

CLIENTE:



CONTRATISTA EPC:



PROYECTO:

**PROYECTO DE EJECUCIÓN DE LÍNEA DE EVACUACIÓN AÉREA 220 kV
SC SE VALLUÉRCANES – SE LA VID.
TRAMO SE VALLUÉRCANES - AP ENTRONQUE T-D18**

TÍTULO:

Memoria de cálculos

CÓDIGO DE DOCUMENTO SOLARIA:

VAEN-OHM-LE-GN-MCA-0001

CÓDIGO DE DOCUMENTO CONTRATISTA EPC:

Nº REVISIÓN:	07	DOCUMENTO EMITIDO	
FECHA EMISIÓN:	23/10/2025	PARA:	Revisión

LRV	PRF	SRP
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.

RESUMEN DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción de los cambios
00	05/12/2024	Edicion inicial de cálculos eléctricos
01	05/06/25	Añadido cable de tierra real
02	04/08/25	Añadido calculode toma de tierra
03	20/09/25	Modificado cálculo de toma de tierra
04	22/09/25	Completada memoria de cálculo
05	25/09/25	Resueltos comentarios
06	10/10/25	Modificaciones por desplazamiento de apoyo D13
07	23/10/25	Modificada toma de tierra a doble anillo

Índice

1	CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA AÉREA.....	5
1.1	Constantes y características de la línea	5
1.2	Resistencia eléctrica de la línea	6
1.3	Matriz de impedancias	7
1.4	Impedancias de secuencia	12
1.5	Impedancias de secuencia	13
1.6	Matriz de capacidades	13
1.7	Potencia característica.....	17
1.8	Caída de tensión	17
1.9	Densidad máxima de corriente.....	18
1.10	Potencia máxima admisible por intensidad.....	18
1.11	Potencia de transporte en función de condiciones meteorológicas	19
1.12	Pérdidas de potencia.....	28
1.11	Cortocircuito máximo	28
1.14	Efecto corona	30
1.15	Campo eléctrico	32
1.16	Campo magnético	35
1.17	Conclusiones	36
2	CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA.....	37
2.1	Objeto	37
2.2	Reglamentación y normativas aplicables	37
2.3	Cálculo de la puesta a tierra	37
2.3.1	Dimensionamiento desde el punto de vista térmico	37
2.3.2	Dimensionamiento desde el punto de vista de la corrosión.....	38
2.3.3	Dimensionamiento de la protección contra el rayo.....	39
2.3.4	Dimensionamiento con respecto a la seguridad de las personas	40
2.3.5	Cálculo del sistema de puesta a tierra	44
2.3.6	Cálculo de la toma de tierra	44
2.4	Conclusión.....	45
3	CÁLCULO DE CADENAS DE AISLADORES.....	45
3.1	Cálculos eléctricos	45

3.2	Cálculos mecánicos	48
4	CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES.....	49
4.1	Características generales de la línea.....	49
4.2	Características mecánicas de los cables	50
4.3	Tracción máxima admisible	50
4.4	Hipótesis de cálculo	51
4.5	Tablas de cálculo mecánico de conductores	52
4.5.1	Tabla de cálculo mecánico conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) Inicial	52
4.5.2	Tabla de cálculo mecánico conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) Creep	53
4.5.3	Tabla de cálculo mecánico cable OPGW sin salvapájaros Inicial.....	54
4.5.4	Tabla de cálculo mecánico cable OPGW sin salvapájaros creep	54
4.5.5	Tabla de cálculo mecánico cable OPGW con salvapájaros creep.....	55
4.6	Tablas de tendido	56
4.6.1	Tabla de tendido conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) inicial	56
4.6.2	Tabla de tendido conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) después de creep	57
4.6.3	Tabla de tendido cable OPGW sin salvapájaros inicial	58
4.6.4	Tabla de tendido cable OPGW sin salvapájaros después de creep	60
4.6.5	Tabla de tendido cable OPGW con salvapájaros después de creep.....	61
5	CÁLCULO DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	62
5.1	Distancias a masa.....	62
5.2	Distancias entre conductores	64
5.3	Distancias al terreno	67
6	CÁLCULO MECÁNICO DE APOYOS	68
6.1	Hipótesis de cálculo	68
6.2	Tablas de cálculo mecánico de apoyos.....	70

1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA AÉREA

1.1 Constantes y características de la línea

Los datos de la línea son:

Sistema	Corriente Alterna Trifásica
Tensión nominal del sistema	220 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión más elevada	145 kV
Categoría	Categoría Especial
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	1 (Símplex)
Tipo de conductor aéreo	LA 455
Longitud	7.018 km
Factor de potencia	$\cos \varphi = 0.928$
Potencia a transportar	165 MVA

Las características del conductor son:

Denominación	LA-455
Composición	54 de 3.08mm + 7 de 3.08mm
Sección total	454.5
Diámetro total	27.7 mm

 Solaria  <small>INGENIERIA</small>	TRAMO SE VALLUÉRCANES - AP ENTRONQUE T-D18 Memoria de cálculos	VAEN-OHM-LE-GN-MCA-0001
		Rev.: 7 Página 6 de 88

Resistencia eléctrica cc a 20º 0.0719

Disposición de conductores Tresbolillo

Las características del cable de tierra son:

Denominación OPGW 80L90z

Nº de fibras 144

Sección total 155.5 mm²

Diámetro total 18 mm

Resistencia eléctrica cc a 20º 0.33 Ω

Módulo de elasticidad 116.9 kN/mm²

Coeficiente de dilatación 14.4 E-6 1/ºC

Peso 899 kg/ km

1.2 Resistencia eléctrica de la línea

La resistencia del conductor LA-455, por unidad de longitud, en corriente continua y a la temperatura máxima del conductor (85ºC) vendrá dada por la siguiente expresión.

$$R_{85CC} = R_{20CC}[1 + \alpha(85 - 20)]$$

Donde:

R_{85CC}: Resistencia del conductor en corriente continua a 85ºC

R_{20CC}: Resistencia del conductor en corriente continua a 20ºC (0.0719Ω/km)

α: Coeficiente de aumento de la resistividad eléctrica con la temperatura

$$R_{85CC} = R_{20CC}[1 + \alpha(85 - 20)] = 0.0719[1 + 4.03 \cdot 10^{-3} \cdot 65] = 0.0907 \frac{\Omega}{km}$$

La resistencia, por unidad de longitud, en corriente alterna y a la temperatura máxima vendrá dada por la siguiente expresión:

$$R_{85ca} = R_{85cc}(1 + y_s)$$

Donde:

R_{85cc} : Resistencia del conductor en corriente continua a 85°C (Ω/km)

y_s : Factor de efecto pelicular (skin effect)

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

$$x_S^2 = \frac{\mu_0}{4 \cdot \pi} \cdot \frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot k_s}{R_{cc}} = 10^{-7} \cdot \frac{\text{H}}{\text{m}} \cdot \frac{8 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 1}{90.7 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{\Omega}{\text{m}}} = 1.3855$$

$$y_s = \frac{x_S^4}{192 + 0.8 \cdot x_S^4} = \frac{1.3855^2}{192 + 0.8 \cdot 1.3855^2} = 0.009918$$

Por tanto:

$$R_{85ca} = R_{85cc}(1 + y_s) = 0.0907 \cdot (1 + 0.009918) = 0.0915 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$R_{85ca} = 0.0915 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot 7.01812 = 0.6422 \Omega$$

1.3 Matriz de impedancias

El cálculo de la matriz de impedancias se realiza mediante la teoría de Carson. De este modo se calcula la impedancia propia y mutua de todos los conductores que forman la línea teniendo en cuenta el terreno.

La impedancia propia de un conductor se puede evaluar como:

$$Z_{i,i} = R_i + \frac{j\mu_0}{2 \cdot \pi} \omega \left(\frac{\mu_r}{4 \cdot n_i} + \ln \left(\frac{D'_{i,i}}{r_{eq}} \right) \right) + \frac{\mu_0}{\pi} \omega (P_{i,i} + jQ_{i,i})$$

La impedancia mutua entre dos conductores será:

$$Z_{i,j} = \frac{j\mu_0}{2 \cdot \pi} \omega \ln \left(\frac{D'_{i,j}}{D_{i,j}} \right) + \frac{\mu_0}{\pi} \omega (P_{i,j} + jQ_{i,j})$$

Donde:

R_i es la resistencia eléctrica del conductor i

$D_{i,j}$ es la distancia entre el conductor i y el j

$D'_{i,j}$ es la distancia entre el conductor i y la imagen del conductor j respecto al suelo

r_{eqi} es el radio equivalente del conductor i

ω es la pulsación $2\pi f$

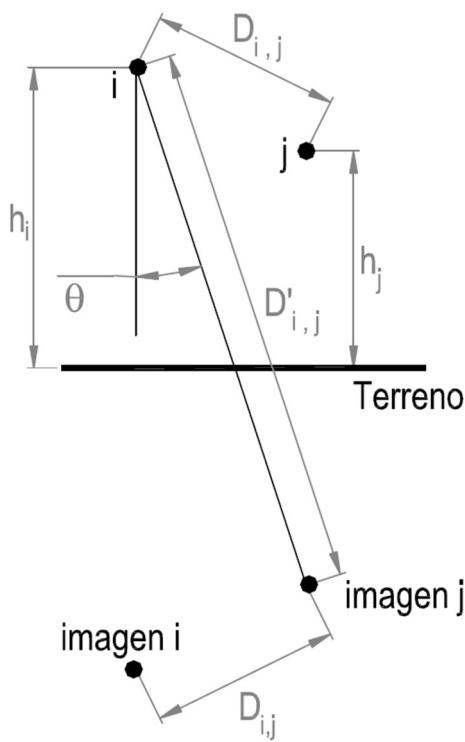
μ_0 es la permeabilidad del vacío

μ_r es la permeabilidad relativa del conductor

Los valores de P y Q son una serie infinita de términos que describen el comportamiento del terreno. Para cálculos a frecuencias industriales los términos de la serie a partir del segundo pueden ser despreciados, por tanto:

$$P_{i,j} = \frac{\pi}{8} - \frac{k_{i,j} \cdot \cos(\theta_{i,j})}{3 \cdot \sqrt{2}}$$

$$Q_{i,j} = \frac{1}{2} \cdot \ln\left(\frac{1.85138}{k_{i,j}}\right) + \frac{k_{i,j} \cdot \cos(\theta_{i,j})}{3 \cdot \sqrt{2}}$$



Donde

$$k_{i,j} = \frac{\sqrt{2} \cdot D'_{i,j}}{\delta}$$

$$\cos(\theta_{i,j}) = \frac{h_i + h_j}{D'_{i,j}}$$

Siendo δ la penetración del terreno según la ecuación:

$$\delta = \sqrt{\frac{\rho_t}{\pi \cdot f \cdot \mu_0 \cdot \mu_r}}$$

Donde:

ρ_t es la resistividad del terreno en Ωm

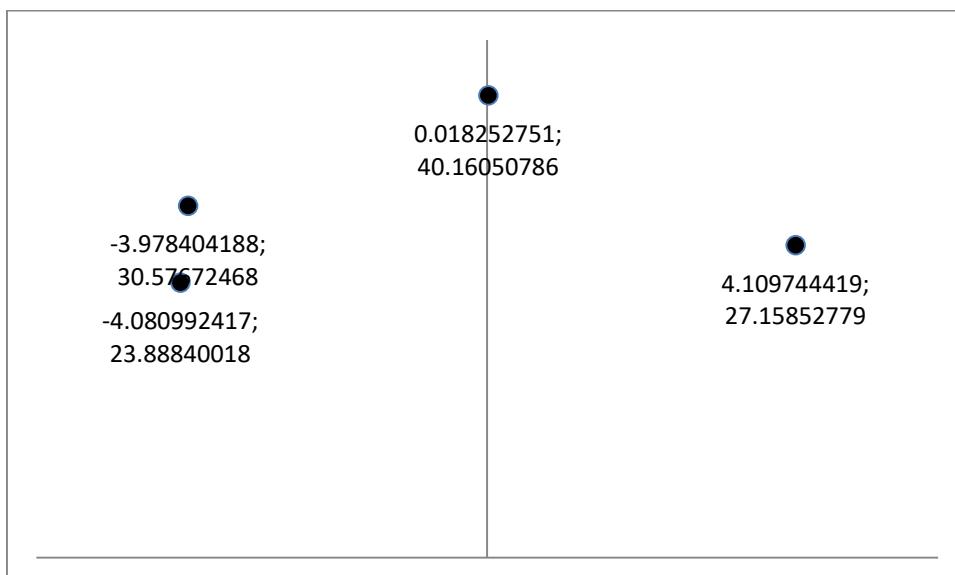
f es la frecuencia en Hz

μ_0 es la permeabilidad del vacío

μ_r es la permeabilidad relativa del terreno, generalmente 1

$$\delta = \sqrt{\frac{\rho_t}{\pi \cdot f \cdot \mu_0 \cdot \mu_r}} = \sqrt{\frac{250}{\pi \cdot 50 \cdot 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}}} = 1125.39m$$

Se estudia la posición media de los conductores a lo largo de la línea. Esta posición se obtiene mediante un promedio de la posición tanto horizontal respecto al eje como vertical respecto al terreno. Para obtener la posición vertical de cada cable se tiene en cuenta tanto la orografía del terreno bajo el cable como la catenaria del mismo en su hipótesis de flecha máxima. Esta posición media se muestra en el gráfico que se muestra a continuación. Con este promedio de posiciones se calcula tanto la distancia entre los cables como la distancia espejo respecto al suelo.



Las distancias entre todos los conductores de la línea son:

$$D = \begin{pmatrix} 0.00 & 8.82 & 6.69 & 16.78 \\ 8.82 & 0.00 & 8.78 & 13.63 \\ 6.69 & 8.78 & 0.00 & 10.38 \\ 16.78 & 13.63 & 10.38 & 0.00 \end{pmatrix} m$$

La distancia entre conductores y el espejo respecto al suelo de los mismos para la línea es:

$$D' = \begin{pmatrix} 47.78 & 51.70 & 54.47 & 64.18 \\ 51.70 & 54.32 & 58.30 & 67.44 \\ 54.47 & 58.30 & 61.15 & 70.85 \\ 64.18 & 67.44 & 70.85 & 80.32 \end{pmatrix} m$$

El factor k para los conductores será:

$$k_{i,j} = \begin{pmatrix} 0.06004 & 0.06497 & 0.06844 & 0.08065 \\ 0.06497 & 0.06826 & 0.07326 & 0.08475 \\ 0.06844 & 0.07326 & 0.07685 & 0.08903 \\ 0.08065 & 0.08475 & 0.08903 & 0.10093 \end{pmatrix}$$

El factor P que representa la parte real de la impedancia del terreno según la teoría de Carson es:

$$P_{i,j} = \begin{pmatrix} 0.3785 & 0.3776 & 0.3766 & 0.3737 \\ 0.3776 & 0.3766 & 0.3756 & 0.3728 \\ 0.3766 & 0.3756 & 0.3746 & 0.3717 \\ 0.3737 & 0.3728 & 0.3717 & 0.3689 \end{pmatrix}$$

Y el factor Q que es la parte imaginaria de la impedancia que representa el terreno:

$$Q_{i,j} = \begin{pmatrix} 1.7285 & 1.6900 & 1.6650 & 1.5857 \\ 1.6900 & 1.6663 & 1.6319 & 1.5619 \\ 1.6650 & 1.6319 & 1.6090 & 1.5383 \\ 1.5857 & 1.5619 & 1.5383 & 1.4784 \end{pmatrix}$$

La resistencia de cada uno de los conductores considerados es:

$$R_i = \begin{pmatrix} 0.0915 \\ 0.0915 \\ 0.0915 \\ 0.33 \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

El radio equivalente de cada uno de los conductores es:

$$r_{eq} = \begin{pmatrix} 13.85 \\ 13.85 \\ 13.82 \\ 9 \end{pmatrix} mm$$

Por tanto la matriz de impedancias de fase de la línea, incluyendo cables de tierra será:

$$Z = \begin{pmatrix} 0.1391 + 0.7447j & 0.0474 + 0.3235j & 0.0473 + 0.3410j & 0.0470 + 0.2836j \\ 0.0474 + 0.3235j & 0.1388 + 0.7450j & 0.0472 + 0.3240j & 0.0468 + 0.2967j \\ 0.0473 + 0.3410j & 0.0472 + 0.3240j & 0.1386 + 0.7452j & 0.0467 + 0.3140j \\ 0.0470 + 0.2836j & 0.0468 + 0.2967j & 0.0467 + 0.3140j & 0.3764 + 0.7730j \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

Como la línea posee cable de tierra, es necesario realizar un análisis matricial para eliminarlos y obtener una matriz 3x3 que representa las impedancias por fase.

$$Z = \begin{pmatrix} Z_f & Z_{ft} \\ Z_{tf} & Z_{tt} \end{pmatrix}$$

$$(Z_{fas}) = (Z_f) - (Z_{ft})(Z_{tt})^{-1}(Z_{tf})$$

El resultado del cálculo es la matriz de impedancias de fase:

$$Z_{fas} = \begin{pmatrix} 0.1510 + 0.6494j & 0.0607 + 0.2239j & 0.0623 + 0.2359j \\ 0.0607 + 0.2239j & 0.1535 + 0.6410j & 0.0636 + 0.2143j \\ 0.0623 + 0.2359j & 0.0636 + 0.2243j & 0.1570 + 0.6295j \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

Con la longitud total de la línea de 7018m:

$$Z_{fas} = \begin{pmatrix} 1.0599 + 4.5577j & 0.4260 + 1.5717j & 0.4369 + 1.6548j \\ 0.4260 + 1.5717j & 1.0771 + 4.4990j & 0.4466 + 1.5042j \\ 0.4369 + 1.65588j & 0.4466 + 1.5042j & 1.1016 + 4.4180j \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

1.4 Impedancias de secuencia

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

$$(Z_{012}) = (H)^{-1}(Z_{fas})(H)$$

$$h = e^{j120^\circ} = -0.5 + 0.866j$$

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

$$H^{-1} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & h & h^2 \\ 1 & h^2 & h \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

El resultado del cálculo es:

$$Z_{012} = \begin{pmatrix} 0.0916 + 0.4152j & 0.0103 + 0.0056j & -0.0020 + 0.0084j \\ -0.0101 - 0.0058j & 0.0916 + 0.4152j & -0.0022 + 0.0114j \\ -0.0022 + 0.0114j & -0.0020 + 0.0085j & 0.2782 + 1.0895j \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

$$Z_{012} = \begin{pmatrix} 0.4252 < 77.56^\circ & 0.0117 < -28.40^\circ & 0.0087 < 103.17^\circ \\ 0.0117 < -150.35^\circ & 0.4252 < 77.56^\circ & 0.0116 < 101.15^\circ \\ 0.0116 < 101.15^\circ & 0.0087 < 106.17^\circ & 1.2443 < 75.67^\circ \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

1.5 Impedancias de secuencia

Impedancia homopolar de la línea:

$$Z_0 = 0.2782 + 1.0895j \frac{\Omega}{km}$$

Impedancia de secuencia directa e inversa de la línea:

$$Z_1 = 0.0916 + 0.4152j \frac{\Omega}{km}$$

Con la longitud de la línea de 7.018km:

$$Z_{012} = \begin{pmatrix} 0.6429 + 2.9142j & 0.0724 - 0.0391j & -0.0139 + 0.0594j \\ -0.0716 - 0.0407j & 0.6429 + 2.9142j & -0.0158 + 0.0799j \\ -0.0158 + 0.07992j & -0.0139 + 0.0594j & 1.9526 + 7.6460j \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

$$Z_{012} = \begin{pmatrix} 2.9843 < 77.56^\circ & 0.0823 < -28.40^\circ & 0.0610 < 103.17^\circ \\ 0.0823 < -150.35^\circ & 2.9843 < 77.56^\circ & 0.0815 < 101.15^\circ \\ 0.0815 < 101.15^\circ & 0.0610 < 106.17^\circ & 7.8914 < 75.67^\circ \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

$$Z_0 = 1.9526 + 7.6460j$$

$$Z_1 = 0.6429 + 2.9142j$$

$$\frac{R_o}{R_1} = \frac{1.9526}{0.6429} = 3.0371$$

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{7.6460}{2.9142} = 2.6237$$

1.6 Matriz de capacidades

El cálculo de la matriz de capacidades de la línea se realiza mediante la matriz de coeficientes de potencial que liga el potencial eléctrico con la carga. La ecuación general en forma matricial es:

$$(V) = (P)(q)$$

Donde:

V es el vector de potenciales de la línea

P es la matriz de coeficientes de potencial

q es el vector de cargas

Dado que:

$$(q) = (C)(V) = (P)^{-1}(V)$$

Siendo C la matriz de capacidades de la línea. Por tanto, la susceptancia capacitiva de la línea será:

$$(B) = \omega(P)^{-1}$$

Los elementos de la matriz P de coeficientes de capacidades se pueden calcular:

Para elementos de la diagonal principal:

$$P_{i,i} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \cdot \ln\left(\frac{D'_{i,i}}{r_{eq}}\right)$$

Para elementos fuera de la diagonal principal:

$$P_{i,j} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \cdot \ln\left(\frac{D'_{i,i}}{D_{i,j}}\right)$$

Donde:

$D_{i,j}$ es la distancia entre el conductor i y el j

$D'_{i,j}$ es la distancia entre el conductor i y la imagen del conductor j respecto al suelo

r_{eq} es el radio equivalente del conductor

ϵ_0 es la permitividad eléctrica del vacío

Las matrices de distancias entre los conductores y entre los conductores y el espejo de los mismos respecto al suelo se han evaluado en un apartado anterior.

La matriz de coeficientes de potencial de fase de la línea incluyendo cables de tierra será:

$$P = \begin{pmatrix} 146.49 & 31.80 & 37.71 & 24.12 \\ 31.80 & 148.80 & 34.04 & 28.76 \\ 37.71 & 34.04 & 150.93 & 34.53 \\ 24.12 & 28.76 & 34.53 & 163.59 \end{pmatrix} \frac{km}{\mu F}$$

Como la línea posee cables de tierra es necesario realizar un análisis matricial para eliminarlos y obtener una matriz 3x3 que representa los coeficientes de potencial de cada fase.

$$P = \begin{pmatrix} P_f & P_{ft} \\ P_{tf} & P_{tt} \end{pmatrix}$$

$$(P_{fas}) = (ZP_f) - (P_{ft})(P_{tt})^{-1}(P_{tf})$$

El resultado del cálculo es la matriz de coeficientes de potencial de fase:

$$P_{fas} = \begin{pmatrix} 142.94 & 31.63 & 32.62 \\ 27.56 & 143.75 & 27.97 \\ 32.62 & 27.97 & 143.64 \end{pmatrix} \frac{km}{\mu F}$$

Matriz de susceptancias

Como se ha visto la matriz de susceptancias de la línea será el producto de la pulsación por la inversa de la matriz de coeficientes de potencial.

$$B = j\omega(P)^{-1}$$

$$B = j \cdot \begin{pmatrix} 2.39 & -0.44 & -0.46 \\ -0.37 & 2.34 & -0.37 \\ -0.47 & -0.36 & 2.36 \end{pmatrix} \frac{\mu S}{km}$$

Con la longitud total de la línea de 7.018km:

$$B = j \cdot \begin{pmatrix} 16.75 & -3.06 & -3.21 \\ -2.57 & 16.41 & -2.61 \\ -3.30 & -2.50 & 16.59 \end{pmatrix} \mu S$$

Susceptancia de secuencia

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

$$(B_{012}) = (H)^{-1}(B_{fas})(H)$$

La matriz H se definió en el apartado anterior:

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

$$H^{-1} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & h & h^2 \\ 1 & h^2 & h \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

El resultado del cálculo es:

$$B_{012} = \begin{pmatrix} 2.77 & 0.06 & 0.03 \\ 0.06 & 2.77j & -0.03 \\ 0.00 & 0.00 & 1.54j \end{pmatrix} \frac{\mu S}{km}$$

La susceptancia homopolar de la línea es:

$$B_0 = 1.54j \frac{\mu S}{km}$$

La susceptancia de secuencia directa e inversa de la línea será:

$$B_1 = 2.77j \frac{\mu S}{km}$$

Con la longitud de la línea de 7.018km:

$$B_0 = 10.83j \mu S$$

$$B_1 = 19.46j \mu S$$

Impedancia característica y constante de propagación:

Se define la impedancia característica de la línea como:

$$Z_c = \sqrt{\frac{R + Xj}{Bj}}$$

Los valores de impedancia y admitancia de secuencia directa en la línea se han calculado previamente, pro tanto

$$Z_c = \sqrt{\frac{R + Xj}{Bj}} = \sqrt{\frac{0.092 + 0.4153j}{2.77 \cdot 10^{-6}j}} = 389.34 - 42.44j \frac{\Omega}{km}$$

$$Z_c = 391.64 < -6.22 \frac{\Omega}{km}$$

La constante de propagación será:

$$\gamma = \sqrt{(R + Xj) \cdot (Bj)} = (0.12 + 1.08j) \cdot \frac{10^{-3}}{km}$$

$$\gamma = 0.00109 < 83.78^\circ \frac{1}{km}$$

Dada la longitud de la línea (7.018km):

$$\gamma \cdot L = (0.84 + 7.57j) \cdot 10^{-3} = 7.63 \cdot 10^{-3} < 83.78^\circ$$

1.7 Potencia característica

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

$$P_c = \frac{U^2}{Z_c}$$

Para los valores de la línea:

$$P_c = \frac{U^2}{Z_c} = \frac{220^2}{389.34 - 42.44j} = 122.85 + 13.39j \text{ MVA} = 123.58 < 6.22^\circ \text{ MVA}$$

1.8 Caída de tensión

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea (despreciando la influencia de la capacidad) viene dada por las fórmulas:

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

Siendo:

ΔU Caída de tensión compuesta expresada en voltios.

I Intensidad de la línea en amperios. Qa

X Reactancia por fase y por Kilómetro, en ohmios.

R Resistencia por fase y por Kilómetro, en ohmios.

φ Ángulo de desfase (0,95).

L Longitud de la línea en kilómetros.

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 a 20 °C es:

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

$$\Delta U\% = \frac{153120 \cdot 7.018}{10 \cdot 220^2 \cdot 0.928} \cdot (0.0916 \cdot 0.928 + 0.4153 \cdot 0.373) = 0.574\%$$

La caída de tensión es inferior al 5%.

1.9 Densidad máxima de corriente

La densidad máxima admisible de corriente en régimen permanente para corriente alterna y frecuencia de 50 Hz. se deduce de la tabla 11 recogida en el artículo 4.2.1 de la ITC-LAT-07.

La densidad máxima del conductor de Al-Ac, δ_{LA} , viene dado por:

$$\delta_{LA} = \delta_L \cdot k$$

y la intensidad máxima por fase, I , para una sección total del conductor S_{LA} , por:

$$I = \delta_{LA} \cdot S_{LA}$$

Los valores correspondientes al conductor LA-455, para un $\cos \varphi$ (ángulo de desfase) de 0,928 son los que a continuación se indican:

$$\delta_L = 1.8683 \text{ A/mm}^2$$

$$k = 0.95$$

$$\delta_{LA} = 1.7748 \text{ A/mm}^2$$

$$I = 1.7748 \cdot 454.5 = 806.66 \text{ A por cada cable.}$$

1.10 Potencia máxima admisible por intensidad

La potencia que puede transportar la línea está limitada por la intensidad máxima y por la caída de tensión, la cual no deberá exceder del 5%.

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

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos \varphi$$

$$\text{Tendremos para un } \cos \varphi = 0.95$$

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 806.66 \cdot 0.928 = 285247 \text{ kW}$$

Esta potencia es mayor que la potencia a transportar.

1.11 Potencia de transporte en función de condiciones meteorológicas

La potencia que puede transportar la línea eléctrica se puede calcular con el balance térmico en el conductor, dadas dos temperaturas: la ambiente y la temperatura máxima del cable.

Para realizar el cálculo se ha utilizado un método desarrollado en el grupo de trabajo 12 del CIGRE denominado “THERMAL BEHAVIOUR OF OVERHEAD CONDUCTORS”.

Para la resolución del problema se cuenta con el balance térmico en el conductor, esto es que el calor generado sea igual al calor evacuado en régimen permanente

$$Q_{gen} = Q_{ced}$$

El calor es generado por cuatro motivos: El efecto Joule en el conductor, efectos magnéticos (como efecto pelicular), radiación solar sobre el conductor y las pérdidas por efecto corona. En cuanto al calor cedido se estudia la radiación al medio ambiente, la convección ya sea natural o forzada y por último efecto de evaporación de agua.

$$Q_J + Q_M + Q_S + Q_i = Q_c + Q_r + Q_w$$

El efecto magnético se tiene en cuenta al incluir en la resistencia el efecto pelicular. El efecto corona se desprecia, ya que es más acusado en ambientes húmedos donde el balance térmico es más favorable. Por este motivo también se desprecia el calor cedido por evaporación. Por tanto el balance térmico en régimen permanente:

$$Q_J + Q_S = Q_c + Q_r$$

Los datos de partida para el cálculo son:

Conductor	LA-455 (402-AL1/52-ST1A)
Resistencia eléctrica a 85°C	0.0907 Ω/km
Temperatura máxima del conductor	85°C
Diámetro del conductor	27.7mm
Emisividad del conductor	0.50
Coeficiente de absorción	0.50
Velocidad del viento	0.6m/s
Dirección del viento	45°

Provincia Burgos

Radiación solar en invierno 79 W/m²

Temperatura ambiente en invierno 4°C

Radiación solar en verano 261 W/m²

Temperatura ambiente en verano 19°C

Los datos de radiación han sido obtenidos del documento “Atlas de radiación solar en España utilizando datos del SAF de clima de EUMETSAT”, de la Agencia Estatal de Meteorología. Los datos de temperaturas medias y vientos han sido obtenidos de la página web de la Agencia Estatal de Meteorología.

CALOR APORTADO POR LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar sobre el cable tiene en cuenta tanto la directa como la difusa. Se puede escribir:

$$Q_S = \alpha \cdot S \cdot d_c$$

Siendo:

α es el coeficiente de absorción del conductor

S es la radiación global en W/m²

d_c es el diámetro del conductor en m

Realizando los cálculos con los valores de la línea y para las dos estaciones del año:

En invierno:

$$Q_S = 0.5 \cdot 79 \cdot 27.7 \cdot 10^{-3} = 1.094 \frac{W}{m}$$

En verano:

$$Q_S = 0.5 \cdot 261 \cdot 27.7 \cdot 10^{-3} = 3.615 \frac{W}{m}$$

CALOR CEDIDO POR RADIACIÓN

La pérdida de calor por radiación se puede calcular con la siguiente expresión:

$$Q_r = \pi \cdot d_c \cdot \epsilon \cdot \sigma_b ((T_c + 273.15)^4 - (T_{amb} + 273.15)^4)$$

Siendo:

ϵ la emisividad del conductor

σ_b Constante de Stefan – Boltzman de valor $5.6704 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$

T_c es la temperatura del conductor en régimen permanente en $^{\circ}\text{C}$

T_{amb} es la temperatura ambiente máxima, función de la época del año en $^{\circ}\text{C}$

Los resultados del cálculo para los valores de la línea se muestran a continuación:

En invierno:

$$Q_r = \pi \cdot 27.7 \cdot 10^{-3} \cdot 0.5 \cdot 5.6704 \cdot 10^{-8} ((85 + 273.15)^4 - (4 + 273.15)^4) \\ = 26.04 \text{ W/m}$$

En verano:

$$Q_r = \pi \cdot 27.7 \cdot 10^{-3} \cdot 0.5 \cdot 5.6704 \cdot 10^{-8} ((85 + 273.15)^4 - (19 + 273.15)^4) \\ = 22.62 \text{ W/m}$$

CALOR CEDIDO POR CONVECCIÓN

Al aumentar la temperatura del conductor el aire adyacente se calienta. Dado que la densidad del aire caliente disminuye con la temperatura, provoca el ascenso de este aire. Aire frío remplaza este aire caliente, eliminando calor del conductor. Este fenómeno se denomina convección natural.

Si existe velocidad del viento, el aire caliente será arrastrado reemplazándose por aire más frío que elimina calor del conductor.

Si las velocidades de viento son pequeñas, se calculará tanto la convección forzada como convección natural y se elegirá el valor mayor del coeficiente de transmisión del calor.

En cualquier caso la forma de calcular será:

$$Q_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_c - T_{amb}) \cdot Nu$$

donde:

λ_f Conductividad térmica del aire que se encuentra en las proximidades del conductor

T_c Es la temperatura del conductor en régimen permanente

T_{amb} Es la temperatura ambiente máxima en función de la época del año.

Nu Número de Nusselt, que se calculará en función del tipo de convección, forzada o natural

CONVECCIÓN NATURAL

El número de Nusselt para enfriamiento por convección natural depende del producto de los números de Grashof y Prandtl:

$$Nu = A \cdot (Gr \cdot Pr)^m$$

Los valores de las constantes A y m están en función del rango del producto Gr·Pr:

	A	m
$0,1 < Gr \cdot Pr < 10^2$	1,020	0,148
$10^2 < Gr \cdot Pr < 10^4$	0,850	0,188
$10^4 < Gr \cdot Pr < 10^7$	0,480	0,250
$10^7 < Gr \cdot Pr < 10^{12}$	0,125	0,333

Se define el número de Grashof:

$$Gr = \frac{d_c^3 \cdot (T_c - T_{amb}) \cdot g}{T_{av} \cdot v_f^2}$$

Donde:

g Es la aceleración de la gravedad 9,81m/s²

T_{av} Es la temperatura media del aire que rodea al cable, en K

v_f La viscosidad cinemática del aire en m²/s

d_c Es el diámetro exterior del conductor

T_c Es la temperatura del conductor en régimen permanente

T_{amb} Es la temperatura ambiente

El número de Grashof, en invierno:

$$Gr = \frac{(27.7 \cdot 10^{-3} m)^3 \cdot (85 - 4)K \cdot 9.81 \frac{m}{s^2}}{\left(\frac{(85 + 4)}{2} + 273.15\right)K \cdot \left(13.93 \cdot 10^{-6} \frac{m^2}{s}\right)^2} = 273994.9$$

En verano:

$$Gr = \frac{(27.7 \cdot 10^{-3} m)^3 \cdot (85 - 19)K \cdot 9.81 \frac{m}{s^2}}{\left(\frac{(85 + 19)}{2} + 273.15\right) K \cdot \left(15.64 \cdot 10^{-6} \frac{m^2}{s}\right)^2} = 173019.5$$

El número de Prandtl del aire se puede calcular como:

$$Pr = \frac{c_f \cdot \mu_f}{\lambda_f}$$

Para los valores siguientes:

Calor específico del aire:

$$c_f = 1005 \frac{J}{kg \cdot K}$$

Viscosidad dinámica en función de la temperatura:

En invierno

$$\begin{aligned} \mu_f &= (17.239 + 4.635 \cdot 10^{-2} \cdot T_f - 2.03 \cdot 10^{-5} \cdot T_f^2) \cdot 10^{-6} \\ &= (17.239 + 4.635 \cdot 10^{-2} \cdot 44.5 - 2.03 \cdot 10^{-5} \cdot 44.5^2) \cdot 10^{-6} \\ &= 19.26 \cdot 10^{-6} \frac{kg}{m \cdot s} \end{aligned}$$

En verano

$$\begin{aligned} \mu_f &= (17.239 + 4.635 \cdot 10^{-2} \cdot T_f - 2.03 \cdot 10^{-5} \cdot T_f^2) \cdot 10^{-6} \\ &= (17.239 + 4.635 \cdot 10^{-2} \cdot 52 - 2.03 \cdot 10^{-5} \cdot 52^2) \cdot 10^{-6} \\ &= 19.59 \cdot 10^{-6} \frac{kg}{m \cdot s} \end{aligned}$$

Conductividad térmica del aire:

En invierno:

$$\begin{aligned} \lambda_f &= 2.368 \cdot 10^{-2} + 7.23 \cdot 10^{-5} \cdot T_f - 2.763 \cdot 10^{-8} \cdot T_f^2 \\ &= 2.368 \cdot 10^{-2} + 7.23 \cdot 10^{-5} \cdot 44.5 - 2.763 \cdot 10^{-8} \cdot 44.5^2 \\ &= 26.84 \cdot 10^{-3} \frac{W}{K \cdot m} \end{aligned}$$

En verano:

$$\lambda_f = 2.368 \cdot 10^{-2} + 7.23 \cdot 10^{-5} \cdot T_f - 2.763 \cdot 10^{-8} \cdot T_f^2$$

$$= 2.368 \cdot 10^{-2} + 7.23 \cdot 10^{-5} \cdot 52 - 2.763 \cdot 10^{-8} \cdot 52^2 = 27.36 \cdot 10^{-3} \frac{W}{K \cdot m}$$

Por tanto el número de Prandtl será:

En invierno:

$$Pr = \frac{c_f \cdot \mu_f}{\lambda_f} = \frac{1005 \cdot 19.26 \cdot 10^{-6}}{26.84 \cdot 10^{-3}} = 0.7212$$

En verano:

$$Pr = \frac{c_f \cdot \mu_f}{\lambda_f} = \frac{1005 \cdot 19.59 \cdot 10^{-6}}{27.36 \cdot 10^{-3}} = 0.7196$$

El número de Nusselt para convección natural será:

En invierno:

$$Nu_{nat} = A \cdot (Gr \cdot Pr)^m = 0.48 \cdot (273994.9 \cdot 0.7212)^{0.25} = 10.12$$

En verano:

$$Nu_{nat} = A \cdot (Gr \cdot Pr)^m = 0.48 \cdot (173019.5 \cdot 0.7196)^{0.25} = 9.016$$

CONVECCIÓN FORZADA

Cuando la velocidad de viento es mayor que cero, el número de Nusselt es función del número de Reynolds a través de la siguiente expresión:

$$Nu = B_1 \cdot Re^n$$

El número de Reynolds para una corriente de aire se puede calcular como:

$$Re = \frac{d_c \cdot v}{v_f}$$

Donde:

d_c El diámetro del conductor en metros

v La velocidad del viento m/s

v_f La viscosidad cinemática del aire en m^2/s

Los valores de las constantes B_1 y n están en función de la rugosidad del conductor y el valor del número de Reynolds.

$$R_f = \frac{d}{2 \cdot (D - d)}$$

Donde,

d es el diámetro del alambre exterior del conductor

D es el diámetro total del conductor

$$R_f = \frac{3.08}{2 \cdot (27.7 - 3.08)} = 0.063$$

Superficie	Reynolds		B_1	n
	desde	hasta		
Todas las superficies	10^2	$2.65 \cdot 10^3$	0.641	0.471
$R_f \leq 0.05$	$> 2.65 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^4$	0.178	0.633
$R_f > 0.05$	$> 2.65 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^4$	0.048	0.800

El número de Reynolds para la velocidad de viento estimada de 3 m/s será:

En Invierno:

$$Re = \frac{d_c \cdot v}{\nu_f} = \frac{27.7 \cdot 10^{-3} \cdot 0.6}{13.93 \cdot 10^{-6}} = 1193.11$$

En verano:

$$Re = \frac{d_c \cdot v}{\nu_f} = \frac{27.7 \cdot 10^{-3} \cdot 0.6}{15.64 \cdot 10^{-6}} = 1062.66$$

La viscosidad cinemática del aire se define como:

En invierno

$$v_f = \frac{\mu_f}{\gamma} = \frac{13.93 \cdot 10^{-6}}{0.97} = 14.36 \cdot 10^{-6} \frac{m^2}{s}$$

En verano:

$$v_f = \frac{\mu_f}{\gamma} = \frac{15.64 \cdot 10^{-6}}{0.97} = 16.12 \cdot 10^{-6} \frac{m^2}{s}$$

Por tanto el número de Nusselt en convección forzada será:

En invierno:

$$Nu_{90} = B_1 \cdot Re^n = 0.641 \cdot 1193.11^{0.471} = 18.029$$

En verano:

$$Nu_{90} = B_1 \cdot Re^n = 0.641 \cdot 1062.66^{0.471} = 17.072$$

El cálculo anterior se basa en que el viento incide perpendicularmente a la línea. Dado que en la presente línea se parte de la hipótesis de que el viento incide con un ángulo de 45 ° respecto al conductor, se debe corregir el valor del número de Nusselt:

En invierno:

$$Nu_{\delta} = Nu_{90} \cdot [0.42 + 0.58 \cdot (\sin\delta)^{0.90}] = 18.029[0.42 + 0.58 \cdot (\sin 45)^{0.90}] = 14.66$$

En verano:

$$Nu_{\delta} = Nu_{90} \cdot [0.42 + 0.58 \cdot (\sin\delta)^{0.90}] = 17.072 \cdot [0.42 + 0.58 \cdot (\sin 45)^{0.90}] = 13.88$$

El número de Nusselt utilizado será el mayor de los dos: El calculado con convección natural y forzada. Por tanto:

$$Nu_{Invierno} = 14.66$$

$$Nu_{Verano} = 13.88$$

Por lo tanto, la cantidad de calor evacuada por convección en invierno será:

$$Q_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_c - T_{amb}) \cdot Nu = \pi \cdot 26.84 \cdot 10^{-3} \cdot (85 - 4) \cdot 14.66 = 100.13 \frac{W}{m}$$

En verano:

$$Q_c = \pi \cdot \lambda_f \cdot (T_c - T_{amb}) \cdot Nu = \pi \cdot 27.36 \cdot 10^{-3} \cdot (85 - 19) \cdot 13.88 = 78.74 \frac{W}{m}$$

RESULTADOS CORRIENTE MÁXIMA

El calor generado en el conductor por efecto Joule es:

$$Q_J = I^2 \cdot R_{\theta ca}$$

Conocida la resistencia del conductor a la temperatura de trabajo en corriente alterna la incógnita será la corriente que puede circular para que en régimen permanente el calor generado sea igual al calor generado.

$$\begin{aligned} Q_J + Q_S &= Q_c + Q_r \\ I^2 \cdot R_{\theta ca} + Q_S &= Q_c + Q_r \end{aligned}$$

Los resultados en invierno son:

$$I = \sqrt{\frac{Q_{rad} + Q_{conv} - Q_{sol}}{R_{\theta ca}}} = \sqrt{\frac{(26.04 + 100.13 - 1.094) \frac{W}{m}}{0.0907 \cdot 10^{-3} \frac{\Omega}{m}}} = 1174.31$$

Los resultados en verano son:

$$I = \sqrt{\frac{Q_{rad} + Q_{conv} - Q_{sol}}{R_{\theta ca}}} = \sqrt{\frac{(22.62 + 78.74 - 3.615) \frac{W}{m}}{0.0907 \cdot 10^{-3} \frac{\Omega}{m}}} = 1038.11A$$

Estos valores son superiores a los valores que se establecen en la tabla 11 recogida en el artículo 4.2.1 de la ITC-LAT-07.

POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE

La potencia máxima que puede transportar la línea será:

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos\varphi$$

Tendremos para un $\cos\varphi = 0,928$

En invierno:

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1174.31 \cdot 0.928 = 415254kW = 415.254MW$$

En verano:

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1038.11 \cdot 0.928 = 367091kW = 367.091MW$$

 ohmion <small>INGENIERIA</small>	TRAMO SE VALLUÉRCANES - AP ENTRONQUE T-D18 Memoria de cálculos	VAEN-OHM-LE-GN-MCA-0001
Rev.: 7 Página 28 de 88		

1.12 Pérdidas de potencia

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

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

Dónde:

ΔP Perdida de potencia en vatios.

R Resistencia del conductor en Km.

L Longitud de la línea en Km.

I Intensidad de la línea en amperios.

Teniendo en cuenta que:

P Potencia en kW.

U Tensión compuesta en kV.

Cos φ Factor de potencia.

Se llega a la conclusión de que la pérdida de potencia en tanto por ciento, es de:

$$\Delta P\% = \frac{P \cdot L \cdot R}{10 \cdot U^2 \cdot \cos\varphi^2}$$

Donde cada variable se expresa en las unidades expuestas.

Sustituyendo los valores de R, U y tomando $\cos\varphi = 0,928$, tendremos:

$$\Delta P\% = \frac{153120 \cdot 7.018 \cdot 0.0915}{10 \cdot 220^2 \cdot 0.928^2} = 0.236\%$$

En valor absoluto:

$$\Delta P = 0.00236 * 153.120 = 0.361 MW$$

1.11 Cortocircuito máximo

La máxima corriente de cortocircuito que puede soportar el conductor se puede calcular según la norma UNE-60865 y depende del material del conductor, la sección del mismo y el tiempo considerado de cortocircuito.

Se calcula el factor K con la siguiente expresión del Anexo A de la norma UNE-60865-1:

$$K = \sqrt{\frac{\kappa_{20} \cdot c \cdot \rho}{\alpha_{20}} \cdot \ln \frac{1 + \alpha_{20}(\theta_{fin} - 20)}{1 + \alpha_{20}(\theta_{ini} - 20)}}$$

Con los siguientes datos del material:

Símbolo	Unidad S.I.	Cobre	Aleación de aluminio Conductor de aluminio reforzado de acero (Al-Ac)	Acero
c	J/(kg °C)	390	910	480
ρ	kg/m³	8 900	2 700	7 850
κ₂₀	1/(Ωm)	56 · 10⁶	34,8 · 10⁶	7,25 · 10⁶
α₂₀	1/ °C	0,0039	0,004	0,0045

La temperatura final de cortocircuito se obtiene de la tabla 6 de la norma UNE 60865 para el material del conductor

Tabla 6
**Temperaturas máximas recomendadas de conductores sometidos a
esfuerzo mecánico durante un cortocircuito**

Tipo de Conductor	Temperatura máxima recomendada de un conductor durante un cortocircuito
Conductor desnudo, macizo o de hilos trenzados: cobre, aluminio o aleación de aluminio	200 °C
Conductor desnudo, macizo o de hilos trenzados: acero	300 °C

La temperatura inicial se considerará la máxima temperatura que alcanza el conductor dada la potencia de transporte real, y tiene un valor de 85°C

La temperatura final de cortocircuito serán 200°C según la tabla 6 de la norma UNE 60865.

Para el conductor LA-455 de Aluminio – Acero se puede calcular con los valores:

$$K = \sqrt{\frac{34.8 \cdot 10^6 \cdot 910 \cdot 2700}{0.004} \cdot \ln \frac{1+0.004(200-85)}{1+0.004(85-20)}} = 81.56 \frac{A\sqrt{s}}{mm^2}$$

El tiempo de cortocircuito se establece en 0,5s. La sección del conductor LA-455 es 454.5 mm², por lo tanto:

$$I_{ccmax} = K \cdot \frac{S}{\sqrt{t}} = 81.56 \cdot \frac{454.5}{\sqrt{0.5}} = 52423A = 52.42kA$$

La corriente máxima de cortocircuito prevista es de 17kA, inferior a la máxima que puede soportar el conductor LA-455, que según cálculos asciende a 61.55kA. Por lo tanto el conductor soporta la carga térmica producida por el cortocircuito.

1.14 Efecto corona

El efecto corona se produce cuando el campo eléctrico en la superficie del conductor rebasa la rigidez dieléctrica del aire, llevando aparejado las consecuentes pérdidas de energía.

La rigidez dieléctrica del aire depende de la presión barométrica, de la temperatura, de la humedad relativa y por otra parte del campo eléctrico en la superficie del conductor, que está relacionado con la tensión del sistema, la disposición geométrica de los conductores, el estado superficial del conductor y con otra serie de factores complejos.

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

$$U_c = \sqrt{3} \cdot m_t \cdot m_c \cdot E_p \cdot \delta \cdot \frac{r}{\beta} \cdot \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right)$$

Dónde:

m_c Coeficiente de rugosidad del conductor(0,83)

m_t Coeficiente de mal tiempo, en el caso más desfavorable (0,80 en invierno 1 en verano).

RMG Radio equivalente del conductor en cm..

DMG Distancia media geométrica entre fases en cm.

r Radio del conductor en cm.

R Radio de la circunferencia que pasa por los cables

δ Factor de corrección de la densidad del aire en gr/cm3.

E_p es el campo superficial en condiciones normales (21.21 kVrms/cm)

β Coeficiente reductor para conductores de haces múltiples.

$$\delta = \frac{3.92 \cdot h}{273 + t}$$

$$\beta = 1$$

Dónde:

hPresión barométrica en cm. de columna de Hg.

ttemperatura media de las máximas de la línea.

$$h = \log^{-1}\left(\log 76 - \frac{cota}{18330}\right) = \log^{-1}\left(\log 76 - \frac{800}{18330}\right) = 68.73$$

En verano:

$$\delta = \frac{3.92 \cdot 68.73}{273 + 19} = 0.9226$$

En invierno:

$$\delta = \frac{3.92 \cdot 68.73}{273 + 4} = 0.9726$$

Para el conductor LA-455 y en la línea proyectada, la tensión crítica disruptiva será:

En verano:

$$U_c = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot 0.83 \cdot 21.21 \cdot 0.9226 \cdot \frac{1.385}{1} \cdot \ln\left(\frac{807}{1.385}\right) = 248.1kV$$

En invierno:

$$U_c = \sqrt{3} \cdot 0.8 \cdot 0.83 \cdot 21.21 \cdot 0.9726 \cdot \frac{1.385}{1} \cdot \ln\left(\frac{807}{1.385}\right) = 209.2kV$$

La tensión crítica disruptiva es menor al valor de la tensión de la línea en invierno, por lo que habrá pérdidas por efecto corona. Las pérdidas vendrán dadas por:

$$P_{peak} = \frac{241}{\delta} \cdot 75 \cdot \sqrt{\frac{r}{DMG}} \cdot \left(\frac{U}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}}\right) \cdot n \cdot 10^{-5}$$

En invierno:

$$P_{peak} = \frac{241}{0.9726} \cdot 75 \cdot \sqrt{\frac{1.385}{807}} \cdot \left(\frac{220}{\sqrt{3}} - \frac{209.2}{\sqrt{3}}\right) \cdot 1 \cdot 10^{-5} = 0.05kW \cdot km/fase$$

Las pérdidas totales serán:

$$P = 3 \cdot 0.05 \cdot 7.018 = 1.01kW$$

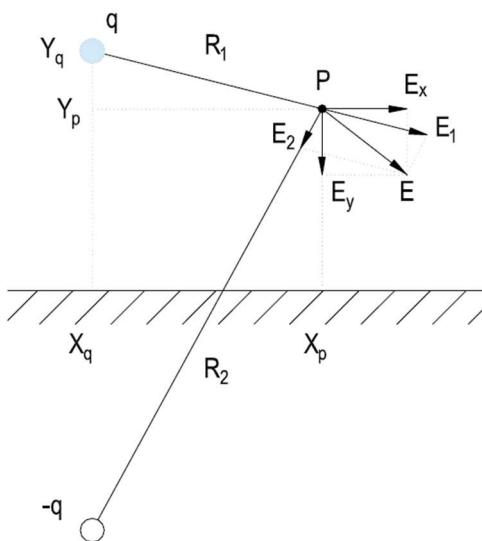
1.15 Campo eléctrico

Para el cálculo del campo eléctrico que genera una línea aérea se utiliza el vector de cargas. Cada carga lineal genera un campo eléctrico en un punto del espacio que es directamente proporcional al valor de la carga e inversamente proporcional a la distancia entre el punto y la propia carga:

$$\vec{E} = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot D_{pq}}$$

Es un campo vectorial que tiene la dirección de la recta que une punto y carga.

Se debe tener en cuenta el terreno a través de unas cargas ficticias simétricas a las reales respecto al suelo y con signo cambiado:



Las ecuaciones del campo eléctrico en las dos direcciones para una única carga son:

$$E_x = \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \left(\frac{x_p - x_q}{R_1^2} - \frac{x_p - x_q}{R_2^2} \right)$$

$$E_y = -\frac{q}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \left(\frac{y_q - y_p}{R_1^2} + \frac{y_q + y_p}{R_2^2} \right)$$

$$R_1 = \sqrt{(x_p - x_q)^2 + (y_p - y_q)^2}$$

$$R_2 = \sqrt{(x_p - x_q)^2 + (y_p + y_q)^2}$$

Para todos los conductores se aplica el principio de superposición sumándose las n cargas:

$$E_x = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \sum_{i=1}^n q_i \cdot \left(\frac{x_p - x_i}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2} - \frac{x_p - x_i}{(x_p - x_i)^2 + (y_p + y_i)^2} \right)$$

$$E_y = -\frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \sum_{i=1}^n q_i \cdot \left(\frac{y_i - y_p}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2} + \frac{y_i + y_p}{(x_p - x_i)^2 + (y_p + y_i)^2} \right)$$

$$E = \sqrt{E_x^2 + E_y^2}$$

La carga eléctrica de cada conductor se puede calcular como:

$$(q) = (P)^{-1}(U)$$

Siendo:

(q) el vector de cargas de cada conductor

(P) la matriz de coeficientes de potencial

(U) el vector de potencial de cada conductor

La matriz de coeficientes de potencial se ha calculado en un apartado anterior:

$$P = \begin{pmatrix} 146.49 & 31.80 & 37.71 & 24.12 \\ 31.80 & 148.80 & 34.04 & 28.76 \\ 37.71 & 34.04 & 150.93 & 34.53 \\ 24.12 & 28.76 & 34.53 & 166.51 \end{pmatrix} \frac{km}{\mu F}$$

La matriz inversa de coeficientes de potencial incluyendo cables de tierra es:

$$P^{-1} = \begin{pmatrix} 7.559 & -1.161 & -1493 & -0.585 \\ -1.161 & 7.406 & -1.182 & -0.866 \\ -1.429 & -1.182 & 7.526 & -1.140 \\ -0.585 & -0.866 & -1.140 & 6.476 \end{pmatrix} \frac{nF}{km}$$

El vector de potencial en valor eficaz de cada fase es:

$$U = \begin{pmatrix} 127.02 \\ -63.51 - 110j \\ -63.51 + 110j \\ 0 \end{pmatrix} kV$$

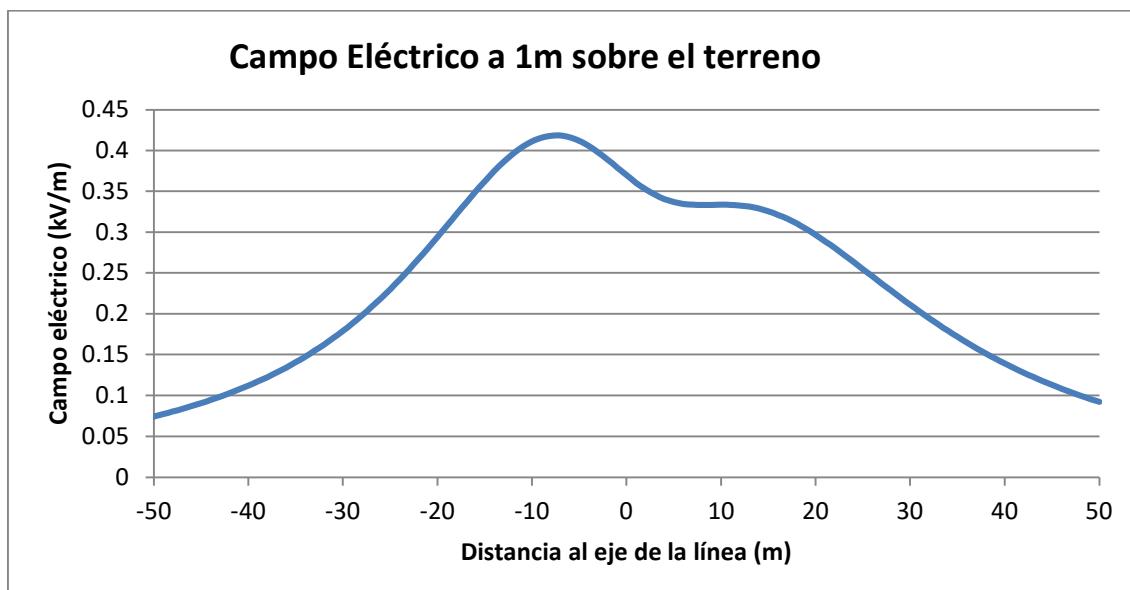
Realizando el producto matricial se obtiene el vector de cargas de la línea en valor eficaz:

$$q = \begin{pmatrix} 1.1287 - 0.0365j \\ -0.5427 - 0.9447j \\ -0.5925 + 0.9579j \\ 0.0531 - 0.0302j \end{pmatrix} \frac{mC}{km}$$

Utilizando las expresiones anteriores se calcula el campo eléctrico que se produce bajo la línea.

El valor máximo del campo eléctrico a 1m del suelo es de 0.418 kV/m

El campo eléctrico bajo la línea se muestra en la siguiente gráfica:



El campo eléctrico es inferior a 5 kV/m, valor establecido por la RECOMENDACIÓN DEL CONSEJO de 12 de Julio de 1999 relativa a la exposición del público en general a campos electromagnéticos (0Hz a 300Hz), que establece un nivel de referencia para el campo eléctrico igual a $250/f=250/50=5$ kV/m

1.16 Campo magnético

El cálculo del campo magnético que genera la corriente I que circula por un conductor rectilíneo infinito en un punto "p" se puede calcular como:

$$\vec{B} = I \cdot \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi \cdot D_{pq}}$$

Es un campo vectorial que tiene una dirección perpendicular a la recta que une punto y conductor.

Las ecuaciones del campo magnético en las dos direcciones de la línea son:

$$B_x = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \sum_{i=1}^n I_i \cdot \frac{y_p - y_i}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2}$$

$$B_y = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \sum_{i=1}^n I_i \cdot \frac{x_p - x_i}{(x_p - x_i)^2 + (y_p - y_i)^2}$$

$$B = \sqrt{B_x^2 + B_y^2}$$

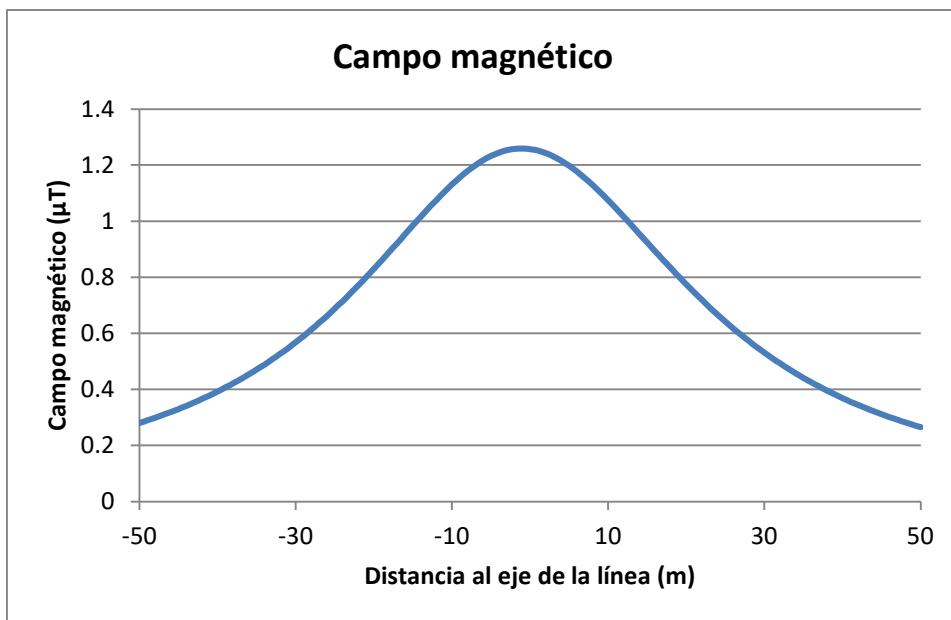
La posición de los conductores se ha indicado en el apartado anterior.

El valor complejo de la corriente que circula por cada conductor es:

$$I = \begin{pmatrix} 433.01 \\ -216.505 - 374.998j \\ -216.505 + 374.998j \end{pmatrix} kV$$

El valor máximo del campo magnético que se produce bajo la línea a 1m del suelo es de $1.2595 \mu T$.

El campo magnético bajo la línea se muestra en la siguiente gráfica:



Se establece en el Real Decreto 1066/2001, un límite de exposición máximo Para el público de 100 μT para campos magnéticos a frecuencia industrial. Este valor está basado en la recomendación del Consejo de Europa de 12 de julio de 1999 que a su vez tienen como referencia la guía presentada por la Comisión Internacional para la Protección contra la Radiación no Ionizante (ICNIRP) de 1998. Esta organización no gubernamental, reconocida formalmente por la Organización Mundial de la Salud (OMS), evalúa los resultados de estudios científicos realizados en todo el mundo y elabora unas directrices en las que establece límites de exposición recomendados.

En 2010, el ICNIRP publicó recomendaciones nuevas en las cuales se elevó el límite de exposición para el público a 200 μT , pero no está previsto ningún cambio en la legislación. El campo magnético máximo que genera la línea tiene un valor inferior.

1.17 Conclusiones

De los cálculos expuestos se deduce que el tipo de conductor aéreo LA-455 es válido para las necesidades de la instalación, cumpliendo con todas las condiciones exigidas tanto en lo que concierne a caídas de tensión, capacidad de transporte y pérdidas de potencia.

2 CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

2.1 Objeto

En el presente apartado se realiza en cálculo de los electrodos de puesta a tierra de los apoyos de la Línea eléctrica LAT 220kV Valluércanes – Ap entronque T-D18

2.2 Reglamentación y normativas aplicables

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09
- Cálculo y diseño de líneas eléctricas de Alta Tensión P. Simón, F. Garnacho, J. Moreno, A. González ISBN: 978-84-9281-286-8
- Sistemas de puestas a tierra en instalaciones de alta tensión. J. Moreno; P. Simón; G. Asensio; G. Denche; E. Faleiro.; D. García; P. Navarro; F. J. Pazos ISBN: 978-84-1622-817-1

2.3 Cálculo de la puesta a tierra

2.3.1 Dimensionamiento desde el punto de vista térmico

Para el cálculo de la corriente máxima que puede circular por el sistema de puesta a tierra se utiliza la norma UNE 21192 "Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles" haciendo la hipótesis de calentamiento adiabático.

La toma de tierra está formada por un anillo doble de varillas de acero de 16mm de diámetro, separados entre si 0.4m.

Para la temperatura final de cortocircuito se utilizan los valores de la Tabla 6 de la norma UNE-EN-60865-1 que para conductores de acero establece una temperatura máxima recomendada de 300 °C.

La corriente máxima será:

$$I_{cc} = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{\ln \left(\frac{\theta_{fin} + \beta}{\theta_{ini} + \beta} \right)}{t}}$$

Donde:

K: es una constante que depende del material, en este caso acero y vale $78 \text{ A}/(\text{mm}^2 \text{ s})$.

S: es la sección en mm^2

β : es la temperatura a la cual el material pierde su resistencia eléctrica con signo cambiado, en el caso del acero vale $202 \text{ }^\circ\text{C}$

θ_{fin} : es la temperatura final del cortocircuito $300 \text{ }^\circ\text{C}$

θ_{ini} : es la temperatura inicial del cortocircuito $40 \text{ }^\circ\text{C}$

t: es el tiempo de duración del cortocircuito, $0,5 \text{ s}$

Para las varillas de acero tendremos que:

$$I_{cc} = 78 \cdot 201 \cdot \sqrt{\frac{\ln \left(\frac{300 + 202}{40 + 202} \right)}{0.5}} = 18.94 \text{ kA}$$

Este valor es mayor que la intensidad máxima esperada de 14.62 kA en el subestación La Vid

2.3.2 Dimensionamiento desde el punto de vista de la corrosión

Del estudio geotécnico (EG LAT NP02 Y 04 220 kV - SOLARIA INGENIERÍA V1, página 12) tenemos la siguiente tabla de resistividades del terreno:

LECTURA N°		1	2	3	4	5	6	7
PERFIL	PARÁMETRO	EQUIDISTANCIA ENTRE PICAS (m)				DISTANCIA TOTAL PICAS EXTREMAS		
		0,5	1,0	2,0	4,0	8,0	12,0	24,0
		1,5	3,0	6,0	12,0	24,0	36,0	72,0
PROFUNDIDAD APROX (m)		0,4	0,8	1,5	3,1	6,2	9,2	18,5
RE-1	ρ ($\Omega\cdot m$)	47,2	41,9	51,5	82,7	128,0	157,0	214,0
RE-2	ρ ($\Omega\cdot m$)	38,7	24,2	56,4	78,3	117,0	164,0	221,0
RE-13	ρ ($\Omega\cdot m$)	134,0	35,2	68,6	89,5	138,0	186,0	241,0
RE-15	ρ ($\Omega\cdot m$)	41,4	27,4	55,1	76,6	108,0	153,0	209,0
RE-18	ρ ($\Omega\cdot m$)	86,3	30,3	46,3	50,4	59,4	70,8	78,2
RE-19	ρ ($\Omega\cdot m$)	204,0	25,2	47,1	53,6	64,7	72,5	86,8
RE-25	ρ ($\Omega\cdot m$)	69,1	48,5	52,2	84,1	101,6	135,7	186,8
RE-29	ρ ($\Omega\cdot m$)	89,9	50,1	38,8	31,3	54,7	40,7	43,0
RE-33	ρ ($\Omega\cdot m$)	82,7	50,8	28,4	33,4	36,2	32,1	46,0

De las mediciones de resistividad realizadas a los terrenos de los distintos apoyos considerados, se pueden asignar distintos grados de corrosividad de acuerdo a la siguiente tabla:

Resistividad del terreno ($\Omega\cdot m$)	Clasificación de corrosividad
<5	Extremadamente corrosivo
5 - 10	Severamente corrosivo
10 - 20	Corrosivo
20 - 100	Moderadamente corrosivo
100 - 300	Levemente corrosivo
>300	Prácticamente no corrosivo

La ubicación de los electrodos de tierra estará a 0.8m, por lo que las resistividades del terreno estará entre 24 y 50 $\Omega\cdot m$, por lo que el terreno será moderadamente corrosivo y no habrá que tomarse ninguna medida adicional de seguridad contra la corrosión.

2.3.3 Dimensionamiento de la protección contra el rayo

Para el cálculo de la coordinación de aislamiento se tiene en cuenta que en el caso de descargas atmosféricas la impedancia de onda del sistema de puesta a tierra es prácticamente igual al de

resistencia de puesta a tierra siempre que no se supere una longitud crítica. El valor de esta longitud es:

$$L_c(m) = \sqrt{\frac{\rho (\Omega \cdot m)}{f(MHz)}} = \sqrt{\frac{90}{1}} = 9.5m$$

Si el electrodo supera la longitud critica la impedancia es mayor. En el diseño de puesta a tierra se utilizan electrodos de corta longitud, minimizando el valor de resistencia de puesta a tierra con una longitud de electrodo pequeña.

2.3.4 Dimensionamiento con respecto a la seguridad de las personas

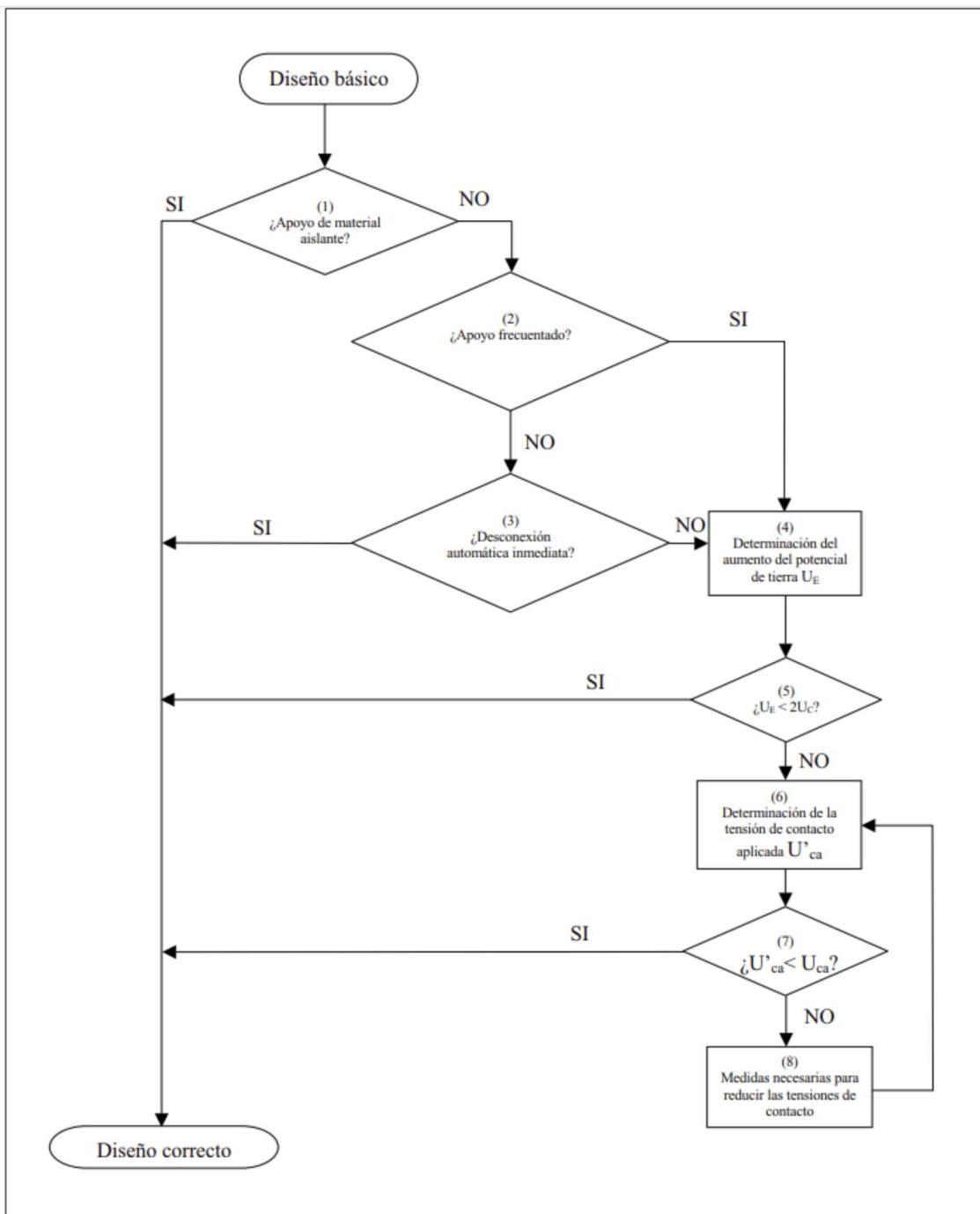
En el apartado 7.3.4.2 de la ITC-07 del Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión se establece la clasificación de los apoyos según su ubicación, con objeto de identificar los que deben garantizar los valores admisibles de tensión de contacto.

-Apoyos frecuentados. Son los situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente: donde se espere que las personas se queden durante tiempo relativamente largo, algunas horas al día durante varias semanas, o por un tiempo corto pero muchas veces al día, por ejemplo, cerca de áreas residenciales o campos de juego. Los lugares que sólo se ocupan ocasionalmente, como bosques, campo abierto, campos de labranza, etc., no están incluidos.

-Apoyos no frecuentados. Son los situados en lugares que no son de acceso público o donde el acceso de personas es poco frecuente.

Una vez realizado el diseño básico del sistema de puesta a tierra, con el que se satisfacen los requisitos a), b) y c) del apartado 7.1 de la ITC-07, se debe verificar que el diseño permita reducir los peligros motivados por una tensión de contacto excesiva.

En la siguiente figura se muestra un esquema de los pasos que se deben tomar para establecer que el diseño del sistema de puesta a tierra satisface los requisitos de seguridad de las personas:

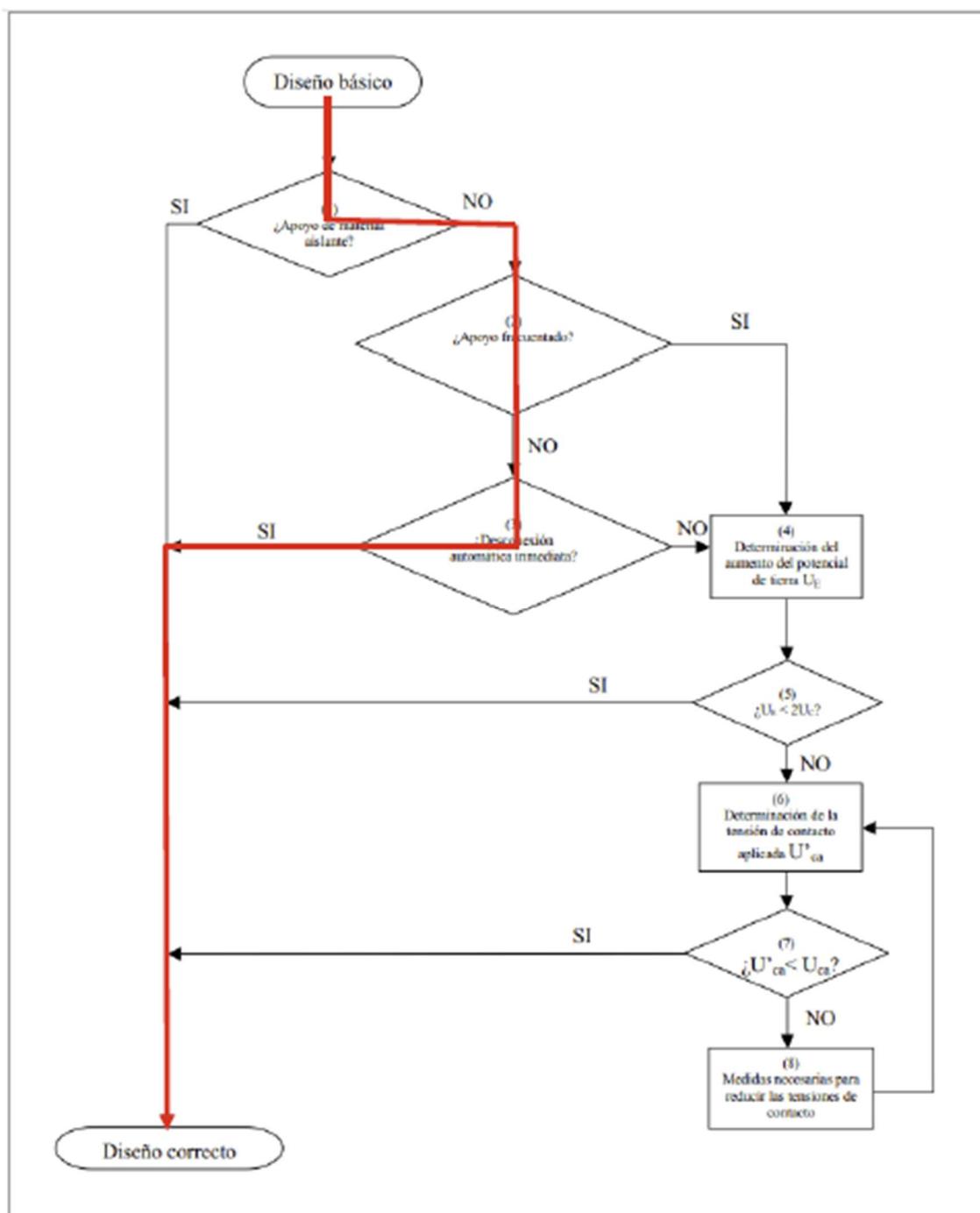


Tipo de puesta a tierra en apoyos no frecuentados

Para los apoyos no frecuentados se utilizará un anillo doble formado por conductores de acero descarbonizado de 16mm de diámetro, separados entre si 0.4m. Estará enterrado a una

profundidad de 0.8 metros y el conductor más cercano al apoyo estará a una distancia de 1 metro medido a partir del borde de la zapata de la cimentación.

Desde el punto de vista de las protecciones, se verifica un correcto diseño de puesta a tierra al considerarse despreciable la probabilidad de acceso y la coincidencia de un fallo simultáneo, ya que la apertura de protecciones se produce de modo prácticamente instantáneo (inferior a 1 segundo), según el documento de coordinación de protecciones asociado a las subestaciones que une la línea. En la siguiente imagen se muestra en modo resumen los pasos tomados para asegurar un buen diseño de la puesta a tierra:



Tipo de puesta a tierra en apoyos frecuentados

En este tramo de línea no existen apoyos frecuentados

 ohmion <small>INGENIERIA</small>	TRAMO SE VALLUÉRCANES - AP ENTRONQUE T-D18 Memoria de cálculos	VAEN-OHM-LE-GN-MCA-0001
Rev.:	7	Página 44 de 88

2.3.5 Cálculo del sistema de puesta a tierra

En apoyos no frecuentados, el tiempo de desconexión automática en las líneas de categoría especial es inferior a 1 s por lo que según establece el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión en el apartado 7.3.4.3 de la ITCLAT 07, en el diseño del Sistema P.A.T. de estos apoyos no será obligatorio garantizar, a 1 m de distancia del apoyo, valores de tensión de contacto inferiores a los valores admisibles indicados en el apartado 7.3.4.1 de la ITC-LAT 07, ya que se puede considerar despreciable la probabilidad de acceso y la coincidencia de un fallo simultáneo.

El sistema de puesta a tierra se considerará satisfactorio si la resistencia a puesta a tierra es suficientemente baja para garantizar la actuación de las protecciones en caso de defecto a tierra. En nuestro caso vamos a considerar 20Ω como valor máximo de la resistencia de toma de tierra.

2.3.6 Cálculo de la toma de tierra

La toma de tierra estará compuesta por un anillo doble de varillas de acero descarbonizado de 16mm de diámetro alrededor de la cimentación, separada 1m de la zapata de la fundación y enterrado a 0.8m de profundidad. La separación entre los conductores del anillo es de 0.4m.

Por las características de los apoyos, el anillo tendrá como mínimo un lado de 5m de lado, por lo que la longitud del anillo será al menos de 20m. Al ser un anillo doble, el más pequeño tendrá un lado de 5m y el exterior de 5,8m

Para la resistencia del anillo perimetral utilizamos la siguiente aproximación:

$$R_{anillo} \sim \frac{\rho}{L} \left(\ln \left(\frac{2L}{r} \right) - 1 \right)$$

Donde:

ρ: resistividad del terreno (Ω·m)

L: longitud del anillo (m)

r: radio del conductor (m)

Del estudio geotécnico tenemos que en el peor de los casos la resistividad será de 50Ω.

La resistencia del anillo interior será de:

$$R_{anilloint} = \frac{50}{20} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 20}{0.008} \right) - 1 \right) = 18.79\Omega$$

La resistencia del anillo exterior será de:

$$R_{anilloext} = \frac{50}{23.2} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 23.2}{0.008} \right) - 1 \right) = 16.52\Omega$$

La resistencia equivalente total vendrá dada por:

$$\frac{1}{R_{total}} = \frac{1}{R_{anilloint}} + \frac{1}{R_{anilloext}} = \frac{1}{18.79} + \frac{1}{16.52} = 0.1399 \Rightarrow R_{total} = 8.79\Omega$$

Por tanto podemos asegurar que la resistencia de la toma de tierra para cualquier apoyo de la línea será siempre menor o igual a 8.79Ω , por lo que se considera válida la toma de tierra.

2.4 Conclusión

Como se puede observar en los apartados anteriores de cálculo, el sistema de puesta a tierra cumple los requisitos establecidos en la ITC-07 del Reglamento de líneas de alta tensión.

Al estar provista la línea de desconexión automática, y presentar un valor máximo de resistencia de puesta a tierra de 8.79Ω (ver tabla anterior), siendo éste un valor lo suficientemente bajo, se verifica el buen diseño de la puesta a tierra para los apoyos no frecuentados de la línea, respecto a la seguridad de las personas.

3 CÁLCULO DE CADENAS DE AISLADORES

3.1 Cálculos eléctricos

El aislamiento se realizará mediante aislador de silicona con un alma de fibra de vidrio reforzada y resina Epoxi. . La tensión de la línea es 220 kV, siendo la tensión más elevada de la línea a considerar de 245 kV.

Las cadenas tendrán las siguientes características:

- Tipo	Compuesto
- Material	Silicona
- Línea de fuga	7595 mm

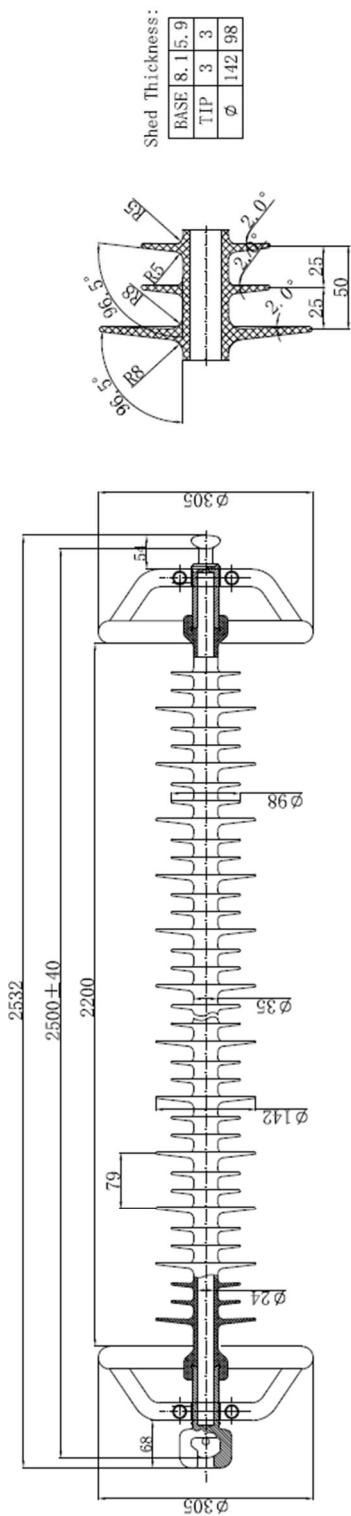
- Peso	15 kg
- Tensión soportada a frecuencia industrial	$\geq 460\text{kV}$
- Tensión soportada a impulso tipo rayo	$\geq 1050\text{kV}$

Dado el emplazamiento de la línea, se ha considerado un nivel de contaminación II (medio). La línea de fuga específica mínima recomendada en nivel II es de 20 mm/kV.

Las cadenas constarán de 1 aislador, por lo que el nivel de aislamiento será: $7595/245=31\text{ mm/kV}$

Valor aceptable para la zona que atraviesa la línea, para la que se recomienda un nivel de aislamiento mínimo de 20 mm/kV.

De acuerdo al reglamento 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). Se muestra a continuación la ficha técnica del aislador:



Technical Specification

Electrical and Mechanical data

- Rated Voltage 220kV
- Highest System Voltage 245kV
- Dry Lightning Impulse Withstand Voltage (1.2kV/50 μs peak value) ≥1050kV
- Wet 1 minute Power Frequency Withstand Voltage(rms) ≥460kV
- Specified Tensile Load 160kN
- Routine Test Load 80kN
- The breaking load at 96h ≥160kN
- The breaking load at 25 years ≥144kN

Material Data

- Housing and sheds: Injection Moulded HTV Silicon Rubber (Grey)
- Core Rod: Glass fiber reinforced&Epoxy Resin
- End Fitting: Steel— Hot Dip Galv.
- Security clip: Stainless Steel
- Ø305 Corona Ring(JYH305Φ36): Steel— Hot Dip Galv.
- Ø305 Corona Ring(JYH305Φ36): Steel— Hot Dip Galv.

Insulator Marking

CYG 

FXBW-220/160-2500(S-B)
R. V. 230kV SNL 160kN
month, year

Código REE: 3104374

CYG 

CYG INSULATOR CO., LTD.
220kV//160kN Composite Insulator

Dimensions and other data (Non-Specified Tolerances Acc. to IEC 62217.8)	2500mm	Client: REE	Code: TYPE 11
-Section Length	2200mm	DRN. BY	ZHANGWEIJAN
-Dry Arc Distance	7595mm	PRO. BY	HEZIJIAN
-Min Creepage Distance	20 (IEC 60120)	APP. BY	XIUFENGONG
-Socket and Ball Coupling Size	5.5±1mm		
-Housing Thickness	Min. -50°C Max. +60°C		
-Air Temp. (As Per IEC 60721-1)	HGT 3312-2000		
-Silicone Rubber Formula No	≥30%		
-Silicone Content for Weather Sheds and Housing(Before and After volcanizing)	81(27M+54m)		
-Number of Sheds(Major and Minor Sheds)	Light Grey		
-Color:	15kg		
-Net Weight:	12kg		
-Without Rings:	20N.m		
-Torque For Rings:			
Standards: IEC 61109-08 .			Drawing NO:GN200035
			Model: FXEW-220/160-2500(S-B)
			Rev: 4

Se puede ver por tanto que la tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial es mayor o igual a 460 kV (valor eficaz), y la tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo mayor o igual a 1050kV (valor de pico), cumpliendo por tanto los requisitos del reglamento.

3.2 Cálculos mecánicos

El coeficiente de seguridad de las cadenas debe ser 3 como mínimo. La tensión máxima de los conductores se produce en el vano entre los apoyos D9 y D10, y tiene un valor de 3883daN. La carga máxima que soporta la cadena viene determinada por el elemento de la cadena con carga de rotura menor. La siguiente tabla muestra los elementos de la cadena con sus cargas de rotura para las cadenas de amarre:

POS	Nº PIEZAS	DENOMINACIÓN	CARGA DE ROTURA (daN)
1	2	GRILLETE RECTO GN-20	21000
2	1	ANILLA BOLA PROTECCIÓN AB-20-P	18000
3	2	DESCARGADOR DI-37/19	----
4	1	AISLADOR SILICONA	16000
5	1	ROTULA LARGA R-20-P/21	18000
6	2	RAQUETA RA-37/16	----
7	1	GRAPA DE COMPRESION C-455	
8	1	COLA DE COMPRESION	
9	1	CONTRAPESO 10 kg PARA PUENTE	

CONJUNTO	16000
-----------------	--------------

El coeficiente de seguridad será por tanto $16000/3883=4.12$ mayor que 3

La siguiente tabla muestra los elementos de la cadena con sus cargas de rotura para las cadenas de suspensión:

POS	Nº PIEZAS	DENOMINACIÓN	CARGA DE ROTURA (daN)
1	1	GRILLETE RECTO GN-20	21000
2	1	ANILLA BOLA PROTECCION AB-20-P	18000
3	2	DESCARGADOR DI-37/19	----
4	1	AISLADOR SILICONA	16000
5	1	ROTULA LARGA R-20-P/21/Ø17.5	18000
6	2	RAQUETA RI-37/16	----
7	1	GRAPA SUSPENSION ARMADA GAS-7/28B/D	12000

POS	Nº PIEZAS	DENOMINACIÓN	CARGA DE ROTURA (daN)
8	2	ANILLO AILSLADOR N20	----

CONJUNTO	12000
-----------------	--------------

La tensión máxima que debe soportar la cadena de suspensión se produce cuando se rompe un conductor y será aproximadamente igual a la mitad de la tensión máxima. En este caso el valor será de 1942 daN . Por tanto el coeficiente de seguridad de las cadenas de suspensión será $12000/1942=6.18$, mayor que 3.

4 CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

4.1 Características generales de la línea

Las características principales de la línea son:

Sistema	Corriente Alterna Trifásica
Tensión nominal del sistema	220 kV
Frecuencia	50 Hz
Categoría	Categoría especial
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	1 (Símplex)
Tipo de conductor aéreo	LA 455
Nº de cables de tierra	1
Tipo de cable de tierra	OPGW 80L90z
Potencia a transportar	165 MVA
Longitud	7.018 km

 ohmion <small>INGENIERÍA</small>	TRAMO SE VALLUÉRCANES - AP ENTRONQUE T-D18 Memoria de cálculos	VAEN-OHM-LE-GN-MCA-0001
Rev.: 7 Página 50 de 88		

Zona de aplicación

Zona B

4.2 Características mecánicas de los cables

El conductor a instalar es LA-455 (402-AL1/52-ST1A) cuyas características principales son:

• Denominación:	LA-455 (402-AL1/52-ST1A)
• Sección total (mm ²):	454,5
• Diámetro total (mm):	27,7
• Número de hilos de aluminio:	54
• Número de hilos de acero:	7
• Carga de rotura (kg):	12304
• Resistencia eléctrica a 20 °C (Ohm/km):	0,0718
• Peso (kg/m):	1,521
• Coeficiente de dilatación (°C):	1,93E-5
• Módulo de elasticidad (kg/mm ²):	7000
• Densidad de corriente (A/mm ²):	3,58

El cable de tierra empleado será un OPGW 80L90z

Sección total	155.5 mm ²
Diámetro total	18 mm ²
Peso	0.899 kg/m
Carga de rotura	13500 daN
Módulo de elasticidad	11690 daN/mm ²
Coeficiente de dilatación lineal	$14.4 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

4.3 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

se produce en el vano entre los apoyos D9 y D10 con un valor de 3883 daN. La tracción máxima en el cable de tierra se produce en el vano entre los apoyos D9 y D10 con un valor de 2990daN.

Para el caso del conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) tenemos lo siguiente:

$$C_s = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Tensión máxima}} = \frac{12070}{3883} = 3.11$$

Para el cable de tierra OPGW obtenemos:

$$C_s = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Tensión máxima}} = \frac{13500}{2990} = 4.52$$

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.

4.4 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 140 km/h.

Para el cálculo de las tensiones y flechas reglamentarias utilizaremos la ecuación del cambio de condiciones partiendo de la hipótesis de EDS. Considerándose, además, que el coeficiente de seguridad en la hipótesis de tracción máxima según reglamento no sea inferior a 2,5.

$$\frac{2 \cdot T_2}{p_2} \cdot \operatorname{senh} \left(\frac{p_2 \cdot a}{2 \cdot T_2} \right) = \frac{2 \cdot T_1}{p_{12}} \cdot \operatorname{senh} \left(\frac{p_1 \cdot a}{2 \cdot T_1} \right) \cdot \left[1 + \alpha \cdot (t_2 - t_1) + \frac{T_2 - T_1}{E \cdot S} \right]$$

Donde:

T₁.- Tensión inicial del cable en Kg

T₂.- Tensión final del cable en Kg

p₁.- Sobrecarga lineal inicial en kg/m

p₂.- Sobrecarga lineal final en kg/m

t₁.- Temperatura inicial del cable en °C

t₂.- Temperatura final del cable en °C

S.- Sección del cable en mm²

E.- Módulo de elasticidad del cable en Kg/mm²

α.- Coeficiente de dilatación lineal en 1/ºC

a.- Vano en m

El vano de cálculo o regulación se determinará para cada serie de vanos comprendidos entre dos apoyos de amarre, y vendrá dado por la expresión:

$$a_r = \frac{\sum \frac{b_i^3}{a_i^2}}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}} \cdot \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{b_i^2}{a_i}}}$$

La flecha de la catenaria vendrá definida por:

$$f = K \cdot \left[\cosh \left(\frac{a}{2 \cdot K} \right) - 1 \right]$$

4.5 Tablas de cálculo mecánico de conductores

Se indican a continuación las tablas de cálculo mecánico del conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) y del cable OPGW, correspondientes a las hipótesis de cálculo.

4.5.1 Tabla de cálculo mecánico conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) Inicial

LA-455 (INICIAL)												
APOYOS		VANO	VANO REGULACION	SERIE	ZONA	Tense - 10º+ Viento (140 km/h) (daN)	Tense - 15º+ Viento (60 Km/h) + Hielo (daN)	Tense 10º (daN)	Tense a Flecha máxima 85º (daN)	K a 85º	Tense a Flecha mínima -15º (daN)	K a -15º
VALL	D1	68.34	65.2	1	B	628	666	370	317	212	405	272
D1	D2	288.18	286.9	2	B	3606	3777	2397	1767	1184	2730	1830
D2	D3	410.04	395.8	3	B	3617	3786	2339	1937	1299	2523	1691
D3	D4	402.05	395.8	3	B	3617	3786	2339	1937	1299	2523	1691
D4	D5	384.79	395.8	3	B	3617	3786	2339	1937	1299	2523	1691
D5	D6	402.89	395.8	3	B	3617	3786	2339	1937	1299	2523	1691
D6	D7	372.25	395.8	3	B	3617	3786	2339	1937	1299	2523	1691
D7	D8	379.2	395.8	3	B	3617	3786	2339	1937	1299	2523	1691
D8	D9	414.1	395.8	3	B	3617	3786	2339	1937	1299	2523	1691
D9	D10	582.83	459.7	4	B	3643	3812	2336	2013	1349	2475	1660
D10	D11	468.6	459.7	4	B	3643	3812	2336	2013	1349	2475	1660
D11	D12	440.64	459.7	4	B	3643	3812	2336	2013	1349	2475	1660
D12	D13	333.85	459.7	4	B	3643	3812	2336	2013	1349	2475	1660
D13	D14	420.11	459.7	4	B	3643	3812	2336	2013	1349	2475	1660
D14	D15	390.37	459.7	4	B	3643	3812	2336	2013	1349	2475	1660
D15	D16	456.73	450.2	5	B	3630	3799	2329	1998	1339	2472	1658

LA-455 (INICIAL)												
APOYOS		VANO	VANO REGULACION	SERIE	ZONA	Tense - 10°+ Viento (140 km/h) (daN)	Tense - 15°+ Viento (60 Km/h) + Hielo (daN)	Tense 10° (daN)	Tense a Flecha máxima 85° (daN)	K a 85°	Tense a Flecha mínima -15° (daN)	K a - 15°
D16	D17	443.78	450.2	5	B	3630	3799	2329	1998	1339	2472	1658
D17	D18	363.67	362.2	6	B	3601	3769	2341	1888	1266	2557	1715

4.5.2 Tabla de cálculo mecánico conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) Creep

LA-455 (CREEP)												
APOYOS		VANO	VANO REGULACION	SERIE	ZONA	Tense - 10°+ Viento (140 km/h) (daN)	Tense - 15°+ Viento (60 Km/h) + Hielo (daN)	Tense 10° (daN)	Tense a Flecha máxima 85° (daN)	K a 85°	Tense a Flecha mínima -15° (daN)	K a - 15°
VALL	D1	68.34	65.2	1	B	627	666	369	317	212	403	270
D1	D2	288.18	286.9	2	B	3415	3606	2146	1615	1083	2446	1640
D2	D3	410.04	395.8	3	B	3490	3670	2185	1822	1221	2355	1579
D3	D4	402.05	395.8	3	B	3490	3670	2185	1822	1221	2355	1579
D4	D5	384.79	395.8	3	B	3490	3670	2185	1822	1221	2355	1579
D5	D6	402.89	395.8	3	B	3490	3670	2185	1822	1221	2355	1579
D6	D7	372.25	395.8	3	B	3490	3670	2185	1822	1221	2355	1579
D7	D8	379.2	395.8	3	B	3490	3670	2185	1822	1221	2355	1579
D8	D9	414.1	395.8	3	B	3490	3670	2185	1822	1221	2355	1579
D9	D10	582.83	459.7	4	B	3539	3717	2213	1913	1282	2345	1572
D10	D11	468.6	459.7	4	B	3539	3717	2213	1913	1282	2345	1572
D11	D12	440.64	459.7	4	B	3539	3717	2213	1913	1282	2345	1572
D12	D13	333.85	459.7	4	B	3539	3717	2213	1913	1282	2345	1572
D13	D14	420.11	459.7	4	B	3539	3717	2213	1913	1282	2345	1572
D14	D15	390.37	459.7	4	B	3539	3717	2213	1913	1282	2345	1572
D15	D16	456.73	450.2	5	B	3524	3701	2203	1896	1271	2339	1568
D16	D17	443.78	450.2	5	B	3524	3701	2203	1896	1271	2339	1568
D17	D18	363.67	362.2	6	B	3459	3641	2167	1764	1182	2365	1585

4.5.3 Tabla de cálculo mecánico cable OPGW sin salvapájaros Inicial

OPGW 80L90z (INICIAL)												
APOYOS		VANO	VANO REGULACION	SERIE	ZONA	Tense - 10°+ Viento (140 km/h) (daN)	Tense - 15°+ Viento (60 Km/h) + Hielo (daN)	Tense 10° (daN)	Tense a Flecha máxima 85° (daN)	K a 85°	Tense a Flecha mínima -15° (daN)	K a - 15°
VALL	D1	68.34	65.2	1	B	506	583	280	219	248	315	357
D1	D2	288.18	286.9	2	B	2564	2832	1654	1215	1377	1891	2144
D2	D3	410.04	395.8	3	B	2604	2905	1620	1332	1510	1755	1990
D3	D4	402.05	395.8	3	B	2604	2905	1620	1332	1510	1755	1990
D4	D5	384.79	395.8	3	B	2604	2905	1620	1332	1510	1755	1990
D5	D6	402.89	395.8	3	B	2604	2905	1620	1332	1510	1755	1990
D6	D7	372.25	395.8	3	B	2604	2905	1620	1332	1510	1755	1990
D7	D8	379.2	395.8	3	B	2604	2905	1620	1332	1510	1755	1990
D8	D9	414.1	395.8	3	B	2604	2905	1620	1332	1510	1755	1990
D9	D10	582.83	459.7	4	B	2633	2949	1617	1385	1570	1721	1951
D10	D11	468.6	459.7	4	B	2633	2949	1617	1385	1570	1721	1951
D11	D12	440.64	459.7	4	B	2633	2949	1617	1385	1570	1721	1951
D12	D13	333.85	459.7	4	B	2633	2949	1617	1385	1570	1721	1951
D13	D14	420.11	459.7	4	B	2633	2949	1617	1385	1570	1721	1951
D14	D15	390.37	459.7	4	B	2633	2949	1617	1385	1570	1721	1951
D15	D16	456.73	450.2	5	B	2620	2933	1611	1373	1557	1718	1947
D16	D17	443.78	450.2	5	B	2620	2933	1611	1373	1557	1718	1947
D17	D18	363.67	362.2	6	B	2586	2879	1622	1299	1473	1780	2018

4.5.4 Tabla de cálculo mecánico cable OPGW sin salvapájaros creep

OPGW 80L90z (INICIAL)												
APOYOS		VANO	VANO REGULACION	SERIE	ZONA	Tense - 10°+ Viento (140 km/h) (daN)	Tense - 15°+ Viento (60 Km/h) + Hielo (daN)	Tense 10° (daN)	Tense a Flecha máxima 85° (daN)	K a 85°	Tense a Flecha mínima -15° (daN)	K a - 15°
VALL	D1	68.34	65.2	1	B	498	573	276	217	246	309	351
D1	D2	288.18	286.9	2	B	2431	2697	1542	1159	1314	1746	1979
D2	D3	410.04	395.8	3	B	2513	2810	1551	1290	1463	1672	1896
D3	D4	402.05	395.8	3	B	2513	2810	1551	1290	1463	1672	1896

OPGW 80L90z (INICIAL)												
APOYOS		VANO	VANO REGULACION	SERIE	ZONA	Tense - 10°+ Viento (140 km/h) (daN)	Tense - 15°+ Viento (60 Km/h) + Hielo (daN)	Tense 10° (daN)	Tense a Flecha máxima 85° (daN)	K a 85°	Tense a Flecha mínima -15° (daN)	K a - 15°
D4	D5	384.79	395.8	3	B	2513	2810	1551	1290	1463	1672	1896
D5	D6	402.89	395.8	3	B	2513	2810	1551	1290	1463	1672	1896
D6	D7	372.25	395.8	3	B	2513	2810	1551	1290	1463	1672	1896
D7	D8	379.2	395.8	3	B	2513	2810	1551	1290	1463	1672	1896
D8	D9	414.1	395.8	3	B	2513	2810	1551	1290	1463	1672	1896
D9	D10	582.83	459.7	4	B	2559	2870	1563	1348	1529	1657	1879
D10	D11	468.6	459.7	4	B	2559	2870	1563	1348	1529	1657	1879
D11	D12	440.64	459.7	4	B	2559	2870	1563	1348	1529	1657	1879
D12	D13	333.85	459.7	4	B	2559	2870	1563	1348	1529	1657	1879
D13	D14	420.11	459.7	4	B	2559	2870	1563	1348	1529	1657	1879
D14	D15	390.37	459.7	4	B	2559	2870	1563	1348	1529	1657	1879
D15	D16	456.73	450.2	5	B	2544	2853	1556	1336	1515	1652	1874
D16	D17	443.78	450.2	5	B	2544	2853	1556	1336	1515	1652	1874
D17	D18	363.67	362.2	6	B	2486	2775	1544	1254	1422	1683	1909

4.5.5 Tabla de cálculo mecánico cable OPGW con salvapájaros creep

OPGW 80L90z (INICIAL)												
APOYOS		VANO	VANO REGULACION	SERIE	ZONA	Tense - 10°+ Viento (140 km/h) (daN)	Tense - 15°+ Viento (60 Km/h) + Hielo (daN)	Tense 10° (daN)	Tense a Flecha máxima 85° (daN)	K a 85°	Tense a Flecha mínima -15° (daN)	K a - 15°
VALL	D1	68.34	65.2	1	B	512	574	276	219	241	307	339
D1	D2	288.18	286.9	2	B	2500	2720	1545	1173	1293	1740	1919
D2	D3	410.04	395.8	3	B	2590	2833	1553	1301	1435	1668	1839
D3	D4	402.05	395.8	3	B	2590	2833	1553	1301	1435	1668	1839
D4	D5	384.79	395.8	3	B	2590	2833	1553	1301	1435	1668	1839
D5	D6	402.89	395.8	3	B	2590	2833	1553	1301	1435	1668	1839
D6	D7	372.25	395.8	3	B	2590	2833	1553	1301	1435	1668	1839
D7	D8	379.2	395.8	3	B	2590	2833	1553	1301	1435	1668	1839
D8	D9	414.1	395.8	3	B	2590	2833	1553	1301	1435	1668	1839
D9	D10	582.83	459.7	4	B	2640	2892	1565	1358	1498	1655	1825
D10	D11	468.6	459.7	4	B	2640	2892	1565	1358	1498	1655	1825
D11	D12	440.64	459.7	4	B	2640	2892	1565	1358	1498	1655	1825
D12	D13	333.85	459.7	4	B	2640	2892	1565	1358	1498	1655	1825

OPGW 80L90z (INICIAL)													
APOYOS		VANO	VANO REGULACION		SERIE	ZONA	Tense -10º+ Viento (140 km/h) (daN)	Tense -15º+ Viento (60 Km/h) + Hielo (daN)	Tense 10º (daN)	Tense a Flecha máxima 85º (daN)	K a 85º	Tense a Flecha mínima -15º (daN)	K a -15º
D13	D14	420.11	459.7	4	B		2640	2892	1565	1358	1498	1655	1825
D14	D15	390.37	459.7	4	B		2640	2892	1565	1358	1498	1655	1825
D15	D16	456.73	450.2	5	B		2625	2875	1557	1346	1484	1649	1819
D16	D17	443.78	450.2	5	B		2625	2875	1557	1346	1484	1649	1819
D17	D18	363.67	362.2	6	B		2560	2797	1546	1265	1395	1679	1851

4.6 Tablas de tendido

Las siguientes tablas muestran las tablas de tendido para el conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A), y del cable OPGW.

4.6.1 Tabla de tendido conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) inicial

A. Ini	Vano		CONDICIONES												Tensión Máxima
			85º	50º	40º	30º	25º	20º	15º	15º+ V	10º	5º	0º + H	-10º +V	
VALL	68.34	T	317	333	339	349	354	359	364	579	370	377	615	628	666
		F	2.68	2.54	2.50	2.43	2.40	2.36	2.33	2.36	2.29	2.25	2.25	2.18	2.14
D1	288.1	T	1767	2006	2090	2182	2232	2285	2339	3295	2397	2457	3509	3606	3777
		F	8.79	7.74	7.43	7.11	6.95	6.80	6.64	7.60	6.48	6.32	7.24	6.94	6.93
D2	410.0	T	1937	2101	2155	2213	2242	2274	2305	3414	2339	2373	3572	3617	3786
		F	16.2	14.9	14.5	14.2	14.0	13.8	13.6		13.4	13.2	14.3	14.0	14.0
D3	402.0	T	1937	2101	2155	2213	2242	2274	2305	3414	2339	2373	3572	3617	3786
		F	15.5	14.3	14.0	13.6	13.4	13.2	13.0		12.9	12.7	13.8	13.4	13.4
D4	384.7	T	1937	2101	2155	2213	2242	2274	2305	3414	2339	2373	3572	3617	3786
		F	14.2	13.1	12.8	12.5	12.3	12.1	11.9		11.8	11.6	12.6	12.3	12.3
D5	402.8	T	1937	2101	2155	2213	2242	2274	2305	3414	2339	2373	3572	3617	3786
		F	15.6	14.4	14.0	13.7	13.5	13.3	13.1		12.9	12.7	13.8	13.5	13.5
D6	372.2	T	1937	2101	2155	2213	2242	2274	2305	3414	2339	2373	3572	3617	3786
		F	13.3	12.3	12.0	11.6	11.5	11.3	11.2		11.0	10.9	11.8	11.5	11.5
D7	379.2	T	1937	2101	2155	2213	2242	2274	2305	3414	2339	2373	3572	3617	3786
		F	13.8	12.7	12.4	12.1	11.9	11.8	11.6		11.4	11.3	12.2	11.9	11.9
D8	414.1	T	1937	2101	2155	2213	2242	2274	2305	3414	2339	2373	3572	3617	3786
		F	16.5	15.2	14.8	14.5	14.3	14.1	13.9		13.7	13.5	14.6	14.3	14.2
D9			7	8	9	0	1	1	2	15.16	2	2	9	0	9

A. Ini	Vano		CONDICIONES												Tensión Máxima	
			85°	50°	40°	30°	25°	20°	15°	15°+V	10°	5°	0° + H	-10° +V		
D9	582.8 3	T	2013	2148	2192	2237	2261	2285	2310	3479	2336	2362	3618	3643	3812	3883
D10		F	31.5 9	29.5 9	28.9 9	28.4 0	28.1 0	27.8 0	27.5 0	29.45	27.1 9	26.8 9	28.7 2	28.1 1	28.0 9	
D10	468.6	T	2013	2148	2192	2237	2261	2285	2310	3479	2336	2362	3618	3643	3812	3877
D11		F	20.4 0	19.1 1	18.7 3	18.3 5	18.1 5	17.9 6	17.7 6		17.5 7	17.3 8	18.5 5	18.1 6	18.1 5	
D11	440.6 4	T	2013	2148	2192	2237	2261	2285	2310	3479	2336	2362	3618	3643	3812	3863
D12		F	18.0 3	16.8 9	16.5 5	16.2 1	16.0 4	15.8 7	15.7 0	16.81	15.5 3	15.3 6	16.4 0	16.0 5	16.0 4	
D12	333.8 5	T	2013	2148	2192	2237	2261	2285	2310	3479	2336	2362	3618	3643	3812	3848
D13		F	10.3 4	9.69	9.50	9.30	9.20	9.11	9.01	9.64	8.91	8.81	9.41	9.21	9.20	
D13	420.1 1	T	2013	2148	2192	2237	2261	2285	2310	3479	2336	2362	3618	3643	3812	3850
D14		F	16.3 8	15.3 5	15.0 4	14.7 3	14.5 8	14.4 3	14.2 7	15.28	14.1 1	13.9 5	14.9 0	14.5 9	14.5 7	
D14	390.3 7	T	2013	2148	2192	2237	2261	2285	2310	3479	2336	2362	3618	3643	3812	3850
D15		F	14.2 2	13.3 2	13.0 5	12.7 9	12.6 5	12.5 2	12.3 8	13.26	12.2 5	12.1 1	12.9 3	12.6 6	12.6 5	
D15	456.7 3	T	1998	2136	2181	2227	2251	2277	2302	3462	2329	2356	3602	3630	3799	3881
D16		F	19.6 4	18.3 6	17.9 8	17.6 1	17.4 2	17.2 2	17.0 3	18.26	16.8 4	16.6 4	17.8 0	17.4 1	17.4 0	
D16	443.7 8	T	1998	2136	2181	2227	2251	2276	2302	3462	2329	2356	3602	3630	3799	3843
D17		F	18.4 2	17.2 2	16.8 7	16.5 2	16.3 4	16.1 6	15.9 8	17.13	15.8 0	15.6 1	16.7 0	16.3 4	16.3 2	
D17	363.6 7	T	1888	2070	2131	2196	2230	2266	2303	3373	2341	2382	3544	3601	3769	3849
D18		F	13.1 3	11.9 7	11.6 3	11.2 9	11.1 1	10.9 4	10.7 6	11.85	10.5 9	10.4 1	11.4 4	11.1 0	11.0 8	

4.6.2 Tabla de tendido conductor LA-455 (402-AL1/52-ST1A) después de creep

A. Ini	Vano		CONDICIONES												Tensión Máxima	
			85°	50°	40°	30°	25°	20°	15°	15°+V	10°	5°	0° + H	-10° +V		
VALL	68.34	T	317	334	339	347	351	357	362	577	369	374	614	627	666	674
D1		F	2.68	2.54	2.50	2.45	2.41	2.38	2.34	2.37	2.30	2.27	2.26	2.18	2.15	
D1	288.1 8	T	1615	1814	1884	1962	2005	2049	2096	3091	2146	2199	3312	3415	3606	3627
D2		F	9.35	8.32	8.01	7.69	7.53	7.37	7.20	7.87	7.03	6.86	7.45	7.12	7.05	
D2	410.0 4	T	1822	1969	2018	2069	2096	2125	2155	3278	2185	2216	3443	3490	3670	3708
D3		F	17.2 7	15.9 7	15.5 9	15.2 0	15.0 0	14.8 0	14.5 9	15.47	14.3 9	14.1 9	14.9 4	14.5 3	14.4 4	
D3	402.0 5	T	1822	1969	2018	2069	2096	2125	2155	3278	2185	2216	3443	3490	3670	3707
D4		F	16.5 8	15.3 3	14.9 6	14.5 9	14.4 0	14.2 0	14.0 1	14.85	13.8 2	13.6 2	14.3 4	13.9 5	13.8 6	
D4	384.7 9	T	1822	1969	2018	2069	2096	2125	2155	3278	2185	2216	3443	3490	3670	3710
D5		F	15.1 9	14.0 5	13.7 1	13.3 6	13.1 9	13.0 1	12.8 3	13.60	12.6 6	12.4 8	13.1 4	12.7 7	12.7 0	
D5	402.8 9	T	1822	1969	2018	2069	2096	2125	2155	3278	2185	2216	3443	3490	3670	3714
D6		F	16.6 5	15.4 0	15.0 3	14.6 5	14.4 6	14.2 7	14.0 7	14.91	13.8 8	13.6 8	14.4 0	14.0 1	13.9 3	

D6	372.2 5	T	1822	1969	2018	2069	2096	2125	2155	3278	2185	2216	3443	3490	3670	3700
D7		F	14.2 1	13.1 4	12.8 3	12.5 0	12.3 4	12.1 7	12.0 1	12.73	11.8 4	11.6 7	12.2 9	11.9 5	11.8 8	
D7	379.2	T	1822	1969	2018	2069	2096	2125	2155	3278	2185	2216	3443	3490	3670	3706
D8		F	14.7 5	13.6 4	13.3 1	12.9 8	12.8 1	12.6 3	12.4 6	13.21	12.2 9	12.1 1	12.7 6	12.4 0	12.3 3	
D8	414.1	T	1822	1969	2018	2069	2096	2125	2155	3278	2185	2216	3443	3490	3670	3747
D9		F	17.6 3	16.3 0	15.9 1	15.5 1	15.3 1	15.1 0	14.9 0	14.6 15.79	14.6 9	14.4 8	15.2 5	14.8 3	14.7 4	
D9	582.8 3	T	1913	2038	2078	2120	2142	2165	2189	3367	2213	2237	3511	3539	3717	3789
D10		F	33.2 6	31.2 0	30.5 9	29.9 8	29.6 6	29.3 5	29.0 3	30.44	28.7 1	28.4 0	29.6 0	28.9 5	28.8 2	
D10	468.6	T	1913	2038	2078	2120	2142	2165	2189	3367	2213	2237	3511	3539	3717	3783
D11		F	21.4 8	20.1 5	19.7 6	19.3 6	19.1 6	18.9 6	18.7 5	19.66	18.5 5	18.3 4	19.1 2	18.7 0	18.6 2	
D11	440.6 4	T	1913	2038	2078	2120	2142	2165	2189	3367	2213	2237	3511	3539	3717	3769
D12		F	18.9 8	17.8 1	17.4 6	17.1 1	16.9 3	16.7 5	16.5 7	17.38	16.3 9	16.2 1	16.9 0	16.5 3	16.4 5	
D12	333.8 5	T	1913	2038	2078	2120	2142	2165	2189	3367	2213	2237	3511	3539	3717	3753
D13		F	10.8 9	10.2 1	10.0 2	9.82	9.71	9.61	9.51	9.97	9.41	9.30	9.69	9.48	9.44	
D13	420.1 1	T	1913	2038	2078	2120	2142	2165	2189	3367	2213	2237	3511	3539	3717	3755
D14		F	17.2 5	16.1 8	15.8 7	15.5 5	15.3 9	15.2 3	15.0 6	15.79	14.9 0	14.7 3	15.3 6	15.0 2	14.9 5	
D14	390.3 7	T	1913	2038	2078	2120	2142	2165	2189	3367	2213	2237	3511	3539	3717	3755
D15		F	14.9 6	14.0 4	13.7 7	13.4 9	13.3 5	13.2 1	13.0 7	13.70	12.9 3	12.7 8	13.3 3	13.0 3	12.9 7	
D15	456.7 3	T	1896	2024	2065	2108	2131	2154	2179	3347	2203	2228	3493	3524	3701	3784
D16		F	20.6 9	19.3 8	18.9 9	18.6 0	18.4 0	18.2 0	18.0 0	18.89	17.7 9	17.5 9	18.3 6	17.9 4	17.8 6	
D16	443.7 8	T	1896	2024	2065	2108	2131	2154	2179	3347	2203	2228	3493	3524	3701	3746
D17		F	19.4 1	18.1 8	17.8 2	17.4 5	17.2 7	17.0 8	16.8 9	17.73	16.7 0	16.5 1	17.2 2	16.8 3	16.7 6	
D17	363.6 7	T	1764	1925	1978	2036	2067	2099	2132	3221	2167	2203	3398	3459	3641	3721
D18		F	14.0 6	12.8 8	12.5 3	12.1 7	11.9 9	11.8 1	11.6 2	12.41	11.4 4	11.2 5	11.9 3	11.5 5	11.4 8	

4.6.3 Tabla de tendido cable OPGW sin salvapájaros inicial

A. Ini	Vano	CONDICIONES												Tensión Máxima	
		85°	50°	40°	30°	25°	20°	15°	15°+V	10°	5°	0° + H	-10° +V		
VALL	68.34	T	219	242	250	259	264	269	275	457	280	286	525	506	583
D1		F	2.08	1.88	1.81	1.75	1.72	1.69	1.65	1.70	1.62	1.58	1.61	1.53	1.52
D1	288.1 8	T	1215	1381	1440	1504	1539	1575	1614	2343	1654	1697	2614	2564	2832
D2		F	7.54	6.63	6.36	6.09	5.95	5.82	5.68	6.69	5.54	5.40	6.54	6.12	6.31
D2	410.0 4	T	1332	1448	1487	1527	1549	1572	1595	2453	1619	1644	2712	2603	2904
D3		F	13.9 4	12.8 2	12.4 8	12.1 5	11.9 8	11.6 1	11.4 4	12.95	6	11.4 9	12.7 7	12.2 0	12.4 7
D3	402.0 5	T	1332	1449	1487	1528	1550	1572	1595	2453	1620	1644	2714	2604	2905
D4		F	13.4 0	12.3 2	12.0 0	11.6 7	11.5 1	11.3 5	11.1 8	12.45	1	10.8 5	12.2 7	11.7 3	11.9 8

A. Ini	Vano		CONDICIONES												Tensión Máxima	
			85°	50°	40°	30°	25°	20°	15°	15°+V	10°	5°	0° + H	-10° +V		
D4	384.7 9	T	1332	1448	1487	1527	1549	1572	1595	2453	1619	1644	2712	2603	2904	2928
D5		F	12.2 7	11.2 9	10.9 9	10.7 0	10.5 5	10.4 0	10.2 5		10.0 9	9.94 4	11.2 4	10.7 4	10.9 8	
D5	402.8 9	T	1332	1449	1487	1528	1550	1572	1595	2453	1620	1644	2714	2604	2905	2931
D6		F	13.4 6	12.3 7	12.0 5	11.7 2	11.5 6	11.4 0	11.2 3		11.0 6	10.8 9	12.3 2	11.7 8	12.0 4	
D6	372.2 5	T	1332	1449	1487	1528	1550	1572	1595	2453	1620	1644	2714	2604	2905	2922
D7		F	11.4 8	10.5 6	10.2 8	10.0 1	9.87	9.72	9.58	10.67	9.44	9.30		10.5 1	10.0 5	10.2 7
D7	379.2	T	1332	1448	1487	1527	1549	1572	1595	2453	1619	1644	2712	2603	2904	2926
D8		F	11.9 2	10.9 6	10.6 7	10.3 9	10.2 4	10.1 0		9.95	11.07	9.80		10.9 2	10.4 3	10.6 6
D8	414.1	T	1332	1448	1487	1527	1549	1572	1595	2453	1619	1644	2712	2603	2904	2952
D9		F	14.2 4	13.1 0	12.7 6	12.4 1	12.2 4	12.0 7	11.8 9		11.7 1	11.5 3	13.0 5	12.4 7	12.7 4	
D9	582.8 3	T	1385	1482	1513	1546	1563	1581	1599	2509	1617	1637	2767	2633	2949	2992
D10		F	27.1 2	25.3 4	24.8 1	24.2 8	24.0 1	23.7 5	23.4 7		23.2 0	22.9 2	25.3 2	24.4 0	24.8 4	
D10	468.6	T	1385	1482	1513	1546	1563	1581	1599	2509	1617	1637	2767	2633	2949	2990
D11		F	17.5 2	16.3 7	16.0 3	15.6 9	15.5 2	15.3 5	15.1 7		14.9 9	14.8 1	16.3 6	15.7 7	16.0 5	
D11	440.6 4	T	1385	1482	1513	1546	1563	1581	1599	2509	1617	1637	2767	2633	2949	2980
D12		F	15.4 9	14.4 7	14.1 7	13.8 7	13.7 1	13.5 6	13.4 1		13.2 5	13.0 9	14.4 6	13.9 3	14.1 9	
D12	333.8 5	T	1385	1482	1513	1546	1563	1581	1599	2509	1617	1637	2767	2633	2949	2972
D13		F	8.89 8.89	8.30 8.30	8.13 8.13	7.96 7.96	7.87 7.87	7.78 7.78	7.69 7.69		7.60 7.51	7.51 8.30	8.30 8.00	8.00 8.14		
D13	420.1 1	T	1385	1482	1513	1546	1563	1581	1599	2509	1617	1637	2767	2633	2949	2972
D14		F	14.0 7	13.1 5	12.8 8	12.6 0	12.4 6	12.3 2	12.1 8		12.0 4	11.9 0	13.1 4	12.6 6	12.8 9	
D14	390.3 7	T	1385	1482	1513	1546	1563	1581	1599	2509	1617	1637	2767	2633	2949	2973
D15		F	12.1 5	11.3 5	11.1 2	10.8 8	10.7 6	10.6 4	10.5 2		10.4 0	10.2 7	11.3 4	10.9 3	11.1 3	
D15	456.7 3	T	1373	1472	1504	1537	1555	1573	1592	2494	1611	1631	2751	2620	2933	2988
D16		F	16.8 1	15.6 8	15.3 4	15.0 1	14.8 4	14.6 6	14.4 9		14.3 2	14.1 4	15.6 4	15.0 5	15.3 7	
D16	443.7 8	T	1373	1472	1504	1537	1555	1573	1592	2494	1611	1631	2751	2620	2933	2961
D17		F	15.8 4	14.7 7	14.4 6	14.1 4	13.9 8	13.8 2	13.6 6		13.4 9	13.3 3	14.7 4	14.2 0	14.4 6	
D17	363.6 7	T	1299	1428	1471	1518	1542	1568	1595	2418	1622	1651	2681	2586	2879	2928
D18		F	11.2 7	10.2 5	9.95 5	9.65 9.65	9.49 9.49	9.34 9.34	9.18 9.18	10.36 9.02		8.86 8.86	10.1 9	9.69 9.69	9.92 9.92	

4.6.4 Tabla de tendido cable OPGW sin salvapájaros después de creep

A. Ini	Vano		CONDICIONES												Tensión Máxima
			85°	50°	40°	30°	25°	20°	15°	15°+ V	10°	5°	0° + H	-10° +V	
VALL	68.34	T	217	239	247	256	261	266	271	451	276	282	517	498	573
D1		F	2.10	1.90	1.84	1.77	1.74	1.71	1.68	1.72	1.64	1.61	1.64	1.56	1.54
D1	288.1 8	T	1159	1306	1357	1413	1443	1474	1507	2231	1542	1579	2490	2431	2697
D2		F	7.91	7.02	6.75	6.48	6.35	6.21	6.08	7.03	5.94	5.80	6.87	6.45	6.63
D2	410.0 4	T	1290	1397	1431	1469	1488	1509	1530	2374	1551	1574	2627	2513	2810
D3		F	14.3 9	13.2 9	12.9 7	12.6 4	12.4 7	12.3 0	12.1 3	13.38	11.9 6	11.7 9	13.1 8	12.6 4	12.8 9
D3	402.0 5	T	1290	1397	1431	1469	1488	1509	1530	2374	1551	1574	2627	2513	2810
D4		F	13.8 3	12.7 8	12.4 6	12.1 5	11.9 9	11.8 2	11.6 6	12.87	11.5 0	11.3 4	12.6 7	12.1 5	12.3 9
D4	384.7 9	T	1290	1397	1431	1469	1488	1509	1530	2374	1551	1574	2627	2513	2810
D5		F	12.6 7	11.7 0	11.4 2	11.1 3	10.9 8	10.8 3	10.6 8	11.78	10.5 3	10.3 8	11.6 1	11.1 3	11.3 5
D5	402.8 9	T	1290	1397	1431	1469	1488	1509	1530	2374	1551	1574	2627	2513	2810
D6		F	13.8 9	12.8 3	12.5 2	12.2 0	12.0 4	11.8 8	11.7 1	12.92	11.5 5	11.3 9	12.7 3	12.2 0	12.4 4
D6	372.2 5	T	1290	1396	1431	1468	1488	1508	1529	2373	1551	1573	2626	2512	2810
D7		F	11.8 6	10.9 5	10.6 9	10.4 2	10.2 8	10.1 4	10.0 0	11.03	9.86	9.72	10.8 7	10.4 2	10.6 2
D7	379.2	T	1290	1397	1431	1469	1488	1509	1530	2374	1551	1574	2627	2513	2810
D8		F	12.3 0	11.3 6	11.0 9	10.8 1	10.6 6	10.5 2	10.3 7	11.44	10.2 3	10.0 8	11.2 7	10.8 1	11.0 2
D8	414.1	T	1290	1397	1431	1469	1488	1509	1530	2374	1551	1574	2627	2513	2810
D9		F	14.7 0	13.5 8	13.2 5	12.9 1	12.7 4	12.5 7	12.4 0	13.67	12.2 2	12.0 5	13.4 7	12.9 2	13.1 7
D9	582.8 3	T	1348	1438	1467	1497	1513	1529	1546	2443	1563	1581	2694	2558	2870
D10		F	27.8 6	26.1 1	25.5 9	25.0 7	24.8 1	24.5 4	24.2 8	26.31	24.0 1	23.7 4	26.0 1	25.1 2	25.5 3
D10	468.6	T	1348	1438	1467	1497	1513	1529	1546	2443	1563	1581	2694	2558	2870
D11		F	18.0 0	16.8 7	16.5 4	16.2 0	16.0 3	15.8 6	15.6 9	17.00	15.5 1	15.3 4	16.8 0	16.2 3	16.4 9
D11	440.6 4	T	1348	1438	1467	1497	1513	1529	1546	2443	1563	1581	2694	2558	2870
D12		F	15.9 1	14.9 1	14.6 1	14.3 2	14.1 7	14.0 2	13.8 6	15.02	13.7 1	13.5 6	14.8 5	14.3 4	14.5 8
D12	333.8 5	T	1348	1438	1467	1497	1513	1529	1546	2443	1563	1581	2694	2559	2870
D13		F	9.13	8.55	8.39	8.22	8.13	8.04	7.96	8.62	7.87	7.78	8.52	8.23	8.36
D13	420.1 1	T	1348	1438	1467	1497	1513	1529	1546	2443	1563	1581	2694	2559	2870
D14		F	14.4 5	13.5 5	13.2 8	13.0 1	12.8 7	12.7 4	12.6 0	13.65	12.4 6	12.3 2	13.4 9	13.0 3	13.2 5
D14	390.3 7	T	1348	1438	1467	1497	1513	1529	1546	2443	1563	1581	2694	2558	2870
D15		F	12.4 8	11.7 0	11.4 7	11.2 3	11.1 2	11.0 0	10.8 8	11.79	10.7 6	10.6 4	11.6 5	11.2 5	11.4 4
D15	456.7 3	T	1336	1428	1457	1488	1504	1521	1538	2426	1556	1574	2677	2544	2853
D16		F	17.2 7	16.1 6	15.8 4	15.5 0	15.3 4	15.1 7	15.0 0	16.28	14.8 3	14.6 6	16.0 8	15.5 2	15.7 8
D16		T	1336	1428	1457	1488	1504	1521	1538	2426	1556	1574	2677	2544	2853

2881

A. Ini	Vano		CONDICIONES												Tensión Máxima	
			85°	50°	40°	30°	25°	20°	15°	15°+V	10°	5°	0° + H	-10° +V		
D17	443.7	F	16.2 7	15.2 3	14.9 2	14.6 1	14.4 5	14.2 9	14.1 3	15.34	13.9 7	13.8 1	15.1 6	14.6 3	14.8 7	
D17	363.6	T	1254	1370	1409	1451	1473	1496	1519	2332	1544	1570	2585	2486	2775	
D18	363.6	F	11.6 8	10.6 9	10.3 9	10.0 9	9.94	9.79	9.64	10.75	9.48	9.33	10.5 7	10.0 8	10.3 0	2824

4.6.5 Tabla de tendido cable OPGW con salvapájaros después de creep

A. Ini	Vano		CONDICIONES												Tensión Máxima	
			85°	50°	40°	30°	25°	20°	15°	15°+V	10°	5°	0° + H	-10° +V		
VALL	68.34	T	219	241	248	257	261	266	271	466	276	281	519	512	574	
D1		F	2.13	1.94	1.88	1.82	1.79	1.76	1.72	1.77	1.69	1.66	1.69	1.61	1.60	591
D1	288.1	T	1173	1316	1365	1420	1449	1479	1511	2303	1545	1581	2515	2500	2720	
D2	8	F	8.04	7.16	6.90	6.64	6.50	6.37	6.23	7.25	6.10	5.96	7.03	6.68	6.80	2734
D2	410.0	T	1301	1404	1438	1474	1492	1511	1532	2454	1553	1574	2650	2590	2833	
D3	4	F	14.6 7	13.6 0	13.2 8	12.9 5	12.7 9	12.6 3	12.4 6	13.79	12.2 9	12.1 2	13.5 1	13.0 6	13.2 2	2859
D3	402.0	T	1301	1404	1438	1474	1492	1511	1532	2454	1553	1574	2650	2590	2833	
D4	5	F	14.1 1	13.0 7	12.7 6	12.4 5	12.2 9	12.1 4	11.9 8	13.25	11.8 2	11.6 5	12.9 9	12.5 6	12.7 1	2857
D4	384.7	T	1301	1404	1438	1474	1492	1511	1532	2454	1553	1574	2650	2590	2833	
D5	9	F	12.9 2	11.9 7	11.6 9	11.4 1	11.2 6	11.1 2	10.9 7	12.14	10.8 2	10.6 7	11.9 0	11.5 0	11.6 4	2859
D5	402.8	T	1301	1404	1438	1474	1492	1511	1532	2454	1553	1574	2650	2590	2833	
D6	9	F	14.1 7	13.1 3	12.8 2	12.5 1	12.3 5	12.1 9	12.0 3	13.31	11.8 7	11.7 0	13.0 5	12.6 1	12.7 7	2861
D6	372.2	T	1301	1404	1438	1474	1492	1511	1532	2454	1553	1574	2650	2590	2833	
D7	5	F	12.0 9	11.2 0	10.9 4	10.6 7	10.5 4	10.4 0	10.2 7	11.36	10.1 3	9.99 3	11.1 6	10.7 9	10.8 9	2852
D7	379.2	T	1301	1404	1438	1474	1492	1511	1532	2454	1553	1574	2650	2590	2833	
D8		F	12.5 5	11.6 3	11.3 5	11.0 8	10.9 4	10.8 0	10.6 5	11.79	10.5 1	10.3 7	11.5 6	11.1 7	11.3 0	2856
D8	414.1	T	1301	1404	1438	1474	1492	1511	1532	2454	1553	1574	2650	2590	2833	
D9		F	14.9 9	13.8 9	13.5 7	13.2 4	13.0 7	12.9 0	12.7 3	14.09	12.5 6	12.3 9	13.8 1	13.3 5	13.5 1	2883
D9	582.8	T	1358	1445	1473	1502	1517	1533	1549	2527	1565	1582	2718	2640	2892	
D10	3	F	28.4 4	26.7 2	26.2 2	25.7 1	25.4 5	25.1 9	24.9 3	27.09	24.6 7	24.4 0	26.6 6	25.9 2	26.1 9	2940
D10	468.6	T	1358	1445	1473	1502	1517	1533	1549	2527	1565	1582	2718	2640	2892	
D11		F	18.3 7	17.2 7	16.9 4	16.6 1	16.4 4	16.2 8	16.1 1	17.50	15.9 4	15.7 7	17.2 2	16.7 5	16.9 2	2936
D11	440.6	T	1358	1445	1473	1502	1517	1533	1549	2527	1565	1582	2718	2640	2892	
D12	4	F	16.2 4	15.2 6	14.9 7	14.6 8	14.5 3	14.3 8	14.2 4	15.47	14.0 9	13.9 3	15.2 2	14.8 0	14.9 6	2927
D12	333.8	T	1358	1445	1473	1502	1517	1533	1549	2527	1565	1582	2718	2640	2892	
D13	5	F	9.32 F	8.76 8.59	8.59 8.42	8.42 8.34	8.25 8.34	8.17 8.25	8.87 8.17	8.08 8.08	8.00 8.00	8.73 8.73	8.49 8.49	8.58 8.58	2917	

A. Ini	Vano		CONDICIONES												Tensión Máxima	
			85°	50°	40°	30°	25°	20°	15°	15°+V	10°	5°	0° + H	-10° +V		
D13	420.1 1	T	1358	1445	1473	1502	1517	1533	1549	2527	1565	1582	2718	2640	2892	2917
D14		F	14.7 6	13.8 7	13.6 1	13.3 4	13.2 1	13.0 7	12.9 4		12.8 0	12.6 6	13.8 3	13.4 5	13.5 9	
D14	390.3 7	T	1358	1445	1473	1502	1517	1533	1549	2527	1565	1582	2718	2640	2892	2919
D15		F	12.7 4	11.9 7	11.7 5	11.5 2	11.4 0	11.2 9	11.1 7		11.0 5	10.9 3	11.9 4	11.6 1	11.7 3	
D15	456.7 3	T	1346	1435	1463	1492	1508	1524	1540	2509	1557	1574	2700	2625	2875	2932
D16		F	17.6 3	16.5 4	16.2 3	15.9 0	15.7 3	15.5 7	15.4 0		15.2 4	15.0 7	16.5 0	16.0 2	16.2 0	
D16	443.7 8	T	1346	1435	1463	1492	1508	1524	1540	2509	1557	1574	2700	2625	2875	2905
D17		F	16.6 2	15.5 9	15.2 9	14.9 8	14.8 3	14.6 7	14.5 1		14.3 6	14.2 0	15.5 4	15.1 0	15.2 6	
D17	363.6 7	T	1265	1378	1416	1456	1477	1499	1522	2410	1546	1570	2609	2560	2797	2848
D18		F	11.9 0	10.9 2	10.6 3	10.3 4	10.1 9	10.0 4	9.89	11.07	9.74	9.59	10.8 3	10.4 2	10.5 6	

5 CÁLCULO DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD

5.1 Distancias a masa

Según el apartado 5.4.2, de la ITC 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión, la distancia entre los conductores y los accesorios en tensión a apoyos no será inferior a Del, con un mínimo de 0,2 m. Siendo la tensión de la línea 220 kV, y la tensión más elevada 245 kV, a Del le corresponde un valor de 1.70 m.

Para los apoyos de suspensión, se comprueba que la distancia entre el cable y cualquier elemento a masa con las cadenas desviadas bajo la acción de la mitad de la presión de viento correspondiente a 120km/h, y a una temperatura de -10°C.

APOYO	ANGULO DE DESVÍO DE CADENAS	MÁXIMO ANGULO DE DESVÍO DE CADENAS	% DE APROVECHAMIENTO
D3	23.80	33.00	72.12
D4	26.60	33.00	80.61
D5	24.60	33.00	74.55
D6	22.90	33.00	69.39
D7	25.70	33.00	77.88
D8	31.00	33.00	93.94
D10	22.60	33.00	68.48
D11	25.60	33.00	77.58
D12	23.80	33.00	72.12
D13	28.00	33.00	84.85

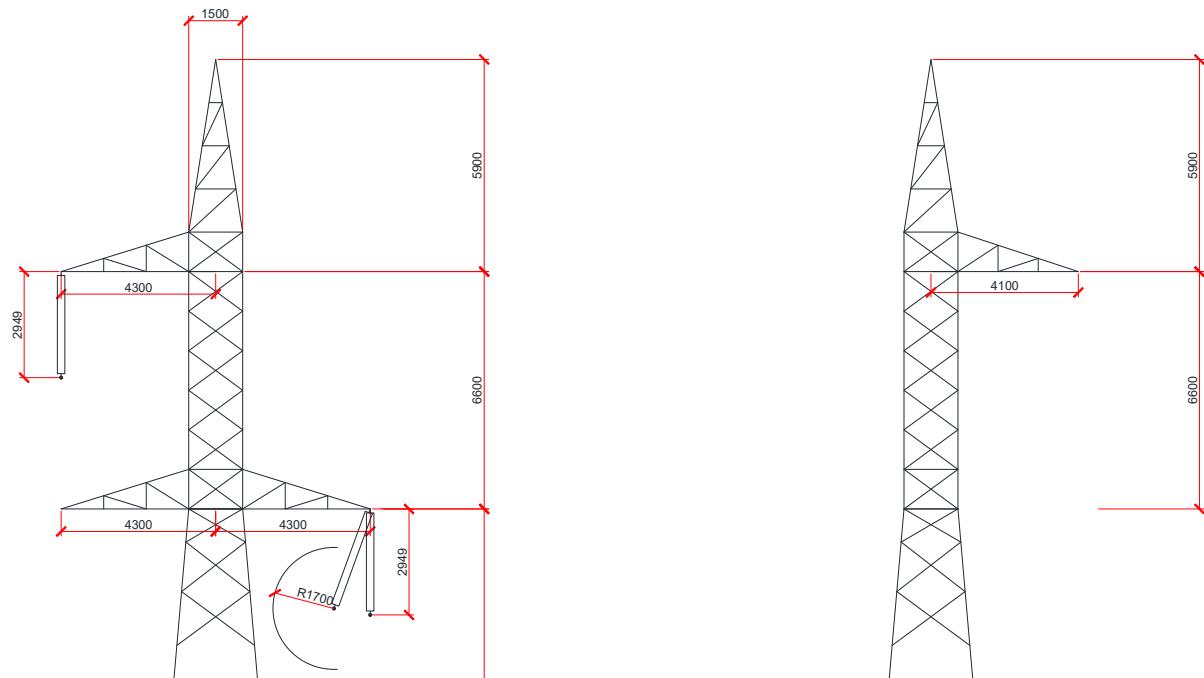
D14	23.20	33.00	70.30
D16	20.40	33.00	61.82

En los apoyos con cadenas de amarre, el puente flojo debe mantener distancia a masa considerando un desvío del puente de 20º. Bajo estas condiciones, la distancia a masa de los puentes es siempre mayor a 1.7m.

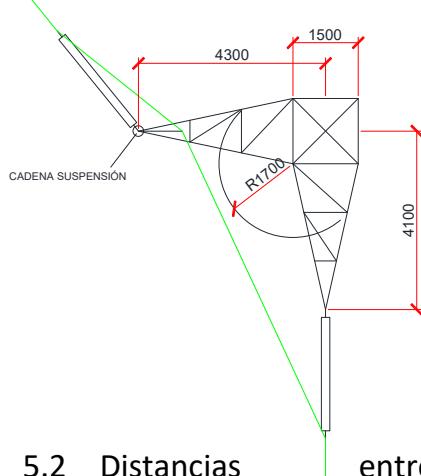
La siguiente tabla sirve de comprobación de las distancias a masa mínimas necesarias:

APOYO	ANGULO DE DESVÍO LÍNEA	LONGITUD PUENTE	ANGULO MÁXIMO DE DESVÍO LÍNEA ADMISIBLE	% DE APROVECHAMIENTO
D2	7.31	2.50	29.00	25.21
D9	0.00	2.50	29.00	0.00
D15	27.59	2.50	29.00	95.14
D17	0.00	2.50	29.00	0.00

Por último, las siguientes imágenes muestran el cumplimiento de la distancia a masa en el apoyo D1. Este apoyo lleva dos cadenas de suspensión auxiliares.

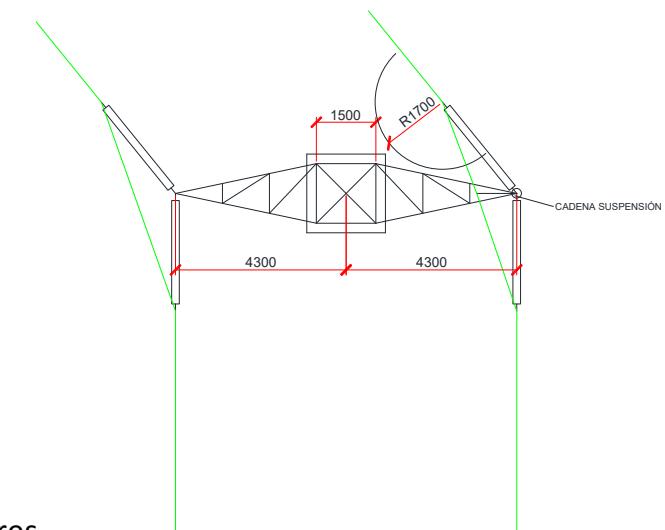


CRUCETAS SUPERIORES



5.2 Distancias entre conductores

CRUCETAS INFERIORES



Según el apartado 5.4.1. de la ITC-LAT 07, del vigente Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión, la distancia entre conductores no será inferior a:

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

Para el caso de distancia entre conductores de fase, tenemos:

- K = coeficiente oscilación conductores con el viento, que se tomará de la siguiente tabla adjunta:

ÁNGULO DE OSCILACIÓN	VALORES DE K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30kV
Superior a 65º	0.7	0.65
Comprendido entre 40º y 65º	0.65	0.6
inferior a 40º	0.6	0.55

- Hipótesis de viento: +15ºC + Viento (120km/h):

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga viento}}{\text{peso propio}} = \arctg \frac{1.385}{1.492} = 42.87^\circ \Rightarrow K = 0.65$$

- Hipótesis de hielo: +0ºC + Hielo:

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga hielo}}{\text{peso propio con hielo}} = \arctg \frac{0}{2.44} = 0^\circ \Rightarrow K = 0.6$$

- Hipótesis de temperatura: +85°C sin sobrecarga:

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga } T^a}{\text{peso propio}} = \arctg \frac{0}{1.492} = 0^\circ \Rightarrow K = 0.6$$

- F: Flecha máxima del conductor, en metros.
- Lc: Longitud de la cadena de suspensión en metros.
- K': 0,85.
- D_{pp}: Distancia de Aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores durante sobretensiones de frente lento o rápido. D_{pp} es una distancia eléctrica. En este caso es de 2.00 m.

En la tabla resumen adjunta pueden consultarse las separaciones necesarias para cada vano de la línea en proyecto, comprobándose que no superan la separación dada por el armado elegido (la columna “Separación de conductores mínima proyectada(m)”, muestra las separaciones mínimas incluyendo el abaniqueo de conductores):

Vano	Flecha máxima 85° (m)	Separación de conductores mínima exigida a 85° (m)	Flecha máxima 15° + Viento (m)	Separación de conductores mínima exigida a 15° + Viento (m)	Flecha máxima 0° + Hielo (m)	Separación de conductores mínima exigida a 0° + Hielo (m)	Separación de conductores mínima proyectada(m)	
VALL	D1	2.68	2.68	2.37	2.70	2.26	2.60	5.31
D1	D2	9.35	3.53	7.87	3.52	7.45	3.34	5.37
D2	D3	17.27	4.19	15.47	4.26	14.94	4.02	5.43
D3	D4	16.58	4.14	14.85	4.20	14.34	3.97	5.44
D4	D5	15.19	4.04	13.60	4.10	13.14	3.87	5.42
D5	D6	16.65	4.36	14.91	4.45	14.40	4.20	5.45
D6	D7	14.21	4.19	12.73	4.27	12.29	4.04	5.44
D7	D8	14.75	4.22	13.21	4.31	12.76	4.08	5.46
D8	D9	17.63	4.42	15.79	4.51	15.25	4.26	5.47
D9	D10	33.26	5.31	30.44	5.46	29.60	5.12	5.40
D10	D11	21.48	4.67	19.66	4.79	19.12	4.52	5.43
D11	D12	18.98	4.51	17.38	4.63	16.90	4.37	5.41
D12	D13	10.89	3.93	9.97	4.04	9.69	3.83	5.37
D13	D14	17.25	4.40	15.79	4.51	15.36	4.27	5.41
D14	D15	14.96	4.24	13.70	4.35	13.32	4.12	5.37
D15	D16	20.69	4.62	18.89	4.74	18.35	4.47	5.41
D16	D17	19.41	4.54	17.73	4.66	17.22	4.39	5.44

Vano	Flecha máxima 85º (m)	Separación de conductores mínima exigida a 85º (m)	Flecha máxima 15º + Viento (m)	Separación de conductores mínima exigida a 15º + Viento (m)	Flecha máxima 0º + Hielo (m)	Separación de conductores mínima exigida a 0º + Hielo (m)	Separación de conductores mínima proyectada(m)
D17	D18	14.05	4.17	12.40	4.25	11.92	4.01
							5.41

Para el caso de distancia entre cable OPGW y conductor de fase tenemos:

- K = coeficiente oscilación conductores con el viento, que se tomará de la siguiente tabla adjunta:

ÁNGULO DE OSCILACIÓN	VALORES DE K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30kV
Superior a 65º	0.7	0.65
Comprendido entre 40º y 65º	0.65	0.6
inferior a 40º	0.6	0.55

Hipótesis de viento: +15ºC + Viento (120km/h):

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga viento}}{\text{peso propio}} = \arctg \frac{0.9}{0.8819} = 45.58^\circ \Rightarrow K = 0.65$$

Hipótesis de hielo: +0ºC + Hielo:

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga hielo}}{\text{peso propio con hielo}} = \arctg \frac{0}{1.646} = 0^\circ \Rightarrow K = 0.6$$

Hipótesis de temperatura: +50ºC sin sobrecarga:

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga } T^a}{\text{peso propio}} = \arctg \frac{0}{0.8819} = 0^\circ \Rightarrow K = 0.6$$

- F: Flecha máxima del conductor, en metros.

- Lc: Longitud de la cadena de suspensión en metros.

- K': 0,85.

- D_{pp} : Distancia de Aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores durante sobretensiones de frente lento o rápido. D_{pp} es una distancia eléctrica. En este caso es de 2.00 m.

En la tabla resumen adjunta pueden consultarse las separaciones necesarias para cada vano de la línea en proyecto, comprobándose que no superan la separación dada por el armado elegido (la columna “Separación de conductores mínima proyectada(m)”, muestra las separaciones mínimas incluyendo el abaniqueo de conductores):

Vano	Flecha máxima 85º (m)	Separación de conductores mínima exigida a 85º (m)	Flecha máxima 15º + Viento (m)	Separación de conductores mínima exigida a 15º + Viento (m)	Flecha máxima 0º + Hielo (m)	Separación de conductores mínima exigida a 0º + Hielo (m)	Separación de conductores mínima proyectada(m)
VALL	D1	2.13	2.58	1.77	2.56	1.69	2.48
D1	D2	8.04	3.40	7.25	3.45	7.03	3.29
D2	D3	14.67	4.00	13.79	4.11	13.51	3.91
D3	D4	14.11	3.95	13.25	4.07	12.99	3.86
D4	D5	12.92	3.86	12.14	3.96	11.9	3.77
D5	D6	14.17	3.96	13.31	4.07	13.05	3.87
D6	D7	12.09	3.79	11.36	3.89	11.13	3.70
D7	D8	12.55	3.83	11.79	3.93	11.56	3.74
D8	D9	14.99	4.02	14.09	4.14	13.81	3.93
D9	D10	28.44	4.90	27.09	5.08	26.66	4.80
D10	D11	18.37	4.27	17.5	4.42	17.22	4.19
D11	D12	16.24	4.12	15.47	4.26	15.22	4.04
D12	D13	9.32	3.53	8.87	3.64	8.73	3.47
D13	D14	14.76	4.01	14.05	4.14	13.83	3.93
D14	D15	12.74	3.84	12.13	3.96	11.94	3.77
D15	D16	17.63	4.22	16.77	4.36	16.5	4.14
D16	D17	16.62	4.15	15.8	4.28	15.54	4.07
D17	D18	11.9	3.77	11.07	3.86	10.83	3.67
							8.15

5.3 Distancias al terreno

Según el apartado 5.5, de la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, la distancia mínima de los conductores a cualquier punto del terreno, en el momento de flecha máxima, será: $D_{add}+D_{el}=5,3+1.7=7$ m

Siendo:

 Solaria  INGENIERIA	TRAMO SE VALLUÉRCANES - AP ENTRONQUE T-D18 Memoria de cálculos	VAEN-OHM-LE-GN-MCA-0001
Rev.:	7	Página 68 de 88

Dadd = Distancia de Aislamiento Adicional (m)

Del = Distancia de Aislamiento eléctrico (este valor se encuentra tabulado en el apartado 5.2 de la ITC-LAT 07)

Al discurrir la línea por terrenos agrícolas consideramos esa distancia mínima en 7m. En los planos de planta y perfil de la línea se puede ver el cumplimiento de estas distancias

6 CÁLCULO MECÁNICO DE APOYOS

6.1 Hipótesis de cálculo

De acuerdo con el Apartado 3 de la ITC-LAT 07 del vigente Reglamento de Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), las acciones a considerar son las siguientes:

1) Cargas permanentes (Apartado 3.1.1)

Se consideran las cargas verticales debidas al peso propio de los conductores, cable de tierra (si lo hubiere), aisladores, herrajes, apoyos y cimentaciones.

2) Sobrecarga de viento (Apartado 3.1.2)

Se considera un viento horizontal de 140 km/h actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide (conductores, cable de tierra y apoyos).

3) Sobrecarga de hielo (Apartado 3.1.3)

Se consideran los conductores y cable de tierra sometidos a una sobrecarga de manguito de hielo en zona B de $0,18\cdot\sqrt{d}$ daN (apdo. 3.1.3), siendo d el diámetro del conductor o del cable de tierra en mm.

4) Desequilibrio de tracciones (Apartado 3.1.4)

Los mínimos desequilibrios de tracciones a considerar, según la función que cumpla el apoyo son los siguientes:

- Apoyos con cadenas de suspensión: 15% tracción máx. de todos los conductores

- Apoyos de amarre: 25% tracción máx. de todos los conductores

- Apoyos de anclaje: 50% tracción máx. de todos los conductores
- Apoyos de fin de línea: 100% tracción máx. de todos los conductores

5) Rotura de conductores (Apartado 3.1.5)

Se considera la torsión más desfavorable que produce la rotura de un conductor:

- Apoyos con cadenas de suspensión: 50% tracción máx. de un conductor
- Apoyos de amarre: 100% tracción máx. de un conductor
- Apoyos de anclaje: 50% tracción máx. del conductor
- Apoyos de fin de línea: 100% tracción máx. del conductor

6) Esfuerzo de ángulo en solicitud de viento (Apartado 3.1.6)

Se considera el esfuerzo resultante de ángulo de las tracciones de todos los conductores y cable de tierra correspondiente a la hipótesis de viento a la temperatura de -10 °C para zona B.

8) Esfuerzo de ángulo en solicitud de hielo (Apartado 3.1.6)

Se considera el esfuerzo resultante de ángulo de las tracciones de todos los conductores y cable de tierra correspondiente a la hipótesis de hielo a la temperatura de -15 °C para zona B.

A continuación, se incluye una tabla resumen en la que se muestran las diferentes hipótesis que se han tenido en cuenta para el cálculo de apoyos.

Para el dimensionamiento de cada uno de los apoyos se han considerado las acciones de cargas y sobrecargas que recoge el Reglamento de Líneas de Alta Tensión para zona B y combinadas en la forma y condiciones especificadas en el apartado 3 de la ITC-LAT 07 del citado reglamento.

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1 ^a HIPÓTESIS (Viento)	2 ^a HIPÓTESIS		3 ^a HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4 ^a HIPÓTESIS (Rotura de conductor)
			(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 linea.	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 linea, 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. 3.1.4.1)	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 linea.	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) 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 linea, 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. 3.1.4.2)	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 linea 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 2^a Hipótesis (Hielo+Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

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 linea.	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 linea, 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 linea	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 linea.	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 linea, 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 linea 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 2^a Hipótesis (Hielo+Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

V = Esfuerzo vertical

L = Esfuerzo longitudinal

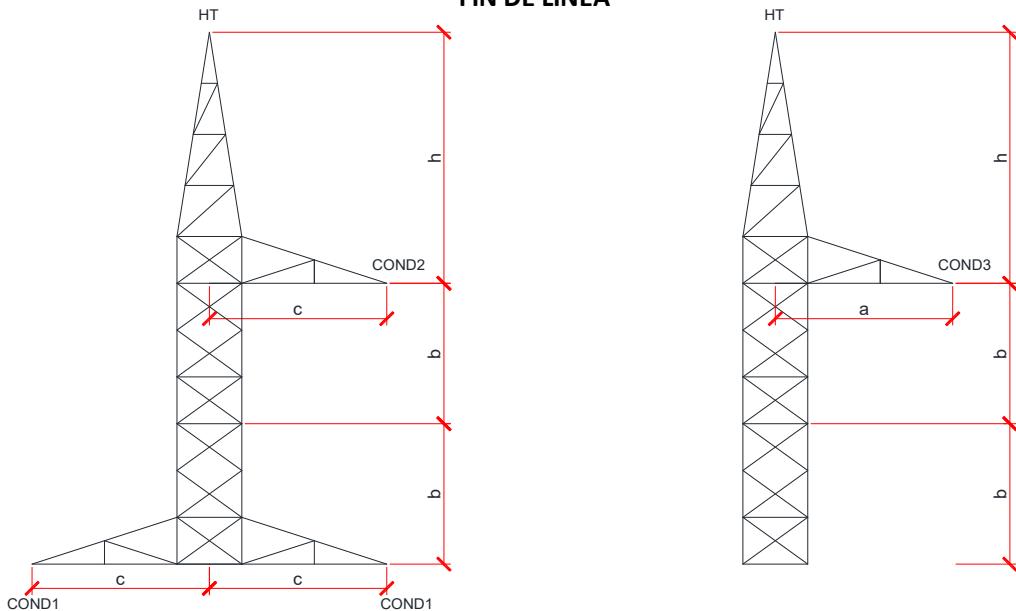
T = Esfuerzo transversal

6.2 Tablas de cálculo mecánico de apoyos

Las hipótesis y los coeficientes de seguridad a considerar para realizar el cálculo mecánico de los apoyos son las reflejadas en el apartado 3.5 de la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.

APOYO D1

FIN DE LÍNEA



Altura útil (m) 18

**Ocupación
máxima (m²)** 100.4

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	5.9

**Valor máximo
de C+D (m)** 8.02

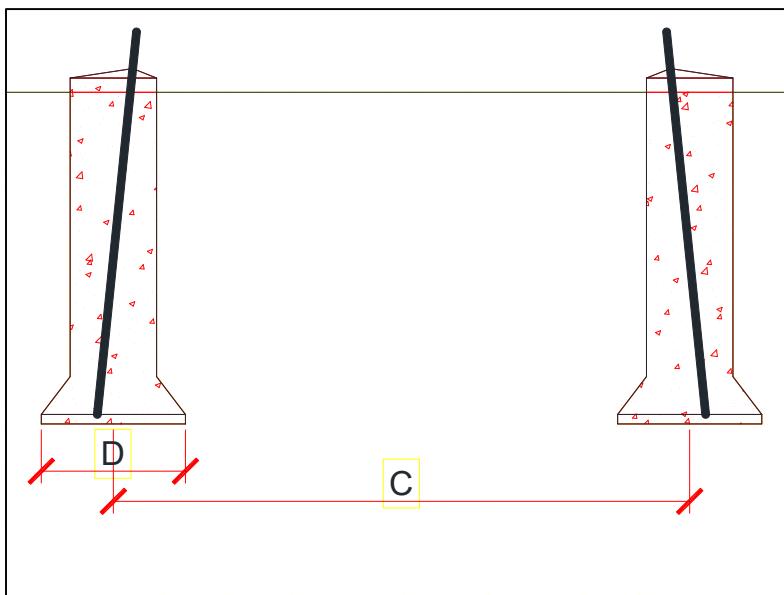
HIPÓTESIS	COND1			COND2		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	500	752	3606	500	484	507
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	500	533	3777	500	465	481
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	500			500		
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	500	51	0	500	0	0
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	500	389	3777	500	465	481

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D1

FIN DE LÍNEA



Altura útil (m) 18

Ocupación máxima (m²) 100.4

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	5.9

Valor máximo de C+D (m) 8.02

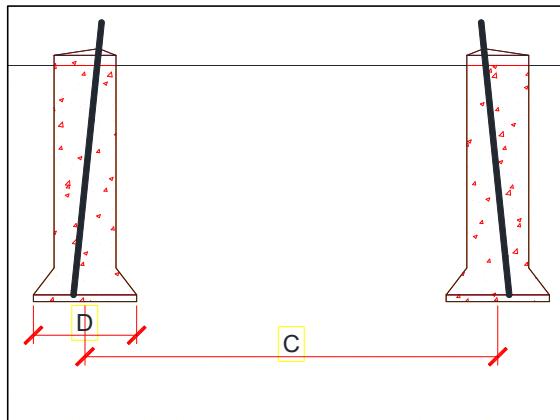
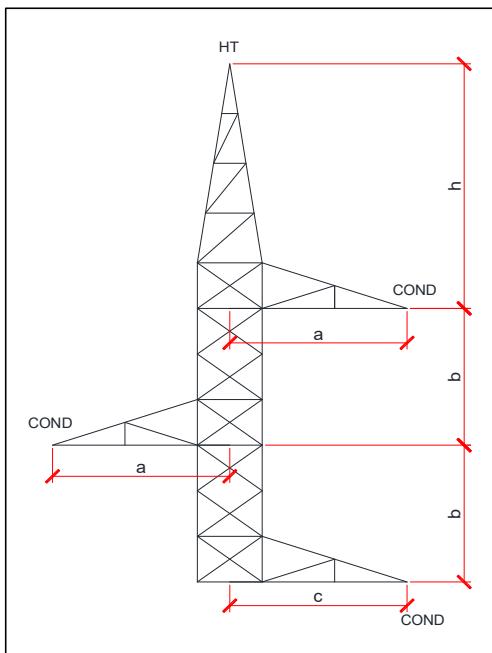
HIPÓTESIS	COND3			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	500	338	3609	500	570	2627
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	500	36	3778	500	478	2852
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	500			500		
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	500	0	0	500	0	0
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	500	54	3777	500	78	2852

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D2

AMARRE



Altura útil (m) 21

Ocupación máxima (m²) 83.72

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	5.9

Valor máximo de C+D (m) 7.15

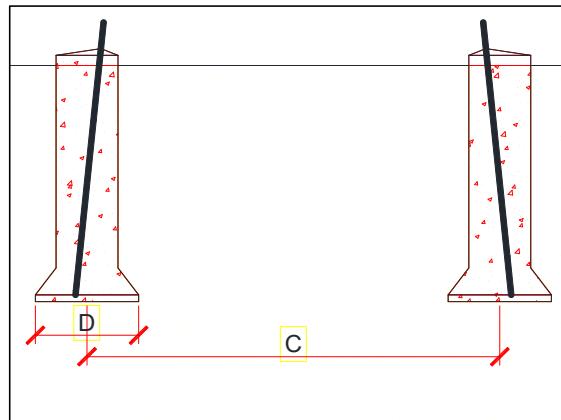
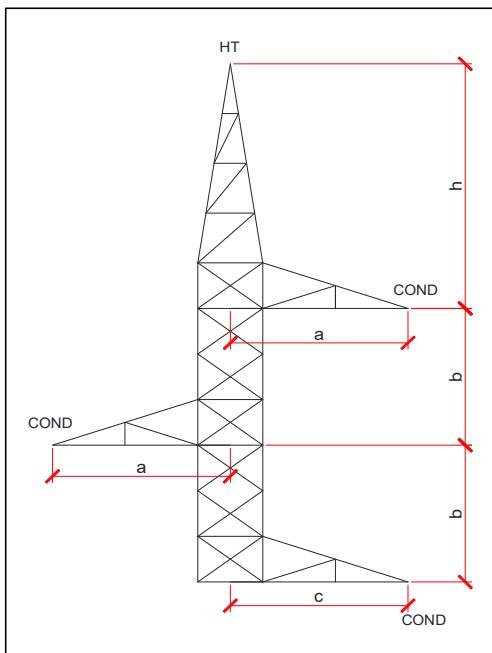
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	700	1206	11	500	802	45
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1050	755	11	600	550	70
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1050	476	954	600	323	783
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1050	295	3778	600	187	2918
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1050	537	12	600	368	72

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D3

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 30

Ocupación máxima (m²) 98.01

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 7.90

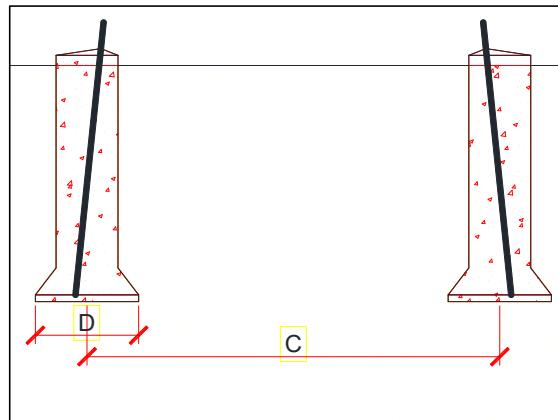
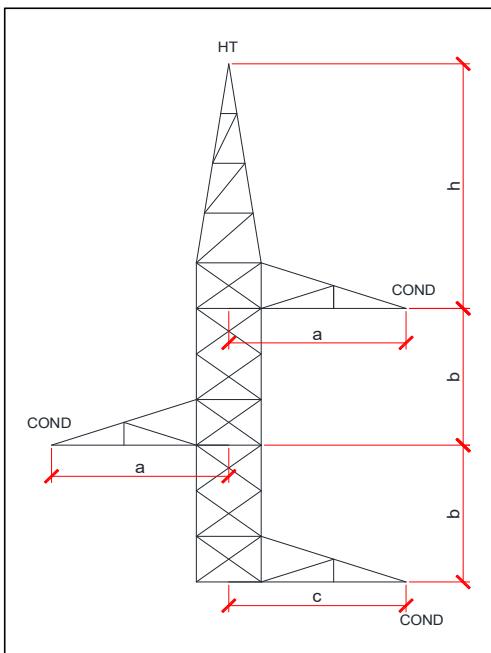
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	700	788	0	500	540	0
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1100	252	0	800	212	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1100	0	568	800	0	439
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1100	0	1893	800	0	2924
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1100	0	0	800	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D4

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 27

Ocupación máxima (m^2) 88.74

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 7.42

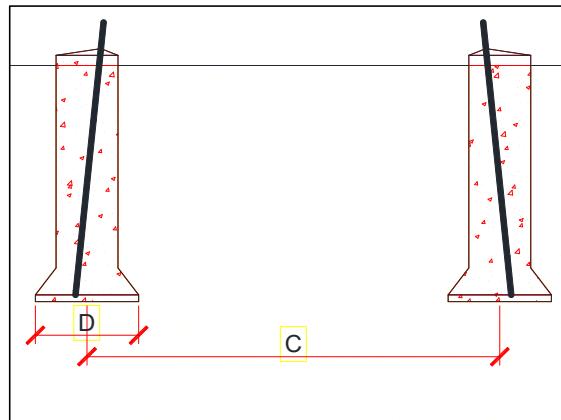
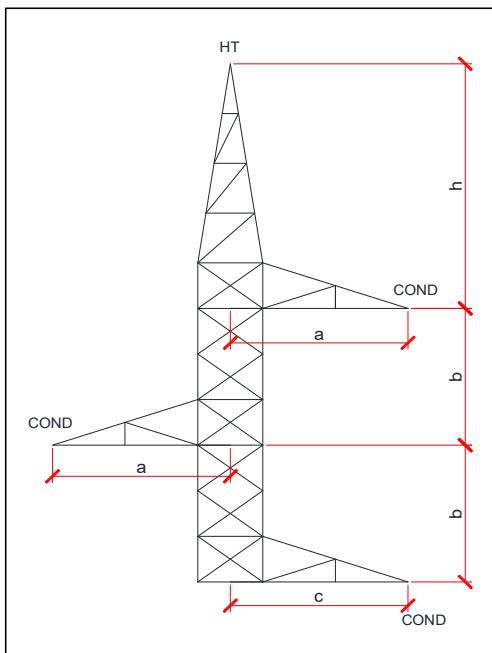
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1ª Hipótesis ($C_s=1.6$)	600	763	0	300	523	0
2ª Hipótesis ($C_s=1.6$)	1000	244	0	600	205	0
3ª Hipótesis ($C_s=1.25$)	1000	0	568	600	0	439
Rotura cable(cable roto) ($C_s=1.25$)	1000	0	1893	600	0	2924
Rotura cable (cable no roto) ($C_s=1.25$)	1000	0	0	600	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- C_s es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D5

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 27

Ocupación máxima (m²) 88.74

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 7.42

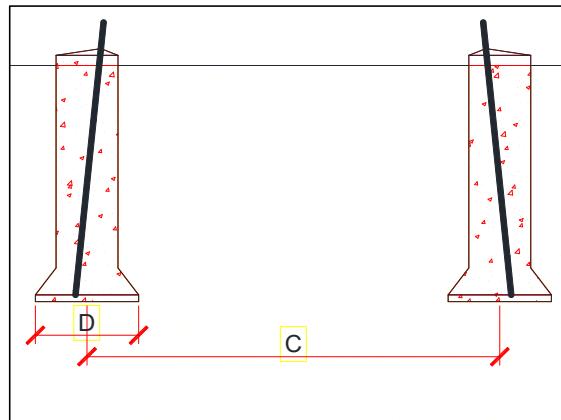
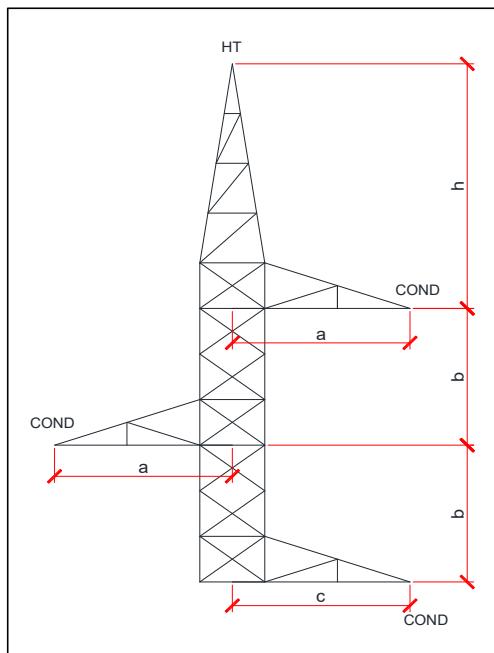
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	700	764	0	400	524	0
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1100	244	0	700	205	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1100	0	568	700	0	439
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1100	0	1893	700	0	2924
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1100	0	0	700	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D6

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 30

Ocupación máxima (m²) 98.01

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 7.90

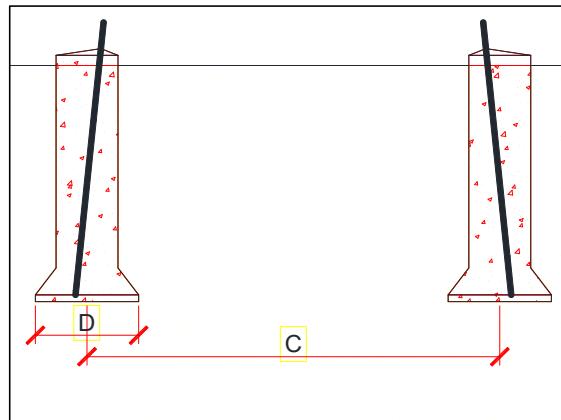
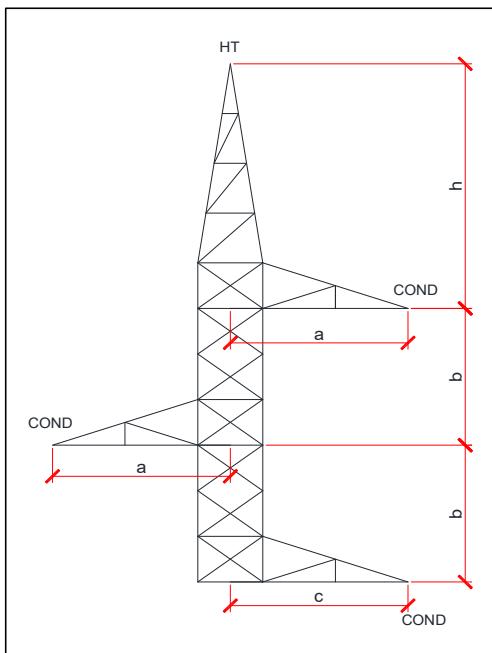
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	700	752	0	400	516	0
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1100	240	0	700	202	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1100	0	568	700	0	438
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1100	0	1893	700	0	2924
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1100	0	0	700	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D7

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 27

Ocupación máxima (m²) 88.74

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 7.42

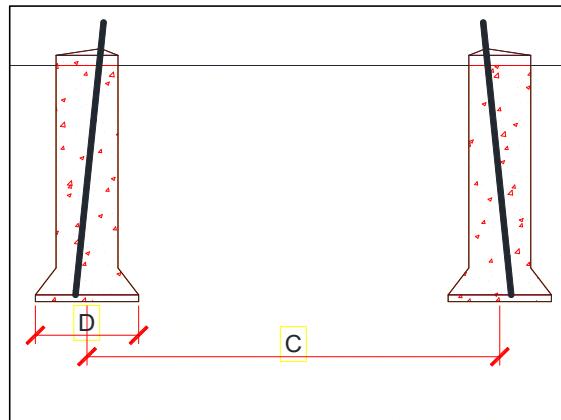
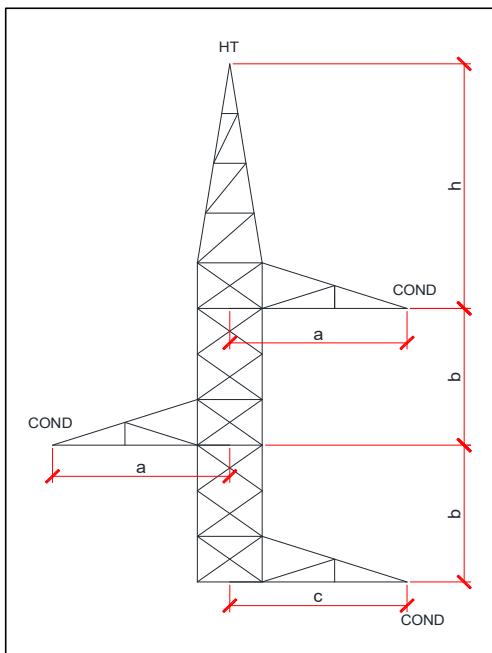
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	600	730	0	400	500	0
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1000	233	0	600	196	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1000	0	568	600	0	439
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1000	0	1893	600	0	2924
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1000	0	0	600	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D8

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 27

Ocupación máxima (m²) 88.74

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 7.42

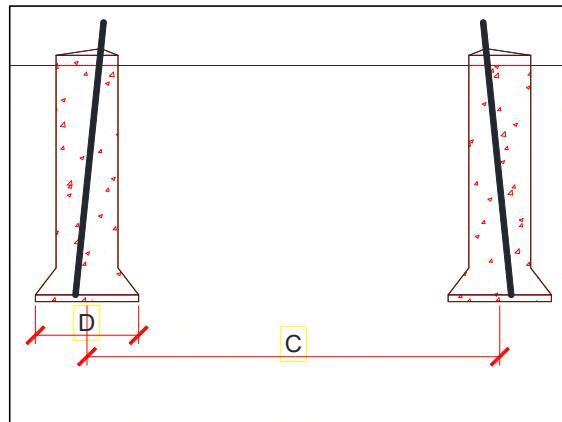
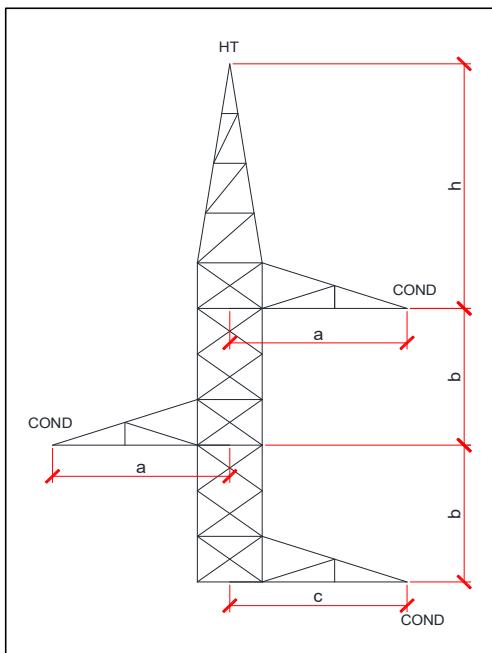
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	500	770	5	300	528	3
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	900	246	0	600	207	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	900	0	568	600	0	439
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	900	0	1893	600	0	2924
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	900	0	0	600	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D9

AMARRE



Altura útil (m) 43

Ocupación máxima (m²) 151.29

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	5.9

Valor máximo de C+D (m) 10.30

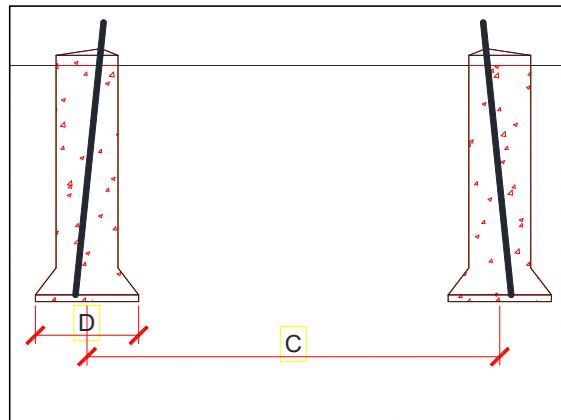
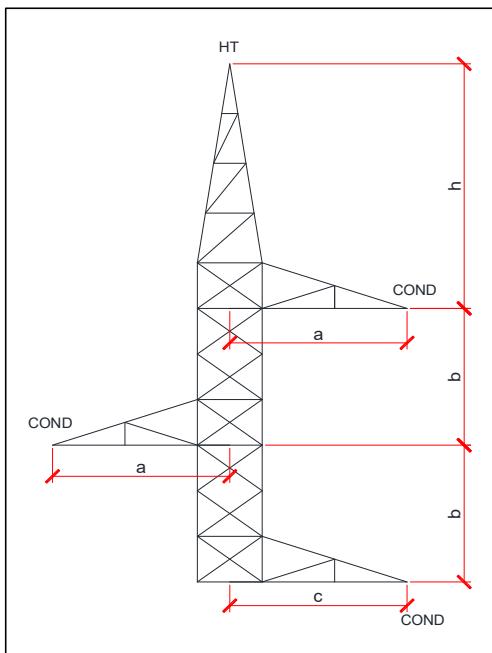
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1100	985	31	600	665	38
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1600	313	26	1000	261	45
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1600	0	927	1000	0	776
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1600	0	3812	1000	0	2969
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1600	0	26	1000	0	45

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D10

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 46

Ocupación máxima (m²) 151.29

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 10.30

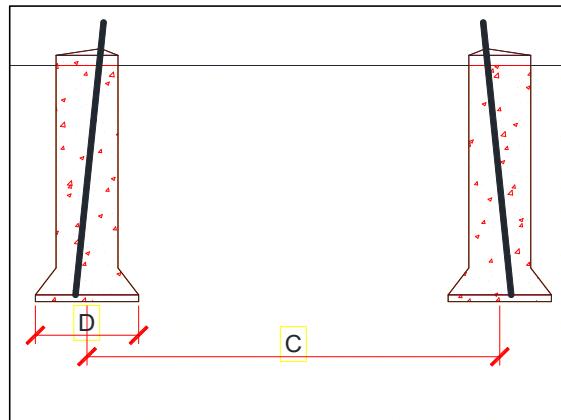
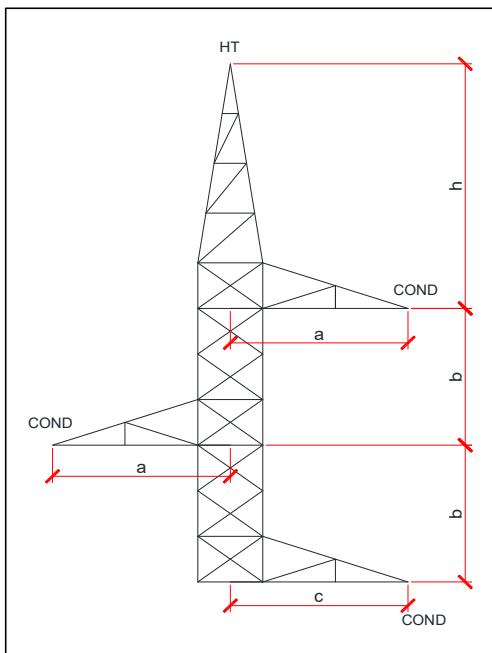
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1000	1017	1	600	701	1
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1500	326	0	1000	275	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1500	0	572	1000	0	445
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1500	0	1906	1000	0	2969
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1500	0	0	1000	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D11

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 42

Ocupación máxima (m²) 139

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 9.79

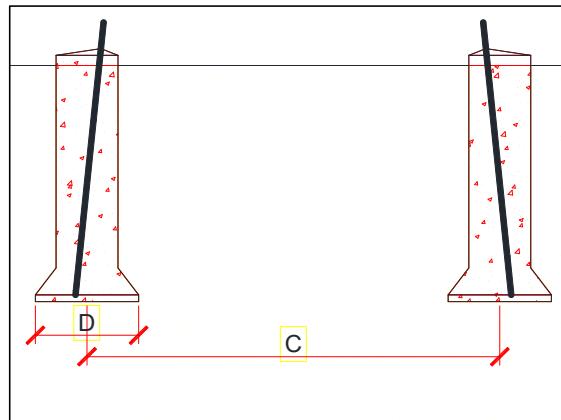
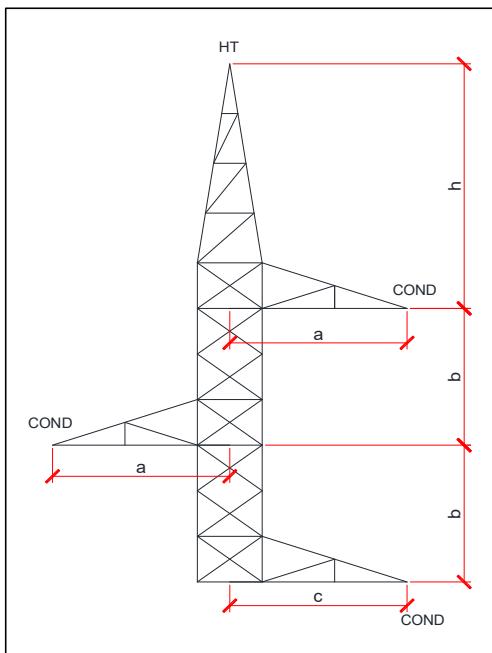
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1ª Hipótesis (Cs=1.6)	700	880	1	400	605	1
2ª Hipótesis (Cs=1.6)	1200	282	0	800	237	0
3ª Hipótesis (Cs=1.25)	1200	0	572	800	0	445
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1200	0	1906	800	0	2968
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1200	0	0	800	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D12

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 27

Ocupación máxima (m²) 88.74

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 7.42

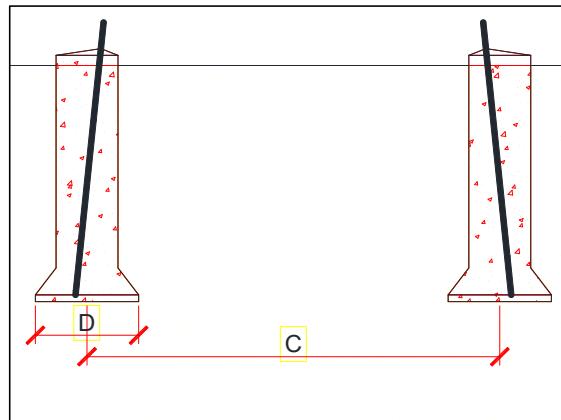
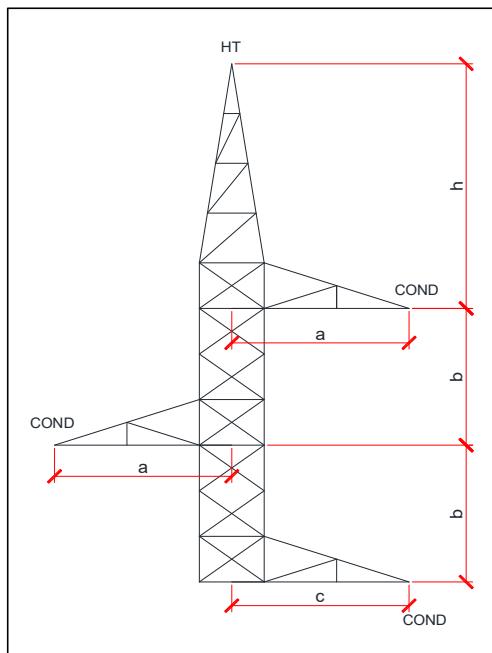
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	700	755	0	400	517	0
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1100	241	0	700	203	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1100	0	572	700	0	445
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1100	0	1906	700	0	2968
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1100	0	0	700	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D13

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 27

Ocupación máxima (m²) 88.74

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 7.42

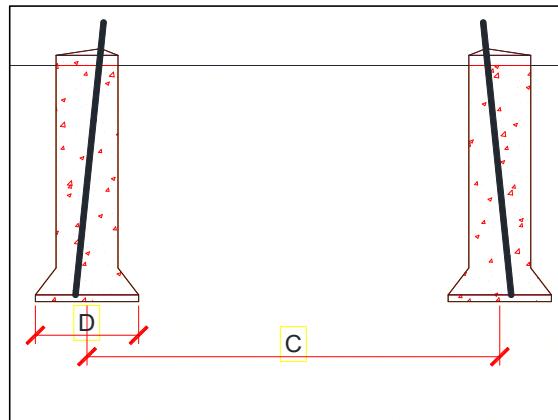
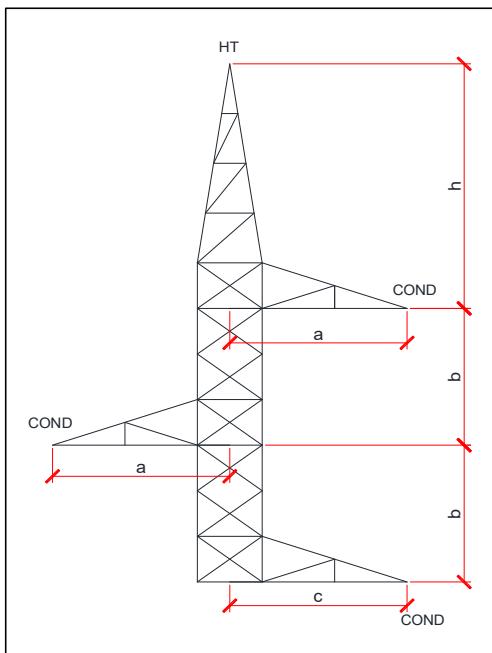
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	500	732	1	300	501	1
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	900	234	0	600	196	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	900	0	572	600	0	445
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	900	0	1906	600	0	2969
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	900	0	0	600	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D14

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 33

Ocupación máxima (m²) 106.3

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 8.31

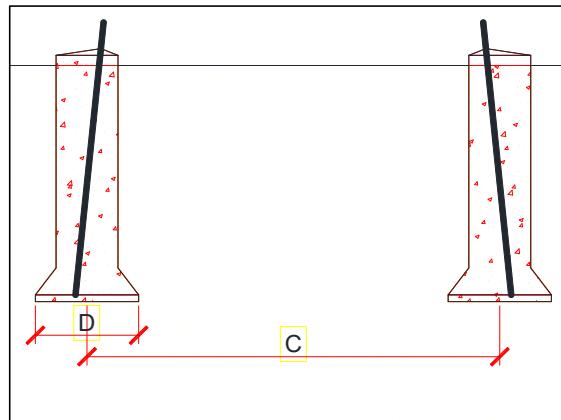
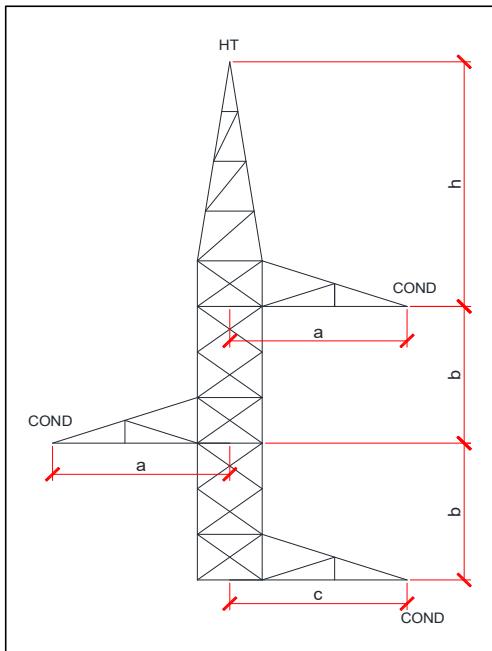
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	800	785	0	500	537	0
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1100	252	0	800	211	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1100	0	572	800	0	445
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1100	0	1906	800	0	2969
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1100	0	0	800	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D15

ANCLAJE



Altura útil (m) 24

Ocupación máxima (m^2) 96.44

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	5.9

Valor máximo de C+D (m) 7.82

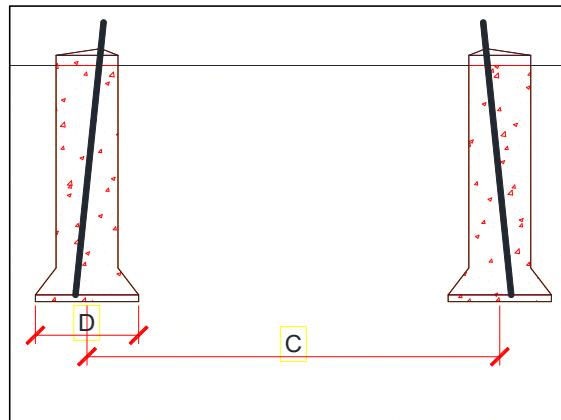
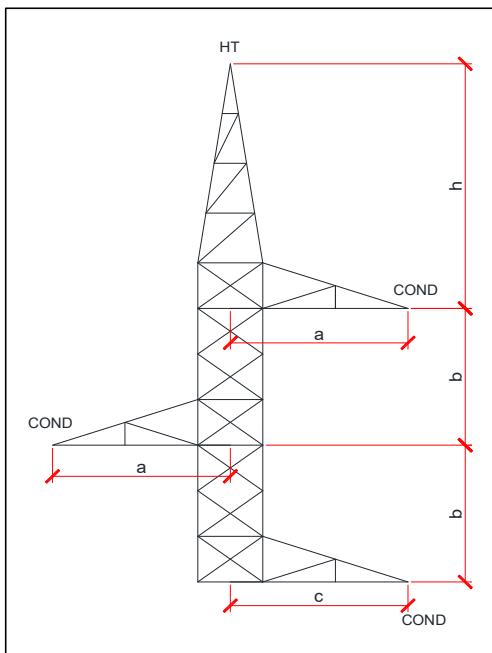
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1ª Hipótesis ($C_s=1.6$)	500	2550	31	300	1837	28
2ª Hipótesis ($C_s=1.6$)	1000	2075	18	600	1626	20
3ª Hipótesis ($C_s=1.25$)	1000	1364	1857	600	1060	1449
Rotura cable(cable roto) ($C_s=1.25$)	1000	910	3702	600	2883	708
Rotura cable (cable no roto) ($C_s=1.25$)	1000	1817	13	600	1412	16

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- C_s es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D16

SUSPENSIÓN



Altura útil (m) 36

Ocupación máxima (m²) 115.78

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m) 8.76

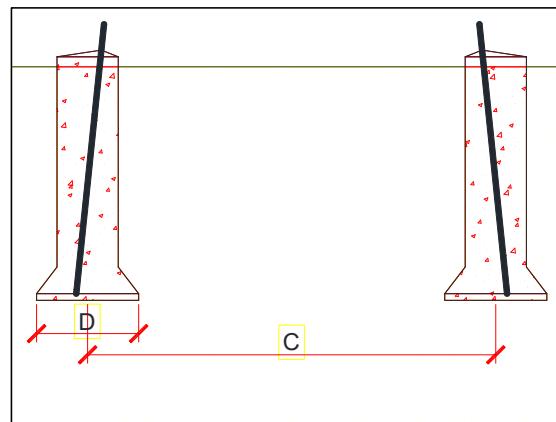
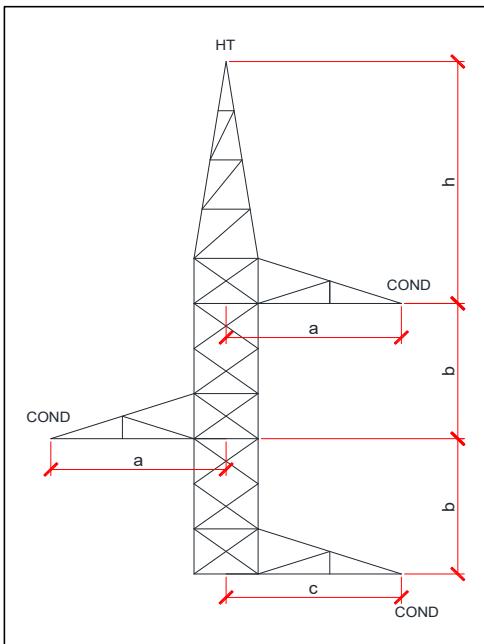
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1000	875	4	700	600	3
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1400	281	0	1000	235	0
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1400	0	569	1000	0	442
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1400	0	1899	1000	0	2952
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1400	0	0	1000	0	0

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

APOYO D17

AMARRE



Altura útil (m) 33

Ocupación máxima (m²) 126.11

Dimensiones del armado	
a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
h (m)	5.9

Valor máximo de C+D (m) 9.23

HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1100	892	46	600	538	46
2 ^a Hipótesis (Cs=1.6)	1500	347	35	900	211	56
3 ^a Hipótesis (Cs=1.25)	1500	90	973	900	0	780
Rotura cable(cable roto) (Cs=1.25)	1500	0	3799	900	0	2952
Rotura cable (cable no roto) (Cs=1.25)	1500	90	32	900	0	56

Notas.-

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior