

Matriz de distancias a imágenes (m)													
69,91	69,92	70,29	70,33	73,21	73,22	73,57	73,61	76,51	76,52	76,86	76,9	79,8	80,03
70,29	70,33	69,91	69,92	73,57	73,61	73,21	73,22	76,86	76,9	76,51	76,52	80,03	79,8

Tramo 1, 3 4 y 5:

Matriz de distancias a imágenes (m)							
60	60	63,91	63,97	66,6	66,6	69,91	70,29
60	60	63,97	64,02	66,6	66,6	69,92	70,33
63,91	63,97	66,6	66,6	70,45	70,5	73,57	73,21
63,97	64,02	66,6	66,6	70,5	70,56	73,61	73,22
66,6	66,6	70,45	70,5	73,2	73,2	76,51	76,86
66,6	66,6	70,5	70,56	73,2	73,2	76,52	76,9
69,91	69,92	73,57	73,61	76,51	76,52	79,8	80,03
70,29	70,33	73,21	73,22	76,86	76,9	80,03	79,8

#### 1.4.1. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA SERIE DEL TERRENO

La resistencia serie del terreno viene calculada por la siguiente expresión.

$$R_g = 9,867 \cdot 10^{-7} \cdot f \quad [\Omega/m]$$

Obtenemos así una resistencia serie del terreno de  **$4,9335 \cdot 10^{-5} \Omega/m$** .

#### 1.4.2. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA DEL CONDUCTOR

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

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

Donde:

- $R'_{\theta cc}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura  $\theta$  °C ( $\Omega/km$ )
- $R'_{20}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C ( $\Omega/km$ ).
- $\alpha_{20}$ : Coeficiente de variación a 20 °C de la resistividad en función de la temperatura (°C).

En este caso  **$4,00 \cdot 10^{-3}$** .

- $\theta$ : Temperatura de servicio, calculada mediante la siguiente expresión, que depende del grado de carga del conductor.

$$\theta = \theta_0 + (\theta_{max} - \theta_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{adm}}\right)^2$$

- $\theta_0$ : Temperatura de referencia en °C. Se toma como referencia una temperatura de **20°C**.
- $\theta_{max}$ : Temperatura máxima admisible del conductor en °C. Se calcula para **85°C**.
- $I$ : Intensidad nominal del circuito (A).
- $I_{adm}$ : Intensidad máxima admisible del conductor.

La obtención de la resistencia en serie en corriente alterna a la temperatura dada, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$R'_\theta = R'_{\theta_{cc}} \cdot (1 + Y_p) \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

Siendo

- $Y_p$ : Factor de efecto pelicular.

Se obtiene así un valor de la resistencia en corriente alterna de:

Tramo 2:

Circuito 1:

$$R_\theta = 0,089461 \text{ }\Omega/\text{km}$$

Circuito 2:

$$R_\theta = 0,093086 \text{ }\Omega/\text{km}$$

Tramo 1, 3 4 y 5:

:

$$R_\theta = 0,093086 \text{ }\Omega/\text{km}$$

### 1.4.3. MATRIZ DE IMPEDANCIA FINAL

Con los valores de resistencia y reactancia explicados previamente, se obtiene la siguiente matriz de impedancia en ohmios por kilómetro.

Tramo 2:

Matriz de impedancia ( $\Omega/\text{km}$ )													
0,139 +0,72i	0,049 +0,48 7i	0,049 +0,29 3i	0,049 +0,29i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,28 9i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,27 9i	0,049 +0,27 7i	0,049 +0,28 5i	0,049 +0,27 2i
0,049 +0,48 7i	0,139 +0,72i	0,049 +0,29i	0,049 +0,28 7i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,27 7i	0,049 +0,27 5i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,27i
0,049 +0,29 3i	0,049 +0,29i	0,139 +0,72i	0,049 +0,48 7i	0,049 +0,28 9i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,27 9i	0,049 +0,27 7i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,27 2i	0,049 +0,28 5i
0,049 +0,29i	0,049 +0,28 7i	0,049 +0,48 7i	0,139 +0,72i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,27 7i	0,049 +0,27 5i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,27i	0,049 +0,28 4i
0,049 +0,35 5i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,28 9i	0,049 +0,28 6i	0,139 +0,72i	0,049 +0,48 7i	0,049 +0,29 3i	0,049 +0,29 6i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,28 9i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,31i	0,049 +0,28 5i
0,049 +0,35 4i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,48 7i	0,139 +0,72i	0,049 +0,29i	0,049 +0,28 7i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,30 9i	0,049 +0,28 4i

Matriz de impedancia (Ω/km)													
0,049 +0,28 9i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,29 3i	0,049 +0,29i	0,142 +0,72i	0,049 +0,48 7i	0,049 +0,28 9i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,28 5i	0,049 +0,31i
0,049 +0,28 6i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,29i	0,049 +0,28 7i	0,049 +0,48 7i	0,142 +0,72i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,30 9i
0,049 +0,31 1i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,27 9i	0,049 +0,27 7i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,28 9i	0,049 +0,28 6i	0,142 +0,72i	0,049 +0,48 7i	0,049 +0,29 3i	0,049 +0,29i	0,049 +0,34 9i	0,049 +0,29 8i
0,049 +0,31 1i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,27 7i	0,049 +0,27 5i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,48 7i	0,142 +0,72i	0,049 +0,29i	0,049 +0,28 7i	0,049 +0,34 6i	0,049 +0,29 5i
0,049 +0,27 9i	0,049 +0,27 7i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,28 9i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,29 3i	0,049 +0,29i	0,142 +0,72i	0,049 +0,48 7i	0,049 +0,29 8i	0,049 +0,34 9i
0,049 +0,27 7i	0,049 +0,27 5i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,31 1i	0,049 +0,28 6i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,35 4i	0,049 +0,35 5i	0,049 +0,29i	0,049 +0,28 7i	0,049 +0,48 7i	0,142 +0,72i	0,049 +0,29 5i	0,049 +0,34 6i
0,049 +0,28 5i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,27 2i	0,049 +0,27i	0,049 +0,31i	0,049 +0,30 9i	0,049 +0,28 5i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,34 9i	0,049 +0,34 6i	0,049 +0,29 8i	0,049 +0,29 5i	0,049 +0,74 1i	0,049 +0,31 7i
0,049 +0,27 2i	0,049 +0,27i	0,049 +0,28 5i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,28 5i	0,049 +0,28 4i	0,049 +0,31i	0,049 +0,30 9i	0,049 +0,29 8i	0,049 +0,29 5i	0,049 +0,34 9i	0,049 +0,34 6i	0,049 +0,31 7i	0,049 +0,74 1i

Tramo 1, 3 4 y 5:

:

Matriz de impedancia (Ω/km)							
0,142+0,72i	0,049+0,487i	0,049+0,289i	0,049+0,286i	0,049+0,311i	0,049+0,311i	0,049+0,285i	0,049+0,272i
0,049+0,487i	0,142+0,72i	0,049+0,286i	0,049+0,284i	0,049+0,311i	0,049+0,311i	0,049+0,284i	0,049+0,27i
0,049+0,289i	0,049+0,286i	0,142+0,72i	0,049+0,487i	0,049+0,289i	0,049+0,286i	0,049+0,285i	0,049+0,31i
0,049+0,286i	0,049+0,284i	0,049+0,487i	0,142+0,72i	0,049+0,286i	0,049+0,284i	0,049+0,284i	0,049+0,309i
0,049+0,311i	0,049+0,311i	0,049+0,289i	0,049+0,286i	0,142+0,72i	0,049+0,487i	0,049+0,349i	0,049+0,298i
0,049+0,311i	0,049+0,311i	0,049+0,286i	0,049+0,284i	0,049+0,487i	0,142+0,72i	0,049+0,346i	0,049+0,295i
0,049+0,285i	0,049+0,284i	0,049+0,285i	0,049+0,284i	0,049+0,349i	0,049+0,346i	0,049+0,741i	0,049+0,317i
0,049+0,272i	0,049+0,27i	0,049+0,31i	0,049+0,309i	0,049+0,298i	0,049+0,295i	0,049+0,317i	0,049+0,741i

### 1.5. CALCULO DE MATRIZ DE ADMITANCIAS

Esta matriz define la admitancia de la línea en ohmios por metro. La parte real de cada elemento de la matriz se corresponde con la conductancia en paralelo; mientras que la imaginaria, con la susceptancia en paralelo.

El valor de la conductancia es despreciable; mientras que la susceptancia en líneas aéreas se calcula con la matriz de potenciales de Maxwell (P), siendo los elementos de esta matriz:

$$P_{ii} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \frac{2 \cdot H_i}{r_i}$$

$$P_{ii} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0} \ln \frac{D_i'}{D_{ij}}$$

Donde:

- $\epsilon_0$ : permitividad eléctrica en el vacío,  $8,85 \cdot 10^{-12}$  F/m
- $\omega$ : pulsación del sistema,  $\omega = 2\pi f$
- $r_i$ : radio físico del conductor  $i$  (m)
- $H_i$ : altura a la que se encuentra el conductor  $i$  del terreno (m)
- $D_{ij}$ : distancia que separa los conductores  $i$  y  $j$  (m)
- $D_{ij}'$ : distancia que separa el conductor  $i$  y el espejo del conductor  $j$  (m)

Una vez obtenida la matriz de Potenciales de Maxwell, la matriz de admitancia será:

$$Y = j \omega C_p$$

Donde:

- $C_p$  = inversa de la matriz de Potenciales de Maxwell.

Con los datos anteriores, se obtiene la matriz de admitancia en micro siemens por kilómetro para la línea:

Tramo 2:

Matriz de admitancia de la línea ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )													
3,4i	-1,67i	-0,1i	-0,09i	-0,26i	-0,25i	-0,07i	-0,06i	-0,1i	-0,1i	-0,05i	-0,04i	-0,07i	-0,05i
-1,67i	3,39i	-0,09i	-0,08i	-0,25i	-0,26i	-0,06i	-0,05i	-0,1i	-0,11i	-0,04i	-0,04i	-0,08i	-0,05i
-0,1i	-0,09i	3,4i	-1,67i	-0,07i	-0,06i	-0,26i	-0,25i	-0,05i	-0,04i	-0,1i	-0,1i	-0,05i	-0,07i
-0,09i	-0,08i	-1,67i	3,39i	-0,06i	-0,05i	-0,25i	-0,26i	-0,04i	-0,04i	-0,1i	-0,11i	-0,05i	-0,08i
-0,26i	-0,25i	-0,07i	-0,06i	3,47i	-1,6i	-0,07i	-0,05i	-0,24i	-0,24i	-0,06i	-0,05i	-0,13i	-0,08i
-0,25i	-0,26i	-0,06i	-0,05i	-1,6i	3,46i	-0,05i	-0,04i	-0,24i	-0,25i	-0,05i	-0,04i	-0,13i	-0,07i
-0,07i	-0,06i	-0,26i	-0,25i	-0,07i	-0,05i	3,47i	-1,6i	-0,06i	-0,05i	-0,24i	-0,24i	-0,08i	-0,13i
-0,06i	-0,05i	-0,25i	-0,26i	-0,05i	-0,04i	-1,6i	3,46i	-0,05i	-0,04i	-0,24i	-0,25i	-0,07i	-0,13i
-0,1i	-0,1i	-0,05i	-0,04i	-0,24i	-0,24i	-0,06i	-0,05i	3,45i	-1,63i	-0,07i	-0,06i	-0,35i	-0,13i
-0,1i	-0,11i	-0,04i	-0,04i	-0,24i	-0,25i	-0,05i	-0,04i	-1,63i	3,43i	-0,06i	-0,05i	-0,32i	-0,11i
-0,05i	-0,04i	-0,1i	-0,1i	-0,06i	-0,05i	-0,24i	-0,24i	-0,07i	-0,06i	3,45i	-1,63i	-0,13i	-0,35i
-0,04i	-0,04i	-0,1i	-0,11i	-0,05i	-0,04i	-0,24i	-0,25i	-0,06i	-0,05i	-1,63i	3,43i	-0,11i	-0,32i
-0,07i	-0,08i	-0,05i	-0,05i	-0,13i	-0,13i	-0,08i	-0,07i	-0,35i	-0,32i	-0,13i	-0,11i	2,44i	-0,31i
-0,05i	-0,05i	-0,07i	-0,08i	-0,08i	-0,07i	-0,13i	-0,13i	-0,13i	-0,11i	-0,35i	-0,32i	-0,31i	2,44i

Tramo 1, 3, 4 y 5:

:

Matriz de admitancia de la línea ( $\mu\text{S}/\text{km}$ )							
3,31i	-1,76i	-0,14i	-0,13i	-0,17i	-0,18i	-0,13i	-0,11i
-1,76i	3,3i	-0,12i	-0,11i	-0,18i	-0,18i	-0,13i	-0,1i

-0,14i	-0,12i	3,31i	-1,76i	-0,12i	-0,1i	-0,14i	-0,26i
-0,13i	-0,11i	-1,76i	3,29i	-0,11i	-0,09i	-0,13i	-0,26i
-0,17i	-0,18i	-0,12i	-0,11i	3,37i	-1,7i	-0,4i	-0,18i
-0,18i	-0,18i	-0,1i	-0,09i	-1,7i	3,35i	-0,37i	-0,17i
-0,13i	-0,13i	-0,14i	-0,13i	-0,4i	-0,37i	2,4i	-0,38i
-0,11i	-0,1i	-0,26i	-0,26i	-0,18i	-0,17i	-0,38i	2,29i

## 1.6. REDUCCIÓN AL MONOFÁSICO EQUIVALENTE

A continuación, se procede a realizar la reducción de las matrices previamente obtenidas al monofásico equivalente para la realización de los cálculos de caída de tensión y potencia.

Se han tenido en cuenta las siguientes reducciones:

- Eliminación de conductores pasivos:** Estos elementos pasivos influyen en el modelado eléctrico de las líneas, y por ello, es necesario tenerlas en cuenta en el modelado de la línea. Sin embargo, el hecho de ser conductores pasivos permite reducirlos matemáticamente, de forma que su influencia no se pierda, pero eliminando sus tensiones y corrientes de las variables del sistema. Para ello se ha considerado que los conductores pasivos se encuentran conectados a tierra en dos puntos.
- Reducción a conductores equivalentes:** Cuando sólo quedan conductores activos en la línea, el siguiente paso es sustituir cada fase por un solo conductor equivalente que la represente. De este modo, en aquellas fases con más de un conductor (dúplex, tríplex, etc.) se reducen todas las tensiones y corrientes a una.
- Monofásico equivalente:** En los sistemas trifásicos RST el modo habitual de funcionamiento es el equilibrio de secuencia directa. La secuencia directa es aquella en la que las tres fases presentan el mismo módulo, mientras que la fase de S está 120° retrasada con respecto de R y la fase de T está 120° retrasada con respecto de S. Bajo estas circunstancias se plantea la idea de reducir el sistema a una sola impedancia serie y una sola admitancia paralelo que represente dicha secuencia directa.

Tras estas reducciones, se obtienen los siguientes valores de impedancia y admitancia monofásicas equivalentes en ohmios por km y siemens por km, respectivamente:

Tramo 2:

Circuito 1:

$$ZS_{monofásicoEq}' = 0,0448 + 0,2924 \cdot i \Omega/km$$

$$Yp_{monofásicoEq}' = 4,0817 \cdot i \mu S/km$$

Circuito 2:

$$ZS_{monofásicoEq}' = 0,0466 + 0,2894 \cdot i \Omega/km$$

$$Yp_{monofásicoEq}' = 4,1285 \cdot i \mu S/km$$

Tramo 1, 3 4 y 5:

:

$$Z_{S_{\text{monofásicoEq}}'} = 0,0466 + 0,3062 \cdot i \Omega/\text{km}$$

$$Y_{p_{\text{monofásicoEq}}'} = 3,7124 \cdot i \mu\text{S}/\text{km}$$

### 1.7. IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA Y CONSTANTE DE PROPAGACIÓN

Se define la impedancia característica y la constante de propagación de la línea como:

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z_s'}{Y_p'}}$$

$$\gamma = \sqrt{Z_s' \cdot Y_p'}$$

Operando con los parámetros calculados anteriormente, se obtienen estos resultados:

Tramo 2:

Circuito 1:

$$Z_c = 268,436 - 20,4259 j (\Omega)$$

$$\gamma = 0,0834 + j1,0957 (\text{mrad}/\text{km})$$

Circuito 2:

$$Z_c = 265,5991 - 21,2438 j (\Omega)$$

$$\gamma = 0,0877 + j1,0965 (\text{mrad}/\text{km})$$

Tramo 1, 3 4 y 5:

:

$$Z_c = 288,0271 - 21,8064 j (\Omega)$$

$$\gamma = 0,0810 + j1,0693 (\text{mrad}/\text{km})$$

### 1.8. POTENCIA CARACTERÍSTICA

Se define la Potencia Característica como:

$$P_c = \frac{U_2^2}{Z_c} (\text{MW})$$

Tomando  $U_2$  con el valor de la tensión nominal de la línea y el módulo de  $Z_c$ , se obtiene:

Tramo 2:

Circuito 1:

$$P_c = 179,784 \text{ MW}$$

Circuito 1:

$$P_c = 181,649 \text{ MW}$$

Tramo 1, 3 4 y 5:

:

$$P_c = 167,560 \text{ MW}$$

### 1.9. MODELO DE PARÁMETROS DISTRIBUIDOS

Para un cálculo más preciso, se utilizará el modelo de parámetros distribuidos de la línea. Un modelo matricial que emplea los parámetros calculados en apartados anteriores de la forma:

$$\begin{bmatrix} V_L \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_0 \\ I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{ch}(\gamma\ell) & -Z_c \cdot \text{sh}(\gamma\ell) \\ -\frac{1}{Z_c} \cdot \text{sh}(\gamma\ell) & \text{ch}(\gamma\ell) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_0 \\ I_0 \end{bmatrix}$$

Donde:

- $V_0$  = Tensión simple en el extremo generador (kV)
- $V_L$  = Tensión simple en el extremo receptor (kV)
- $I_0$  = Intensidad de línea en el extremo generador (kV)
- $I_L$  = Intensidad de línea en el extremo generador (kV)

### 1.10. CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión se calcula a partir de los valores obtenidos en el apartado anterior, mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = \frac{|U_L| - |U_0|}{|U_0|} \cdot 100 (\%)$$

Calculado para un factor de potencia de **0,958**, obtenemos las siguientes caídas de tensión.

Tramo 2:

Circuito 1:

$$\Delta U = 0,015 \%$$

Circuito 2:

$$\Delta U = 0,0204 \%$$

Tramo 3:

$$\Delta U = 0,299\%$$

Tramo 4:

$$\Delta U = 0,249\%$$

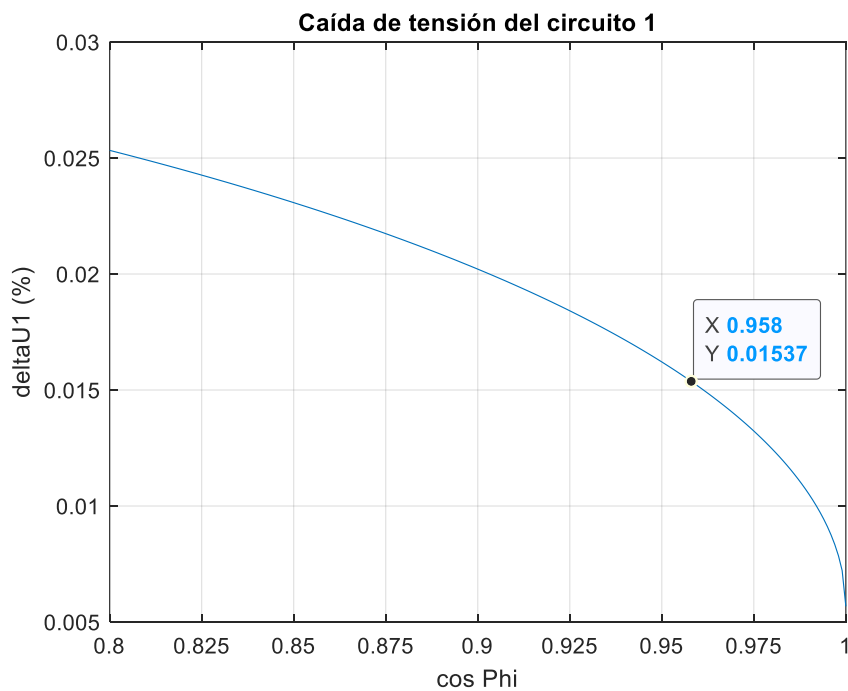
Tramo 5:

$$\Delta U = 0,224\%$$

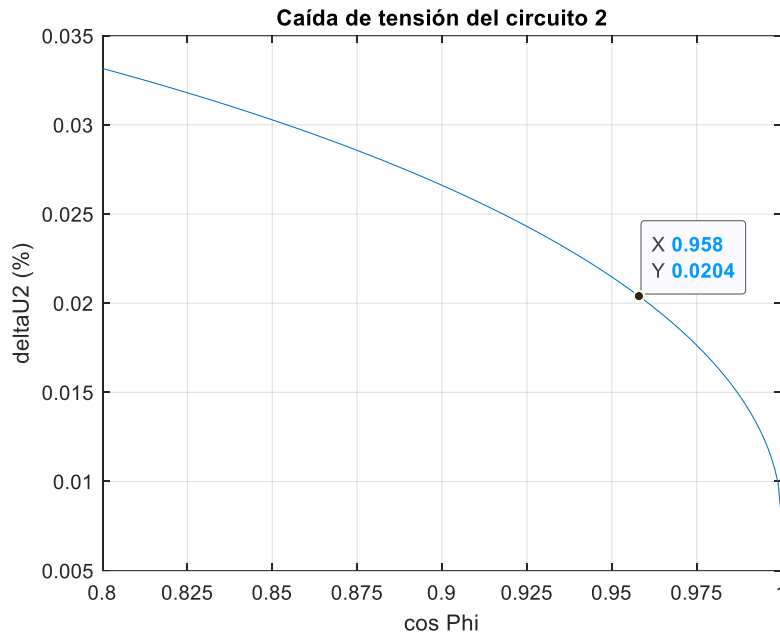
Se obtienen además las siguientes gráficas que muestran las caídas de tensión para diferentes factores de potencia.

Tramo 2:

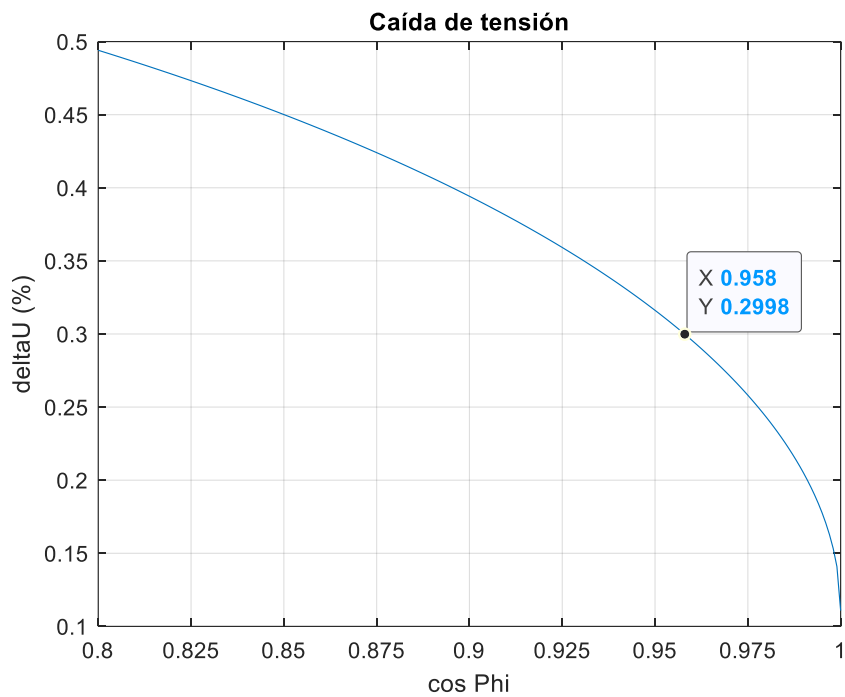
Circuito 1:



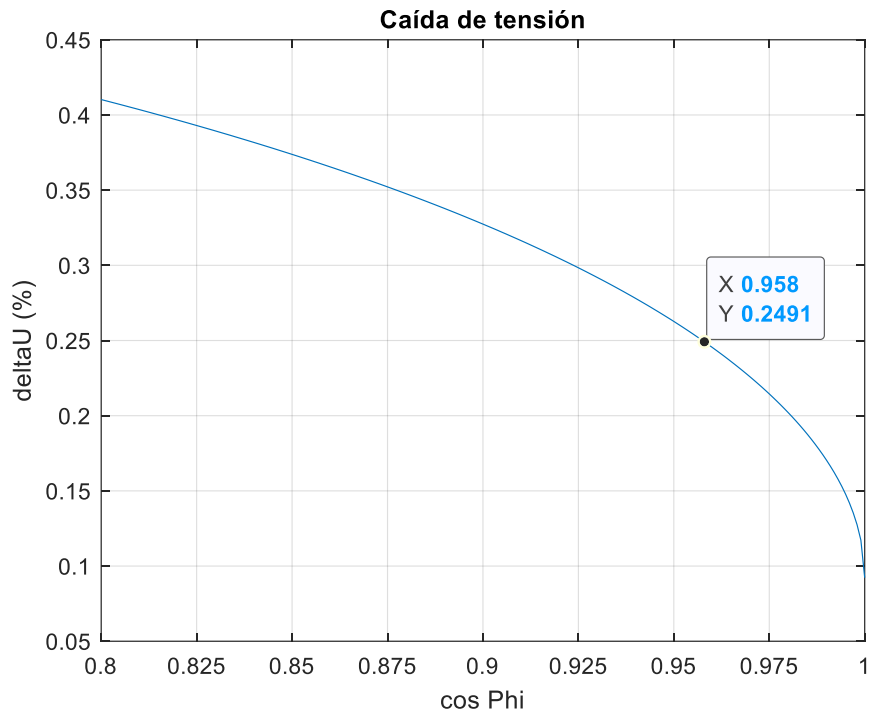
Circuito 2:



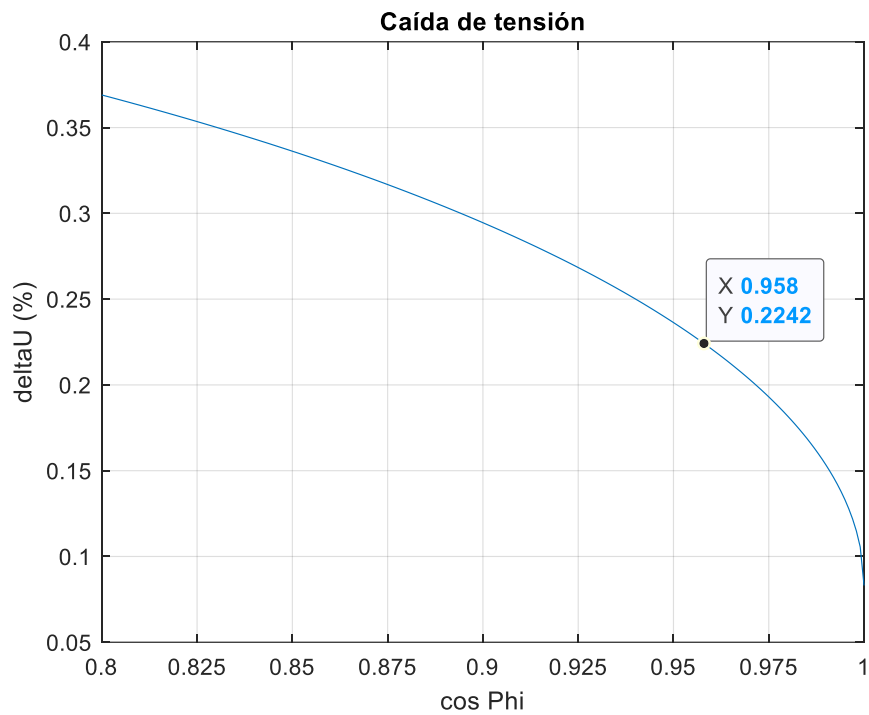
Tramo 3:



Tramo 4:



Tramo 5:



### 1.11. PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia activa se deben tanto al calentamiento de los conductores por el efecto joule como a las fugas de corriente capacitiva de la línea. Utilizando la siguiente expresión se calcula la potencia activa en cualquier punto genérico x de la línea:

$$P_x = 3 \cdot \text{real}(U_x \cdot I_x^*)$$

Calculado para un factor de potencia de **0,958**, obtenemos las siguientes pérdidas de potencia activa.

#### Tramo 2:

##### Circuito 1:

$$\Delta P = 0,0059 \%$$

##### Circuito 2:

$$\Delta P = 0,0082 \%$$

#### Tramo 3:

$$\Delta P = 0,117 \%$$

#### Tramo 4:

$$\Delta P = 0,0977 \%$$

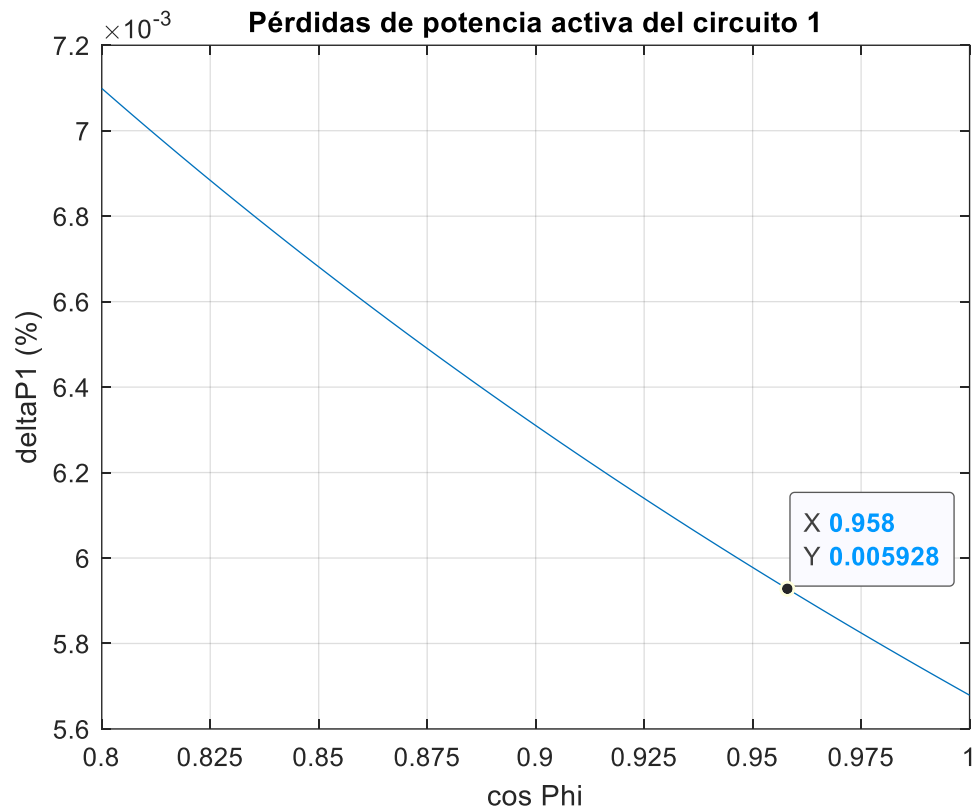
#### Tramo 5:

$$\Delta P = 0,0879 \%$$

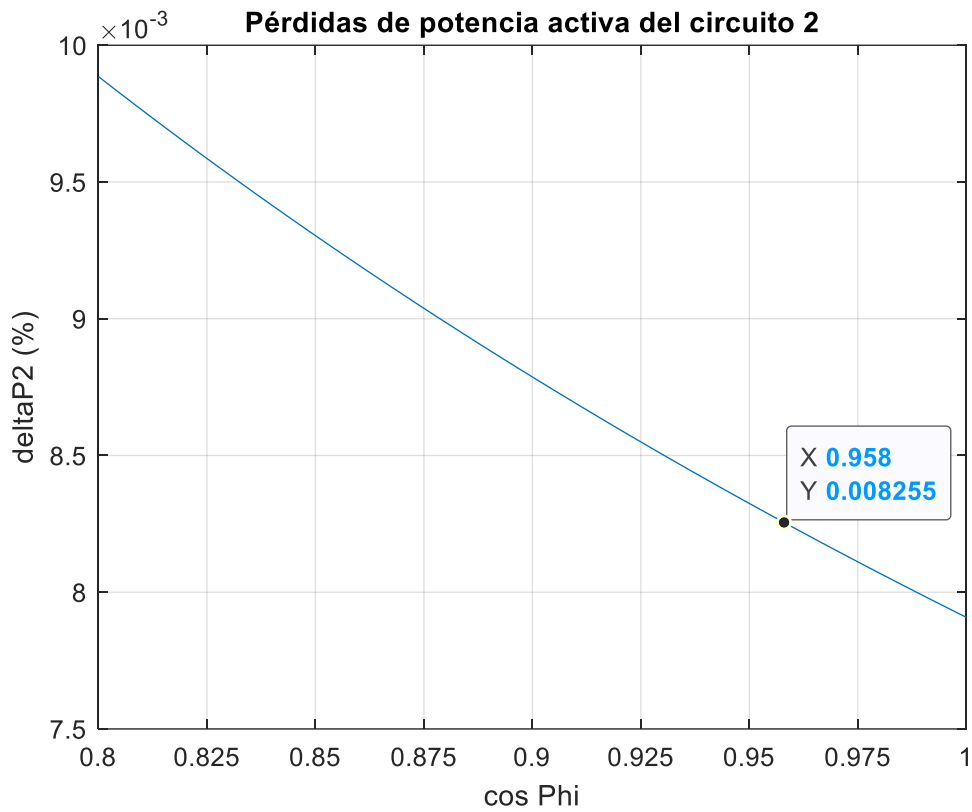
Se obtiene además la siguiente gráfica que muestra las pérdidas de potencia activa para diferentes factores de potencia.

#### Tramo 2:

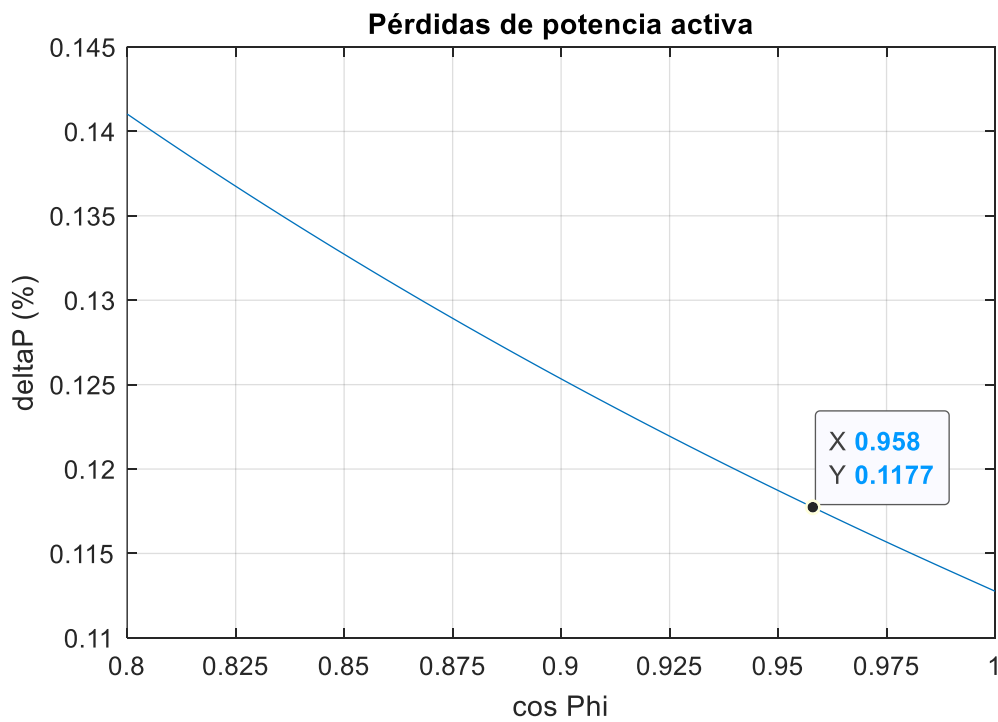
##### Circuito 1:



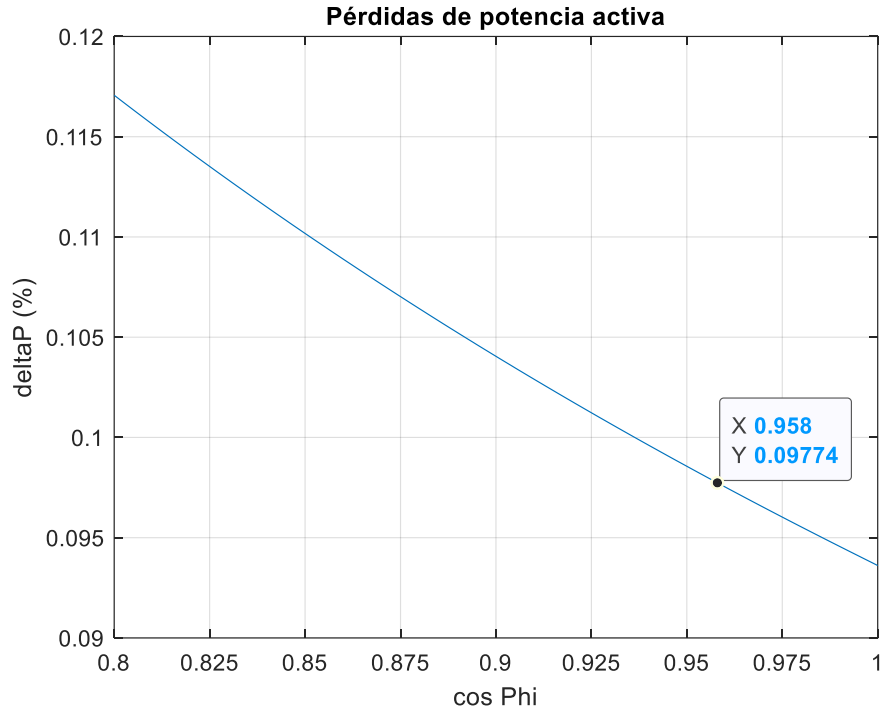
Circuito 2:



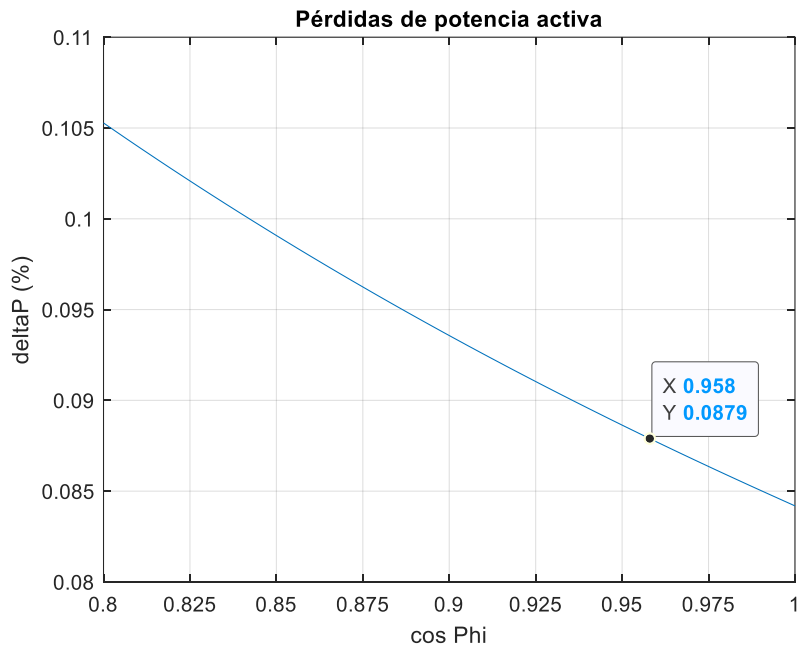
Tramo 3:



Tramo 4:



Tramo 5:



### 1.12. IMPEDANCIAS SECUENCIALES

A partir de la matriz de impedancias de la línea, aplicando el teorema de Fortescue, se obtienen las siguientes impedancias en secuencia:

#### Tramo 2:

##### Circuito 1:

- Impedancia de secuencia directa ( $\Omega/\text{km}$ ) **0,04476+ j0,29241**
- Impedancia de secuencia inversa ( $\Omega/\text{km}$ ) **0,04476+ j0,29241**
- Impedancia de secuencia homopolar ( $\Omega/\text{km}$ ) **0,07619+ j0,76877**

##### Circuito 2:

- Impedancia de secuencia directa ( $\Omega/\text{km}$ ) **0,04659+ j0,28937**
- Impedancia de secuencia inversa ( $\Omega/\text{km}$ ) **0,04659+ j0,28937**
- Impedancia de secuencia homopolar ( $\Omega/\text{km}$ ) **0,07085+ j0,66763**

#### Tramo 1, 3 4 y 5:

- Impedancia de secuencia directa ( $\Omega/\text{km}$ ) **0,04663+ j0,30622**
- Impedancia de secuencia inversa ( $\Omega/\text{km}$ ) **0,04663+ j0,30622**
- Impedancia de secuencia homopolar ( $\Omega/\text{km}$ ) **0,07431+ j0,68758**

### 1.13. POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE

La densidad máxima de corriente en régimen permanente para corriente alterna y frecuencia de 50 Hz se deduce de la tabla de coeficientes de reducción contenidos en el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07 del Reglamento de líneas de Alta Tensión.

CONDUCTOR LA-380	
Densidad de Corriente ( $\text{A}/\text{mm}^2$ )	1,87
Coefficiente corrector	0,95
Corriente Máxima (A)	712

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible calculada en el apartado anterior.

La máxima potencia de transporte de la línea por circuito se determinará mediante la siguiente expresión:

$$S_{m\acute{a}x} = n' \cdot n \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{adm}$$

Donde:

- n: Número de circuitos
- n': Número de conductores por fase
- U: Tensión nominal compuesta de la línea (kV)
- $I_{adm}$ : Intensidad máxima admisible del conductor (kA)

Por tanto, la potencia máxima de transporte es:

Tramo 1:

$$S_{m\acute{a}x_A} = 1085,23 \text{ MVA}$$

Tramo 1, 3 4 y 5:

:

$$S_{m\acute{a}x_A} = 542,62 \text{ MVA}$$

#### 1.14. EFECTO CORONA

Será preceptiva la comprobación del comportamiento de los conductores al efecto corona en las líneas de tensión nominal superior a 66 kV, tal como se recoge en el apartado 4.3 de la ITC 07.

##### 1.14.1. TENSIÓN CRÍTICA DISRUPTIVA

Si los conductores de una línea eléctrica alcanzan un potencial lo suficientemente grande para que rebase la rigidez dieléctrica del aire, se producen pérdidas de energía debido a la corriente que se forma a través del medio. Es decir, es como si el aire se hiciera conductor, dando lugar a una corriente de fuga.

Cuando el gradiente de potencial en la superficie del conductor alcanza este valor crítico se generan pérdidas de energía importantes al producirse una ruptura parcial del dieléctrico que es el aire.

Este fenómeno va a tener lugar si la tensión de los conductores supera la tensión crítica disruptiva que va a venir determinada por la formulación de Peek.

$$U_c = \frac{30}{\sqrt{2}} \cdot n' \cdot m_a \cdot m_c \cdot \delta \cdot r \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} \text{ (kV}_{eficaz}\text{)}$$

Donde:

- n': Número de subconductores del haz.
- $m_a$ : factor de corrección atmosférico. Toma el valor de 0,8 para tiempo húmedo y 1 para clima seco.
- $m_c$ : factor de corrección del conductor. Toma el valor 0,85 para conductores formados por hilos.

- $\delta$ : Densidad relativa del aire respecto a 25°C y 760 mmHg según la expresión recogida en la UNE-EN 60071-2, siendo  $T_{amb}$  la temperatura ambiental, y  $h$  la altura media por donde discurre la línea en metros.

$$\delta = \frac{273 + 25}{273 + T_{amb}} \cdot e^{-h/8150}$$

- $r$ : Radio del conductor en centímetros.
- $DMG$ : Diámetro medio geométrico en metros.
- $RMG$ : Radio medio geométrico en metros.

Para esta línea, y teniendo en cuenta la formulación de Peek, obtenemos los siguientes valores de tensión crítica disruptiva.

Tramo 1:

$U_{cF-N}$ (kV)	Ambiente Seco	Ambiente Húmedo
	169,34	135,47

Tramo 1, 3 4 y 5:

:

$U_{cF-N}$ (kV)	Ambiente Seco	Ambiente Húmedo
	201,32	161,05

Siendo la tensión simple más elevada de los conductores de esta línea.

Tramo 1:

$$U_{sf-n} = 141,45 \text{ kV}$$

#### 1.14.2. PÉRDIDAS DEBIDAS AL EFECTO CORONA

La pérdida de potencia de la línea debida al efecto corona por unidad de longitud se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{co} = 3 \cdot n \cdot \left(\frac{241}{\delta}\right) \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{DMG}} \cdot (U_{sf-n} - U_c)^2 \cdot 10^{-5} \left(\frac{kW}{km}\right)$$

Donde:

- $P_{co}$ : pérdidas de potencia por efecto corona por unidad de longitud.
- $n$ : Número de circuitos
- $\delta$ : es el factor de corrección de la densidad del aire (adimensional).
- $f$ : es la frecuencia de operación de la línea en Hz.
- $r$ : es el radio del conductor en metros.

- DMG: es la distancia media geométrica entre fases en metros.
- $U_{f-n}$ : es la tensión simple más elevada en kV.
- $U_c$ : es la tensión crítica disruptiva en kV.

Siendo la tensión máxima de la red menor que la tensión crítica disruptiva, se determina que las pérdidas por efecto corona serán de:

Tramo 1, 3 4 y 5:

$$P_{co} = 0 \text{ MW}$$

## 1.15. AISLAMIENTO

### 1.15.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS AISLADORES

A continuación, se resumen las principales características de los aisladores de vidrio a utilizar.

Denominación.....	U160BSP
Paso (mm).....	146
Diámetro (mm).....	320
Línea de fuga (mm).....	550
Carga mecánica (daN).....	16.000
Unión normalizada IEC-60120.....	20
Tensión soportada a 50 Hz bajo lluvia (kV).....	55
Tensión soportada Impulso tipo rayo en seco (kV).....	140
Peso neto aproximado (kg).....	8,3

### 1.15.2. GRADO DE AISLAMIENTO

En la siguiente tabla se recogen los niveles de aislamiento mínimo que establece la ITC 07 dentro de la tabla 13 del apartado 4.4 que se refiere a la coordinación de aislamiento:

Tensión nominal (kV)	220
Tensión más elevada (kV eficaces)	245

Este nivel de tensión se tomará como base para la determinación de los niveles de aislamiento de las cadenas de aisladores utilizadas en el proyecto.

Se considera un nivel de contaminación muy alto (IV) acorde con la clasificación del grado de contaminación reflejado en la norma UNE EN 60071-2, con lo que la línea de fuga mínima específica será de 31 mm/kV.

Acorde con lo establecido en la tabla 14 de la ITC 07, dada la tensión más elevada de la línea (245 kV), la línea de fuga mínima en la línea será:

$$\text{Línea de fuga mínima} = 31 \left( \frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right) \cdot 245 \text{ (kV)} = 7595 \text{ (mm)}$$

Por ello, las cadenas de suspensión estarán formadas por una fila de 14 aisladores U160BSP, lo cual garantiza los niveles de aislamiento de la línea. Las cadenas de amarre llevarán un aislador más por razones operativas de mantenimiento de la línea.

$$\text{Línea de fuga} = 14 \text{ aisladores} \cdot 550 \text{ (mm)} = 7700 \text{ (mm)}$$

## 2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA

### 2.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

Estas son las características generales de los tramos de la línea subterránea:

Tramo 1: Apoyo 60PAS – 61PAS

Tensión nominal (kV) .....	220
Potencia máxima a transportar (MVA): .....	454
Longitud de la línea (m) .....	1262,09
Número de circuitos .....	n = 1
Número de cables por fase .....	n' = 1
Frecuencia (Hz) .....	f = 50

Tramo 2: Apoyo 68PAS – 69PAS:

Tensión nominal (kV) .....	220
Potencia máxima a transportar (MVA): .....	454
Longitud de la línea (m) .....	4775,17
Número de circuitos .....	n = 1
Número de cables por fase .....	n' = 1
Frecuencia (Hz) .....	f = 50

### 2.2. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DE FASE

El cable propuesto es un cable de 220 kV con denominación RHZ1+2OL 127/220(245) kV 1x2500 KAI + H250.

Es un cable aislado de aislamiento XLPE 127/220 kV de aluminio, cuerda compacta redonda 1x2500 mm<sup>2</sup> de sección con doble obturación longitudinal en conductor y pantalla, protección radial y pantalla compuesta por hilos de cobre con sección total de 250 mm<sup>2</sup> y cubierta exterior de poliolefina (Z1) con capa exterior semiconductor extrusionada conjuntamente con la cubierta, características mecánicas tipo ST 7 y sin propiedades especiales ante la reacción al fuego. A continuación, se definen las principales características del cable:

Denominación.....	RHZ1+2OL 127/220(245) kV 1x2500 KAl + H250
Tensión nominal del cable (kV).....	127/220
Tensión más elevada en el cable (kV).....	1050
Temperatura máxima del conductor (en servicio normal).....	90°C
Temperatura máxima del conductor (en cortocircuito).....	250°C
Diámetro del conductor (mm).....	59
Sección del conductor.....	2500 mm <sup>2</sup> Aluminio
Resistencia del conductor cc a 20°C (Ω/km).....	0,0119
Aislamiento.....	XLPE
Pantalla.....	Hilos de cobre en hélice
Sección de la pantalla (mm <sup>2</sup> ).....	250
Resistencia de la pantalla cc a 20°C (Ω/km).....	0,0693
Diámetro nominal exterior (mm).....	126
Peso aproximado del cable (kg/km).....	16,81
Esfuerzo máximo de tiro (daN).....	8750
Radio de curvatura mínimo durante la instalación (m).....	3,8
Radio de curvatura mínimo permanente (m).....	3,2

### 2.3. ESQUEMA ELÉCTRICO EQUIVALENTE

Con los datos otorgados por el fabricante y los cálculos descritos a continuación se obtienen las siguientes magnitudes por conductor:

Tramo 1 y 2:

- Resistencia (R) = 0,01934 Ω/km
- Reactancia (X) = 0,24 Ω/km
- Susceptancia (B) = 75,398 μS/km

### 2.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA REAL DEL CONDUCTOR

Para la obtención de la resistencia en servicio del conductor se contemplará la acción del incremento de temperatura del conductor y el efecto pelicular que se produce en los conductores debido a la frecuencia eléctrica del sistema mediante la siguiente expresión:

$$R'_{\theta} = R'_{20cc} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta T)(1 + Y_p)$$

Siendo:

- $R'_{20cc}$ : Resistencia del conductor a 20°C en corriente continua en Ω/km.

- $\alpha$ : Coeficiente de variación de la resistividad con la temperatura en  $^{\circ}\text{C}^{-1}$
- $\Delta T$ : Incremento de la temperatura del conductor en servicio frente a  $20^{\circ}\text{C}$  en  $^{\circ}\text{C}$ .
- $Y_p$ : Factor de corrección por efecto pelicular.

## 2.5. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Para obtener la temperatura de servicio del conductor se realiza el siguiente cálculo:

$$T_f = T_o + (T_{max} - T_o) \cdot \left(\frac{I}{I_{max}}\right)^2$$

Siendo:

- $T_f$ : Temperatura de servicio del conductor en  $^{\circ}\text{C}$ .
- $T_o$ : Temperatura de referencia, en este caso  $20^{\circ}\text{C}$ .
- $T_{max}$ : Temperatura máxima del conductor a plena carga, en este caso  $105^{\circ}\text{C}$ .
- $I$ : Corriente de servicio del conductor en A.
- $I_{max}$ : Corriente máxima nominal del conductor en A.

La obtención de la resistencia en serie en corriente alterna a la temperatura dada, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$R'_{\theta} = R'_{\theta cc} \cdot (1 + Y_p) \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

Siendo

- $Y_p$ : Factor de efecto pelicular.

Se obtiene así un valor de la resistencia en corriente alterna de:

Tramo 1 y 2:

$$R = 0,01934 \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

## 2.6. IMPEDANCIA CARACTERISTICA Y CONSTANTE DE PROPAGACIÓN

Se define la impedancia característica y la constante de propagación de la línea como:

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z'_s}{Y'_p}}$$

$$\gamma = \sqrt{Z'_s \cdot Y'_p}$$

Operando con los parámetros calculados anteriormente, se obtienen estos resultados:

Tramo 1 y 2:

$$Z_c = 56,82 - j \cdot 2,26 (\Omega)$$

$$\gamma = 0,1702 + j \cdot 4,2838 (\text{mrad/km})$$

## 2.7. POTENCIA CARACTERÍSTICA

Se define la Potencia Característica como:

$$P_c = \frac{U_2^2}{Z_c} (\text{MW})$$

Tomando  $U_2$  con el valor de 220 kV y el módulo de  $Z_c$ , se obtiene:

Tramo 1 y 2:

$$P_c = 851,21 (\text{MW})$$

## 2.8. CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión se calcula a partir de los valores obtenidos en el apartado anterior, mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = \frac{|U_L| - |U_0|}{|U_0|} \cdot 100 (\%)$$

Calculado para un factor de potencia de **0,958**, obtenemos la siguiente caída de tensión.

Tramo 1:

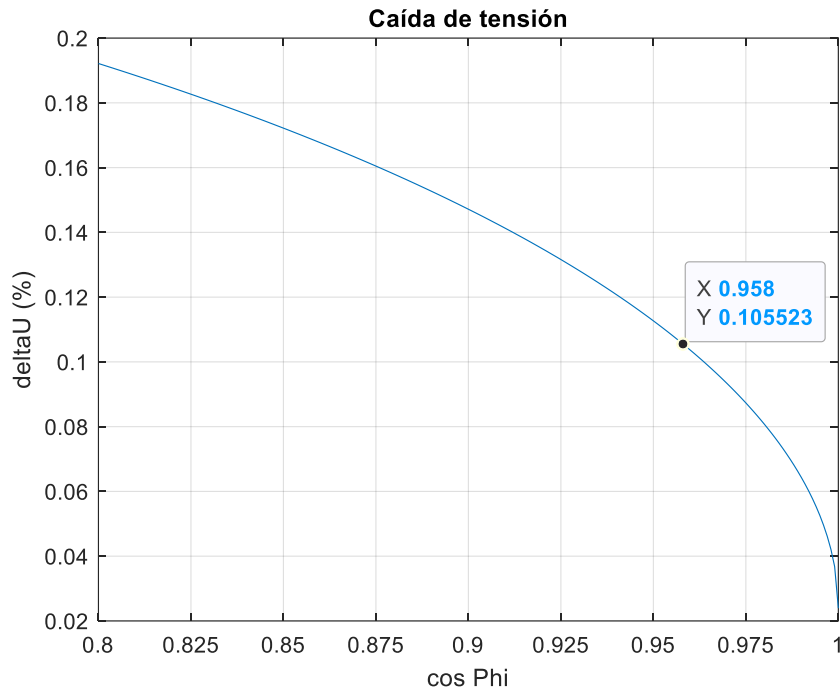
$$\Delta U = 0,106\%$$

Tramo 2:

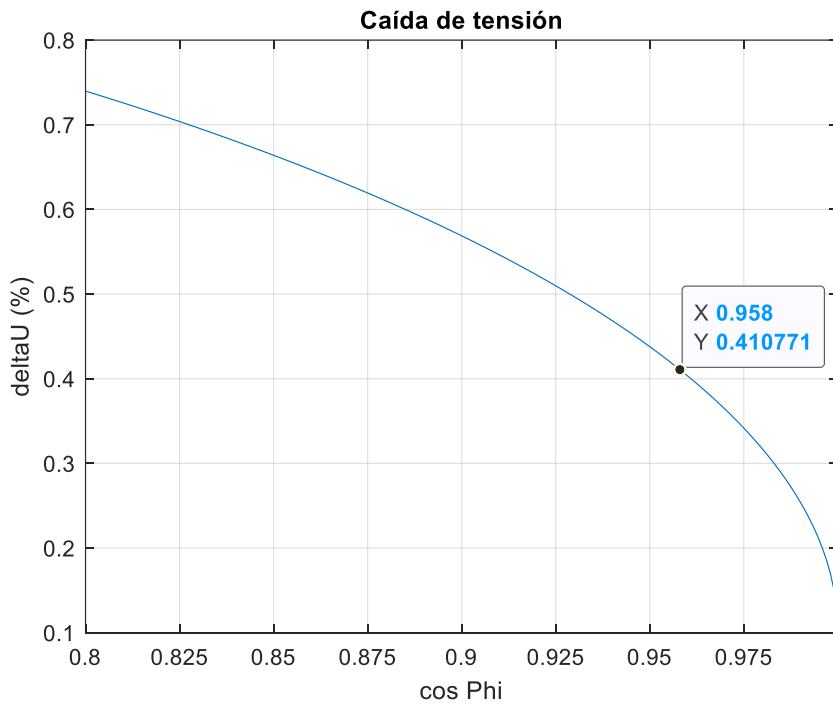
$$\Delta U = 0,4108 \%$$

Se obtiene además la siguiente gráfica que muestra la caída de tensión para diferentes factores de potencia.

Tramo 1:



Tramo 2:



## 2.9. PÉRDIDAS DE POTENCIA

Las pérdidas vienen derivadas tanto por efecto joule en forma de calor como por corrientes de fuga a través de las capacidades de la línea.

Calculando la potencia en cualquier punto x de la línea mediante la siguiente expresión:

$$P_x = \text{real}(\sqrt{3} \cdot U_x \cdot I_x^*)$$

Por tanto, para un factor de potencia de **0,958** las pérdidas de potencia activa en la línea son:

Tramo 1:

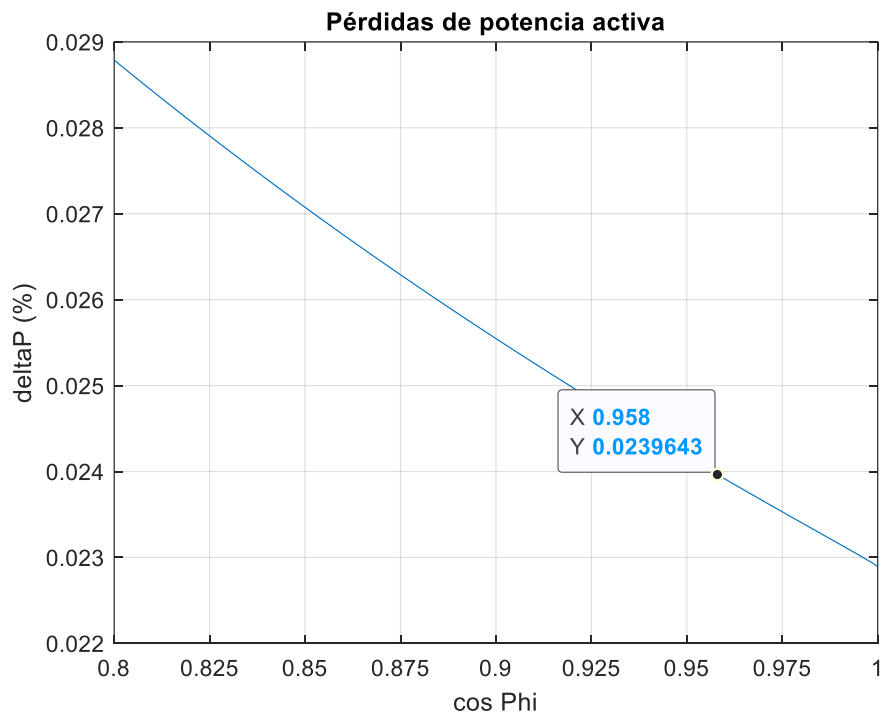
$$\Delta P = 0,02396 \%$$

Tramo 2:

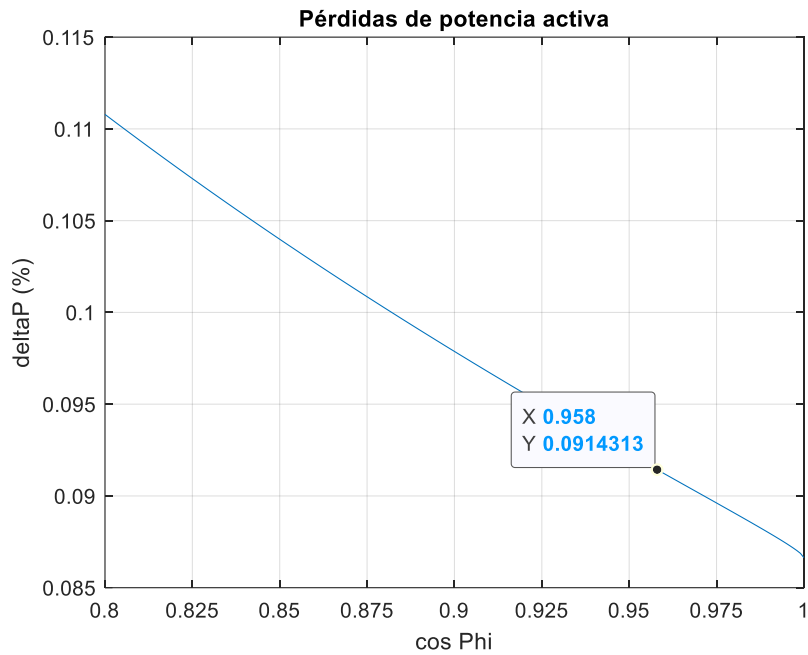
$$\Delta P = 0,09143 \%$$

Obtenemos además la siguiente gráfica dónde se muestran las pérdidas de potencia activa para diferentes factores de potencia.

Tramo 1:



Tramo 2:



### 3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA COMPLETA

#### 3.1. CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión se calcula a partir de los valores obtenidos en el apartado anterior, mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = \frac{|U_L| - |U_0|}{|U_0|} \cdot 100 (\%)$$

Calculado para un factor de potencia de **0,958**, obtenemos la siguiente caída de tensión.

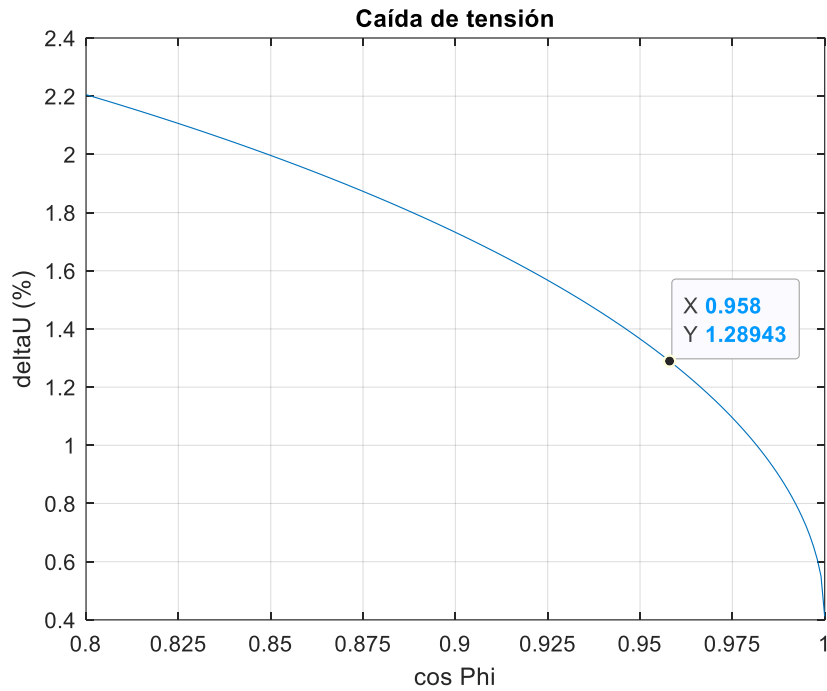
Tramo 1: véase el apartado 1.11

Tramo 2, 3, 4, 5 y 6:

$$\Delta U = 1,2894 \%$$

Se obtiene además la siguiente gráfica que muestra la caída de tensión para diferentes factores de potencia.

Tramo 2, 3, 4, 5 y 6:



### 3.2. PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA

Las pérdidas de potencia activa se deben tanto al calentamiento de los conductores por el efecto joule como a las fugas de corriente capacitiva de la línea. Utilizando la siguiente expresión se calcula la potencia activa en cualquier punto genérico x de la línea:

$$P_x = 3 \cdot \text{real}(U_x \cdot I_x^*)$$

Calculado para un factor de potencia de **0,958**, obtenemos las siguientes pérdidas de potencia activa.

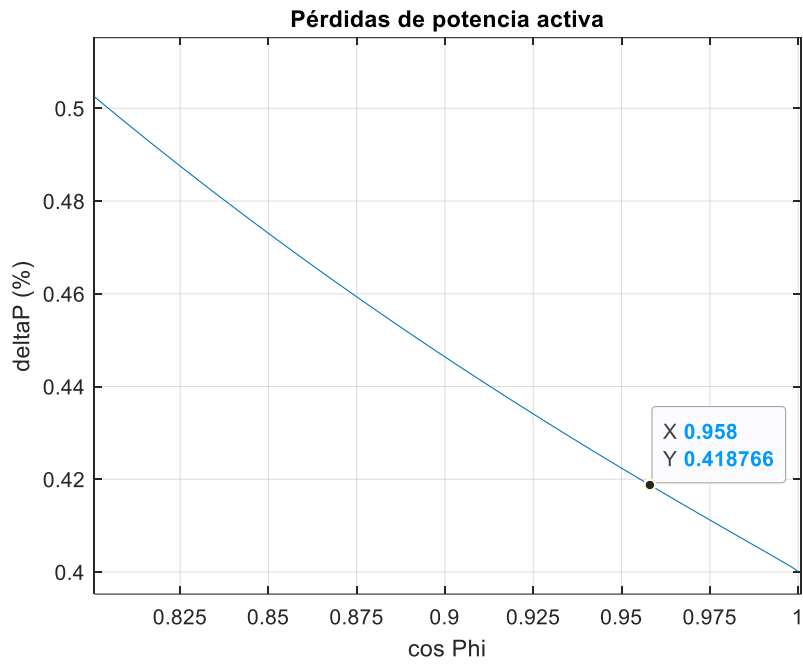
Tramo 1: véase el apartado 1.12

Tramo 2, 3, 4, 5 y 6:

$$\Delta P = 0,4188 \%$$

Se obtiene además la siguiente gráfica que muestra las pérdidas de potencia activa para diferentes factores de potencia.

Tramo 2, 3, 4, 5 y 6:



#### 4. RESISTENCIA MECÁNICA DE LAS CADENAS DE AISLAMIENTO

Las cadenas de suspensión, tienen una carga nominal de rotura de 160 kN. Considerando los valores de vano viento y vano peso máximos a los que estarán sometidos los apoyos de suspensión, se comprueba que el coeficiente de seguridad de la cadena de aislamiento es superior a 2,5.

$$CS = \frac{16.000}{2 \cdot \sqrt{(V \cdot p_v)^2 + (P \cdot p_c)^2}} = 8 > 2,5$$

- V: Máximo vano viento para apoyos de suspensión: **412 m**
- P: Máximo vano peso para apoyos de suspensión: **560 m**

Las cadenas horizontales en apoyos de amarre estarán formadas por dos filas de aisladores de 160 kN de carga nominal de rotura, siendo 320 kN la carga de rotura mínima de la cadena. Considerando una tracción máxima por subconductor correspondiente a la carga máxima admisible, un 40% de la carga de rotura (10650 daN), se comprueba que el coeficiente de seguridad de la cadena de aislamiento es superior a 2,5.

$$CS = \frac{32.000}{2 \cdot 0,4 \cdot 10650} = 3,75 > 2,5$$

La solución de herrajes adoptada para ambos tipos de cadena posee un valor de carga nominal de rotura mayor al de las cadenas.

#### 5. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

##### 5.1. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Son conductores cableados de aluminio con alma de acero galvanizado, concéntricos. A continuación, se definen sus principales características:

Tipo .....	DX GULL (LA-380)
Material .....	Aluminio – Acero recubierto
Diámetro (mm) .....	25,38
Sección total (mm <sup>2</sup> ) .....	381
Peso (kg/km) .....	1.275
Carga de rotura (daN) .....	10650
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> ) .....	6.900
Coefficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> ) .....	19,3·10 <sup>-6</sup>
Resistencia eléctrica con cc a 20°C (Ω/km).....	0,0857
Composición .....	54 + 7

## 5.2. ACCIONES CONSIDERADAS

### Cargas Permanentes

Según la ITC-LAT 07 en su punto 3.1.1 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión, se considera la carga vertical debida al peso propio del conductor.

### Sobrecarga de viento

Según lo recogido en la ITC-LAT 07, el cálculo de la presión del viento para conductores de un diámetro total superior a 16 mm se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$Pv = 50 \left( \frac{V_v}{120} \right)^2$$

Los cálculos mecánicos se realizan con una hipótesis de viento de 140 km/h, según lo recogido en la ITC-LAT 07 para líneas que son de categoría especial, como es el caso de la línea de 220 kV que es objeto del presente proyecto.

Para esta velocidad, se obtiene una presión de viento de:

$$Pv = 50 \left( \frac{140}{120} \right)^2 = 68,056 \text{ daN/m}^2$$

Según la ITC-07 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión, se considerará la presión del viento sobre el conductor en función del diámetro de este. Se ha considerado una velocidad máxima de viento de 140 km/h.

### Sobrecarga de Hielo

Según la ITC-07 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión, en las líneas de zona B, Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor (daN/metro lineal):

$$0,18 \times \sqrt{d}$$

siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

## 5.3. HIPÓTESIS DE PARTIDA

### **Límite Dinámico: Hipótesis EDS (Every Day Stress):**

La hipótesis de carga EDS tiene en cuenta el fenómeno de vibración eólica del cable en condiciones de temperatura normales (15 ° C para todas zonas) sin sobrecarga, de modo que la tensión del cable nunca supere un % de la carga de rotura.

El valor de tense EDS empleado en las tablas de cálculo mecánico será el indicado en la siguiente tabla:

CONDUCTOR	CARGA DE ROTURA (daN)	TENSE EDS (daN)	% ROTURA
LA 380 GULL	10650	2023,5	19

## 5.4. HIPÓTESIS DE CÁLCULO

### Tracción Máxima Admisible

Según la tabla 4 de la Instrucción Técnica Complementaria 07 del actual Reglamento de Líneas de Alta Tensión los conductores deberán resistir las sobrecargas siguientes en ZONA B:

- **Tracción máxima de viento:** Peso propio y sobrecarga de viento 140 km/h a  $-10^{\circ}\text{C}$

$$R = \sqrt{P_c^2 + W_{140}^2}$$

- **Tracción máxima de hielo:** Peso propio y peso del manguito de hielo a  $-15^{\circ}\text{C}$

$$R = P_c + P_h$$

- **Tracción máxima hielo + viento:** sobrecarga de viento 60 km/h+ sobrecarga de hielo a  $-15^{\circ}\text{C}$

$$R = \sqrt{(P_c + P_h)^2 + W_{60}^2}$$

### Hipótesis de Flecha Máxima

Según el actual Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión (Apdo, 3,2,3 ITC-LAT 07), se determinará la flecha máxima de los conductores para ZONA B en las hipótesis siguientes:

- **Flecha máxima con viento:** Acción del peso propio y una sobrecarga de viento 120 km/h a la temperatura de  $15^{\circ}\text{C}$ .

$$R = \sqrt{P_c^2 + W_{120}^2}$$

- **Flecha máxima con hielo:** Acción del peso propio y manguito de hielo a la temperatura de  $0^{\circ}\text{C}$ .

$$R = P_c + P_h$$

- **Flecha máxima temperatura  $85^{\circ}\text{C}$ :** Acción del peso propio a la temperatura de  $85^{\circ}\text{C}$ .

$$R = P_c$$

- **Flecha máxima temperatura  $50^{\circ}\text{C}$ :** Acción del peso propio a la temperatura de  $50^{\circ}\text{C}$ .

$$R = P_c$$

### Hipótesis de Flecha Mínima

Se determinará la flecha mínima de los conductores para ZONA B en las hipótesis siguientes:

- **Flecha mínima temperatura  $-15^{\circ}\text{C}$ :** Acción del peso propio a la temperatura de  $-15^{\circ}\text{C}$ .

$$R = P_c$$