

## **II.- CÁLCULOS**

# **INDICE**

## 1. LÍNEA AÉREA Y SUBTERRÁNEA DE 13,2 Kv

### 1.1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

1.1.1 INTENSIDAD DE RÉGIMEN

1.1.2 DENSIDAD MÁXIMA

1.1.3 RESISTENCIA DE LA LÍNEA

1.1.4 REACTANCIA

1.1.5 CAÍDA DE TENSIÓN

1.1.6 POTENCIA A TRANSPORTAR

1.1.7 PERDIDAS DE POTENCIA

1.1.8 NIVEL DE AISLAMIENTO Y FORMACIÓN DE CADENAS

1.1.9 CALCULO DE INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE LOS APOYOS

1.1.10 PROTECCIONES

1.1.11 SEPARACIONES

### 1.2. CÁLCULOS MECÁNICOS

1.2.1. CONDUCTORES

1.2.2. PROCESO GENERAL A SEGUIR PARA EL CÁLCULO DE UNA LÍNEA

1.2.3. CONSIDERACIONES SOBRE EL TENSE ELEGIDO

1.2.4. VANO DE REGULACIÓN

1.2.5. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE LA TABLA DE TENSIONES Y FLECHAS

1.2.6. FLECHAS DE TENDIDO

1.2.7. CÁLCULO MECÁNICO DE LOS APOYOS

1.2.8. CIMENTACIONES DE LOS APOYOS

- 1.3. CÁLCULOS DE LAS CIMENTACIONES
2. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE 13,2 Kv
  - 2.1. INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN
  - 2.2. INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN
  - 2.3. CORTOCIRCUITOS
    - 2.3.1. OBSERVACIONES
    - 2.3.2. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO
    - 2.3.3. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN
    - 2.3.4. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN
  - 2.4. DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL C.T.
  - 2.5. CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA
    - 2.5.1. INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SUELO
    - 2.5.2. DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS DE PUESTA A TIERRA Y TIEMPO MÁXIMO CORRESPONDIENTE DE ELIMINACIÓN POR DEFECTO
    - 2.5.3. DISEÑO PRELIMINAR DE LA INSTALACIÓN DE TIERRA
    - 2.5.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL SISTEMA DE TIERRAS
    - 2.5.5. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN
    - 2.5.6. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL INTERIOR DE LA INSTALACIÓN
    - 2.5.7. CÁLCULO DE LAS TENSIONES APLICADAS
    - 2.5.8. INVESTIGACIÓN DE TENSIONES TRANSFERIBLES AL EXTERIOR
    - 2.5.9. CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL ESTABLECIENDO EL DEFINITIVO.



# 1. LÍNEA AÉREA Y SUBTERRÁNEA DE 13,2 Kv

En este capítulo se indican los cálculos eléctricos correspondientes a la línea, así como los cálculos mecánicos de los conductores y apoyos.

## 1.1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### 1.1.1. INTENSIDAD DE REGIMEN

Como la potencia a transportar es 630 KVA. La intensidad de régimen valdrá:

$$I = \frac{630.000}{\sqrt{3} \times 13.200} = 27,55 \text{ A}$$

### 1.1.2. DENSIDAD MÁXIMA

Para el conductor aéreo LA-56 y subterráneo 240 mm<sup>2</sup> HEPR Z1 12/20 KV del presente Proyecto, la densidad máxima de corriente será:

$$d = 3.6 \text{ Amp/mm}^2 \text{ para LA-56}$$

$$d = 1.6 \text{ Amp/mm}^2 \text{ para HEPR Z 1}$$

Para esta densidad, considerando un coeficiente de reducción de 0,926 para el conductor, se obtiene una intensidad máxima de:

$$I_{\text{max}} = 3,6 \times 0,926 \times 54,6 = 182 \text{ A para LA-56}$$

$$I_{\text{máx}} = 1.6 \times 0.926 \times 240 = 355 \text{ A para HEPR Z 1}$$

### 1.1.3. RESISTENCIA DE LA LINEA

Según los datos del fabricante del conductor tiene una resistencia de  $0,6136\Omega/\text{km}$  para LA-56 y  $202\Omega/\text{Km}$  para HEPR Z 1.

$$R = 0,6136 \times 0,341 = 0,20924 \Omega / \text{fase para LA-56}$$

$$R = 0,202 \times 0,092 = 0,01858 \Omega / \text{fase para HEPR Z1}$$

### 1.1.4. REACTANCIA

La reactancia kilométrica de la línea, se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$X = 2 \Pi f M \text{ (ohm/Km).}$$

siendo:

$$M = (0,5 + 4,605 \log D/r) \times 10^{-4} \text{ Henrios/Km.}$$

$$X = 2 \Pi f (0,5 + 4,605 \log. D/r) \times 10^{-4} \text{ ohm/Km.}$$

donde:

X = reactancia en ohm/km.

f = frecuencia de la red en Hz = 50

D = separación media geométrica entre conductores en mm

r = radio del conductor en mm

siendo:

$$D = \sqrt[3]{D_{1-2} \times D_{1-3} \times D_{2-3}} = 1.890 \text{ m m}$$

$$r = 9,45/2 = 4,725 \text{ m m}$$

Sustituyendo valores:

$$X = 0,392 \text{ ohm/Km. Para LA-56.}$$

$X = 0,113 \text{ ohm/Km. Para HEPRZ1.}$

### 1.1.5. CAÍDA DE TENSION

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea viene dada por:

$$\Delta V = \sqrt{3} I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$$

siendo:

$\Delta V$  = caída de tensión compuesta en voltios

$I$  = intensidad de la línea en Amp

$X$  = reactancia por fase y km. en ohm

$R$  = resistencia por fase y km. en ohm

$\varphi$  = ángulo de fase

$l$  = longitud de la línea en km.

teniendo en cuenta que:

$$I = \frac{P}{3 U \cos \varphi}$$

donde:

$P$  = Potencia transportada en KW

$U$  = Tensión compuesta de la línea en kv.

la caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta será:

PL

PL

$$\Delta V \% = \frac{\text{-----}}{10 U^2} (R \cos \varphi + X \text{ sen } \varphi) = \frac{\text{-----}}{10 U^2} (R + X \text{ tg } \varphi)$$

$$\Delta V = \frac{504 \times 0,341}{10 \times (13,2)^2} (0,6136 \times 0,8 + 0,392 \times 0,52) = 0,06852 \% \quad (\text{LA-56})$$

$$\Delta V = \frac{504 \times 0,092}{10 \times (13,2)^2} (0,202 \times 0,8 + 0,113 \times 0,52) = 0,00586 \% \quad (\text{HEPRZ1})$$

### 1.1.6. POTENCIA A TRANSPORTAR

La potencia que puede transportar la línea viene limitada por la intensidad máxima y por la caída de tensión máxima que se considera no superior a 5 %.

La máxima potencia a transportar limitada por la intensidad máxima es:

$$P \text{ máx} = \sqrt{3} U I \text{ máx} \cos \varphi = \sqrt{3} \times 13,2 \times 182 \times 0,8 = 3328,86 \text{ kW} \quad (\text{LA-56})$$

$$P \text{ máx} = \sqrt{3} U I \text{ máx} \cos \varphi = \sqrt{3} \times 13,2 \times 355 \times 0,8 = 6493,11 \text{ kW} \quad (\text{HEPRZ1})$$

La potencia que podría transportar la línea dependiendo de la longitud y la caída de tensión será:

$$P = \frac{10 U^2}{(R + X \text{ tg} \varphi) \times L} \Delta U \%$$

$$P = \frac{10 \times 13,2^2 \times 5}{\text{-----}} = 28.149,4 \text{ KW} \quad (\text{LA-56})$$



$$(0,6136 + 0,392 \times 0,75) \times 0,341$$

$$10 \times 13,2^2 \times 5$$

$$P = \frac{\dots}{\dots} = 330.238 \text{ KW (HEPRZ1)}$$

$$(0,202 + 0,113 \times 0,75) \times 0,092$$

### 1.1.7. PERDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia por efecto Joule en una línea vienen dadas por la fórmula:

$$\Delta P = 3 I^2 R L$$

Siendo:

$\Delta P$  = Pérdida de potencia en watos

$R$  = Resistencia del conductor en ohm/km.

$L$  = Longitud de la línea en km.

$I$  = Intensidad de la línea en Amp

y teniendo en cuenta que:

$P$  = Potencia en KW

$U$  = Tensión compuesta en Kilovoltios

PLR

$$P\% = \frac{\dots}{\dots} \text{Para } \cos \varphi = 0,8$$

$$10U^2 \cos \varphi^2$$

$$\Delta P = 3 L R I^2 = 3 \times 0,341 \times 0,6136 \times 27,55^2 = 476,44 \text{ W} \quad (\text{LA-56})$$

$$\Delta P = 3 L R I^2 = 3 \times 0,092 \times 0,202 \times 27,55^2 = 42,316 \text{ W} \quad (\text{HEPR Z1})$$

$$P = \frac{\Delta P \times 100}{0,8 \times \text{Ptrrafo (VA)}} = \frac{476,44 \times 100}{0,8 \times 630000} = 0,09453\% \quad (\text{LA-56})$$

$$P = \frac{\Delta P \times 100}{0,8 \times \text{Ptrrafo (VA)}} = \frac{42,316 \times 100}{0,8 \times 630000} = 0,008396\% \quad (\text{HEPR Z1})$$

### **1.1.8. NIVEL DE AISLAMIENTO Y FORMACIÓN DE CADENAS**

Estudiaremos los niveles de aislamiento mínimos, correspondientes a la tensión más elevada de 24 KV., así como las separaciones mínimas entre conductores y entre éstos y sus accesorios y apoyos.

Las tensiones nominales normalizadas trifásicas son:

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED ( $U_n$ ) KV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED ( $U_m$ ) KV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

\* Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de transporte y distribución.

En las siguientes tablas se especifican las características de aislamiento exigidas según los apartados 2.2 de la ITC-06,

Tensión nominal de la red $U_n$ , kV	Tensión más elevada de la red $U_e$ , kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			$U_0/U_{0i}$ ó $U_0$ , kV	$U_p$ , Kv
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C		
6	7,2	A-B	3,6/6	60
		C		
10	12	A-B	6/10	75
		C		
15	17,5	A-B	8,7/15	95
		C		
20	24	A-B	12/20	125
		C		
25	30	A-B	15/25	145
		C		
30	36	A-B	18/30	170
		C		
45	52	A-B	26/45	250
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

(1) El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE-EN 60071-1.

Donde:

- $U_0$ : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
- $U$ : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.  
Nota: Esta magnitud afecta al diseño de cables de campo no radial y a sus accesorios.
- $U_p$ : Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

y 4.4 de la ITC-07 del R.L.A.T. para distintas tensiones nominales.

Para Gama I

Tensión más elevada para el material $U_m$ kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

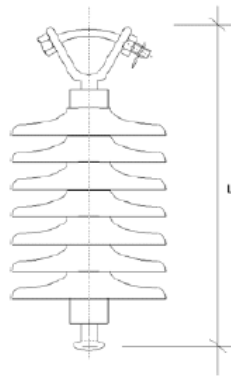
NOTA: Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

Teniendo en cuenta que estas líneas no atraviesan zonas forestales o agrícolas, se considera un grado de aislamiento de  $1,9 \text{ cm} \cdot \text{KV}^{-1}$ .

Los aisladores a emplear serán poliméricos, tipo U70YB20 de la Norma UNE 21.124 de Abril de 1.976, y tienen las características señaladas en la tabla siguiente

Aislador.	Unidad.	Valor.
Tipo.	-	Caperuza y vástago
Material.	-	Polimérico
Nº de Aislador.	-	U-70-YB20
Tensión de perforación en aceite.	KV.	130
Longitud de la línea de fuga.	mm.	480
Carga de rotura electromecánica mínima.	Kp.	7.000
Esfuerzo permanente normal.	Kp.	2.800
Norma.	-	16
Peso neto	Kp.	3,4
Contenido de la jaula normal.	Nº de aisladores	6

Su forma es:



Las características de las cadenas de aisladores son las señaladas en la tabla:

Tipos normalizados					
Designación Iberdrola	Dimensiones nominales (mm)		Carga de rotura daN	Utilización por nivel de contaminación	Código
	Línea de fuga				
U 70YB20	480		7000	II	4803015
U 70YB20	740		7000	IV	4803205
Niveles de aislamiento					
Designación Iberdrola	Aisladores			Nivel soportado (kV)	
	Número	Línea de fuga (mm)	Longitud L (mm)	Impulso tipo rayo (choque)	Frecuencia industrial (lluvia)
U 70YB20	1	480	390	165	70
U 70YB20 P	1	740	390	165	70

Observándose que cumplen con los valores de aislamiento que se citaron en la tabla correspondiente.

## **1.1.9. CÁLCULO DE INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE LOS APOYOS**

### **- Descripción.**

Según indican en el apartado 7 de la ITC-07 del Reglamento, los apoyos de la línea serán puestos a tierra, particularmente en zonas frecuentadas, y especialmente las torres metálicas y los apoyos que soporten aparatos de maniobra.

La puesta a tierra se realizará conectando a tierra directamente los herrajes del apoyo, o la armadura metálica o de hormigón de los apoyos (no pretensados), mediante cualquier tipo de conductor de sección eléctrica superior a  $25 \text{ mm}^2$  en cobre.

Como electrodo de difusión, se colocarán picas de hierro, distanciadas entre sí vez y media su longitud, y un ánodo de zinc cada 20 m., espaciado 10 m. en el sentido transversal de la línea, de forma que se consiga una resistencia inferior a  $10 \Omega$ .

Podrán utilizarse igualmente, picas de acero cobreado.

### **- Electrodo de tierra a colocar para herrajes.**

Consistirá en un conductor de cobre desnudo de  $50 \text{ mm}^2$ , enterrado, a la profundidad de 0,5 m. y disponiendo conectados a él y clavadas verticalmente en el suelo, 4 picas de  $\varnothing 14$  y 2 m. de longitud, además de ánodo de sacrificio.

La unión entre la toma de tierra del apoyo y el hilo de cobre se realizará con conductor de cobre aislado de  $50 \text{ mm}^2$  tipo UNE VV-0,6/1 KV.

La bajada del conductor de tierra se protegerá hasta una altura de 3 m. con tubo de acero galvanizado.

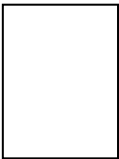
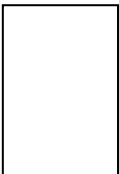
PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

Cuadro de 2.0 m x 2.0 m  
~~Sección conductor - 50 cm<sup>2</sup>~~

Diámetro picas -14 cm

Lp- longitud de la pica en m

Profundidad 0.5 m

CONFIGURACIÓN	LP (m)	RESISTENCIA Kr	TENSIÓN DE PASO Kp	TENSIÓN DE CONTACTO EXT. KC-KP (acc)	CÓDIGO DE CONFIGURACIÓN
Sin picas		0.216	0.0485	0.1470	20-20/5/00
4 picas 	2	0.135	0.0335	0.0723	20-20/5/42
	4	0.101	0.0236	0.0467	20-20/5/44
	6	0.081	0.0181	0.0341	20-20/5/46
	8	0.069	0.0146	0.0267	20-20/5/48
8 picas 	2	0.116	0.0290	0.0548	20-20/5/82
	4	0.084	0.0191	0.0324	20-20/5/84
	6	0.067	0.0140	0.0227	20-20/5/86
	8	0.056	0.0110	0.0173	20-20/5/88

La solución propuesta es la de configuración: 20-20/5/42



### 1.1.10. PROTECCIONES

Con objeto de proteger la línea y al mismo tiempo evitar que posibles averías de la misma repercutan en el buen funcionamiento de la línea acometida, se dispone de tres cortacircuitos fusibles de expulsión

Las características son:

- Tensión más elevada	24 KV
-Tensión de encabezamiento onda de choque	150 KV
-Tensión de encabezamiento bajo lluvia	50 KV
- Intensidad continua máxima	100 A
- Intensidad de C.C. a 13.2 Kv	7100 A

Se colocarán en el apoyo n°1 Entronque y permiten incluso el seccionamiento en carga con pértigas especiales.

### 1.1.11. SEPARACIONES

Según la ITC LAT-07 en su apartado 5 del R.L.E.A.T. y las prescripciones del RD 1432/2008 para zonas de protección de avifauna, las distintas separaciones entre conductores, entre estos y los apoyos y las distancias respecto de terreno y obstáculos a tener en cuenta en éste Proyecto son las siguientes:

#### **Distancia de aislamiento eléctrico para evitar descargas**

Se consideran 3 tipos de distancias eléctricas

$D_{el}$  : distancia de aislamiento en el aire minima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido.

$D_{pp}$ : distancia de aislamiento en el aire minima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido.

$a_{som}$ : valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia mas corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra.

Los valores de  $D_{el}$  y  $D_{pp}$  en función de la tensión más elevada de la línea  $U_s$ :

Tensión más elevada de la red $U_s$ (kV)	$D_{el}$ (m)	$D_{pp}$ (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

### **Distancia de los conductores al terreno.**

La mínima distancia viene dada por:

$$D = D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} = 5,3 + 0,22 = 5,52 \text{ m}$$

Siendo:

$D_{add}$ : distancia de aislamiento adicional.

$D_{el}$  : distancia de aislamiento en el aire minima para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido (tabla 15).

Se adoptará la distancia mínima reglamentaria de 7 m.

### **Separación entre conductores.**

La separación mínima entre conductores viene dada por la fórmula:

$$D = K\sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp} = 0,65\sqrt{0,22 + 0,25} + 0,75 \cdot 0,25 = 0,44 + 0,1875 = 0,63m$$

Siendo:

D - Separación entre conductores en metros.

K - Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento y que al ser el ángulo superior a 65° vale 0,65.

F - Flecha máxima en metros para el vano máximo

L - Longitud en m de la cadena de aislador=0,25

K' - Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea: K'=0,85 para líneas de categoría especial y K'=0,75 para el resto de las líneas

$D_{pp}$ - distancia mínima aérea especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente rápido o lento. Se indican en la tabla 15, en función de la tensión mas elevada de la línea.

En este caso concreto la distancia mínima considerada es de 1.50 m entre conductores para el vano más desfavorable.

La separación mínima entre conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a  $D_{el}$ , con un mínimo de 0,2m, este valor viene dado en función de la tensión mas elevada de la red de la tabla anterior.

### **Distancia a edificios.**

La mínima distancia viene dada por:

$$D = D_{add} + D_{el} = 3,3 + D_{el} = 3,3 + 0,22 = 3,22 \text{ m}$$

## **1.2. CÁLCULOS MECÁNICOS**

Tiene por objeto el estudio de las condiciones en que deben tenderse los conductores y los esfuerzos a que se verán sometidos los apoyos de la línea bajo las distintas hipótesis que prescribe el R.L.E.A.T.

### **1.2.1. CONDUCTORES**

Las características físicas del conductor adoptado en este proyecto son los siguientes:

Denominación	LA-56
Composición	6 + 1 alambres
Diámetro de los alambres	3,15 mm
Diámetro aparente del cable	9,45 mm
Carga mínima de rotura	1.670 Kg
Módulo de elasticidad teórico	5,100 Kg/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal	19,1 x 10 <sup>-6</sup>
Peso	189,1 Kg/Km

Resistencia eléctrica a 20° C	0,6136 ohm/km
Densidad de corriente máxima	3,6 A/mm <sup>2</sup>

### 1.2.2- PROCESO GENERAL A SEGUIR PARA EL CÁLCULO DE UNA LÍNEA.

1°.- De acuerdo con el plano topográfico de la zona, se estudiarán las condiciones del terreno y las exigencias reglamentarias, eligiéndose la traza más idónea con el menor número de alineaciones entre el punto de enganche y el extremo, tal como un centro de transformación.

2°.- Fijado el tipo de conductor y efectuado el reparto de apoyos, se estimará un vano medio para cada serie, cuya longitud sería reducida si existieran muchos puntos obligados de colocación de apoyos por permisos, derivaciones, cruces, etc. o por el propio perfil. Si por el contrario, no existieran dichas circunstancias, el vano medio deberá ser de la mayor longitud posible, limitada por el vano máximo, de acuerdo con la separación de conductores.

3°.- El vano medio estimado para cada serie, hará las funciones de VANO EQUIVALENTE, si el valor de éste no difiere del vano medio estimado en:

Para vanos de hasta 90 metros .... ± 10 %

Para vanos de 91 a 200 metros .... ± 5 %

Siendo el vano equivalente de cada serie.

$$a_e = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}}$$

Si la diferencia es mayor que la indicada, habrá que considerar para los cálculos el valor real de vano equivalente.

4°.- Con el vano equivalente, o vano medio si se cumplen las condiciones anteriores, se elegirá el TENSE de la línea de forma que queden igualados los tenses de todos los vanos de una serie a 15°C, (TENSE EQUIVALENTE), pero con tensiones diferentes a otra temperatura y condiciones, y por consiguiente con distintas tensiones máximas, para cada vano, inferiores a la máxima permisible correspondiente al coeficiente de seguridad 3, del conductor.

Por dicho motivo, deberá comprobarse que, para el tense equivalente elegido, el coeficiente de seguridad del vano máximo en las peores condiciones, no sobrepase el valor 3, pues en caso contrario deberá tensarse toda la serie en función de la tensión máxima permisible determinada por dicho coeficiente de seguridad o bien considerar dicho vano aisladamente, empleando apoyos de anclaje.

5°.- El tense elegido y el vano equivalente, determinan una PARÁBOLA DE FLECHAS MÁXIMAS, deducida a partir de la flecha máxima del vano equivalente, a la temperatura de 50°C, sin sobrecarga, que se utilizará para dimensionar la altura mínima de los apoyos, o la distribución de los mismos.

Para los vanos de una misma serie, marcadamente inferiores o superiores al vano equivalente, es conveniente comprobar con la parábola real de su vano, la altura mínima reglamentaria de los conductores para los primeros, y la posible reducción de altura de los apoyos para los segundos.

### **1.2.3.- CONSIDERACIONES SOBRE EL TENSE ELEGIDO.**

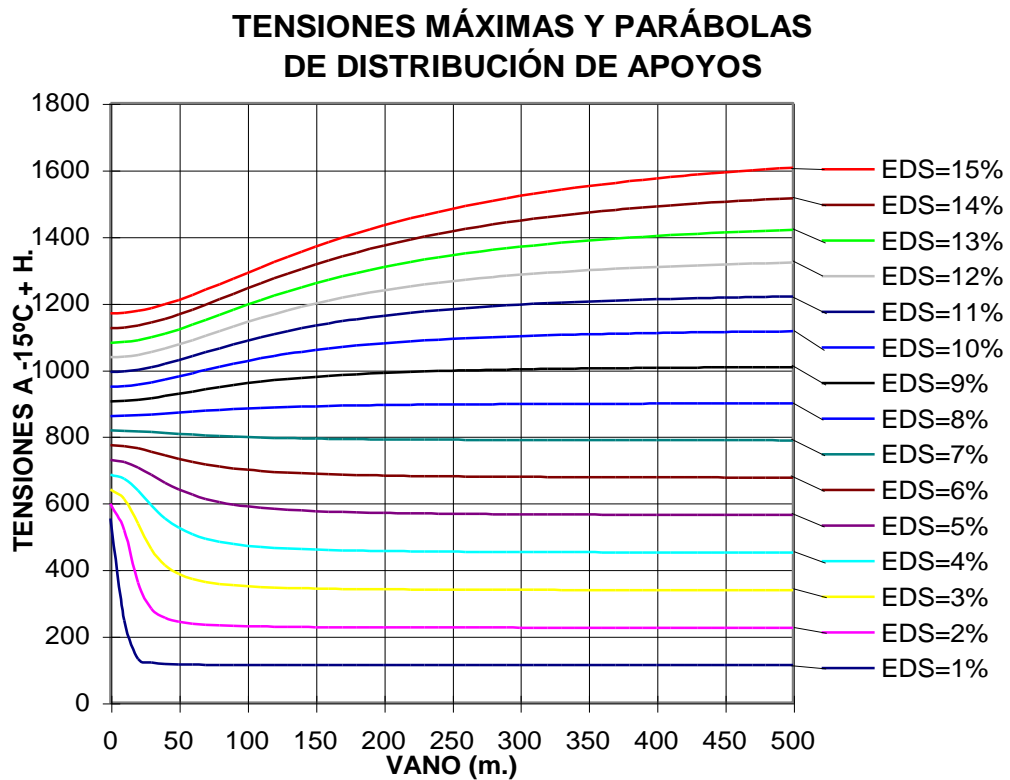
El número de tenses que pueden elegirse por cada conductor es elevado, dependiendo principalmente de su vano equivalente.

Para vanos equivalentes pequeños deben elegirse tensados también pequeños con E.D.S. del 1%, 2%, 3%, 4%, etc.

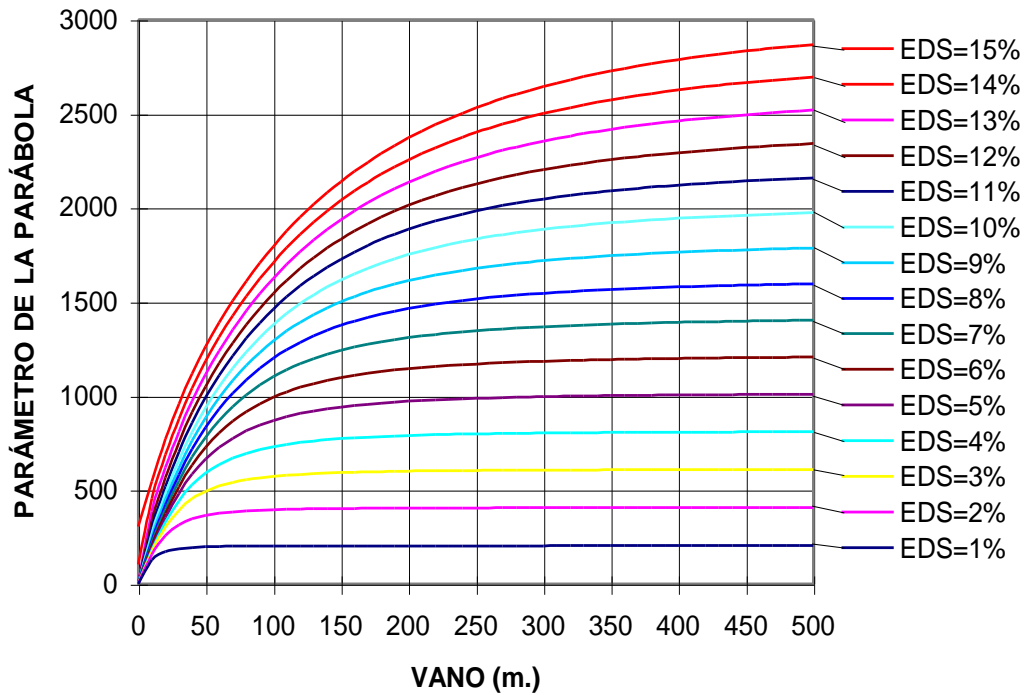
Para vanos equivalentes cercanos al valor de los máximos conviene tensados elevados con una gama de elección más reducida. (Se parte como tensados

máximos de una E.D.S. del 15%, lo que significa que los correspondientes al 14%, 13%, etc. ya empiezan a ser destensados).

En la hoja siguiente se puede apreciar los gráficos de tensiones máximas y parábolas de distribución de apoyos, en función de los tenses (E.D.S.) y de los vanos equivalentes.



## PARÁBOLAS DE DISTRIBUCIÓN DE APOYOS



### 1.2.4.- VANO DE REGULACIÓN.

Se llama vano de regulación, aquél donde se señala la flecha o tensión correspondiente a la temperatura de tendido y que permite el regulado de toda la serie, al tenderse el conductor sobre poleas.

Como vano de regulación podrá utilizarse uno cualquiera de la serie (para tense límite estático hay que utilizar el mayor), si bien interesa que sea el más próximo al vano equivalente.

Si el vano de regulación elegido, no coincidiera con ninguno de los tabulados, se hallará por interpolación el tense correspondiente a ese vano de regulación, calculando la flecha por la formula:

$$F = \frac{a^2 * p}{8 * T} = \frac{a^2 * 0,744}{8 * T} = \frac{a^2 * 0,093}{T}$$



Si la serie fuese grande se aconseja regular con dos vanos de regulación.

### 1.2.5.- CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE LA TABLA DE TENSIONES Y FLECHAS.

#### - Ecuación de cambio de condiciones -

Para la obtención de las tensiones correspondientes a diferentes temperaturas y sobrecargas, se ha utilizado la ecuación de cambio de condiciones, cuya expresión es:

$$T_2^2 \cdot \left( T_2 + \frac{a^2}{24} \frac{P_1^2}{T_1^2} \frac{S}{\epsilon} + \delta(\theta_2 - \theta_1) \frac{S}{\epsilon} - T_1 \right) = \frac{a^2 * P_2^2}{24} \frac{S}{\epsilon}$$

En la cual, haciendo:

$$A = \frac{a^2}{24} \frac{P_1^2}{T_1^2} \frac{S}{\epsilon} + \delta(\theta_2 - \theta_1) \frac{S}{\epsilon} - T_1$$

$$B = \frac{a^2 * P_2^2}{24} \frac{S}{\epsilon}$$

Queda de la forma:

$$T_2^2 (T_2 + A) = B$$

En esta ecuación son:

T1 = Tensión inicial del conductor = 560 Kp. constantes.

T2 = Tensión mecánica a calcular, a la temperatura y condiciones que correspondan.

$\theta_1$  = Temperatura inicial del conductor = +15°C.

$\theta_2$  = Temperatura correspondiente a la tensión que se quiere determinar (°C).

P1 = Peso propio del conductor = 0,744 Kp·m<sup>-1</sup>.

P2 = Resultante del peso propio del conductor y sobrecarga correspondiente (Kp·m<sup>-1</sup>).

S = Sección del conductor = 54,6 mm<sup>2</sup>.

ε = Coeficiente de alargamiento elástico, inverso al módulo de elasticidad

$$E = 5.100 \text{ Kp}\cdot\text{mm}^{-2}.$$

δ = Coeficiente de dilatación lineal del cable = 19,1 10<sup>-6</sup> °C<sup>-1</sup>.

a = Vano de cálculo (69,1 m.).

Las flechas correspondientes se han determinado mediante la ecuación:

$$F = \frac{a^2 * P_2}{8 * T_2}$$

Ecuación a aplicar.

Dando valores para el caso más desfavorable obtenemos los siguientes:

$$\frac{S}{\varepsilon} = \frac{54,6}{1/5100} = 54,6 \times 5100 = 0,26316 \times 10^6$$

$$\varepsilon = 1/5100$$

$$\frac{P_1^2 S}{T_2^2 \varepsilon} = \frac{0,744^2}{560^2} \times 0,26316 \times 10^6 = 0,4645$$

$$T_2^2 \varepsilon = 560^2$$

$$\delta * \frac{S}{\varepsilon} = 19,1 \cdot 10^{-6} \times 0,26316 \times 10^6 = 5,0347$$

Según esto, tendremos:

$$T_2^2 (T_2 + A) = B$$

$$A = \frac{a^2}{24} \times 0,4645 + 5,0347 \times (\theta_2 - 15) - 560 =$$

$$A = 0,0193 a^2 + 5,0347 * \theta_2 - 635,5$$

$$B = \frac{a^2 \times p_2^2}{24} \times 0,26316 \times 10^6 = 10983,3 \times a^2 \times p_2^2$$

$$B = 10983,3 \times a^2 \times p_2^2$$

A partir de esta ecuación, para cada vano a, se obtendrán los valores de la tensión T2, en función de la temperatura  $\theta_2$  y de P2 (peso más la sobrecarga correspondiente).

A continuación justificaremos varios de los valores de la Tabla para el vano de 69,1 m., que es el más desfavorable en la zona B.

### 1. Justificación de los valores de la Tabla para un vano de 69,1 m., en zona B.

#### JUSTIFICACIÓN PARA UN VANO DE 69,1 m, EN ZONA B.

Siendo a = 69,1 m., la ecuación anterior queda de la siguiente forma:

$$T_2^2 (T_2 - 636,8 + 5,318 * \theta_2) = 1403902,5 p_2^2$$

*Cálculo de la tensión máxima*

Las condiciones son:

$\theta_2 = -15^\circ\text{C}$  con sobrecarga de hielo.

$$p' = 0,18 * \sqrt{14} = 0,6735 \cdot \text{Kp} \cdot \text{m}^{-1}$$

$$p_2 = p + p' = 0,189 + 0,6735 \cdot \text{Kp} \cdot \text{m}^{-1} = 0,86 \text{ Kp} \cdot \text{m}^{-1}$$

Sustituyendo valores en las fórmulas anteriores tenemos que:

$$T_2 = 698,4 \text{ Kp.}$$

$$F_2 = \frac{a^2 * p_2}{8 * T_2} = \frac{69,1^2 * 0,86}{8 * 698,4} = 0,735m.$$

*Cálculo de la flecha máxima*

a) Hipótesis de viento.

Las condiciones son:

$\theta_2 = + 15 \text{ }^\circ\text{C}$ , y sobrecarga de viento, de  $60 \text{ Kp} \cdot \text{m}^{-2}$ .

$$P_v = 60 * 0,014 = 0,840 \text{ Kp} \cdot \text{m}^{-1}.$$

$$p_2 = \sqrt{P^2 + P_v^2} = \sqrt{0,189^2 + 0,840^2} = 0,86 \cdot \text{Kp} \cdot \text{m}^{-1}$$

$$\boxed{T_2^2 (T_2 + A) = B}$$

Dando valores tenemos:

$$T_2 = 582,24 \text{ Kp.}$$

$$F_2 = \frac{a^2 * p_2}{8 * T_2} = \frac{69,1^2 * 0,86}{8 * 582,24} = 0,8816m.$$

b) Hipótesis de temperatura.

Las condiciones son:

$\theta_2 = + 50^\circ\text{C}$  sin sobrecarga.

$$P_2 = P = 0,189 \cdot \text{Kp} \cdot \text{m}^{-1}$$

$$T_2^2(T_2 + A) = B$$

Dando valores tenemos:

$$T_2 = 311 \text{ Kp.}$$

$$F_2 = \frac{a^2 * p_2}{8 * T_2} = \frac{69,1^2 * 0,189}{8 * 311} = 0,3627m.$$

c) Hipótesis de hielo.

Las condiciones son:

$\theta_2 = + 0^\circ\text{C}$  con sobrecarga de hielo.

$$p' = 0,180 * \sqrt{14} = 0,6735 \cdot \text{Kp} \cdot \text{m}^{-1}$$

$$P_2 = p + p' = 0,189 + 0,6735 = 0,86\text{Kp} \cdot \text{m}^{-1}$$

$$T_2^2(T_2 + A) = B$$

Dando valores tenemos:

$$T_2 = 638,49 \text{ Kp.}$$

$$F_2 = \frac{a^2 * p_2}{8 * T_2} = \frac{69,1^2 * 0,86}{8 * 638,49} = 0,8039m.$$

Cálculo de la tensión correspondiente a la primera hipótesis, en el cálculo de apoyos.

Las condiciones son:

$\theta_2 = -5^\circ\text{C}$ , con sobrecarga de viento.

$$P_v = 60 * 0,014 = 0,840 \text{ Kp} \cdot \text{m}^{-1}.$$

$$P_2 = \sqrt{P^2 + P_v^2} = \sqrt{0,189^2 + 0,840^2} = 0,86 \cdot \text{Kp} \cdot \text{m}^{-1}$$

Para un vano de 69,1 m., dando valores tendremos:

$$T_2 = 658,08 \text{ Kp}.$$

$$F_2 = \frac{a^2 * p_2}{8 * T_2} = \frac{69,1^2 * 0,86}{8 * 658,08} = 0,8039m.$$

La flecha máxima corresponde a la hipótesis de viento, con un valor de 0,8816 m.

### **Parábola de flechas máximas.**

Siendo:

X = valor del semivano.

P = Peso propio del conductor = 0,189 Kp·m<sup>-1</sup>.

T = Tensión correspondiente a la flecha máxima.

$$F = \frac{a^2 * P}{8 * T} = \frac{(2 * x)^2 * P}{8 * T} = \frac{x^2}{2T / P}$$

Dando valores tenemos:

$$\frac{2 * T}{P} = \frac{2 * 582,24}{0,189} = 6161,27$$

La parábola será:

$$F = \frac{X^2}{6161,27}$$

### 1.2.6.- FLECHAS DE TENDIDO.

La flecha del tendido es según la fórmula siguiente:

$$F = \frac{a^2 * P}{8 * T}$$

Para el mayor valor de a:

$$a=69,1m \quad F = \frac{(69,1)^2 * 0,1891}{8 * T} = 112,86 / T$$

### 1.2.7.- CÁLCULO MECÁNICO DE LOS APOYOS.

#### - Hipótesis de cálculo.

Las hipótesis de cálculo de los apoyos vienen especificadas en el apartado 3.5 de la ITC LAT-07 del Reglamento, según el cuadro del apartado 3.5.3.

En los apoyos de alineación y de ángulo, prescindiremos de la consideración de la cuarta hipótesis, esfuerzos longitudinales por desequilibrio de conductores, al verificarse simultáneamente las siguientes condiciones:

- Que los conductores tengan una carga de rotura inferior a 6.600 Kp. y un coeficiente de seguridad de 3 como mínimo.
- Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis 3ª, sea el correspondiente a las hipótesis normales (1ª y 2ª).
- Que se instalen apoyos de anclaje, cada 3 Km. como máximo.

Las hipótesis a aplicar según el tipo de apoyo son las siguientes:

**Tabla apoyos de líneas en zonas By C (I)**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1.ª HIPÓTESIS (Viento)	2.ª HIPÓTESIS		3.ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4.ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo+Viento)		
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SOLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica.  ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SOLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica.  ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SOLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica.  ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SOLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica.  ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.2.)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerará:  
**1.ª Hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -10 °C en zona B y -15 °C en zona C.  
**Resto hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15 °C en zona B y -20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2ª Hipótesis (Hielo+Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.



**Tabla apoyos de líneas en zonas By C (II)**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1.ª HIPÓTESIS (Viento)	2.ª HIPÓTESIS		3.ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4.ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo+Viento)		
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3.)
Fin de línea	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2)	No aplica.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.	No aplica.	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.		No aplica.
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).			Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.4.)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerará:  
**1.ª Hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -10 °C en zona B y -15 °C en zona C.  
**Resto hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15 °C en zona B y -20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2ª Hipótesis (Hielo+Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

V = Esfuerzo vertical

L = Esfuerzo longitudinal

T = Esfuerzo transversal

**- Coeficientes de seguridad elegidos en cada hipótesis.**

Los coeficientes de seguridad correspondientes a cada hipótesis, se indican en el apartado 3.5.4. de la ITC LAT-07 y serán los siguientes:

**Tabla**

TIPO DE APOYO.	HIPÓTESIS NORMALES	HIPÓTESIS ANORMALES
Alineación	1ª y 2ª	3ª y 4ª
Ángulo	1ª y 2ª	3ª y 4ª
Anclaje	1ª y 2ª	3ª y 4ª
Fin de línea	1ª y 2ª	4ª
Coeficiente de seguridad apoyo metálico (*).	≥ 1,5	≥ 1,2
Coeficiente de seguridad apoyo hormigón	2,25 (UNE 207016)	2,25x0,8
(*) Respecto al límite de fluencia.		

## **- Cálculo de los apoyos de ángulo.**

El apoyo que tenemos están totalmente alineado por lo tanto no tenemos en cuenta este apartado.

## **- Cálculo del apoyo de alineación**

Consideraremos el vano máximo de 69,1 m.

### **1ª HIPÓTESIS (VIENTO)**

Podemos considerar el viento en sentido transversal y longitudinal respectivamente según las 2 siguientes hipótesis:

A) Acción del viento transversal a la línea de M.T.

Lo que produce el tense máximo de los conductores cuyo esfuerzo debe soportar el apoyo, combinado con la acción de viento sobre la cara lateral del transformador y el eolovano que le corresponda.

Condiciones para Zona B:

$t^a = -10^{\circ}\text{C} + \text{sobrecarga de Viento (velocidad de viento de 120 km/h)}$

B) Acción de viento en sentido longitudinal a la línea de M.T.

Actuando en la dirección más desfavorable, es decir sumando la acción del viento sobre la cara frontal del transformador y teniendo en cuenta el tiro de los conductores sobre el apoyo en estas condiciones.

Condiciones para Zona B:

$t^a = -10^{\circ}\text{C} + \text{sobrecarga de Viento (velocidad de viento de 120 km/h)}$

### **2ª HIPÓTESIS (HIELO)**

De acuerdo con el ITC-LAT-07, sólo se considerará en las zonas B y C.

- Esfuerzo longitudinal

Sumando a las cargas permanentes del peso del conductor, herrajes, etc.

La sobrecarga de hielo. Será el esfuerzo total que deberá soportar el apoyo.

Condiciones en nuestro caso:

ZONA B:  $t^a = -15^{\circ} + \text{sobrecarga de hielo}$

### **3ª HIPOTESIS (DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES)**

Por ser de alineación no se calcula.

#### 4ª HIPOTESIS (ROTURA DE CONDUCTORES)

Por ser de alineación no se calcula.

1ª Hipótesis.- Viento y desequilibrio de tracciones a -10°C.

Para un vano de 69,1 m., la tensión correspondiente a la temperatura de -10°C con sobrecarga de viento es de 678,1 Kp., según se aprecia en la Tabla de Tendido.

Se considera en un apoyo de alineación, un esfuerzo igual al 15% de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra, considerándose aplicado cada esfuerzo en el punto de fijación del correspondiente conductor y cables de tierra del apoyo. El desequilibrio de tracciones equivale al 15% del tiro de los conductores. (punto 3.1.4.2 de la ITC LAT-07), y tendrá por valor.

$$F = N \cdot T_{\max} \text{ (danN)}$$

$$F = 3 \cdot 678,1 = 2.034,3 \text{ Kp. } 15\%: 0,15 \cdot 2.034,3 = 305,145 \text{ Kp}$$

Siendo:

F: desequilibrio de tracciones sobre el apoyo.

N: número de conductores en el apoyo.

No se considera la acción del viento sobre conductores al aplicarse el esfuerzo en el sentido de la línea.

$$C_s = \frac{2000 \text{ daN}}{2034,3 \text{ daN}} \cdot 1,5 = 1,47$$

$$C_s = \frac{2000 \text{ daN}}{305,145 \text{ daN}} \cdot 1,5 = 9,83$$

2ª Hipótesis.- Hielo y desequilibrio de tracciones a -15°C.

La tensión del conductor corresponderá a la tensión máxima de 698,4 Kp. El desequilibrio de tracciones, valdrá:

$F = 3 \cdot 698,4 = 2.095,2 \text{ Kp.}$ , en el sentido de la línea.

Coefficiente de seguridad del apoyo

$$C_s = \frac{2000daN}{2095,2daN} \cdot 1,5 = 1,43$$

### - Cálculo del apoyo de fin de línea

Consideraremos el vano máximo de 69,1 m.

1ª Hipótesis.- Viento y desequilibrio de tracciones a  $-5^{\circ}\text{C}$ .

Para un vano de 69,1 m., la tensión correspondiente a la temperatura de  $-5^{\circ}\text{C}$  con sobrecarga de viento es de 658,8 Kp., según se aprecia en la Tabla de Tendido.

El desequilibrio de tracciones equivale al 100% del tiro de los conductores. (punto 3.1.4.4 de la ITC LAT-07), y tendrá por valor.

$$F = 3 \cdot 658,8 = 1976,4 \text{ Kp.}$$

No se considera la acción del viento sobre conductores al aplicarse el esfuerzo en el sentido de la línea.

2ª Hipótesis.- Hielo y desequilibrio de tracciones a  $-15^{\circ}\text{C}$ .

La tensión del conductor corresponderá a la tensión máxima de 698,4 Kp. El desequilibrio de tracciones, valdrá:

$$F = 3 \cdot 698,4 = 2095,2 \text{ Kp.}, \text{ en el sentido de la línea.}$$

3ª Hipótesis.- Hielo con rotura de conductores a  $-15^{\circ}\text{C}$ .

En las condiciones de la hipótesis anterior, en el caso de rotura del conductor extremo soportado por una cruceta plana y situado a 2,00 m. del eje del apoyo, (cruceta de 4,00 m.), el momento de torsión originado sería de  $698,4 \cdot 2,00 = 1396,8 \text{ m.Kp}$ .

## 2. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE 13.2 KV

### 2.1. INTENSIDAD DE ALTA TENSIÓN

En un sistema trifásico, la intensidad primaria  $I_p$  viene determinada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} * U}$$

Siendo:

$S$  = Potencia del transformador en kVA.

$U$  = Tensión compuesta primaria en kV = 13,2 kV.

$I_p$  = Intensidad primaria en Amperios.

Sustituyendo valores, tendremos:

Potencia del transformador (kVA)	$I_p$ (A)
630	27,55

siendo la intensidad total primaria de 27,55 Amperios.

## 2.2. INTENSIDAD DE BAJA TENSIÓN

En un sistema trifásico la intensidad secundaria  $I_s$  viene determinada por la expresión:

$$I_s = \frac{S - W_{fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} * U}$$

Siendo:

$S$  = Potencia del transformador en kVA.

$W_{fe}$  = Pérdidas en el hierro.

$W_{cu}$  = Pérdidas en los arrollamientos.

$U$  = Tensión compuesta en carga del secundario en kilovoltios = 0,4 kV.

$I_s$  = Intensidad secundaria en Amperios.

Sustituyendo valores, tendremos:

Potencia del transformador (kVA)	$I_s$ (A)
630	866

## 2.3. CORTOCIRCUITOS

### 2.3.1. OBSERVACIONES

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se determina una potencia de cortocircuito de 350 MVA en la red de distribución, dato proporcionado por la Compañía suministradora.

## 2.3.2. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Para la realización del cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las expresiones:

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de alta tensión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Siendo:

$S_{cc}$  = Potencia de cortocircuito de la red en MVA.

$U$  = Tensión primaria en kV.

$I_{ccp}$  = Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de baja tensión:

No la vamos a calcular ya que será menor que la calculada en el punto anterior.

- Intensidad secundaria para cortocircuito en el lado de baja tensión (despreciando la impedancia de la red de alta tensión):

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot U_s}$$

Siendo:

$P$  = Potencia del transformador en kVA.

$E_{cc}$  = Tensión porcentual de cortocircuito del transformador.

$U_s$  = Tensión secundaria en carga en voltios.

$I_{ccs}$  = Intensidad de cortocircuito secundaria en kA.

### 2.3.3. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN

Utilizando la fórmula expuesta anteriormente con:

$$S_{cc} = 350 \text{ MVA.}$$

$$U = 13.2 \text{ kV.}$$

y sustituyendo valores tendremos una intensidad primaria máxima para un cortocircuito en el lado de A.T. de:

$$I_{ccp} = 15,3 \text{ kA.}$$

### 2.3.4. CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN

Utilizando la fórmula expuesta anteriormente y sustituyendo valores, tendremos:

Potencia transformador (kVA)	U <sub>cc</sub> (%)	I <sub>ccs</sub> (kA)
630	4	21,7

Siendo:

- U<sub>cc</sub>: Tensión de cortocircuito del transformador en tanto por ciento.
- I<sub>ccs</sub>: Intensidad secundaria máxima para un cortocircuito en el lado de baja tensión.

## 2.4. DIMENSIONADO DE LA VENTILACIÓN DEL C.T.



Para calcular la superficie de la reja de entrada de aire utilizaremos la siguiente expresión:

$$Sr = \frac{W_{cu} + W_{fe}}{0,24 * K * \sqrt{h * \Delta t^3}}$$

Siendo:

$W_{cu}$  = Pérdidas en cortocircuito del transformador en kW.

$W_{fe}$  = Pérdidas en vacío del transformador en kW.

$h$  = Distancia vertical entre centros de reja = 1m.

$\Delta t$  = Diferencia de temperatura entre el aire de salida y el de entrada, considerándose en este caso un valor de 15 ° C.

$K$  = Coeficiente en función de la reja de entrada de aire, considerándose su valor como 0.6.

$Sr$  = Superficie mínima de la reja de entrada de ventilación del transformador

El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

- 97624-1-E, para ventilación de transformador de potencia hasta 1000 kVA
- 960124-CJ-EB-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 1600 kVA

Se dispondrá de 2 rejillas de ventilación para la entrada de aire situadas en la parte lateral superior, de dimensiones 762x1360 mm, y en la puerta del transformador, de dimensiones 730x1314 mm, consiguiendo así una superficie total de ventilación de 2 m<sup>2</sup>.

## **2.5. CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA**

### **2.5.1. INVESTIGACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SUELO**

Según la investigación previa del terreno donde se instalará este Centro de Transformación, se determina una resistividad media superficial = 150  $\Omega$ .m.

### **2.5.2. DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES MÁXIMAS DE PUESTA A TIERRA Y TIEMPO MÁXIMO CORRESPONDIENTE DE ELIMINACIÓN DE DEFECTO.**

El neutro de la red de distribución en Media Tensión está conectado rígidamente a tierra. Por ello, la intensidad máxima de defecto dependerá de la resistencia de puesta a tierra de protección del Centro, así como de las características de la red de MT.

Para un valor de resistencia de puesta a tierra del Centro de 10.6  $\Omega$ , la intensidad máxima de defecto a tierra es 500 Amperios y el tiempo de eliminación del defecto es inferior a 0.7 segundos, según datos proporcionados por la Compañía Eléctrica suministradora (IBERDROLA). Los valores de K y n para calcular la tensión máxima de contacto aplicada según MIE-RAT 13 en el tiempo de defecto proporcionado por la Compañía son:

$$K = 72 \text{ y } n = 1$$

### **2.5.3. DISEÑO PRELIMINAR DE LA INSTALACIÓN DE TIERRA**

\* TIERRA DE PROTECCIÓN.

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero puedan estarlo a consecuencia de averías o causas fortuitas, tales como los chasis y los bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

Para los cálculos a realizar emplearemos las expresiones y procedimientos según el "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", editado por UNESA, conforme a las características del centro de transformación objeto del presente cálculo, siendo, entre otras, las siguientes:

Para la tierra de protección optaremos por un sistema de las características que se indican a continuación:

- Identificación: código 50-50/8/88 del método de cálculo de tierras de UNESA.
- Parámetros característicos:

$$K_r = 0.04 \Omega/(\Omega \cdot m).$$

$$K_p = 0.0055 V/(\Omega \cdot m \cdot A).$$

$$K_c = 0.012 V/(\Omega \cdot m \cdot A).$$

- Descripción:

Estará constituida por 8 picas en disposición de anillo rectangular unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 8 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0,8 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 2,5 m. Con esta configuración, la longitud de

conductor desde la primera pica a la última será de 20 m (rectángulo de 5mx5m)., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros  $K_r$  y  $K_p$  de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

\* TIERRA DE SERVICIO.

Se conectarán a este sistema el neutro del transformador.

Las características de las picas serán las mismas que las indicadas para la tierra de protección. La configuración escogida se describe a continuación:

- Identificación: código 5/22 del método de cálculo de tierras de UNESA.
- Parámetros característicos:

$$K_r = 0.201 \Omega/(\Omega*m).$$

$$K_p = 0.0392 V/(\Omega*m*A).$$

- Descripción:

Estará constituida por 2 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección.

Las picas tendrán un diámetro de 14 mm. y una longitud de 8 m. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0,5 m. y la separación entre cada pica y la siguiente será de 2 m. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 2 m., dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

Nota: se pueden utilizar otras configuraciones siempre y cuando los parámetros  $K_r$  y  $K_p$  de la configuración escogida sean inferiores o iguales a los indicados en el párrafo anterior.

La conexión desde el Centro hasta la primera pica se realizará con cable de cobre aislado de 0.6/1 kV protegido contra daños mecánicos.

El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a  $37 \Omega$ . Con este criterio se consigue que un defecto a tierra en una instalación de Baja Tensión protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de sensibilidad 650 mA., no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a 24 Voltios ( $=37 \times 0,650$ ).

Existirá una separación mínima entre las picas de la tierra de protección y las picas de la tierra de servicio a fin de evitar la posible transferencia de tensiones elevadas a la red de Baja Tensión. Dicha separación está calculada en el apartado 2.8.8.

#### **2.5.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL SISTEMAS DE TIERRAS**

\* TIERRA DE PROTECCIÓN.

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas del Centro (Rt), y tensión de defecto correspondiente (Ud), utilizaremos las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, Rt:

$$R_t = K_r * \sigma .$$

- Tensión de defecto, Ud:

$$U_d = I_d * R_t .$$

Siendo:

$$\sigma = 150 \Omega.m.$$

$$K_r = 0.04 \Omega./(\Omega m).$$

$$I_d = 1000 A.$$

se obtienen los siguientes resultados:

$$R_t = 6 \Omega.$$

$$U_d = 6000 V$$

El aislamiento de las instalaciones de baja tensión del C.T. deberá ser mayor o igual que la tensión máxima de defecto calculada (Ud), por lo que deberá ser como mínimo de 6.000 Voltios.

De esta manera se evitará que las sobretensiones que aparezcan al producirse un defecto en la parte de Alta Tensión deterioren los elementos de Baja Tensión del centro, y por ende no afecten a la red de Baja Tensión.

Comprobamos asimismo que la intensidad de defecto calculada es superior a 100 Amperios, lo que permitirá que pueda ser detectada por las protecciones normales.

\* TIERRA DE SERVICIO.

$$R_t = K_r * \sigma = 0,201 * 150 = 30,15 \Omega.$$

que vemos que es inferior a 37  $\Omega$

### **2.5.5. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN**

Con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior de la instalación, las puertas y rejillas de ventilación metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

Con estas medidas de seguridad, no será necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que éstas serán prácticamente nulas.

Por otra parte, la tensión de paso en el exterior vendrá determinada por las características del electrodo y de la resistividad del terreno, por la expresión:

$$V_p = K_p * \sigma * I_d = 0,0055 * 150 * 1000 = 825 \text{ V}$$

### **2.5.6. CÁLCULO DE LAS TENSIONES EN EL INTERIOR DE LA INSTALACION**

El piso del Centro estará constituido por un mallazo electrosoldado con redondos de diámetro no inferior a 4 mm. formando una retícula no superior a

0,30 x 0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos preferentemente opuestos a la puesta a tierra de protección del Centro. Con esta disposición se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, está sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo inherente a la tensión de contacto y de paso interior. Este mallazo se cubrirá con una capa de hormigón de 10 cm. de espesor como mínimo.

El edificio prefabricado de hormigón EHC estará construido de tal manera que, una vez fabricado, su interior sea una superficie equipotencial. Todas las varillas metálicas embebidas en el hormigón que constituyan la armadura del sistema equipotencial estarán unidas entre sí mediante soldadura eléctrica.

Esta armadura equipotencial se conectará al sistema de tierras de protección (excepto puertas y rejillas, que como ya se ha indicado no tendrán contacto eléctrico con el sistema equipotencial; debiendo estar aisladas de la armadura con una resistencia igual o superior a 10.000 ohmios a los 28 días de fabricación de las paredes).

Así pues, no será necesario el cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación, puesto que su valor será prácticamente nulo.

No obstante, y según el método de cálculo empleado, la existencia de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra implica que la tensión de paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de defecto, que se obtiene mediante la expresión:

$$V'_c = K_c \cdot R_o \cdot I'_d = 0,012 * 150 * 1000 = 1.800 \text{ V.}$$

## **2.5.7. CÁLCULO DE LAS TENSIONES APLICADAS**



Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en el exterior, y en el acceso al Centro, emplearemos las siguientes expresiones:

$$V_p(\text{exterior}) = 10 \frac{K}{t^n} \left( 1 + \frac{6 * \sigma}{1.000} \right)$$

$$V_p(\text{acceso}) = 10 \frac{K}{t^n} \left( 1 + \frac{3 * \sigma + 3 * \sigma h}{1.000} \right)$$

Siendo:

$U_p$  = Tensiones de paso en Voltios.

$K = 72$

$n = 1$

$t$  = Duración de la falta en segundos: 0.7 s.

$\sigma$  = Resistividad del terreno

$\sigma h$  = Resistividad del hormigón = 3.000  $\Omega$ .m.

obtenemos los siguientes resultados:

$V_p(\text{exterior}) = 1.954,3 \text{ V.}$

$V_p(\text{acceso}) = 10.748,6 \text{ V.}$

Así pues, comprobamos que los valores calculados son inferiores a los máximos admisibles:

- en el exterior:

$$V_p = 825 \text{ V.} < V_p(\text{exterior}) = 1.954,3 \text{ V.}$$

- en el acceso al C.T.:

$$V_d = 1.800 \text{ V.} < V_p(\text{acceso}) = 10.748,6 \text{ V.}$$

## **2.5.8. INVESTIGACIÓN DE TENSIONES TRANSFERIBLES AL EXTERIOR**

Al no existir medios de transferencia de tensiones al exterior no se considera necesario un estudio previo para su reducción o eliminación.

No obstante, con el objeto de garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas cuando se produce un defecto, existirá una distancia de separación mínima  $D_{mín}$ , entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio, determinada por la expresión:

$$D_{mín} = \frac{\sigma \cdot I_d}{2000 \cdot \pi}$$

con:

$$\sigma = 150 \text{ } \Omega \cdot \text{m.}$$

$$I_d = 1000 \text{ A.}$$

obtenemos el valor de dicha distancia:

$$D_{mín} = 23,87 \text{ m.}$$

## **2.5.9. CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL ESTABLECIENDO EL DEFINITIVO**

No se considera necesario la corrección del sistema proyectado. No obstante, si el valor medido de las tomas de tierra resultara elevado y pudiera dar lugar a tensiones de paso o contacto excesivas, se corregirían estas mediante la

disposición de una alfombra aislante en el suelo del Centro, o cualquier otro medio que asegure la no peligrosidad de estas tensiones.

Valladolid, Julio del 2014

El Ingeniero Técnico Industrial

