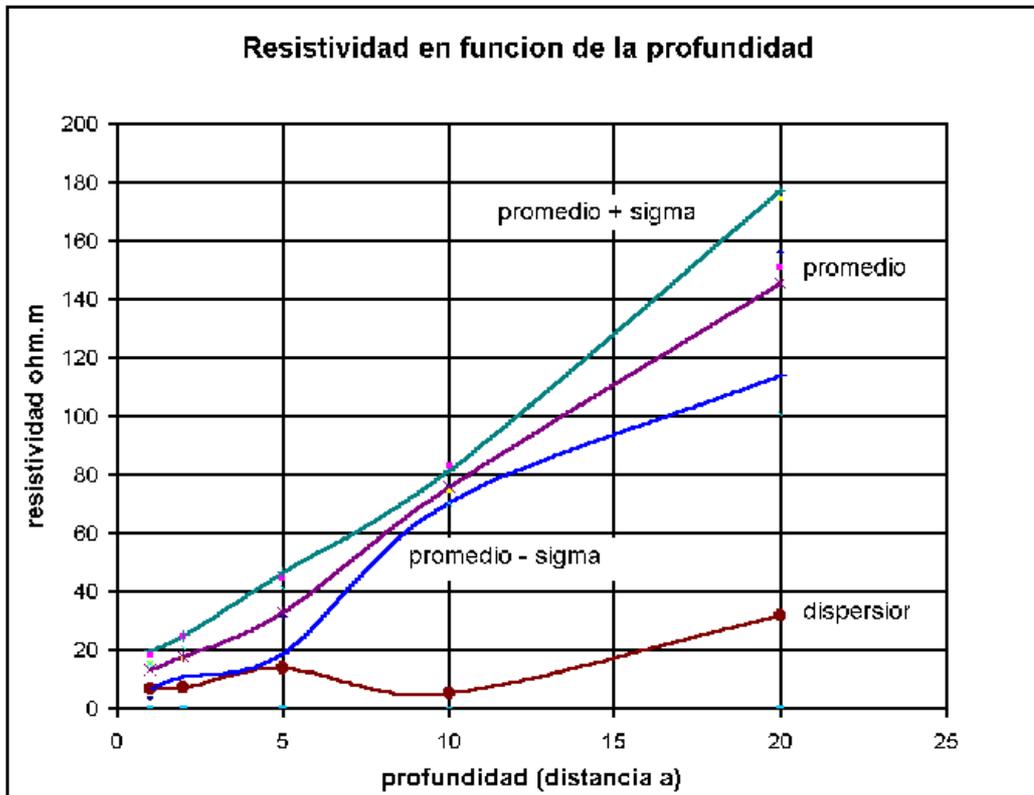
Para cada valor de a se determina el valor promedio, ρ_{prom} y la dispersión σ

En correspondencia se han agregado valores representativos del rango dentro del cual se presentan los valores medidos, estos son $\rho_{prom} \pm \sigma$

a \ ρ	$\rho(1)$	$\rho(2)$	$\rho(3)$	$\rho(4)$	ρ_{prom}	σ	$\rho + \sigma$	$\rho - \sigma$	σ/ρ_{prom}
1.000	3.456	18.03 3	15.83 4	15.26 8	13.14 8	6.570	19.71 8	6.577	0.500
2.000	8.168	24.37 9	17.59 3	20.73 5	17.71 9	6.945	24.66 3	10.77 4	0.392
5.000	31.41 6	44.29 6	13.50 9	41.15 5	32.59 4	13.85 5	46.44 9	18.73 9	0.425
10.00 0	76.02 7	82.93 8	74.77 0	69.74 3	75.86 9	5.438	81.30 8	70.43 1	0.072
20.00 0	155.8 2	150.7 9	174.6 7	100.5 3	145.4 5	31.66 4	177.1 2	113.7 9	0.218
promedio general de todas las mediciones					56.95 7		69.85 2	44.06 3	
Sigma general de todas las mediciones					52.77 3				

Observaciones y conclusiones

En [el gráfico](#) se observan todos los puntos medidos, la curva que interpola los promedios, la curva que interpola las dispersiones, y las curvas que corresponden a promedio +/- dispersión.



Se observa que los valores medios de la resistividad crecen con la profundidad en forma sensiblemente lineal.

Se trata de un terreno de baja resistividad en superficie, y mayor resistividad en profundidad estos resultados están confirmados por la presencia de tosca en profundidad, mientras que en superficie se presenta humus, mezclado con terrenos de aporte, lo que justifica la mayor dispersión de valores, que puede observarse en la columna sig/rho, que indica la relación entre sigma y rho promedio (valor relativo de sigma) que esta sobre 40% para 5 m o menos y debajo de 20% para 10 m o mas.

Para los fenómenos superficiales (tensiones de paso y de contacto) se puede fijar un valor de resistividad de 30 ohm.m, y para los fenómenos profundos

(resistencia de la puesta a tierra) un valor mas elevado, 50 ohm.m, o más si lo que debe representarse es muy grande.

Representación en dos capas

La resistividad del terreno de dos capas, se determina por el método de Powell, las mediciones se han hecho según Wenner (programa de calculo del ing. Orlando Hevia - GISEP - UTN Regional Santa Fe)

La tabla incluye para las series de valores medidos los resultados del calculo en dos capas

rho(1)	rho(2)	rho(3)	rho(4)	rho pro	Sigma	rho pr.	Resistividad
6.972	18.166	19.952	13.715	14.701	5.782	16.191	capa superior (ohm m)
3654	658	2372	163	1712	1604	2829	capa inferior
1.222	2.652	3.217	1.750	2.210	0.894	2.955	espesor capa superior (m)
- 0.996	-0.946	-0.983	-0.845	-0.943	0.068	-0.989	coef. Refracción

Si para algún estudio se deben representar dos capas del terreno, parece que se puede adoptar la capa superficial de espesor 2 o 3 m, y de resistividad 15 ohm/m, y la capa inferior de 2000 o 3000 ohm/m

Apéndice - valores esperados de medición R(i)

Al ir a realizar mediciones de resistividad, es bueno tratar de estimar el valor que se espera medir, ya que el rango de posibles valores de la resistividad del

terreno cubre un campo enorme que va desde los pocos ohm/m (terreno mojado) a varios miles (terreno rocoso).

a\rho(i)	4	7	10	20	40	70	100
1.000	0.637	1.114	1.592	3.183	6.366	11.141	15.915
2.000	0.318	0.557	0.796	1.592	3.183	5.570	7.958
5.000	0.127	0.223	0.318	0.637	1.273	2.228	3.183
10.000	0.064	0.111	0.159	0.318	0.637	1.114	1.592
20.000	0.032	0.056	0.080	0.159	0.318	0.557	0.796

La tabla anterior muestra para medición con cuatro jabalinas en la primera columna los valores de a(i), encabezando cada columna la resistividad rho(i) que se espera encontrar y dentro de la tabla el valor R(i) que debe leerse en el telurimetro según sean a(i) y rho(i)

$$\rho(i) = 2 * \pi * a * R(i)$$

$$R(i) = \rho(i) / (2 * \pi * a)$$

14.17.3 - VERIFICACION DE LA RED DE TIERRA DE UN CENTRO DE MEDIA TENSION

Cuando varias estaciones eléctricas (centros de carga) se encuentran interconectadas la verificación de la red de tierra debe considerar los efectos mutuos entre ellas. Se plantea un caso de este tipo.

OBJETO

Determinar las características principales de la red de tierra de los centros de carga de un complejo edilicio, integrado por varias construcciones separadas

entre sí, alimentado mediante una red de distribución de energía en media tensión, que une los centros de carga.

El primer aspecto a considerar se relaciona con las corrientes que deben ser drenadas a tierra por la red, en consecuencia se plantea el problema de determinación de las corrientes de falla a tierra en distintos puntos.

Definida la corriente que se drena a tierra (monofásica a tierra) cuando ocurre una falla en un centro, se predimensiona una red de tierra que satisfaga condiciones de seguridad para las personas.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito monofásicas dependen de la red de alimentación del complejo, sus características y de las características de los cables, que deben ser evaluadas, en particular para la secuencia homopolar.

De los resultados del cálculo para el caso particular se concluye que las redes de tierra de los distintos centros deben drenar entre 6 y 2 kA, según se encuentre la alimentación respecto del centro, y en consecuencia se deben verificar para 6 kA de falla monofásica.

El otro aspecto a considerar es que aunque la falla se presenta en un solo centro, al estar metálicamente unidas las redes de tierra unas a otras, la corriente se dividirá entre todas ellas.

Para obtener una primera estimación se desarrolla un cálculo de verificación de la red de tierra de un centro genérico de cargas.

CALCULO DE LA RED DE TIERRA

En base a la ANSI / IEEE Std 80-1986 GUIDE FOR SAFETY IN AC SUBSTATION GRUNDING, considerando que los criterios propuestos son aplicables a los centros de carga (subestaciones de media a baja tensión), se sigue la metodología ya seguida para el problema anterior. Se comentan particularidades de cada paso, y los resultados que se obtienen para este caso:

PASO 1 - AREA DE ESTUDIO

Cada centro de carga esta ubicado en una zona que se considera poblada, y la red de tierra correspondiente se considera que es largo = 20 m; ancho = 10 m; área 200 m²

Resistividad del terreno, capa superficial de 5 m de espesor, resistividad de 50 ohm.m, resistividad en profundidad de 5 ohm.m.

PASO 2 - CONDUCTOR

El valor de corriente de falla (trifasica y monofasica) determinado para el sistema de 13,2 kV es de 6000 A,

Los conductores de puesta a tierra se dimensionan con el mayor de los valores entre corriente de cortocircuito trifasica y monofasica.

El tiempo de duración de la falla que se fija para esta determinación en 1 segundo.

La red de tierra se realiza con cable de cobre (o alambren, barra redonda) la sección debe ser capaz de soportar el cortocircuito trifasico, se determina con la ecuación 30 de la IEEE 80, obteniéndose una densidad de corriente 162 A/mm²

Para 6000 A corresponden 40 mm², adoptándose 50 mm² (o dos cables de 35 mm² para tener en cuenta la repartición no uniforme de corriente entre los dos caminos)

PASO 3 - LIMITES DE TENSIONES PELIGROSAS

Las corrientes limites peligrosas para un tiempo de 1 segundo de tiene para 50 kg 0,116 A; y para 70 kg 0,157 A (respectivamente ecuaciones 5 y 6), mientras que para 0,5 segundos se tiene para 50 kg 0,164 A y para 70 kg 0,222 A

Resulta aceptable fijar la máxima duración de la corriente de falla monofasica (de 6000 A) en 0.5 segundo, teniendo en cuenta que se trata de los puntos de entrega de energía de la red, de todos modos el calculo sigue con 1 segundo.

Las tensiones limites de paso y de contacto, considerando los valores particulares de:

Resistencia del terreno 50 ohm.m.

Resistencia de la capa superficial 1000 ohm.m.

Espesor de la capa superficial 0,15 m

De estos datos se obtiene una resistencia de paso de 5178 ohm, y una resistencia de contacto de 2053 ohm.

Las tensiones peligrosas para duración de 1 segundo, limite de paso (para 50 kg) 600 V; (para 70 kg) 813 V, limite de contacto (para 50 kg) 238 V; (para 70 kg) 322 V

PASO 4 - DISEÑO BASICO

Se ha fijado un primer diseño de la red de tierra, la parte superficial de forma de cuadrícula con 4 barras de 20 m y 8 barras de 10 m, a 1 m de profundidad. El diámetro supone de 8 mm (que corresponde a 50 mm²).

Se han previsto además 8 piquetes (jabalinas) ubicados en el centro de los lados de la red y en los cuatro vértices. La longitud de los piquetes se presupone de 6 m, con su extremo superior a 1 m de profundidad, y de 20 mm de diámetro.

PASO 5 - RESISTENCIA DE LA RED

Se calcula la resistencia de la red:

Resistencia de la grilla horizontal (eq 42) 1,57 ohm

Resistencia de los piquetes (eq 43) 0,41 ohm

Resistencia mutua (eq 44) 0,31ohm

Resistencia equivalente total (eq 41) 0,40 ohm

PASO 6 - CORRIENTE DRENADA.

Se supone que la corriente total drenada por la red es el 14% de 6000 A, es decir 840 A, esta es la corriente drenada a tierra por la red, el resto es conducido por los cables de tierra que unen las distintas redes.

PASO 7 - TENSION TOTAL.

La tensión total es de aproximadamente 339 V.

PASO 8 - TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO

Estos valores son:

Tensión de malla (eq 71) 307 V

Tensión de paso (eq 73) 141 V

PASOS 9 Y 10 - CONTROL DE SEGURIDAD

Si consideramos los valores mas altos que se han definido de tensiones limites de contacto 322 V y paso 142 V, se observa que los resultados del calculo se contienen en los limites de seguridad prefijados.

PASO 11 - ACCIONES DE MEJORA

Los resultados obtenidos, exigen comprobación durante la fase de construcción de que las hipótesis, y resultados corresponden a la construcción real.

De todos modos el calculo desarrollado es para la red que presenta la mayor corriente de falla, por lo que el esfuerzo de control debe concentrarse en un punto (los centros mas próximos a la estación de alimentación de la red).

Si las condiciones resultan satisfactorias en dicho punto, lo serán para los restantes.

14.18 - Dimensionamiento de cables de tierra

Los cables de puesta a tierra deben ser capaces de conducir corrientes de falla trifásicas, bifásicas y monofásicas, que los afectan o no según su recorrido.

Proponer corrientes de diseño, fijar las secciones necesarias, controlar los puntos donde pueden presentarse fallas bifásicas o trifásicas, ver para las dimensiones mínimas la tabla de la [figura 14.18](#).

DIMENSIONES MÍNIMAS Y SECCIONES MÍNIMAS DE LOS ELEMENTOS DEL DISPERSOR:

	1	2	3	4	5
a	Material tipo de electrodo	Dimensión (mm), sección (mm ²)	Acero zincado en caliente	acero revestido de cobre	cobre
b	cinta	espesor sección	3 ~ 100	3 50	3 50
c	redondo o conductor macizo	sección	~ 100	50	35
d	conductor cableado	Diam.alambres sección	1,8 9 5	-	1,8 35
e	jabalinas de tubos	∅ externo espesor	40 2,5	-	30 3
f	jabalina maciza	∅ externo espesor	20 -	15 revestimiento de Cu: 2,5	-
g	jabalina en perfil	espesor otra dimensión	5 50	-	5 50

- (1) La tabla no es válida para los elementos de los dispersores de las instalaciones de protección contra las descargas atmosféricas.
- (2) las secciones mínimas requeridas por razones eléctricas y térmicas
- (3) para los dispersores de Cu, acero revestido de Cu o acero cincado los conductores macizos y las cuerdas deben tener un ∅ no inferior a 8 mm.

14.19 - Determinación de distancias eléctricas

La distancia con capacidad de soportar las tensiones aplicadas está dada por las expresiones que veremos a continuación y son valores mínimos que se deben respetar en la fase de proyecto y posteriormente en el montaje.

Recordamos que estas distancias no son verificadas por ensayos, básicamente por las dificultades de su materialización.

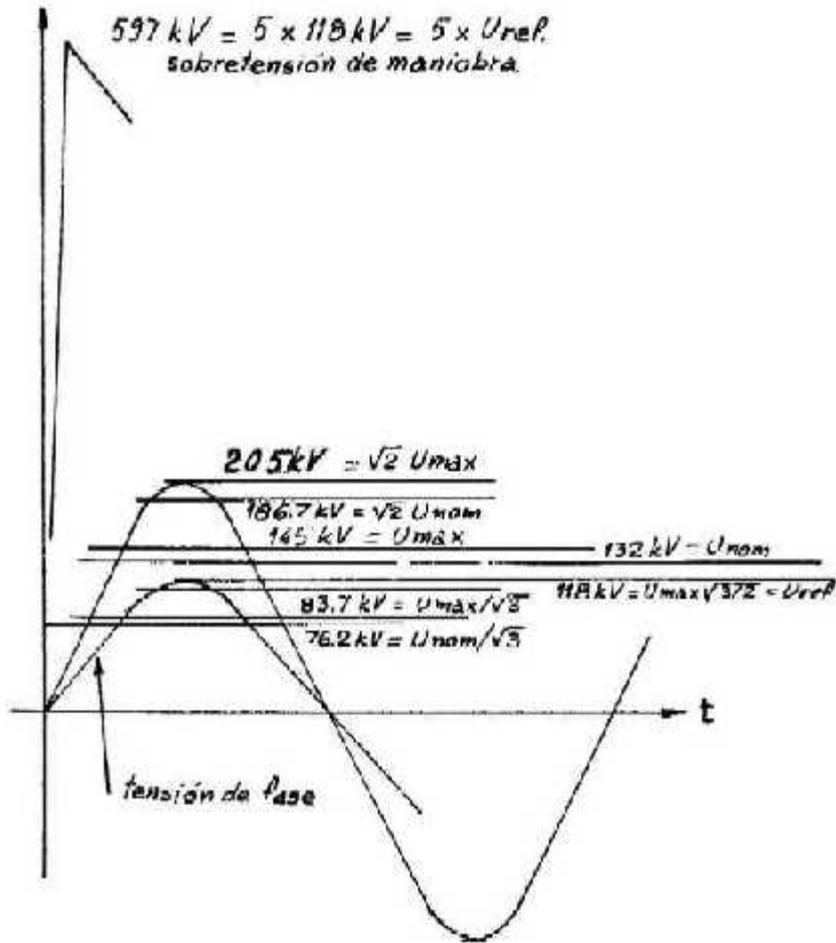
Determinaremos las distancias para instalaciones de 132 y 500 kV.

ESTACIÓN DE 132 kV.

tensión nominal y máxima $U_n = 132 \text{ kV}$; $U_{max} = 145 \text{ kV}$

tensión de ensayo a frecuencia industrial $U_{efi} = 275 \text{ kV}$

tensión de ensayo a impulso atmosférico $U_{eia} = 650 \text{ kV}$ (ver [figura 14.19](#))



DISTANCIA FASE TIERRA

La distancia fase tierra que soporta la Uefi está dada por:

$$d = U_{efi} / E_k \quad [1]$$

Siendo E_k el gradiente en kV/m del espacio en aire que soporta la tensión.

Para frecuencia industrial 50/60 Hz se tiene.

$$E_k = 300 \text{ kV/m} ; d_1 = 275 \text{ kV} / 300 \text{ kV/m} = 0.92 \text{ m}$$

La distancia para soportar el impulso atmosférico con una probabilidad de descarga del 50% es:

$$d_2 = U_{50\%} / E_k \quad [2]$$

Siendo E_k = 560 kV/m para impulso atmosférico cuando entre electrodos corresponde un factor de espacio k de valor típico 1.15. El factor de espacio define la forma de los electrodos y se lo define para los impulsos de maniobra.

Para una probabilidad de soportar en el ensayo de aislación el impulso atmosférico del 90%, descarga 10% se tiene:

$$U_{50\%} = U_{90\%} * (1.0 + 1.3 * \text{SIGMA}) \quad [3]$$

Siendo SIGMA la desviación típica, que para sobretensión atmosférica es de 3%. La distancia es:

$$d_2 = 650 \text{ kV} * (1.0 + 1.3 * 0.03) / 560 \text{ kV/m} = 1.20 \text{ m}$$

Se observa que la distancia d_2 es mayor que la d_1 y en consecuencia la distancia fase tierra está definida por la sobretensión atmosférica.

Esta distancia es capaz de soportar una sobretensión de maniobra de:

$$U_{50\%} = 500 * K * d^{0.6} \quad [4]$$

Si el factor de espacio es el normal ($k = 1.15$ conductor/plano) tenemos:

$$U_{50\%} = U_{90\%} * (1.0 + 1.3 * \text{SIGMA}) \quad [5]$$

Para sobretensiones de maniobra SIGMA vale 6%.

$$\text{Siendo } d = 1.20 \text{ se tiene: } U_{50\%} = 500 * 1.15 * 1.2^{0.6} = 641 \text{ kV}$$

La sobretensión de maniobra soportable con probabilidad 90 % será:

$$U_{90\%} = 641 \text{ kV} / (1.0 + 1.3 * 0.06) = 597 \text{ kV}$$

Las sobretensiones de maniobra se refieren al valor de pico de la tensión fase tierra máxima de servicio.

$$U_{ref} = U_{max} * \text{raíz de } (2 / 3) ; U_{ref} = 145 \text{ kV} * 0.81 = 118 \text{ kV}$$

Resulta entonces para las sobretensiones de maniobra un límite de:

$$U_{90\%} / U_{ref} = 579 / 118 = 5$$

Este valor es superior a las sobretensiones de maniobra que se pueden presentar en un sistema de 132 kV (comprendidas entre 3 y 4) y en consecuencia la instalación está dimensionada por la sobretensión atmosférica.

DISTANCIA FASE-FASE

Para esta tensión 145 kV (y hasta la tensión máxima de 245 kV) la sobretensión atmosférica dimensiona también la distancia fase-fase, que en consecuencia se adopta igual a la fase-tierra (ver [figura 14.19.1](#)).

Kv	Um tensión nominal				Distancias reducidas			Distancias de Guardia			
	$Um \sqrt{2/3}$				fase tierra bajo cortocirc. dy			dvv	dvo		
	tensión de aislación a 50 Hz				fase tierra con viento						
	a impulso 1/50µs				fase fase corto						
	kv	kv	kv	Distancia CEI 11.18 IBC71.3		cm	cm	cm	cm	cm	cm
52	42,5	95	250	48	48	19	18	21	60	345	200
				63	63	28	25	29	78	366	203
123	100	185	450	90	90	37	39	58	109	377	234
				110	110	46			131		256
145	118	185	450	90	90	37	39	58	109	377	234
				110	110	46			131		256
				130	130	55			152		277
170	139	230	550	110	110	46	46	68	131	387	256
				130	130	55			152		277
				145	145	65			167		292
245	200	275	650	130	130	55	66	98	152	427	277
				145	150	65			167		292
				160	170	72			184		309
				180	190	79			207	432	332
				200	210	92			230	435	355

La aislación fase-fase debe soportar una maniobra fase-fase que se determina aplicando las mismas fórmulas pero con un factor $k = 1.4$ que corresponde a conductores paralelos.

$$U_{50\%} = 500 * 1.4 * 1.2^{0.6} ; U_{90\%} = U_{50\%} / (1.0 + 1.3 * 0.06) = 726 \text{ kV}$$

Que en valor relativo y expresado como múltiplo de raíz de 3 (como indica la norma IEC 71) resulta:

$$U_{90\%} / U_{ref} = 726 / 118 = 6.15 = 3.55 * \text{raíz de } 3$$

DISTANCIAS REDUCIDAS

En situaciones particulares de movimiento de conductores por acción del viento o del cortocircuito, las distancias obtenidas pueden sufrir reducciones que son admisibles por ser éstas condiciones excepcionales.

A causa del viento la distancia fase-tierra puede disminuir, se considera que la distancia mínima debe soportar la tensión máxima fase-tierra, teniendo en cuenta si el sistema está rígidamente puesto a tierra (factor de puesta a tierra 0.8) o aislado de tierra (factor de p.a.t. 1.0).

Para un sistema puesto a tierra resulta:

$$d_{\text{min.viento}} = U_{\text{max}} * F_{\text{pat}} / E_k = 145 \text{ kV} * 0.8 / 300 \text{ kV/m} = 0.38 \text{ m}$$

La distancia fase-fase se considera que no varía con el viento ya que los conductores se mueven sincrónicamente (en el mismo sentido).

A causa del cortocircuito en cambio los conductores se acercan entre sí y a tierra, la distancia fase tierra debe soportar una tensión del 60 % de la tensión de ensayo de frecuencia industrial.

$$d = 0.6 * 275 \text{ kV} / 300 \text{ kV/m} = 0.55 \text{ m}$$

La distancia fase-fase en cambio se considera que debe soportar una sobretensión dinámica del 120 % de la tensión máxima U_{max} .

$$d = 1.2 * 145 \text{ kV} / 300 \text{ kV/m} = 0.58 \text{ m}$$

DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Nos queda por determinar la distancia de seguridad (distancia de guardia o de mantenimiento).

Se incrementa la distancia d_2 con un factor.

Para tensiones de ensayo de impulso atmosférico de 750 kV o más el factor es 1.15. Por debajo de 250 kV el factor es 1.25 o 1.30. Y entre 250 kV y 750 kV se interpola entre 1.25 y 1.15.

En nuestro caso:

$$ds = d2 * (1.15 + 0.10 * (750 - Ueia) / (750 - 250)) =$$

$$1.20 * (1.15 + 0.10 * 100 / 500) = 1.41 \text{ m}$$

ESTACIÓN DE 500 kV.

tensión nominal y máxima $Un = 500 \text{ kV}$; $Umax = 525 \text{ kV}$

tensión de ensayo a impulso de maniobras $Uem = 1175 \text{ kV}$

tensión de ensayo a impulso atmosférico $Ueia = 1550 \text{ kV}$

tensión de ensayo fase fase $ueff = 1800 \text{ kV}$

DISTANCIAS FASE TIERRA

La distancia fase tierra que soporta la Uem se determina aplicando las fórmulas [3] y [4]

Se considera que Uem corresponde a $U90\%$.

$$U50\% = Uem * (1.0 + 1.3 * 0.06) = 1175 \text{ kV} * (1.0 + 1.3 * 0.06) = 1267 \text{ kV}$$

$$d1 = (U50\% / (500 * k))^{(1/0.6)} = (1267 / (500 * 1.15))^{(1/0.6)} = 3.73 \text{ m}$$

La distancia para soportar el impulso atmosférico se determina aplicando las fórmulas [3] y [2]

$$U50\% = 1550 \text{ kV} * (1.0 + 1.3 * 0.03) = 1610 \text{ kV}$$

La distancia es:

$$d2 = 1610 \text{ kV} / 560 \text{ kV/m} = 2.88 \text{ m}$$

Nótese que la distancia ha quedado determinada por la tensión de maniobra, esto ocurre con los valores normalizados por arriba de los 300 kV de tensión nominal.

La distancia $d1$ es capaz de soportar una tensión de frecuencia industrial en base a la fórmula [1] de:

$$Uefi = d1 * 300 \text{ kV/m} = 3.73 \text{ m} * 300 \text{ kV/m} = 1120 \text{ kV}$$

DISTANCIAS FASE-FASE

La distancia fase-fase se determina con las fórmulas [4] y [5] y con un factor de espacio $k = 1.4$ que corresponde a conductores paralelos.

Se tiene en cuenta que U_{eff} corresponde a $U_{90\%}$, entonces se determina $U_{50\%}$ que es:

$$U_{50\%} = 1800 * (1.0 + 1.3 * 0.06) = 1940 \text{ kV}$$

$$d_3 = (U_{50\%} / (500 * k))^{(1/0.6)} = (1940 / (500 * 1.4))^{(1/0.6)} = 5.47 \text{ m}$$

DISTANCIAS REDUCIDAS

Por el viento la distancia fase tierra (ver [figura 14.19.2](#)). considerando el sistema puesto a tierra (factor de puesta a tierra 0.8) resulta:

Um tensión nominal	tensión de ensayo de maniobra				Distancia fase fase		Distancia a tierra	
	Um/2 / 3	atmosférica			conductor conductor	conductor punta	conductor estructura	conductor punta
		maniobra fase fase						
300	245	750	850	1175	2.4	2.8	1.6	1.9
			950				1.7	1.9
			850	1300	2.7	3.2	1.8	2.4
			1050				1.9	
362	296	850	950	1300			1.8	
			1050				1.9	
			950	1425	3.1	3.6	2.2	2.9
			1050					
420	343	950	1175	1425				
			1050					
			1175	1550	3.5	4.1	2.6	3.4
			1300					
			1425					
525	429	1050	1175	1675	3.9	4.6		
			1300					
			1425					
			1175	1800	4.3	5.2	3.1	4.1
			1300					
			1425					
			1550					
765	625	1300	1425	2250	6.3	7.7	3.6	4.8
			1550					
			1800					
			1425	2400	7.1	8.8	4.2	5.6
			1550					
			1800					
			2100					
			1550	2550	7.9	10.0	4.9	6.4
			1800					
			1950					
			2400					

$$d_{min.viento} = U_{max} * F_{pat} / E_k = 525 \text{ kV} * 0.8 / 300 \text{ kV/m} = 1.40 \text{ m}$$

Por cortocircuito la distancia fase-tierra se determina como el 60 % de la distancia de la sobretensión de maniobra.

$$d_5 = 0.6 * d_1 = 0.6 * 3.73 \text{ m} = 2.23 \text{ m}$$

La distancia fase-fase en cambio se determina para soportar el 120 % de la tensión máxima U_{max} .

$$d = 1.2 * 525 \text{ kV} / 300 \text{ kV/m} = 2.10 \text{ m}$$

DISTANCIA DE SEGURIDAD

La distancia de seguridad (distancia de guardia o de mantenimiento) se determina para una tensión de maniobra incrementada en un 15 %, y con una probabilidad de ser soportada del 90 %.

$$ds = (U_{90\%} * (1.0 + 1.3 * \text{SIGMA}) / (500 * k))^{(1/0.6)}$$

$$ds = (1175 * 1.15 * (1.0 + 1.30 * 0.06) / (500 * 1.15))^{(1/0.6)}$$

$$ds = 3.39 \text{ m}$$

14.20 - Tensiones de ensayo y distancias eléctricas

Determinar las tensiones de ensayo correspondientes a una dada tensión nominal / máxima del sistema.

Determinar las distancias correspondientes entre distintos componentes (fases, tierra) y en distintas condiciones (viento, cortocircuito).

Determinar la influencia de las formas de los electrodos, y comparar estos con las componentes reales de la estación.

Por ejemplo, siendo la tensión máxima 145 kV se tiene:

- tensión de referencia para sobretensiones 118 kV
- tensión de ensayo a frecuencia industrial 275, 230, 185 kV
- tensión de ensayo a impulso 650, 550, 450 kV

Entre los valores propuestos de tensiones de ensayo se debe optar por una de ellas, en la medida que se estudie más el funcionamiento del sistema se puede optar por los valores menores, estos en rigor corresponden a sistemas

rígidamente puestos a tierra sin generación en esa tensión, de manera que no puedan presentarse ciertas fallas (oposición de fase), lógicamente a menor aislacion corresponde menor costo que compensa el esfuerzo de estudio (o el mayor riesgo).

Elegido el valor de 550 kV para ensayo de impulso, surgen los factores de espacio y distancia correspondiente

espacio punta plano, factor 530, distancia 1.08 m.

espacio conductor punta inferior de 3 m de altura, 625, 0.93 m.

El espacio punta plano no es fácil encontrarlo en el diseño de la estación, mientras el espacio conductor punta inferior, si se piensa en un soporte de aislador, que sostiene la barra, conductor, se lo ha esquematizado...

14.21 - Planta y corte de un campo

Diseñar (planta y corte) un campo de una estación que corresponde a un esquema adoptado, por ejemplo doble juego de barras con barra de transferencia.

Propuesto el diseño, controlar los puntos críticos y verificar las distancias. Los ejes de las obras deben ser representados con medidas enteras (base al sistema de medidas, para el caso sistema métrico decimal) y a lo sumo puede aceptarse la media unidad (0.5 m).

Observar el riesgo de reducir las distancias eléctricas (en un punto) al valor entero por debajo del calculado inicialmente.

14.22 - Protección contra descargas de rayos, método de Langhrer

El cable de guarda, o puntas pararrayos, se instalan sobre la obra para protegerla de descargas atmosféricas.

Las ubicaciones de los elementos de protección se determinan con distintos criterios, uno de ellos es el de Langher, que para cierta posición determina un área de protección.

Para un diseño dado realizar una protección minimizando cantidades y alturas.

14.23 - Protección contra rayos, modelo electrogeométrico

El criterio de disponer las protecciones no tiene en cuenta las características estadísticas de los rayos.

Un criterio mejor es el electrogeométrico, aplicar estos conceptos al esquema anterior y observar las situaciones críticas.

14.24 - Exposición a descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas se distribuyen al azar sobre la superficie de la tierra.

Como cada "objeto", línea o estación eléctrica, tiene cierta superficie tiene entonces cierta probabilidad de ser alcanzada.

Una descarga puede alcanzar la estación por impacto directo sobre ella o por propagación desde la línea, para lo cual debe caer no demasiado lejos, y además debe producir arco inverso.

Evaluar la probabilidad que se tiene de que la descarga alcance la estación, y las líneas a distintas distancias de la misma.

En la zona norte de Buenos Aires se presentan 5 descargas por km² año.

La estación mide 100 m x 50 m, la línea se supone de 30 m de ancho, y llegan 5 líneas a la estación.

En la estación se tendrá una descarga cada 40 años.

$$5 \times 0.1 \times 0.05 = 0.025 = 1 / 40 \text{ descargas/año};$$

Si se fija la longitud de línea que se considera preocupante para los rayos en 1 km entonces:

$$5 \times 5 \times 1 \times 0.03 = 0.75 = 1 / 1.33 \text{ descargas/año}$$

En las líneas consideradas de 1 km se presenta poco menos de una descarga por año (y si se deben considerar mas largas, serán mas...), por lo que es sobre estas que debe fijarse el esfuerzo de protección.

14.25 - Cableado de una estación eléctrica

Evaluar el cableado de un campo de una estación eléctrica a partir de las borneras de los equipos de potencia.

14.26 - Carga de transformadores de corriente

Evaluar la carga que representan los cables para los transformadores de corriente de 1 o 5 A, y realizar el cableado con cables bipolares, manteniendo independientes los núcleos hasta el tablero de edificio, o con cables tripolares que se forman a pocos metros del transformador, en una caja adecuada.

Un cable de 4 mm² tiene una resistencia $17.241 / 4 = 4.31$ ohm/km, y la reactancia puede considerarse 0.1 a 0.15 ohm/km.

Con corriente de 1 A, distancia entre transformadores e instrumentos 100 m, 10 VA (cosfi = 0.7) de carga de relés, se tiene:

para cables bipolares independientes para cada transformador, 10.6 VA y $\cos\phi = 0.73$

para cables tripolares 10.3 VA y $\cos\phi = 0.72$

Mientras que para 5 A se tiene respectivamente (manteniendo la misma carga de relés, que en rigor con mayor corriente debería ser superior):

29.6 VA y $\cos\phi = 0.96$

19.3 VA y $\cos\phi = 0.92$

14.27 - Caída de tensión en cables

Determinar la caída de tensión en el cable de disparo de un interruptor de potencia para distintos consumos de la bobina de disparo y distintas tensiones de auxiliares.

Si la bobina absorbe 110 Vcc, 5 A (550 W) la caída de tensión en un cable bipolar de 100 m de 4 mm² (4.31 ohm/km) resulta:

$$2 \times 4.31 \times 0.1 \times 5 = 4.31 \text{ V} = 3.92 \%$$

14.28 - Potencia de servicios auxiliares

Realizar el balance de consumos de corriente alterna de una estación eléctrica, para estimar la potencia necesaria de auxiliares. Estimar la carga en corriente continua (relés, luces, bobinas de disparo, etc.) definir el ciclo crítico, evaluar el tamaño de la batería.

14.29 - Relés auxiliares, selección

Las combinaciones de condiciones para generar una orden se realizan con contactos que excitan un relé auxiliar cuyos contactos a su vez originan la orden de potencia.

Los relés auxiliares de corriente continua y de corriente alterna, tienen distintas prestaciones y velocidades, a veces el mismo relé puede usarse con distintas prestaciones en ambas aplicaciones.

Estudiar la aplicación de relés auxiliares en base a sus especificaciones de catálogo.

DETERMINACIÓN DEL CAMPO ELÉCTRICO SOBRE LOS CONDUCTORES

COMENTARIOS

En general este problema se resuelve con fórmulas simplificadas, e hipótesis discutibles.

Si se hace referencia al problema 14.6, y se analiza la metodología propuesta se nota que:

- Se tiene en cuenta la influencia del suelo.
- Se consideran los conductores rectilíneos e indefinidos, paralelos entre sí y al suelo.

Como resultado se obtiene un único valor del campo eléctrico, no considerándose que el mismo es distinto para cada conductor por su diferente posición relativa.

Por otra parte existen otros elementos, como ser los cables de guardia, que también afectan el campo eléctrico sobre los conductores.

METODOLOGÍA RIGUROSA

Siguiendo la propuesta de la referencia se puede utilizar el siguiente método de cálculo.

Referencia: Perturbations engendres par l'effet de couronne des reseaux de transport - CIGRE 1974.

Sea A la matriz de los coeficientes de potencial, cuya dimensión es $NC + NG$ (cuadrada y simétrica), donde NC es el número de conductores (o haces) y NG el número de cables de guardia.

Los elementos de la matriz A se obtienen de la siguiente fórmula:

$$A(I,J) = (1/2 * \pi * E_0) * \log (D_{IJ1} / D_{IJ})$$

siendo $\pi = 3.141592$, E_0 la constante dieléctrica del vacío, \log el logaritmo natural, D_{IJ} la distancia entre conductores I y J, D_{IJ1} la distancia entre conductor I y la imagen del J tomando la tierra como superficie de reflexión.

Los elementos de la diagonal principal de la matriz A corresponden a cada conductor y resultan:

$$A(I,I) = (1/2 * \pi * E_0) * \log (2 * H_I / R_{EQI})$$

siendo H_I la altura del conductor I sobre el suelo, y R_{EQI} el radio equivalente del conductor I

$$R_{EQI} = R_{HAZ} * (N * DC / (2 * R_{HAZ}))^{(1/N)}$$

donde R_{HAZ} es el radio del haz, N el número de subconductores, DC el diámetro del subconductor.

Cuando se trata de conductor único se tiene:

$$R_{EQI} = DC / 2$$

Y con estos conceptos se logra armar la matriz A.

La relación entre el potencial y la carga eléctrica esta dada por:

$$V = A * Q$$

siendo V la matriz columna de los potenciales de los conductores, y Q la matriz de las cargas eléctricas.

Los cables de guardia conectados a tierra tienen impuesta una tensión nula.

Se dividen las matrices V y Q en dos partes, separando conductores y cables de guardia.

La tensión que asumen los conductores respecto de la tierra es conocida, y varía senoidalmente en el tiempo, los cables de guardia como dicho tienen tensión 0.

$$\begin{bmatrix} |V_c| \\ |V_g| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |A1 & A2| \\ |A3 & A4| \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} |Q_c| \\ |Q_g| \end{bmatrix}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones se puede determinar Qc:

$$Q_c = (A1 - A2 * A4^{(-1)} * A3)^{(-1)} * V_c$$

Se invierte la submatriz A4 que corresponde a los cables de guardia, se hacen las operaciones indicadas, y para cada conductor y cada instante se encuentra la carga eléctrica.

Conocida la carga se determina el campo eléctrico Emed:

$$E_{med} = (1/2 * \pi * \epsilon_0) * 2 Q_c / (N * D_c)$$

Cuando se tiene un haz, el campo eléctrico sobre el conductor tiene un máximo y un mínimo que se apartan de este valor medio en AU:

$$AU = (N - 1) * DC / (2 * Rhaz)$$

APLICACIÓN

Con estos conceptos se desarrollo un programa de computadora que determina precisamente el campo eléctrico superficial de los conductores.

Se han analizado una serie de configuraciones que corresponden a distintas condiciones y partes de una posible instalación.

Los casos incluyen y excluyen cables de guardia, consideran un único campo de equipamiento de estación, y hasta cuatro adyacentes, y consideran también un caso con dos niveles superpuestos de conductores.

Los resultados se sintetizan indicando:

- Campo eléctrico medio, de todos los conductores.
- Factor que determina el campo máximo y mínimo, para los conductores correspondientes.

De la observación de los resultados se extrae la conclusión inmediata de que los cálculos simplificados son aceptablemente correctos.

DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE ENTRE RED DE TIERRA Y OTROS DISPERSORES

INTRODUCCIÓN

La red de tierra de una estación eléctrica está unida metálicamente a los cables de guardia de las líneas, y/o a las armaduras metálicas de los cables, o los cables de tierra que los acompañan.

La determinación de la tensión que asume una red de tierra, requiere evaluar con relativa precisión la corriente efectivamente drenada por la red de tierra separándola de las corrientes que son drenadas por otros elementos.

Cada línea (o cable) aporta cierta corriente de falla, que eventualmente puede ser nula, y cada cable de guardia (o cable de tierra o armadura metálica) drena una parte de la corriente de falla.

Para encontrar el valor de la corriente drenada por el cable de guardia, y la drenada por la red de tierra, se plantea y resuelve un adecuado sistema de ecuaciones.

En este trabajo se comenta la resolución de este problema haciendo referencia a algunos ejemplos particulares.

LÍNEA QUE APORTA CORRIENTE

El comportamiento de una línea que aporta corriente puede analizarse en base a criterios desarrollados por Carson.

La línea aérea puede ser sin cable de guardia, aunque en alta tensión lo normal es que éstas líneas tengan cable de guardia.

Un trozo de línea aérea puede ser considerada como un elemento de seis terminales que corresponden a conductor, cable de guardia, y tierra (conductor equivalente).

En rigor el modelo de la línea debe ser perfeccionado teniendo en cuenta la conexión entre cable de guardia, y tierra, que corresponde a la puesta a tierra de cada torre.

La [figura 17.1](#) muestra los parámetros de un tramo de línea aérea de un vano de longitud.

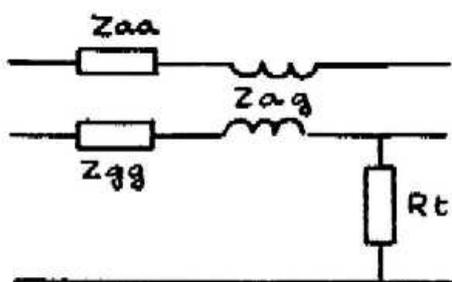


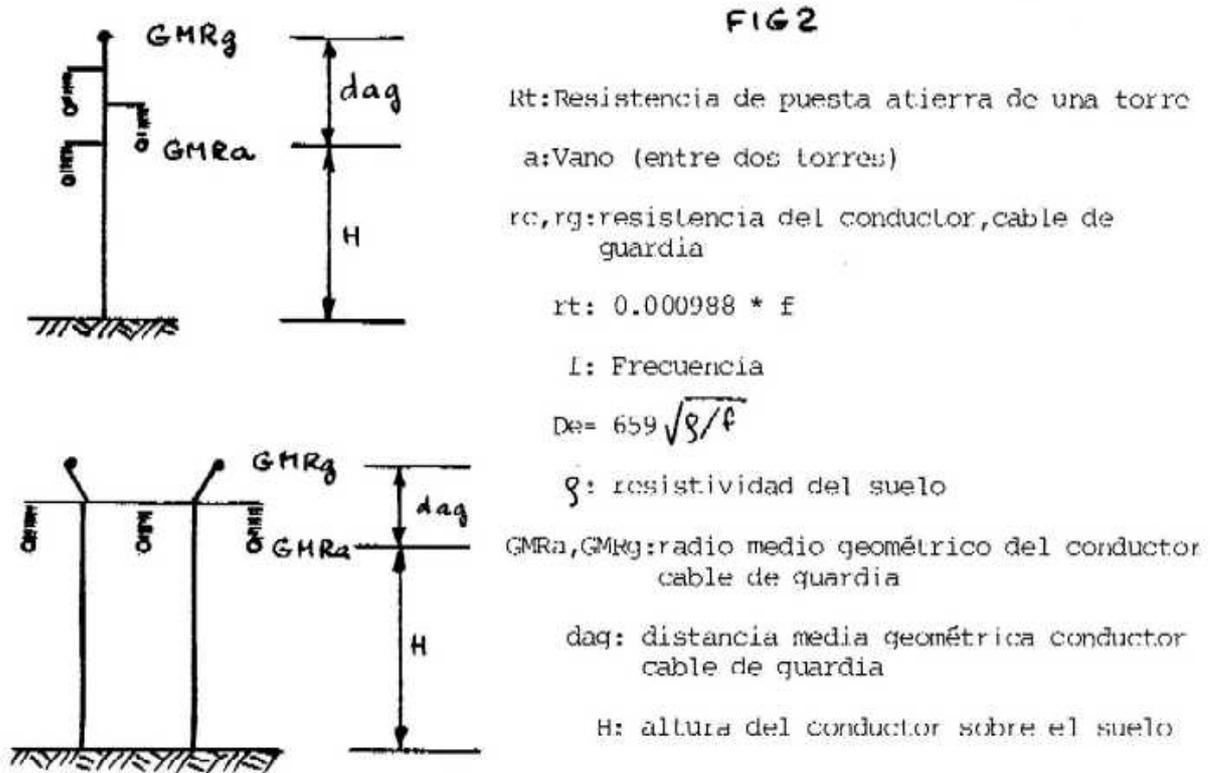
FIG 1

$$Z_{aa} = r_c * a + r_t * a + j0.00289 * f * a * \log_{10} \frac{D_e}{GMR_a}$$

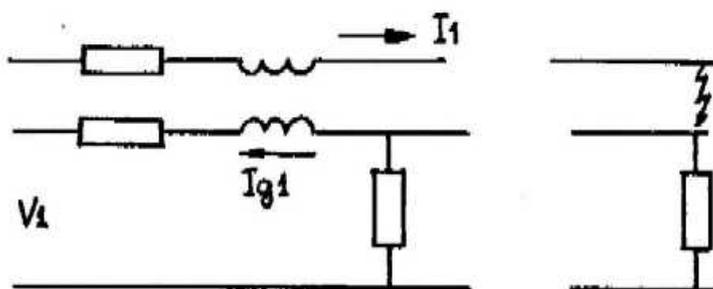
$$Z_{ag} = r_t * a + j0.00289 * f * a * \log_{10} \frac{D_e}{d_{ag}}$$

$$Z_{gg} = r_g * a + r_t * a + j0.00289 * f * a * \log_{10} \frac{D_e}{GMR_g}$$

La [figura 17.2](#) muestra las dimensiones geométricas que influyen en los valores de los parámetros.



La [figura 17.3](#) muestra el circuito elemental equivalente de una línea que aporta corriente de falla, y para la que el cable de guardia drena una parte de dicha corriente.



$$\Delta V = V_i * (1 - e^{-\gamma}) = V_i * Fac$$

$$\gamma = \sqrt{Z_{ag} / R_t}$$

$$\Delta V = -I_1 * Z_{ag} + I_{g1} * Z_{gg}$$

$$V_i * Fac = -I_1 * Z_{ag} + I_{g1} * Z_{gg}$$

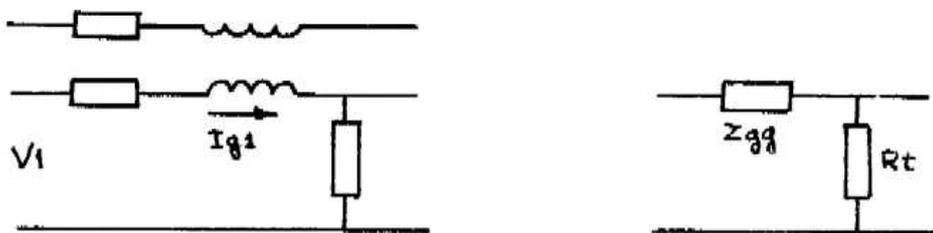
$$I_{g1} / I_1 = Z_{ag} / Z_{gg}$$

FIG 3

Este circuito permite determinar una ecuación en la que se tienen incógnitas la tensión entre cable de guardia y tierra y la corriente que circula en el cable de guardia.

Cuando varias líneas aportan corriente de falla, para cada línea se puede determinar una ecuación de este tipo.

La [figura 17.4](#) muestra el circuito de una línea que no aporta corriente de falla, al no haber corriente en los conductores de fase el circuito se simplifica, puede determinarse una impedancia equivalente de la línea pasiva Z_l .



$$\Delta V = V_l * Fac = I_{g1} * Z_{gg}$$

$$V_l = I_{g1} * Z_{gg}/Fac = I_{g1} * Z_l$$

$$Z_l = Z_{gg}/2 + \sqrt{Z_{gg} * (Z_{gg}/4 + R_t)}$$

FIG 4

La corriente I_{g1} se reduce a medida que el vano es más distante de la estación, llegando finalmente a anularse (en función del valor de δ).

Al analizar la corriente I_{g1} en el caso de líneas activas (en las que hay corriente I_l en el conductor de fase) se observa un aumento de la corriente en ambos extremos de la línea, punto de inyección de la corriente y punto en que se presenta la falla.

En un punto intermedio de la línea, para el cual la diferencia de tensión es nula, la relación entre corriente I_l , y corriente I_{g1} es igual a la relación de impedancias, el valor de I_{g1} es mínimo.

En los extremos en cambio el valor de la corriente I_{g1} es máximo, lo que es favorable desde el punto de vista de la corriente drenada por la red de tierra de

la estación. Por otra parte se conoce la corriente total de falla (en rigor el aporte de cada una de las líneas) y una ecuación más está dada por la ley de Kirchhoff aplicada a la estación (corriente total de falla, igual a la que drena la red de tierra de la estación más todos los cables de guardia).

Conocida, o evaluada la resistencia de la red de tierra de la estación, se tiene la relación entre la tensión y corriente que la afectan.

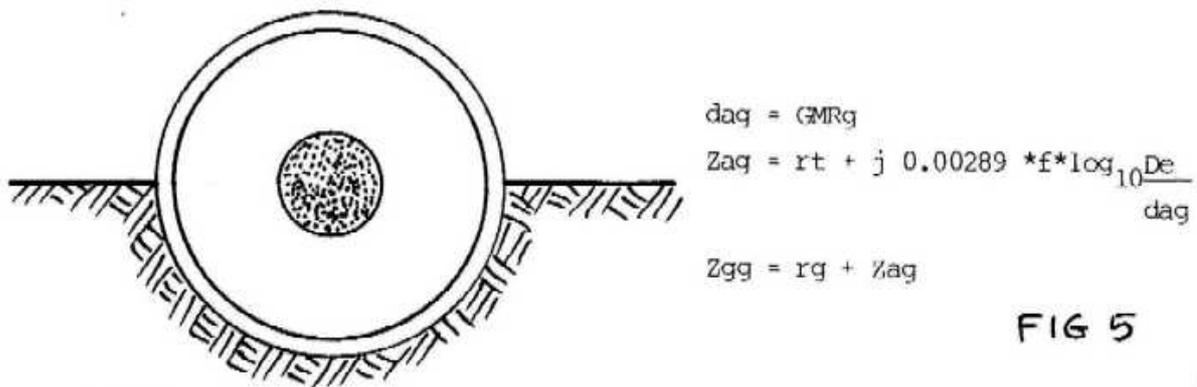
El número de ecuaciones puede reducirse, haciendo reducción de la red, y el problema es de tratamiento más simple.

De todos modos lo importante es que puede determinarse la repartición de corriente, y se conoce el valor de corriente que afecta a cada cable de guardia, a la red de tierra de la estación, pudiendo también determinarse la corriente en juego en cada estructura de soporte.

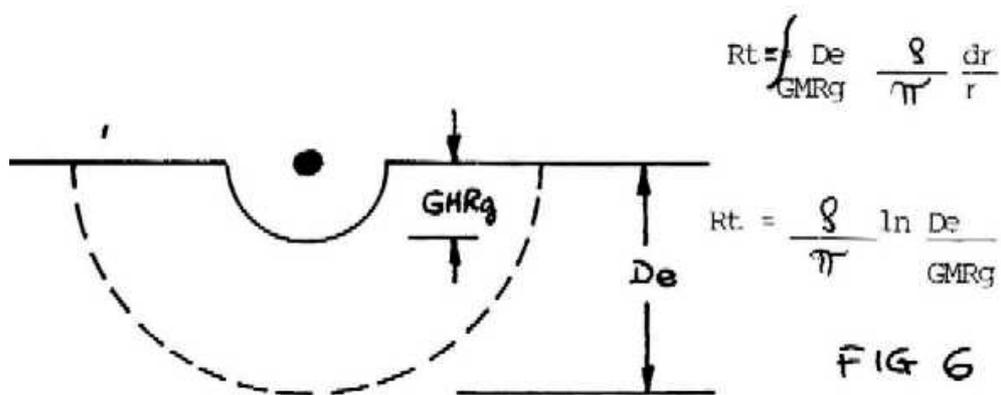
CABLES QUE APORTAN CORRIENTE

El comportamiento de un cable es análogo al de una línea aérea, la principal diferencia, cuando se trata de un cable con armadura metálica, esta dada por que $d_{ag} = GMR_g$.

La [figura 17.5](#) muestra la esquematización de un cable con armadura metálica, y las fórmulas que corresponden.



La longitud del tramo de línea, ha perdido el sentido, el cable está conectado con continuidad a la tierra, se pueden utilizar los parámetros por unidad de longitud y determinar valores análogos a los que corresponden a la línea aérea. La resistencia de puesta a tierra del cable, por unidad de longitud puede evaluarse en base a la [figura 17.6](#) obteniéndose un orden de magnitud de su valor, útil para determinar en particular el valor del exponente.



POTENCIAL EN DISTINTOS PUNTOS DEL SUELO

COMENTARIO

Determinación del potencial en distintos puntos del suelo debido a una red de tierra que drena corriente.

En general este problema se resuelve con fórmulas simples que dan resultados orientativos.

Si se hace referencia al problema 14.16 se observa la simplicidad de los cálculos.

Las dudas respecto de los resultados solo pueden disiparse con un mejor modelo.

En el pasado se construían modelos de la red de tierra que se estudiaban en cuba electrolítica, obteniéndose resultados satisfactorios.

Con la red construida debieran hacerse oportunas verificaciones que resultan casi imposibles cuando la instalación se encuentra bajo tensión.

En los últimos años, desde 1975 aproximadamente se han propuesto soluciones al problema enunciado basadas en cálculo numérico.

METODOLOGÍA PROPUESTA

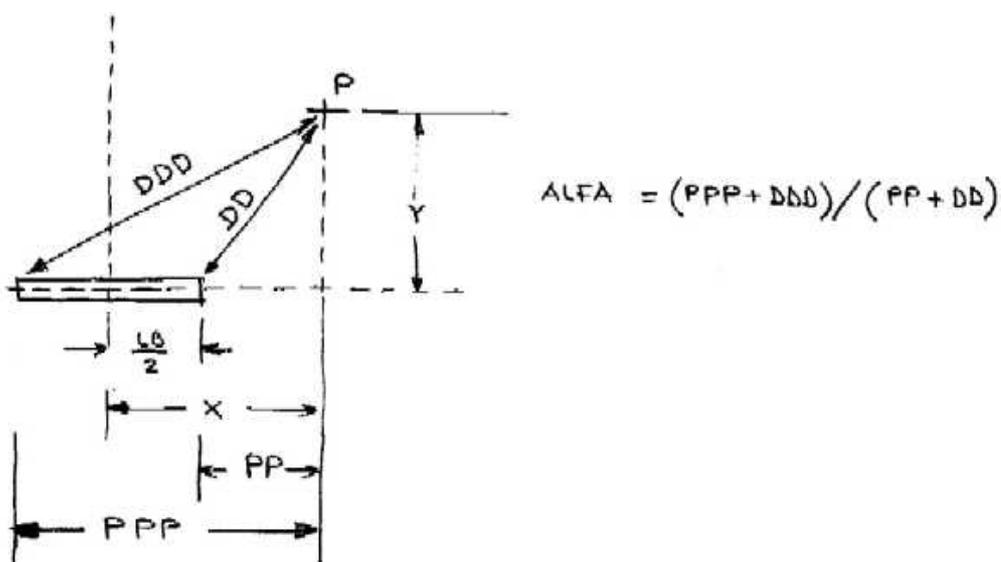
Se supone que la resistividad del terreno es constante, el terreno es homogéneo en todas direcciones.

Es válido el principio de las imágenes, es decir la superficie de la tierra produce una imagen especular del subsuelo, y se determina el campo eléctrico debido a la red real y a su imagen, ambas drenan la misma corriente.

Es válida la fórmula aproximada que permite determinar el potencial en un punto P del espacio debido a una barra que drena la corriente IB, cuya longitud es LB.

$$V = (\rho / 4 \pi) * (IB / LB) \log (\text{ALFA})$$

Donde el significado de ALFA se observa en la [figura 17.7](#).



Partiendo de esta fórmula se pueden hacer los siguientes razonamientos y cálculos correspondientes.

- Se determinan todas las barras que forman la red de tierra.
- Se subdividen las barras en elementos que se juzgan convenientes, de longitud LB.
- Para cada punto del terreno en el que se desea determinar el potencial, se determina el valor que corresponde debido a cada barra elemental.
- Para hacer esto, para cada barra elemental se determinan las coordenadas X, Y que ubican el punto en estudio, y permiten calcular el potencial en el punto debido al elemento.
- El potencial total en el punto se obtiene por superposición, sumando la contribución de todas las barras.
- Se repiten estos cálculos para todos los puntos que son de interés en la superficie del terreno.

Debe notarse que el cálculo depende de IB / LB es decir la corriente drenada por unidad de longitud del elemento, en principio se la supone igual para todos los elementos, e igual al valor medio.

El método puede aplicarse para calcular el potencial sobre los conductores de la red real, determinando para cada elemento el potencial propio y el potencial debido a todos los restantes elementos.

Si se completa este trabajo se observa que el potencial de los distintos elementos de la red difiere.

En rigor cada elemento drena una corriente que depende de los demás elementos, por lo que el potencial de los elementos de la red debe plantearse como:

$$VE = A * IE$$

donde VE es la matriz que da las tensiones de todos los elementos, y que es una matriz columna con todos sus elementos iguales, ya que la red metálica tiene un único potencial.

A es la matriz que da los coeficientes de potencial de todos los elementos, matriz cuadrada que tiene tantas filas y columnas como elementos.

IE matriz incógnita, columna que contiene la corriente de todos los elementos, y cuya suma es la corriente total drenada por la red.

Invirtiéndola la matriz A, se encuentran los valores correspondientes de IE, o eventualmente coeficientes que permiten saber cuánto se aparta del valor medio la corriente drenada por cada elemento.

Al determinar los elementos de la matriz A, se debe tener en cuenta el elemento real y su imagen en cada caso.

Lo explicado obliga a invertir una matriz A de tamaño importante, un resultado análogo puede lograrse aplicando un método de relajación.

Se determina el potencial de todas las barras elementales utilizando la corriente media por unidad de longitud.

Con los resultados de tensiones (distintas) de todos los elementos se determina la tensión media.

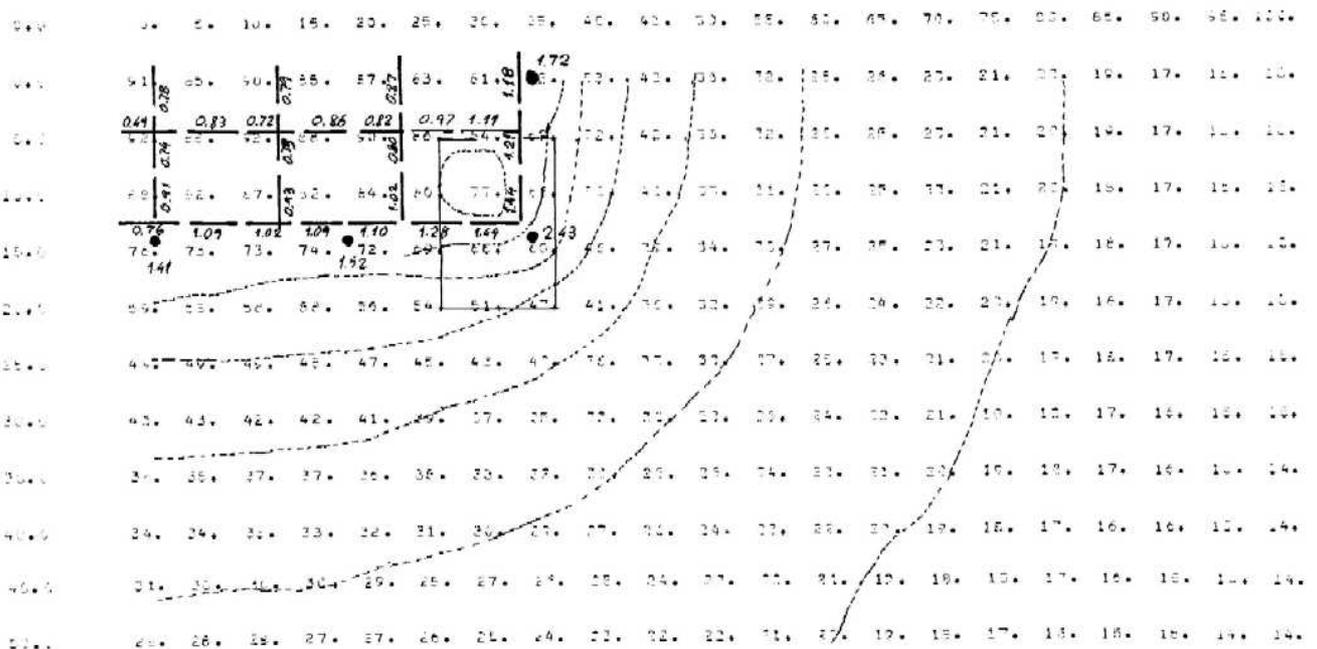
Con la tensión de cada elemento, y la tensión media se determina un coeficiente de corriente que permite corregir la corriente por unidad de longitud que corresponde a cada barra, lográndose una primera aproximación de la distribución de corriente, y corriente en cada elemento.

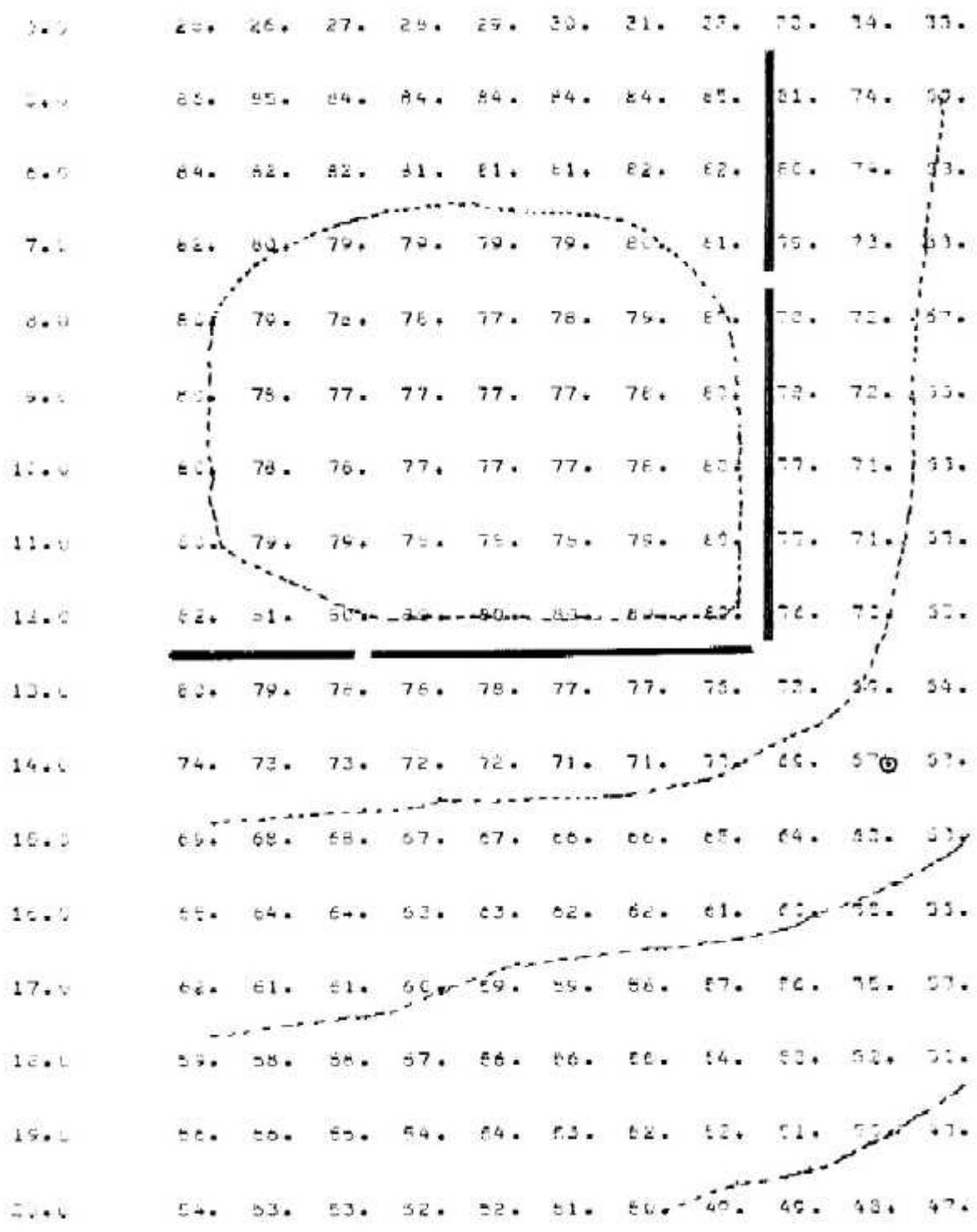
Esta tarea puede repetirse mejorando sucesivamente los resultados.

APLICACIÓN

Con estos conceptos se desarrollaron programas de computadora que determinan:

- los elementos de la red y sus imágenes.
- los coeficientes de corrientes.
- el potencial a lo largo de un camino, o en una superficie, y en consecuencia el potencial de contacto o transferido (ver equipotenciales de 1/4 de la red, [figura 17.8](#), y detalle en zona de la diagonal, [figura 17.9](#)).





- las diferencias de potencial entre dos puntos divididas por la distancia que permiten evaluar la tensión de paso.

El cálculo suministra también como resultados:

- la resistencia de la red.
- la tensión total de red.

- la longitud total de barras.

LIMITACIONES.

Las dificultades de desarrollo del programa se presentan para aplicar las fórmulas cuando el punto en el que se determina el potencial está próximo al origen de la barra.

Otra dificultad se plantea cuando el punto es lejano.

Son problemas numéricos que requieren profundizar el estudio del modelo.

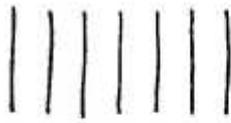
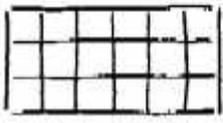
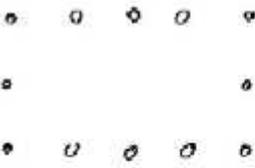
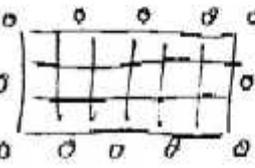
También se puede complicar el modelo suponiendo la tierra formada por dos capas de distinta resistividad, y aplicando el método de las imágenes con los adecuados factores de reflexión y refracción.

De todos modos los resultados que pueden obtenerse son solo indicativos, ya que las condiciones locales del terreno son de gran importancia cuando se pretende afinar los estudios.

COMENTARIOS.

Se han resuelto distintos casos, como descrito, de grado de complicación creciente.

Las sucesivas soluciones se acercan más y más a la red completa del problema, ver [figura 17.10](#).

Red	Ramas Elementos	Σl	R	Vc %	Vp	ΔV_p
1 	7 7	175	1.61		6	4
	7 35		1.54	51	6	4
2 	11 11	435	1.38	34		2
	11 87		1.18	24	7	4
3 	12 12	36	2.95	78	11	3
4 	23 99	471	1.13	23	5	2

El esquema 1 muestra la red formada por solo los elementos cortos.

El esquema 2 completa la red con los elementos en las dos direcciones.

Al subdividirse la red, aumentando el número de elementos, se consigue mejorar la representación del campo.

Para cada representación se indican los factores de repartición de la corriente en cada elemento.

En las [figura 17.8](#), y [figura 17.9](#) se muestran los valores de potencial (en por ciento del total de la red) para cada punto cuyas coordenadas se indican en la primera fila y columna.

Todas las redes estudiadas incluyen las mismas áreas, una corresponde al cuadrante que contiene un cuarto de red, y el paso de cálculo es de 5 m. Esta sirve para observar los potenciales fuera del área de la red.

En cada caso se han determinado los potenciales con un paso de cálculo de 1 m en la zona que incluye el vértice de la red.

En este último cuadro se deben analizar tensiones de paso y de contacto, siendo esta el área de mayor peligro.

Los cuadros de valores son suficientemente cómodos para que sobre ellos puedan trazarse líneas equipotenciales, particularmente importantes para el buen análisis de los resultados.