

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p>Memoria de Cálculos</p>	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001						
		Rev.:	00	Página	1	de	28	

CLIENTE:	INGENIERÍA:
 <p><b>Solaria</b></p>	 <p><b>Incosa</b> INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</p>
PROYECTO:	<p><b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</b></p>

TÍTULO:	<b>Memoria de Cálculos</b>
CÓDIGO DE DOCUMENTO SOLARIA:	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
CÓDIGO DE DOCUMENTO CONTRATISTA EPC:	

Nº REVISIÓN:	00	DOCUMENTO EMITIDO PARA:	Revisión
FECHA EMISIÓN:	26/01/2026		

IOP	NGG	GJB
Preparado por:	Revisado por:	Aprobado por:

Este documento, así como los contenidos y los signos distintivos aparecidos en el mismo, excepto indicación expresa en contrario, son propiedad expresa de Solaria Energía y Medio Ambiente, S.A., o dispone de las licencias necesarias, por lo que se encuentran protegidos por los derechos de propiedad industrial e intelectual conforme a la legislación española. Se autoriza su reproducción exclusivamente para uso privado y se prohíbe, salvo autorización expresa, la reproducción de todo o parte del mismo en cualquier forma.

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p><b>Memoria de Cálculos</b></p>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>						
		Rev.:	00	Página	2	de	28	

#### RESUMEN DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción de los cambios
00	26/01/2026	Documento nuevo

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>Memoria de Cálculos</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
Rev.: 00 Página 3 de 28		

## ÍNDICE

<b>1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA AÉREA.....</b>	<b>5</b>
1.1 CONSTANTES Y CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA.....	5
1.2 RESISTENCIA.....	6
1.3 REACTANCIA.....	7
1.4 SUSCEPTANCIA.....	8
1.5 CONDUCTANCIA.....	8
1.6 MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE FASE .....	9
1.7 MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA .....	10
1.8 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA Y CONSTANTE DE PROPAGACIÓN .....	10
1.9 POTENCIA CARACTERÍSTICA .....	11
1.10 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.....	11
1.11 POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE .....	12
1.12 CAÍDA DE TENSIÓN .....	12
1.13 PÉRDIDA DE POTENCIA.....	13
1.14 EFECTO CORONA.....	14
<b>2. CÁLCULO DE LAS CADENAS DE AISLADORES.....</b>	<b>15</b>
2.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....	15
2.2 CÁLCULOS MECÁNICOS.....	15
<b>3. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES.....</b>	<b>16</b>
3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA .....	16
3.2 TRACCIÓN MÁXIMA ADMISIBLE .....	17
3.3 HIPÓTESIS DE CÁLCULO .....	17
3.3.1. Vano ideal de regulación .....	17
3.3.2. Tensión mecánica .....	18
3.3.3. Flecha.....	18
3.4 TABLA DE CÁLCULO MECÁNICO.....	19
3.4.1. Tabla de cálculo mecánico de conductor en condición Inicial .....	20
3.4.2. Tabla de cálculo mecánico de conductor en condición Creep .....	20
3.4.3. Tabla de cálculo mecánico del cable OPGW en condición Inicial .....	21
3.4.4. Tabla de cálculo mecánico del cable OPGW en condición Creep .....	21

 <b>Solaria Incosa</b> <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
	<b>Memoria de Cálculos</b>	
		Rev.: 00 Página 4 de 28

## 4. CÁLCULO DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD..... 22

4.1 DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA.....	22
4.1.1. Apoyo con cadenas de suspensión .....	22
4.1.2. Apoyo con cadenas de amarre .....	23
4.2 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES ENTRE SÍ.....	26
4.3 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO.....	28

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p>Memoria de Cálculos</p>	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001						
		Rev.:	00	Página	5	de	28	

## 1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA AÉREA

### 1.1 CONSTANTES Y CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA

Las características principales de la línea se muestran en la siguiente tabla:

PARÁMETROS	VALOR
Sistema	Corriente Alterna Trifásica
Tensión de operación del sistema (kV)	220
Tensión más elevada de la red (kV)	245
Frecuencia asignada (Hz)	50
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	2 (Duplex)
Conductor	LA-380 GULL
Longitud (km)	1,53
Factor de potencia	0,928
Potencia a transportar (kW)	160.000

Las características del conductor de la línea aérea son las siguientes:

PARÁMETROS	VALOR
Denominación	337-AL1/44-ST1A (LA-380 GULL)
Material	Aluminio – Acero recubierto
Diámetro (mm)	25,38
Sección total (mm <sup>2</sup> )	381,0
Peso (kg/m)	1,275
Carga de rotura (daN)	10.650
Módulo de elasticidad (daN/ mm <sup>2</sup> )	6.900
Coeficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> )	19,3·10 <sup>-6</sup>
Resistencia eléctrica con cc a 20°C (Ω/km)	0,0857
Composición	54+7

Las características del cable de fibra óptica de la línea aérea son las siguientes:

PARÁMETROS	VALOR
Denominación	OPGW 80L90z (8318)
Nº de fibras	144
Diámetro (mm)	18,0
Sección total (mm <sup>2</sup> )	155,5
Peso (kg/m)	0,899
Carga de rotura (daN)	13.761
Módulo de elasticidad (daN/ mm <sup>2</sup> )	11.928

PARÁMETROS	VALOR
Coeficiente de dilatación lineal ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ )	$14,4 \cdot 10^{-6}$
Corriente máxima de falta 2s (kA)	187,5

## 1.2 RESISTENCIA

La resistencia del conductor por unidad de longitud, en corriente alterna y a la temperatura  $\theta$  vendrá dada por la siguiente expresión:

$$R_\theta = R'_\theta \cdot (1 + y_s) \quad (\Omega/\text{km})$$

Donde:

$R_\theta$ : Resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura  $\theta$   $^{\circ}\text{C}$  ( $\Omega/\text{km}$ ).

$R'_\theta$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura  $\theta$   $^{\circ}\text{C}$  ( $\Omega/\text{km}$ )

$y_s$ : Factor de efecto pelicular.

El valor de la resistencia por unidad de longitud en corriente continua a la temperatura  $\theta$  vendrá dado por la siguiente expresión:

$$R'_\theta = R'_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)] \quad (\Omega/\text{km})$$

Donde:

$R'_{20}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura 20  $^{\circ}\text{C}$  ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\alpha_{20}$ : Coeficiente de variación a 20 $^{\circ}\text{C}$  de la resistividad en función de la temperatura ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).

$\theta$ : Temperatura de servicio ( $^{\circ}\text{C}$ ).

El cálculo del factor de efecto pelicular se realiza según la teoría de Kelvin, mediante la ecuación:

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8x_s^4} \quad , \quad \text{en donde } X_s = \frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7}}{R'_\theta}$$

Al tratarse de una configuración dúplex, la resistencia total será la mitad de la resistencia del subconductor.

Se obtiene:

PARÁMETROS	VALOR
$R'_{20}(\Omega/\text{km})$	0,0719
$\alpha_{20}$ ( $^{\circ}\text{C}-1$ )	$4,03 \cdot 10^{-3}$
$R'_\theta$ ( $\Omega/\text{km}$ )	0,0907
$y_s$	$9,91 \cdot 10^{-3}$
$R_\theta$ (subconductor) ( $\Omega/\text{km}$ )	0,0916
$R_\theta$ (total) ( $\Omega/\text{km}$ )	0,0458
$R_\theta$ ( $\Omega$ )	0,0700

## 1.3 REACTANCIA

La reactancia de la línea por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (\Omega/km)$$

Donde el coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud vendrá dado por:

$$L = \left( \frac{1}{2n} + 4,605 \cdot \log \frac{DMG}{RMG} \right) \cdot 10^{-4} \quad (\Omega/km)$$

Para una línea de simple circuito, en configuración dúplex ( $n = 2$ ):

$$RMG' = \sqrt{e^{\frac{-1}{4}} \cdot r \cdot d} \quad (mm)$$

$$DMG = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \quad (mm)$$

Donde:

$f$ : Frecuencia de la red (Hz).

$r$ : Radio del conductor (mm).

$n$ : Número de subconductores del haz.

$d$ : Separación geométrica entre dos subconductores (mm).

$d_{j,k}$ : Distancia entre el conductor  $j$  y el  $k$  (mm).

$DMG$ : Distancia media geométrica entre conductores (mm).

$RMG'$ : Radio equivalente del haz de subconductores (mm).

La distancia media geométrica entre conductores es variable a lo largo de la línea. Para calcular una distancia media se utiliza la cruceta más frecuente en la línea.

Los valores se presentan por unidad de longitud, por fase y por circuito.

Se obtiene:

PARÁMETROS	VALOR
DMG (m)	8,24
L (H/km)	$9,75 \cdot 10^{-4}$
X (Ω/km)	0,3063
X (Ω)	0,4686

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
	<b>Memoria de Cálculos</b>
	Rev.: 00 Página 8 de 28

## 1.4 SUSCEPTANCIA

La susceptancia de la línea, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas se determinará mediante la siguiente expresión:

$$B = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \quad (\text{S/km})$$

Donde la capacidad por unidad de longitud vendrá dada por la expresión:

$$C = \frac{24,2}{\log \frac{DMG}{RMG}} \cdot 10^{-9}$$

Se obtiene:

PARÁMETROS	VALOR
DMG (m)	8,24
C ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )	$1,71 \cdot 10^{-2}$
B ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	3,68
B ( $\mu\text{S}$ )	5,64

## 1.5 CONDUCTANCIA

La conductancia de la línea por unidad de longitud y por fase dependerá de la tensión de la línea, del aislador utilizado, del número de aisladores por kilómetro y del estado del tiempo. El cálculo se realiza mediante la siguiente expresión:

$$G = \frac{P_1}{U^2} \cdot \frac{10^3}{3} \quad (\text{S/km})$$

Siendo:

$P_1$ : Pérdida de potencia por fase debida a la conductancia de los aisladores ( $\text{kW}/\text{km}$ ).

$U$ : Tensión nominal compuesta de la línea (kV).

Donde:

$$P_1 = \frac{1000}{a_m} \cdot w \cdot n \quad (\text{W}/\text{km})$$

$a_m$ : Vano medio de la línea (m).

$w$ : Pérdida por aislador (W/cadena).

$n$ : Número de circuitos.

Como tensión compuesta máxima media de la línea se ha tomado un 5% superior a la nominal de la línea, considerando que la tensión varía desde el extremo emisor al extremo receptor como consecuencia de la caída de tensión.

Se consideran las siguientes pérdidas de potencia por cadena de aislador:

w	220 kV
Pérdidas con buen tiempo (W/cadena)	15
Pérdidas con mal tiempo (W/cadena)	75

El valor de la conductancia de la línea por fase se ha estimado en:

Meteorología	G ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )	G ( $\mu\text{S}$ )
Buen Tiempo	$2,8 \cdot 10^{-3}$	$4,2 \cdot 10^{-3}$
Mal tiempo	$13,8 \cdot 10^{-3}$	$21,1 \cdot 10^{-3}$

## 1.6 MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE FASE

El cálculo de la matriz de impedancias de fase por unidad de longitud se realizará mediante la teoría de Carson.

Se considerará un conductor ficticio que representará al terreno con un radio equivalente de 1 metro.

La resistencia de este conductor ficticio por unidad de longitud y la distancia equivalente entre conductores y cable de tierra y este conductor ficticio vendrán dados por las siguientes expresiones:

$$R_d = 9,869 \cdot 10^4 \cdot f \quad (\Omega/\text{km})$$

$$D_d = 25,6587 \cdot \left(\frac{\rho}{f}\right)^{0,25} \quad (\text{m})$$

siendo:

f: Frecuencia (Hz).

$\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot \text{m}$ ).

Como paso previo, se calculará la matriz de impedancias cuyos términos dependerán de los siguientes factores:

- Características y configuración del conductor.
- Características del cable de tierra.
- Distancia entre conductores y entre conductores y cable de tierra.
- Resistividad del terreno.
- Frecuencia de la red.

El rango de la matriz de impedancias dependerá del número de conductores y cables de tierra, siendo de rango 3 para un simple circuito sin cable de tierra y de rango 7 para un doble circuito con cable de tierra.

Tras un tratamiento matricial mediante cambio de variables, se obtendrá la matriz final de impedancias serie de secuencia de rango 3x3 en el caso de simple circuito y de rango 6x6 en el caso de doble circuito.

En el caso de la línea de simple circuito proyectada, se tiene la siguiente matriz:

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>Memoria de Cálculos</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
Rev.: 00	Página	10 de 28

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} 0,1335 + 0,4960j & 0,0757 + 0,1902j & 0,0731 + 0,2074j \\ 0,0757 + 0,1902j & 0,1275 + 0,5089j & 0,0705 + 0,2000j \\ 0,0731 + 0,2074j & 0,0705 + 0,2001j & 0,1230 + 0,5188j \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

Con una longitud total de la línea de 1,53 km, quedaría:

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} 0,2019 + 0,7437j & 0,1154 + 0,2862j & 0,1120 + 0,3214j \\ 0,1154 + 0,2862j & 0,1938 + 0,7608j & 0,1084 + 0,3026j \\ 0,1120 + 0,3214j & 0,1084 + 0,3025j & 0,1877 + 0,7742j \end{pmatrix} \Omega$$

## 1.7 MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

La matriz de impedancias se secuencia será el resultado de realizar la siguiente operación matricial:

$$(Z_{012}) = (H)^{-1} \cdot (Z_{abc}) \cdot (H)$$

Donde:

$$H = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix}$$

$$a = \frac{-1 + \sqrt{3}j}{2}$$

Los elementos de la diagonal principal se corresponderán, respectivamente, con la impedancia homopolar directa e inversa.

Se obtiene como resultado lo siguiente:

$$Z_{012} = \begin{pmatrix} 0,2742 + 0,9063j & -0,0037 - 0,0084j & 0,0118 - 0,0044j \\ 0,0119 - 0,0043j & 0,0549 + 0,3087j & 0,0072 - 0,0049j \\ -0,0037 - 0,0084j & -0,0069 - 0,0053j & 0,0549 + 0,3087j \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

Con una longitud total de la línea de 1,53 km, quedaría:

$$Z_{012} = \begin{pmatrix} 0,4184 + 1,3664j & -0,0085 - 0,0103j & 0,0194 - 0,0047j \\ 0,0194 - 0,0047j & 0,0825 + 0,4561j & 0,0166 - 0,0085j \\ -0,0085 - 0,0103j & -0,0163 - 0,0090j & 0,0825 + 0,4561j \end{pmatrix} \Omega$$

## 1.8 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA Y CONSTANTE DE PROPAGACIÓN

Se define la impedancia característica de la línea como:

$$Z_c = \sqrt{\frac{(R+X_j)}{(B_j)}}$$

La constante de propagación de la línea se define como:

$$\gamma = \sqrt{(R+X_j) \cdot (B_j)}$$

Los valores de impedancia y admitancia de la línea se han calculado previamente. Por tanto, se obtiene:

PARÁMETROS	VALOR
$Z_c (\Omega/km)$	291,4436-42,6455j
$\gamma (km^{-1})$	(0,1571+1,0739j) · 10 <sup>-3</sup>

## 1.9 POTENCIA CARACTERÍSTICA

La potencia característica de la línea es función de la tensión y de la impedancia característica a través de la siguiente expresión:

$$P_c = \frac{U^2}{Z_c} = 162.58 + 23.79j \text{ MVA}$$

## 1.10 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Según la tabla contenida en el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07, las densidades de corriente máximas en régimen permanente no sobrepasarán los valores señalados en la tabla adjunta.

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Densidad de corriente Amperios/mm <sup>2</sup>		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75	-	-
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

En este caso, interpolando se halla una densidad de corriente máxima para el conductor de la línea tipo 337-AL1/44-ST1A (LA-380 GULL) de 1,912 A/mm<sup>2</sup>.

Al ser un conductor de aluminio-acero, se multiplicará la densidad resultante por el coeficiente 0,95 en el caso de la composición 54+7 de alambres, considerando la sección completa de aluminio, tal y como figura en el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07.

La corriente máxima que puede circular por el conductor, teniendo en cuenta que tiene una sección de 381 mm<sup>2</sup> es de:

$$I_{max} = D_{max} \cdot S$$

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>Memoria de Cálculos</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
Rev.: <b>00</b>	Página <b>12</b> de <b>28</b>	

Siendo:

$I_{max}$ : Intensidad de corriente máxima (A).

$S$ : Sección del conductor ( $\text{mm}^2$ ).

$D_{max}$ : Densidad de corriente máxima soportada por el cable ( $\text{A}/\text{mm}^2$ ).

Se obtiene:

$$I_{max} = 0.95 \cdot 1,912 \cdot 381 = 692,04 \text{ A}$$

## 1.11 POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible del conductor y por la caída de tensión máxima que se fije y que, en general, no deberá exceder del 5%.

La potencia máxima de transporte de la línea, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{max} = m \cdot n \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos(\varphi) \quad (\text{MW})$$

Siendo:

$m$ : Número de circuitos.

$n$ : Número de conductores por fase.

$U$ : Tensión nominal compuesta de la línea (kV).

$I_{max}$ : Intensidad máxima de corriente admisible del conductor (kA).

$\cos(\varphi)$ : Factor de potencia de la carga receptora.

La potencia máxima de transporte, en función del factor de potencia, y limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, es:

$$P_{max} = 1 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,692 \cdot 0,928 = 489,432 \text{ MVA}$$

Esta potencia es mayor que la potencia a transportar.

## 1.12 CAÍDA DE TENSIÓN

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

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

Donde:

$\Delta U$ : Caída de tensión compuesta (V).

$I$ : Intensidad de la línea (A).

$R$ : Resistencia de la línea ( $\Omega/\text{km}$ ).

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>Memoria de Cálculos</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
Rev.: 00	Página 13 de 28	

X: Reactancia de la línea ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\varphi$ : Ángulo de desfase.

L: Longitud de la línea (km).

X: Reactancia de la línea ( $\Omega/\text{km}$ ).

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta a 20°C se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta U (\%) = \frac{P \cdot L}{10 \cdot U^2 \cdot \cos \varphi} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$$

Se obtienen los siguientes valores de caída de tensión, inferior al 5%:

PARÁMETROS	VALOR
$\Delta U (V)$	216,84
$\Delta U (%)$	0,0986

## 1.13 PÉRDIDA DE POTENCIA

La pérdida de potencia que por el efecto Joule se produce en la línea, viene dada por la siguiente expresión:

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

Donde:

$\Delta P$ : Pérdida de potencia (W).

R: Resistencia de la línea ( $\Omega/\text{km}$ ).

I: Intensidad de la línea (A).

L: Longitud de la línea (km).

Por lo tanto, la potencia perdida es de:

$$\Delta P = 3 \cdot 0,0916 \cdot 0,452^2 \cdot 1,53 = 0,0859 \text{ MVA}$$

Lo que en términos de porcentaje sería lo siguiente:

$$\Delta P = \frac{0,0859}{160 \cdot 0,928} \cdot 100 = 0,058\%$$

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>Memoria de Cálculos</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
Rev.: 00	Página 14 de 28	

## 1.14 EFECTO CORONA

El efecto corona viene condicionado por la rigidez dieléctrica del aire y el campo eléctrico creado en la superficie del conductor, produciéndose pérdidas de energía cuando el campo eléctrico en la superficie del conductor es tal que rebasa la correspondiente rigidez dieléctrica del aire.

A la tensión a que empieza a aparecer el fenómeno se llama tensión crítica disruptiva, que se calcula mediante la fórmula de Peek:

$$E_c = \frac{30}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot \delta \cdot m \cdot k \cdot \frac{r}{\beta} \cdot \ln \frac{d'}{r}$$

Donde:

$E_c$ : Tensión compuesta crítica disruptiva (kV).

$k$ : Factor de lluvia, que para buen tiempo es igual a 1 y con mal tiempo o tormentoso es de 0,8.

$m$ : Coeficiente de irregularidad de la superficie del conductor, que vale 1 para hilos rigurosamente circulares y de 0,87 a 0,83 para cables. Se ha tomado un valor intermedio de 0,85.

$30$ : Rigidez dieléctrica del aire a 25°C y 710 mm. de columna de mercurio (kV/cm).

$\delta$ : Factor de corrección de la densidad del aire =  $3,921 \cdot h / (273 + T)$ , en cuya expresión  $h$  es la presión atmosférica (cm Hg) y  $T$  la temperatura del aire (°C).

$r$ : Radio del conductor (cm).

$\beta$ : Factor que recoge la disposición de los conductores en haces (dúplex, tríplex...).

$d'$ : Distancia media geométrica entre fases (cm).

El valor de  $h$  se relaciona con la altitud sobre el nivel del mar según la fórmula de Halley:

$$\log h = \log 76 - \frac{Y}{18336}$$

Siendo  $Y$  la altura sobre el nivel del mar. Con un valor de  $Y=843$ m, se obtendrá  $h=68,36$  cm de Hg.

A una temperatura de 34°C (verano) y 10°C (invierno) y con una presión barométrica de 68,36 cm de Hg, el factor de corrección de la densidad del aire toma un valor de:

$$\delta = 0,871 \text{ (verano)}$$

$$\delta = 0,951 \text{ (invierno)}$$

Sustituyendo los valores en la expresión de tensión crítica disruptiva, se obtendrá:

Estación del año	$E_c$ con $k=1$ (kV)	$E_c$ con $k=0,8$ (kV)
Verano	328,09	262,47
Invierno	358,23	286,59

Los valores de la tensión crítica disruptiva son superiores al valor de la tensión más elevada de la línea, que para una línea de tensión nominal igual a 220 kV es de 245 kV (según se indica en el apartado 1.2 de

la ITC-07 del RLEAT), por lo que NO existirá efecto corona y, por tanto, no habrá pérdidas debidas a este fenómeno.

## 2. CÁLCULO DE LAS CADENAS DE AISLADORES

### 2.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Las cadenas de aislamiento estarán formadas por aisladores de silicona con alma de fibra de vidrio reforzada y resina Epoxi.

Las cadenas a instalar tienen las siguientes características:

PARÁMETROS	VALOR
Tipo	Compuesto
Material	Silicona
Línea de fuga (mm)	7.595
Tensión más elevada del sistema (kV)	245
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV)	≥1.050
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV)	≥460
Peso (kg)	15
Carga de rotura (kN)	160

Considerando un nivel de contaminación III (fuerte), la línea de fuga mínima recomendada es de 25mm/kV.

Las cadenas constarán de un aislador, por lo que el nivel de aislamiento será:

$$7.595/245 = 31\text{mm}/\text{kV}$$

Por tanto, superior a los 25mm/kV reglamentarios.

De acuerdo al RD223/2008, para una línea de 245kV la tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial debe ser mayor a 460kV (valor eficaz), y la tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo mayor o igual a 1050 kv (valor cresta).

Según el fabricante, se cumplen con ambos valores.

### 2.2 CÁLCULOS MECÁNICOS

Según el punto 3.4 de la ITC-LAT 07, los aisladores, así como de los herrajes sometidos a tensión mecánica, deberán tener un coeficiente de seguridad no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura.

La tensión máxima soportada por la cadena será de 3.235 daN.

Tanto el aislador como los herrajes de la cadena tendrán una carga de rotura mínima de 16.000 daN, por lo que el coeficiente de seguridad será:

$$16.000/3.235 = 4,94 > 3$$

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>Memoria de Cálculos</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>						
		Rev.:	00	Página	16	de	28	

### 3. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

#### 3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA

Las características principales de la línea se muestran en la siguiente tabla:

PARÁMETROS	VALOR
Sistema	Corriente Alterna Trifásica
Tensión de operación del sistema (kV)	220
Tensión más elevada de la red (kV)	245
Frecuencia asignada (Hz)	50
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	2 (Duplex)
Conductor	LA-380 GULL
Longitud (km)	1,53
Factor de potencia	0,928
Potencia a transportar (kW)	160.000

Las características del conductor de la línea aérea son las siguientes:

PARÁMETROS	VALOR
Denominación	337-AL1/44-ST1A (LA-380 GULL)
Material	Aluminio – Acero recubierto
Diámetro (mm)	25,38
Sección total (mm <sup>2</sup> )	381,0
Peso (kg/m)	1,275
Carga de rotura (daN)	10.650
Módulo de elasticidad (daN/ mm <sup>2</sup> )	6.900
Coeficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> )	19,3·10 <sup>-6</sup>
Resistencia eléctrica con cc a 20°C (Ω/km)	0,0857
Composición	54+7

Las características del cable de fibra óptica de la línea aérea son las siguientes:

PARÁMETROS	VALOR
Denominación	OPGW 80L90z (8318)
Nº de fibras	144
Diámetro (mm)	18,0
Sección total (mm <sup>2</sup> )	155,5
Peso (kg/m)	0,899
Carga de rotura (daN)	13.761
Módulo de elasticidad (daN/ mm <sup>2</sup> )	11.928

PARÁMETROS	VALOR
Coeficiente de dilatación lineal ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ )	$14,4 \cdot 10^{-6}$
Corriente máxima de falta 2s (kA)	187,5

### 3.2 TRACCIÓN MÁXIMA ADMISIBLE

Según el apartado 3.2.1 de la ITC-LAT 07 del RLAT, la tracción máxima de los conductores y cable de tierra no será superior a su carga de rotura dividida por 2,5. La tracción máxima del conductor a lo largo de la línea tiene un valor de 3226 daN. La tracción máxima en el cable de tierra tiene un valor de 2691 daN.

El coeficiente de seguridad resultante para el conductor LA-380 es:

$$C_s = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Tensión máxima}} = \frac{10718}{3226} = 3,3$$

El coeficiente de seguridad resultante para el cable OPGW es:

$$C_s = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Tensión máxima}} = \frac{13485}{2691} = 5,0$$

De este modo, tanto para el conductor como para el cable de tierra la tracción máxima cumple con el coeficiente de seguridad mínimo de 2,5

### 3.3 HIPÓTESIS DE CÁLCULO

Las hipótesis de sobrecarga para el cálculo de las tensiones y flechas del conductor serán las definidas por el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión en su apartado 3.2 de la ITC-LAT 07, para zona B considerando una velocidad de viento máxima de 120 km/h.

#### 3.3.1. Vano ideal de regulación

El comportamiento de la componente horizontal de la tensión del cable en un cantón de la línea se puede asemejar al comportamiento del mismo cable en un único vano, llamado vano ideal de regulación.

La longitud del vano ideal de regulación se determinará mediante la siguiente expresión:

$$a_r = k \cdot \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{a'^2_i}{a_i}}} \quad (\text{m})$$

Siendo:

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{a'^3_i}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{a'^2_i}{a_i}}$$

$$a'_i = \sqrt{a_i^2 + b_i^2} \quad (\text{m})$$

donde:

$a_i$ : Longitud del vano i medido en la dirección longitudinal (m).

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>Memoria de Cálculos</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
Rev.: 00	Página <b>18</b> de <b>28</b>	

*b<sub>i</sub>*: Desnivel del vano i medido en la dirección vertical (m).

### 3.3.2. Tensión mecánica

Partiendo de la tensión, temperatura y carga total correspondientes al valor de la tensión máxima adoptado se calcula, con la ayuda de la ecuación de cambio de condiciones, las tensiones respectivas a las hipótesis citadas en la ITC-LAT 07.

Dicha ecuación es:

$$T_2^2 \cdot \left[ T_2 + \frac{A \cdot a^2 \cdot p_1^2}{T_1^2} + B \cdot (\theta_2 - \theta_1) - T_1 \right] = A \cdot a^2 \cdot p_2^2$$

siendo:

*T<sub>1</sub>*: Tensión del cable en condiciones iniciales, en daN

*q<sub>1</sub>*: Temperatura del cable en condiciones iniciales, en °C

*p<sub>1</sub>*: Carga del cable en condiciones iniciales, en daN/m

*T<sub>2</sub>, q<sub>2</sub>, p<sub>2</sub>*: Los mismos conceptos anteriores en condiciones finales

*a*: Vano de cálculo en m

*A*: (S·E)/24

*B*: S·E·α daN · °C<sup>-1</sup>

### 3.3.3. Flecha

El cálculo de flechas se obtiene mediante la expresión:

$$f = \frac{T_0}{p_a} \cdot \left[ \cosh \left( \frac{a \cdot p_a}{2 \cdot T_0} \right) - 1 \right] \quad (m)$$

siendo:

*p<sub>a</sub>*: Peso aparente del cable (daN/m).

*T<sub>0</sub>*: Componente horizontal de la tensión del cable correspondiente al vano de regulación (daN).

*a*: Longitud del vano (m).

Los valores de *p<sub>a</sub>* y *T* de cada vano de regulación se obtienen en las siguientes hipótesis:

**Flecha máxima:** aquella que resulte mayor de la comparación de las condiciones siguientes:

- Temperatura θ<sub>2</sub> = 85°C sin sobrecarga
- Temperatura θ<sub>2</sub> = 15°C y sobrecarga de viento
- Temperatura θ<sub>2</sub> = 0°C y sobrecarga de hielo

**Flecha mínima:**

- Temperatura θ<sub>2</sub> = -15°C sin sobrecarga

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p><b>Memoria de Cálculos</b></p>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>						
		Rev.:	00	Página	19	de	28	

De ello se obtienen los parámetros de la catenaria de las curvas de replanteo correspondientes a la flecha máxima y mínima, respectivamente.

### 3.4 TABLA DE CÁLCULO MECÁNICO

Se indican a continuación las tablas de cálculo mecánico del conductor y del cable OPGW, correspondientes a las hipótesis de cálculo.

 <b>Solaria Incosa</b> <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
	Memoria de Cálculos	
	Rev.: 00 Página 20 de 28	

### 3.4.1. Tabla de cálculo mecánico de conductor en condición Inicial

Tense (daN)											
Ap. Inicial	Ap. Final	Vano reg. (m)	-10°C+V (140 km/h)	-15°C+Hielo	15°C+Hielo+V (60km/h)	Fmax 15°C + V (120km/h)	Fmax 85°C	Fmax 0°C + Hielo	Fmin -15°C	EDS 15°C	
PORTICO	Ap. 1	17.7	328	359	369	213	108	294	230	153	
Ap. 1	Ap. 2	471.3	3013	3075	3168	2484	1634	3009	1913	1817	
Ap. 2	Ap. 4	345.8	3026	3099	3182	2468	1547	2989	2033	1850	
Ap. 4	Ap. 5	199.8	3053	3157	3211	2418	1310	2927	2449	1954	
Ap. 5	Ap. 6	177.7	3066	3178	3226	2410	1252	2920	2571	1991	

### 3.4.2. Tabla de cálculo mecánico de conductor en condición Creep

Tense (daN)											
Ap. Inicial	Ap. Final	Vano reg. (m)	-10°C+V (140 km/h)	-15°C+Hielo	15°C+Hielo+V (60km/h)	Fmax 15°C + V (120km/h)	Fmax 85°C	Fmax 0°C + Hielo	Fmin -15°C	EDS 15°C	
PORTICO	Ap. 1	17.7	324	356	367	207	108	289	220	148	
Ap. 1	Ap. 2	471.3	2937	3003	3100	2393	1553	2931	1818	1725	
Ap. 2	Ap. 4	345.8	2904	2985	3074	2321	1427	2864	1860	1694	
Ap. 4	Ap. 5	199.8	2826	2950	3021	2123	1133	2687	2044	1606	
Ap. 5	Ap. 6	177.7	2818	2954	3019	2076	1075	2649	2120	1587	

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001						
	Memoria de Cálculos						
	Rev.:	00	Página	21	de	28	

### 3.4.3. Tabla de cálculo mecánico del cable OPGW en condición Inicial

Tense (daN)											
Ap. Inicial	Ap. Final	Vano reg. (m)	-10°C+V (140 km/h)	-15°C+Hielo	15°C+Hielo+V (60km/h)	Fmax 15°C + V (120km/h)	Fmax 85°C	Fmax 0°C + Hielo	Fmin -15°C	EDS 15°C	
PORTICO	Ap. 1	15.7	340	407	419	185	75	294	284	133	
Ap. 1	Ap. 2	471.3	2355	2554	2652	1934	1255	2494	1488	1406	
Ap. 2	Ap. 4	345.6	2384	2576	2662	1936	1194	2478	1609	1450	
Ap. 4	Ap. 5	199.3	2454	2627	2682	1938	1030	2432	2024	1590	
Ap. 5	Ap. 6	177.7	2476	2642	2691	1941	990	2424	2132	1633	

### 3.4.4. Tabla de cálculo mecánico del cable OPGW en condición Creep

Tense (daN)											
Ap. Inicial	Ap. Final	Vano reg. (m)	-10°C+V (140 km/h)	-15°C+Hielo	15°C+Hielo+V (60km/h)	Fmax 15°C + V (120km/h)	Fmax 85°C	Fmax 0°C + Hielo	Fmin -15°C	EDS 15°C	
PORTICO	Ap. 1	15.7	323	386	397	179	74	282	260	129	
Ap. 1	Ap. 2	471.3	2305	2501	2598	1892	1231	2445	1450	1373	
Ap. 2	Ap. 4	345.6	2299	2487	2574	1867	1157	2398	1532	1389	
Ap. 4	Ap. 5	199.3	2277	2446	2503	1789	966	2270	1804	1435	
Ap. 5	Ap. 6	177.7	2274	2439	2491	1773	921	2244	1879	1450	

 <b>Solaria</b> <b>Incosa</b> <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>
	Memoria de Cálculos	
		Rev.: 00 Página 22 de 28

## 4. CÁLCULO DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Se consideran tres tipos de distancias eléctricas:

- $D_{el}$ : distancia de aislamiento en el aire mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. Previene descargas eléctricas entre las partes en tensión y objetos a potencial de tierra en condiciones de explotación normal de la red. Las condiciones normales incluyen operaciones de enganche, aparición de rayos y sobretensiones resultantes de faltas en la red.
- $D_{pp}$ : distancia de aislamiento en el aire mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Esta distancia previene las descargas eléctricas entre fases durante maniobras y sobretensiones de rayos.
- $a_{som}$ : valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra. La probabilidad de descarga a través de la mínima distancia interna  $a_{som}$  debe ser siempre mayor que la descarga a través de algún objeto externo o persona. Por este motivo, las distancias externas mínimas de seguridad ( $D_{add} + D_{el}$ ) deben ser siempre superiores a 1,1  $a_{som}$ .

Los valores para la tensión nominal de 220 kV son los siguientes:

Tensión más elevada $U_s$ (kV)	$D_{el}$ (m)	$D_{pp}$ (m)
245	1,70	2,00

### 4.1 DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA

#### 4.1.1. Apoyo con cadenas de suspensión

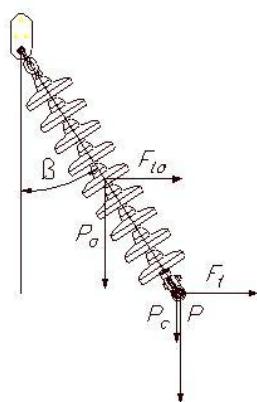
La distancia mínima a masa queda definida de acuerdo con lo establecido en el apartado 5.4.2 de la ITC 07 del RLAT, donde se expone que la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a  $D_{el}$  (con un mínimo de 0,2 metros). Se comprobará también la distancia del puente flojo a masa.

Tensión más elevada $U_s$ (kV)	$D_{el}$ (m)
245	1,70

El ángulo de inclinación de las cadenas de suspensión vendrá dado por la expresión:

$$\operatorname{tg}\beta = \frac{2T_v \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} \mp \left[ F_t \cos \frac{\alpha}{2} + \frac{F_{ta}}{2} \right]}{P + \frac{P_a}{2} + P_c}$$

En el caso de que se tratara de un apoyo de suspensión en alineación se emplearía la misma expresión anterior, pero considerando que el ángulo de desvío de la línea sería nulo ( $\alpha=0$ ).



Siendo:

$F_t$ : Fuerza debida a una presión de viento mitad actuando sobre los conductores a ambos lados del apoyo (daN)

$T_v$ : Tensión del cable a -5°C en zona A. (daN)

$F_{ta}$ : Fuerza debida a la presión del viento actuando sobre la cadena de aisladores con presión de viento mitad (daN)

$P$ : Componente vertical de las fuerzas transmitidas por el conductor situado en los vanos contiguos al apoyo (daN)

$P_a$ : Peso de la cadena de aisladores y herrajes (daN)

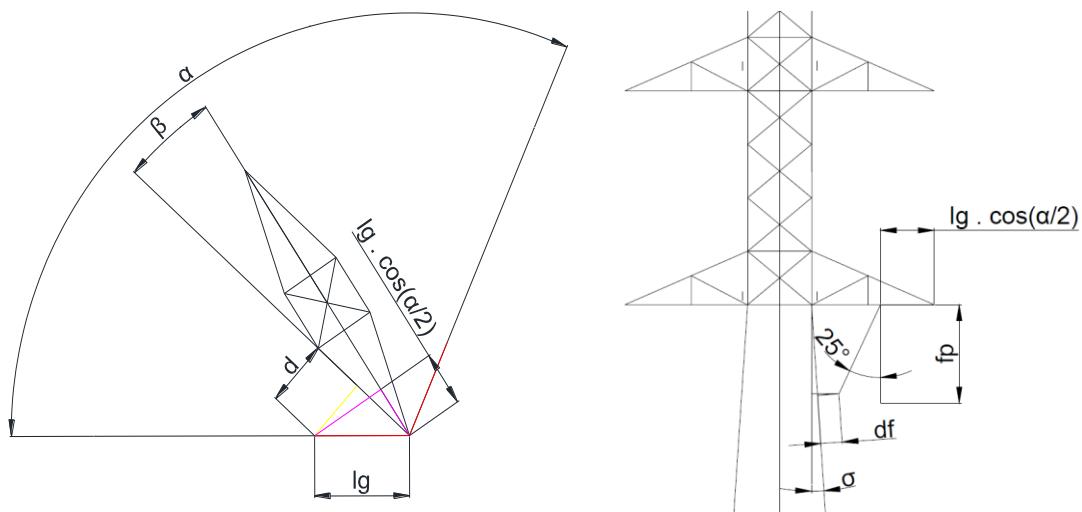
$P_c$ : Peso de los contrapesos que eventualmente se hayan instalado (daN)

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Nº apoyo	Ángulo máximo	Ángulo calculado
3	35°	30,6°

#### 4.1.2. Apoyo con cadenas de amarre

Los cálculos de la distancia mínima entre los conductores y puentes flojos con las crucetas y fuste del apoyo se realizarán de la siguiente manera:



En el caso de que se tratara de un apoyo de amarre en alineación se emplearían las mismas expresiones, pero teniendo en cuenta que el ángulo de desvío de la línea será  $\alpha = 180$ .

#### Distancia a la cruceta

$$d = l_g \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2} - \beta\right)$$

siendo:

$\theta$ : Semíángulo de la cruceta en grados sexagesimales

$\alpha$ : Ángulo de desvío de la línea, en grados sexagesimales. En apoyos alineación  $\alpha = 180$

$l_g$ : Longitud de la cadena de amarre (m)

Donde:

$$\beta = \tan^{-1}\left(\frac{f/2}{br - f/2}\right)$$

siendo:

$f$ : Ancho del fuste del apoyo

$br$ : Brazo más corto de la cruceta

#### Distancia a fuste

$$df = \left( br - l_g \cdot \cos(\alpha/2) - fp \cdot \sin(\mu) - \left( \frac{ac}{2} + fp \cdot \cos(\mu) \cdot \tan(\sigma) \right) \cdot \cos(\sigma) \right)$$

siendo:

$\alpha$ : Ángulo de desvío de la línea, en grados sexagesimales. En apoyos alineación  $\alpha = 180$

$l_g$ : Longitud de la cadena de amarre (m)

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>Memoria de Cálculos</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>						
		Rev.:	00	Página	25	de	28	

*ac*: Ancho del cabeza del apoyo

*br*: Brazo más corto de la cruceta

$\mu$ : Ángulo de desviación del puente flojo ( $\mu = 25^\circ$ )

*fp*: Flecha del puente.

$\alpha$ : Angulo conocidet del apoyo.

#### Distancia a cabeza

$$dc = br - l_g \cdot \cos(\alpha/2) - fp \cdot \sin(\mu) - \frac{ac}{2}$$

siendo:

$\alpha$ : Ángulo de desvío de la línea, en grados sexagesimales. En apoyos alineación  $\alpha = 180$

$l_g$ : Longitud de la cadena de amarre (m)

*ac*: Ancho del cabeza del apoyo

*br*: Brazo más corto de la cruceta

$\mu$ : Ángulo de desviación del puente flojo ( $\mu = 25^\circ$ )

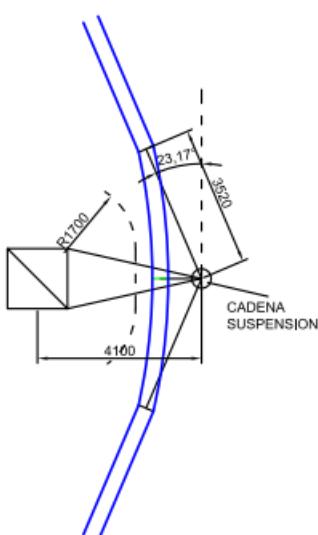
*fp*: Flecha del puente.

Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

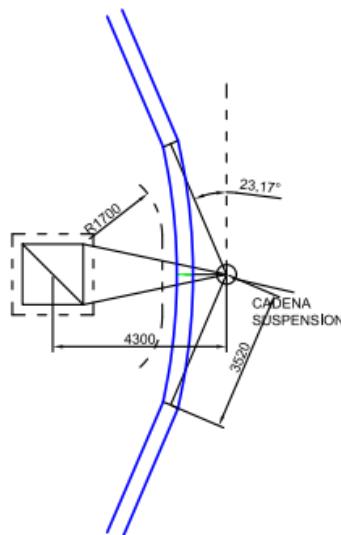
APOYOS DE AMARRE												
Nº	Longitud cadena lg (m)	Ángulo línea $\alpha$ ( $^\circ$ )	Ancho cabeza ac (m)	Longitud cruceta br (m)	Flecha puente fp (m)	Ángulo desvío puente $\mu$ ( $^\circ$ )	$\sigma$ ( $^\circ$ )	$\beta$ ( $^\circ$ )	Dist. cruceta (m)	Dist cabeza (m)	Dist fuste (m)	
1	3,52	180	2	4,35	2,5	20	1	16,62	3,37	2,49	2,45	
2	3,52	173,38	1,5	4,1	2,5	20	1	12,62	3,38	2,29	2,25	
4	3,52	133,66	1,5	4,1	2,5	20	1	12,62	2,86	1,11	1,07	
5	3,52	180	1,5	4,1	2,5	20	1	12,62	3,43	2,49	2,45	
6	3,52	180	2	4,7	2,5	20	1	15,12	3,40	2,84	2,80	

En el apoyo nº4 no se cumple con la distancia mínima a la cabeza y al fuste debido al ángulo de la línea, por lo que será necesario el empleo de cadenas de suspensión para guiar el puente, quedando de la siguiente forma:

CRUCETA SUPERIOR



CRUCETA INFERIOR



## 4.2 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES ENTRE SÍ

De acuerdo con lo establecido en el punto 5.4.1 de la ITC-LAT-07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de nieve acumulada sobre ellos, la distancia de los conductores vendrá dada por la siguiente expresión:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

En la cual:

*D*: Separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos (m).

*K*: Coeficiente que depende del ángulo de oscilación de los conductores con el viento ( $\mu$ ).

*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 líneas.

*F*: Flecha máxima, en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3 de la ITC-07 del RLAT.

*L*: Longitud, en metros, de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos,  $L=0$ .

*D<sub>pp</sub>*: Distancia mínima aérea especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido, cuyos valores se han definido en el apartado anterior.

Los valores de las tangentes del ángulo de oscilación de los conductores vienen dados, para cada caso de carga, por el cociente de la sobrecarga de viento dividida por el peso propio más la sobrecarga de hielo si

procede según zona, por metro lineal de conductor, estando la primera determinada para una velocidad de viento de 120 km/h. En función de estos y de la tensión nominal de la línea, se establecen unos coeficientes K que se dan en la tabla siguiente:

Angulo de oscilación $\mu$	K (U nominal > 30kV)
$\mu > 65^\circ$	0,70
$40^\circ \leq \mu \leq 65^\circ$	0,65
$\mu < 40^\circ$	0,60

El ángulo de oscilación de los conductores se determinará mediante la siguiente expresión:

$$\mu = \text{arc tg} \frac{p_v}{p_c}$$

La fórmula anterior corresponde a conductores iguales y con la misma flecha. En el caso de conductores diferentes o con distinta flecha, la separación entre los conductores se determinará con la misma fórmula y el coeficiente K mayor y la flecha F mayor de los dos conductores. En el caso de adoptarse separaciones menores, deberán justificarse debidamente los valores utilizados.

A continuación, se recogen los valores para el conductor del presente proyecto:

Conductor	Pp (daN/m)	Pp+Ph (daN/m)	Pv = 120 (daN/m)	Flecha máxima Temperatura		Flecha máxima viento		Flecha máxima hielo	
				$\mu$	K	$\mu$	K	$\mu$	K
LA-380	1,275	2,176	2,07	0°	0,60	58,37°	0,65	0°	0,60

En el cálculo de las distancias entre diferentes conductores o entre conductores y cables de tierra se realizará con el valor mayor de flecha y de coeficiente K de ambos.

En la siguiente tabla se incluyen las distancias entre conductores en los distintos vanos y con las distintas hipótesis:

Apoyo Inicial	Apoyo Final	Flecha máxima Temperatura 85°C			Flecha máxima viento			Flecha máxima hielo		
		Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)
Pórtico	1	1,59	2,46	4,03	1,14	2,39	3,22	1	2,30	3,15
1	2	22,83	4,57	6,06	20,94	4,67	6,15	20,72	4,43	6,09
2	3	15,83	4,09	6,06	13,75	4,11	6,14	13,51	3,91	6,09
3	4	10,42	3,64	6,13	9,04	3,65	6,17	8,89	3,49	6,15
4	5	5,69	3,13	6,13	4,29	3,05	6,17	4,11	2,92	6,15
5	6	4,67	3,00	3,38	3,42	2,90	3,38	3,25	2,78	3,38

La separación entre conductores y cables de tierra se determinará de forma análoga a las separaciones entre conductores, de acuerdo con todos los párrafos anteriores, mostrándose en la siguiente tabla:

 <b>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos</b> <b>Provincias de Madrid y Guadalajara</b>	<b>Memoria de Cálculos</b>	<b>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</b>						
		Rev.:	00	Página	28	de	28	

		Flecha máxima Temperatura 85°C			Flecha máxima viento			Flecha máxima hielo		
Apoyo Inicial	Apoyo Final	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)
Pórtico	1	1,59	2,46	2,78	1,14	2,39	2,70	1	2,30	2,66
1	2	22,83	4,57	6,80	20,94	4,67	6,78	20,72	4,43	6,78
2	3	15,83	4,09	6,83	13,75	4,11	6,81	13,51	3,91	6,81
3	4	10,42	3,64	6,78	9,04	3,65	6,78	8,89	3,49	6,75
4	5	5,69	3,13	4,90	4,29	3,05	4,90	4,11	2,92	4,88
5	6	4,67	3,00	4,94	3,42	2,90	4,94	3,25	2,78	4,91

### 4.3 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

De acuerdo con lo establecido en el apartado 5.5 de la ITC-LAT-07 del RLAT, la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, según las hipótesis de temperatura y de hielo definidas según el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT-07 del RLAT, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, senda, vereda o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} \text{ (m), con un mínimo de 6 metros.}$$

Tensión más elevada Us (kV)	Del (m)	Distancia al terreno (m)
245	1,70	7,00

Cuando las líneas atraviesen explotaciones ganaderas cercadas o explotaciones agrícolas la altura mínima será de 7 metros, con objeto de evitar accidentes por proyección de agua o por circulación de maquinaria agrícola, camiones y otros vehículos.

La línea cumple con la distancia mínima al terreno en todos sus vanos.

En VALENCIA, ENERO 2026

Gonzalo Jiménez Boluda




Ingeniero Industrial

Colegiado N.º 6091

Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Occidental