

#### 9.4.2.1 Conexión en cross-bonding seccionado

Se divide el tramo en secciones independientes conectadas en serie, constituidas cada una por tres tramos elementales.

En la unión de dos secciones independientes y en ambos extremos de la línea, las pantallas se conectan rígidamente a tierra, aunque en la unión de dos secciones independientes sea una tierra local.

En los empalmes intermedios de los tramos elementales que componen cada sección independiente se realiza la permutación de las fases y de las pantallas y se conectan las pantallas de los tres cables a tierra a través de descargadores de tensión.

Se puede ver la conexión propuesta en el documento Planos.

#### 9.4.3 Disposición de la puesta a tierra

Los elementos que constituyen la puesta a tierra son:

- Elementos de conexión a tierra de las pantallas
- Línea de tierra
- Electrodo de puesta a tierra

##### 9.4.3.1 Elementos de conexión a tierra de las pantallas

Los elementos de conexión de las pantallas a tierra, son los que se detallan a continuación:

###### 9.4.3.1.1 Apoyos de conversión aéreo-subterránea

Se utilizarán cajas de puesta a tierra unipolares para la conexión a tierra de las pantallas a través de descargadores de tensiones.

Los descargadores de tensiones serán de óxido de zinc (ZnO).

Para la línea proyectada, el cable de conexión pantallas-descargadores de tensiones será unipolar con aislamiento 0,6/1 kV, y con una sección de cobre de 150 mm<sup>2</sup>.

La longitud máxima de esta conexión, a fin de garantizar la eficaz protección del cable, no será superior a 10 m.

###### 9.4.3.1.2 Cámara de empalmes

Para la línea proyectada, el cable de conexión pantallas-caja de tensiones será concéntrico con aislamiento 0,6/1 kV, y con una sección de cobre de 150 mm<sup>2</sup>.

La longitud máxima de esta conexión, a fin de garantizar la eficaz protección del cable, no será superior a 10 m.

###### 9.4.3.2 Línea de tierra

Es el conductor que une el electrodo de puesta a tierra con el punto de la instalación que ha de conectarse a tierra, es decir, las cajas de puesta a tierra de empalmes y terminales.

La puesta a tierra de servicio conectará a tierra los extremos de los descargadores de tensiones, si hubiera.

La puesta a tierra de protección conectará a tierra los elementos metálicos de la instalación.

#### 9.4.3.3 Electrodo de puesta a tierra

Los electrodos de puesta a tierra están constituidos, bien por picas de acero-cobre, bien por conductores de cobre desnudo enterrados horizontalmente, o bien por combinación de ambos.

##### 9.4.3.3.1 Puesta a tierra de terminaciones en subestaciones

En las terminaciones de las subestaciones, se empleará el electrodo de puesta a tierra propio de la subestación.

##### 9.4.3.3.2 Puesta a tierra en los pasos aéreo subterráneo

Los apoyos de transición aéreos-subterráneos (PAS) se considerarán apoyos frecuentados y se instalará un sistema de puesta a tierra en anillo con un sistema de antiescalo aislante o de obra.

##### 9.4.3.3.3 Puesta a tierra de cámaras de empalme

En el interior de las cámaras de empalme se dispondrá de un anillo superficial al que se unirán todos los elementos a conectar a tierra. Se empleará para este anillo cable de cobre desnudo de 150 mm<sup>2</sup> de sección mínima.

Todas las uniones a realizar a este anillo incorporarán herrajes apropiados que garanticen la continuidad eléctrica de los conductores.

El anillo superficial se unirá al electrodo de puesta a tierra enterrado por medio de un cable de cobre desnudo de cobre de 150 mm<sup>2</sup> de sección mínima. A fin de no perforar las paredes de la cámara de empalme, se aprovecharán los sumideros de drenaje para realizar las conexiones.

La arqueta de puesta a tierra se situará próxima a la cámara de empalme, de forma que la longitud de los conductores empleados para la unión de las tierras de ambos elementos no supere los 10 m.

Al anillo superficial de la cámara de empalme se conectarán los elementos susceptibles de puesta a tierra de la arqueta de puesta a tierra, mediante un cable de conductor desnudo de cobre de 150 mm<sup>2</sup> de sección mínima para puesta a tierra de protección y un cable unipolar con aislamiento 0,6/1 kV para la conexión de puesta a tierra de servicio, de 150 mm<sup>2</sup> de sección.

Para la formación del electrodo de puesta a tierra se instalará un anillo difusor con 4 picas como mínimo, y tantas antenas como sean necesarias.

El anillo se dispondrá simétricamente alrededor de la cámara de empalme con las 4 picas situadas en sus extremos.

Las antenas tomarán la dirección longitudinal de la línea y estarán unidas al anillo difusor en sus extremos.

Se empleará conductor de cobre desnudo de 150 mm<sup>2</sup> de sección mínima en todos los elementos horizontales del electrodo.

Todas las picas estarán formadas por varilla de acero-cobre con un diámetro mínimo de 14 mm.

Las uniones de todos los elementos enterrados se realizarán mediante soldadura aluminotérmica.

### **9.5 Conversión aéreo-subterránea.**

Dado que el tramo subterráneo está intercalado en una línea aérea, no será necesario instalar un seccionador.

El cable subterráneo en el tramo aéreo de subida hasta la línea aérea irá protegido con un tubo o canal cerrado de material sintético, de cemento y derivados, o metálicos con la suficiente resistencia mecánica. El interior de los tubos o canales será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable o circuito averiado. El tubo o canal se obturará por la parte superior para evitar la entrada de agua, y se empotrará en la cimentación del apoyo, sobresaliendo 2,5 m por encima del nivel del terreno.

La conexión de los elementos de protección contra sobretensiones (mediante pararrayos autoválvulas o descargadores), será lo más corta posible y sin curvas pronunciadas, garantizándose el nivel de aislamiento del elemento a proteger.

Los apoyos que sean diseñados para albergar las botellas terminales de paso aéreo-subterráneo deberán cumplir los mismos requisitos que el resto de apoyos en función de su ubicación.

En el caso de la línea proyectada los apoyos de transición aéreo-subterránea tienen función de final de línea, y son los siguientes:

<b>Apoyo final de línea de transición aéreo-subterránea</b>	
<b>Nº</b>	<b>Denominación</b>
4 (PAS)	CEFIRO-210-12-TH20a

*Tabla 18 Apoyo final de línea de transición aéreo-subterránea*

## **9.6 Ensayos eléctricos después de la instalación**

Una vez que la instalación ha sido concluida, es necesario comprobar que el tendido del cable y el montaje de los accesorios (empalmes, terminales, etc.) se ha realizado correctamente, para lo cual serán de aplicación los ensayos especificados al efecto en las normas correspondientes y según se establece en la ITC-LAT 05.

## 10 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO.

El plazo de ejecución de la obra se ha estimado en 9 meses, según el siguiente cronograma.

ITEM	DESCRIPCIÓN	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9
<b>1</b>	<b>COMPRA EQUIPOS</b>									
1.1	APOYOS	■	■	■	■	■	■			
1.2	CONDUCTORES	■	■	■	■	■	■			
1.3	CABLES DE TIERRA OPGW	■	■	■	■	■	■			
1.4	AISLADORES			■	■	■	■	■		
1.5	HERRAJES Y ACCESORIOS			■	■	■	■	■		
1.6	MATERIAL PAT AÉREO							■	■	
1.7	CABLE AISLADO						■			
1.8	CABLES DE FIBRA PKP						■			
1.9	TERMINALES						■			
1.10	AUTOVÁLVULAS						■			
1.11	MATERIAL PAT SUBT								■	
<b>2</b>	<b>CONSTRUCCIÓN</b>									
2.1	EXCAVACIÓN, HORMIGONADO Y PHD		■	■	■	■	■	■		
2.2	ARMADO E IZADO DE APOYOS			■	■	■	■	■	■	
2.3	TENDIDO Y ENGRAPADO DE CONDUCTORES					■	■	■	■	
2.4	TENDIDO Y ENGRAPADO DE CABLE DE TIERRA OPGW					■	■	■	■	
2.5	PUESTA A TIERRA					■	■	■	■	
2.6	INSTALACIÓN ACCESORIOS						■	■	■	■
2.7	OBRA CIVIL TRAMO SUBTERRÁNEO							■	■	
2.8	TENDIDO DE CABLES SUBTERRÁNEO							■	■	
2.9	EJECUCIÓN DE TERMINALES							■	■	
2.10	CONEXIÓN PAT							■	■	
<b>3</b>	<b>PRUEBAS, PEM Y ENERGIZACIÓN</b>								■	■

Tabla 19 Cronograma

## **11 CONCLUSIONES**

Con la presente Memoria y demás documentos que se adjuntan y componen este Proyecto, se considera haber descrito las instalaciones de referencia, esperando el Peticionario las autorizaciones solicitadas sin perjuicio de cualquier ampliación, modificación o aclaración que las autoridades competentes o partes interesadas considerasen oportunas.

En Sevilla, septiembre de 2023

Fdo.: José Miguel Braza Claver

Colegiado nº 7.436 del COIIAOC

## AX01 – CÁLCULOS ELÉCTRICOS

---



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>CÁLCULOS ELÉCTRICOS LÍNEA AÉREA.....</b>	<b>4</b>
1.1	Características generales de la línea aérea.....	4
1.2	Características del conductor .....	4
1.3	Intensidad máxima admisible.....	5
1.4	Potencia máxima admisible.....	5
1.5	Justificación del conductor proyectado.....	5
1.6	Constantes kilométricas .....	6
1.7	Características eléctricas de la línea .....	6
1.8	Constantes auxiliares de la línea .....	7
1.9	Caída de tensión y pérdida de potencia .....	8
1.10	Efecto corona .....	9
1.11	Aislamiento.....	11
1.11.1	Nivel de aislamiento .....	11
1.11.2	Características del aislamiento.....	11
1.11.3	Justificación del aislamiento proyectado.....	12
<b>2</b>	<b>CÁLCULOS ELÉCTRICOS LÍNEA SUBTERRÁNEA.....</b>	<b>13</b>
2.1	Características generales de la línea subterránea.....	13
2.2	Cable aislado de potencia .....	15
2.3	Puesta a tierra de las pantallas .....	16
2.3.1	Conexión especial tipo: Cross-Bonding.....	16
2.4	Intensidad máxima admisible en servicio .....	17
2.4.1	Intensidad admisible .....	17
2.4.2	Resistencia del conductor en corriente alterna.....	18
2.4.3	Pérdidas Dieléctricas .....	19
2.4.4	Factor de Pérdidas en la Pantalla.....	20
2.4.5	Resistencia Térmica entre Conductor y la Envoltura, $T_1$ .....	21
2.4.6	Resistencia Térmica entre la Cubierta y la Armadura, $T_2$ .....	21

2.4.7	Resistencia Térmica de la Cubierta Exterior, $T_3$ .....	21
2.4.8	Resistencia Térmica Externa, $T_4$ .....	22
2.4.9	Resumen de resultados en servicio .....	25
<b>2.5</b>	<b>Cálculo de la intensidad admisible de cortocircuito .....</b>	<b>26</b>
2.5.1	Cálculo de la intensidad admisible de cortocircuito en el conductor .....	26
2.5.2	Cálculo de la intensidad admisible de cortocircuito en la pantalla.....	28
2.5.3	Resumen de resultados en cortocircuito .....	28
<b>2.6</b>	<b>Pérdidas .....</b>	<b>29</b>
<b>2.7</b>	<b>Cálculo de la caída de tensión .....</b>	<b>29</b>
<b>2.8</b>	<b>Nivel de aislamiento.....</b>	<b>30</b>
2.8.1	Conexiones especiales .....	30
2.8.2	Nivel de aislamiento de la cubierta del cable aislado .....	30
<b>3</b>	<b>CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDA DE POTENCIA DEL CIRCUITO .....</b>	<b>31</b>

## 1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS LÍNEA AÉREA

### 1.1 Características generales de la línea aérea

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA	
Frecuencia (Hz)	50 Hz
Tensión nominal Un (kV)	28,8/50 kV
Tensión más elevada de la red Us (kV)	72,5 kV
Categoría de la línea	Segunda
Icc de la red (kA)	31,5
Tiempo de accionamiento de la protección del cable	0,5
Número de circuitos	1
Origen	Apoyo de Entronque N°2
Final	Apoyo 4 (PAS)
Longitud (km)	1,16117
Disposición de los cables	SC TRESB
Separación media geométrica (m)	4,453
Conductor de fase	1 x LARL-455
Provincia	Huelva
Temperatura media en invierno (°C)	16,00
Temperatura media en verano (°C)	32,00
Altitud media (m)	30,00
Potencia a evacuar por circuito (MVA)	55,56
Factor de potencia	0,90
Potencia a evacuar por circuito (MW)	50,00

### 1.2 Características del conductor

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CONDUCTOR	
Tipo	Aluminio-Acero recubierto de Aluminio
Denominación	LARL-455 CONDOR (402-AL1/52-A20SA)
Material	Aluminio-Acero recubierto de Aluminio
Sección total (mm <sup>2</sup> )	454,50
Composición (N° alambres)	54+7
Diámetro total (mm)	27,720
Resistencia c.c.a 20°C (Ω/km)	0,06880

### 1.3 Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima admisible por conductor se calculará según el apartado 4.2.1. de la ITC-LAT-07 el Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión a partir de la densidad de corriente.

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE	
Sección total (mm <sup>2</sup> )	454,50
Densidad máxima sin reducción (A/mm <sup>2</sup> )	1,868
Coefficiente reductor	0,95
Densidad máxima con reducción (A/mm <sup>2</sup> )	1,775
Intensidad máxima por subconductor (A)	807
Intensidad máxima por fase (A)	807

### 1.4 Potencia máxima admisible

La potencia máxima admisible por circuito que puede transportar la línea proyectada será:

$$P_{\max}(\text{MW}) = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \cdot \cos\varphi}{1000}$$

POTENCIA MÁXIMA ADMISIBLE	
Tensión nominal (kV)	50,00
Intensidad máxima por fase (A)	806,66
Factor de potencia	0,90
P_max admisible por circuito (MW)	62,873
P_max admisible por circuito (MVA)	69,86

### 1.5 Justificación del conductor proyectado

JUSTIFICACIÓN DEL CONDUCTOR PROYECTADO	
Potencia a evacuar por circuito (MVA)	55,56 < 69,86 MVA
Factor de potencia	0,90
Potencia a evacuar por circuito (MW)	50 < 62,87 MW
IT=Intensidad a transportar por subconductor (A)	641,50
IM=Intensidad máxima por subconductor (A)	806,66

JUSTIFICACIÓN DEL CONDUCTOR PROYECTADO	
IT/IM (%)	79,53%
Potencia máxima de transporte por circuito en verano (MVA)	44,18
Potencia máxima de transporte por circuito en invierno (MVA)	67,42

## 1.6 Constantes kilométricas

CONSTANTES KILOMÉTRICAS	
Resistencia eléctrica $R_k$ ( $\Omega/\text{km}$ )	0,08564
Reactancia de autoinducción $X_k$ ( $\Omega/\text{km}$ )	0,37798
Susceptancia $B_k$ (S/km)	3,033E-06
Perditancia $G_k$ (S/km)	0,000E+00

## 1.7 Características eléctricas de la línea

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA		MÓDULO	ARGUMENTO
Resistencia R ( $\Omega$ )	0,09944	-	-
Reactancia de autoinducción X ( $\Omega$ )	0,43890	-	-
Susceptancia B (S)	3,522E-06	-	-
Perditancia G (S)	0,000E+00	-	-
Impedancia Z	$0,0994448462258065+0,438899081457114i$ ; $0,450024089516075<77,2335932041501^\circ$	0,450	77,234
Admitancia Y	$3,52155025822247E-06i$ ; $3,52155025822247E-06<90^\circ$	3,522E-06	90,000
Impedancia característica $Z_c$	$355,263156478117-39,7436934026401i$ ; $357,479330194178<-6,38320339792498^\circ$	357,479	-6,383
Angulo característico $\theta$	$0,000139959413764782+0,00125107706043244i$ ; $0,0012588814275545<83,616796602075^\circ$	0,001	83,617
Potencia Característica $P_c$ (MW)	6,99	-	-

## 1.8 Constantes auxiliares de la línea

Las ecuaciones de propagación que permiten calcular la tensión y la intensidad en los extremos generador (1) y receptor (2) de la línea son:

$$\bar{V}_1 = \bar{A}\bar{V}_2 + \bar{B}\bar{I}_2$$

$$\bar{I}_1 = \bar{C}\bar{V}_2 + \bar{D}\bar{I}_2$$

$$\bar{V}_2 = \bar{D}\bar{V}_1 - \bar{B}\bar{I}_1$$

$$\bar{I}_2 = \bar{A}\bar{I}_1 - \bar{C}\bar{V}_1$$

Siendo las constantes auxiliares de la línea:

$$\bar{A} = \text{Cosh}\sqrt{\bar{Z}\bar{Y}} = \text{Cosh}\bar{\theta}$$

$$\bar{B} = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}}\text{Senh}\sqrt{\bar{Z}\bar{Y}} = \bar{Z}_c\text{Senh}\bar{\theta} = \frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}\text{Senh}\bar{\theta} = \bar{Z}\frac{\text{Senh}\bar{\theta}}{\bar{\theta}}$$

$$\bar{C} = \frac{1}{\sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}}}\text{Senh}\sqrt{\bar{Z}\bar{Y}} = \frac{1}{\bar{Z}_c}\text{Senh}\bar{\theta} = \frac{\bar{Y}}{\sqrt{\bar{Z}\bar{Y}}}\text{Senh}\bar{\theta} = \bar{Y}\frac{\text{Senh}\bar{\theta}}{\bar{\theta}}$$

$$\bar{D} = \bar{A}$$

Donde:

$$\sqrt{\bar{Z}\bar{Y}} = \bar{\theta}$$

$$\sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} = \bar{Z}_c$$

CONSTANTES AUXILIARES DE LA LÍNEA		MÓDULO	ARGUMENTO
A	$0,999999227197413+1,75100011952692E-07i$ ; $0,999999227197428<1,00324994307209E-05^\circ$	1,000	0,000
B	$0,0994447949916503+0,438898974200597i$ ; $0,450023973589483<77,2335965483148^\circ$	0,450	77,234
C	$-2,05541164102253E-13+3,52154935106809E-06i$ ; $3,5215493510681E-06<90,0000033441648^\circ$	3,522E-06	90,000
D	$0,999999227197413+1,75100011952692E-07i$ ; $0,999999227197428<1,00324994307209E-05^\circ$	1,000	0,000

### 1.9 Caída de tensión y pérdida de potencia

CAÍDA DE TENSIÓN PARA LA POTENCIA MÁXIMA		MÓDULO	ARGUMENTO
V <sub>1</sub>	$29094,011935732+283,678082105445i$ ; $29095,3948894113<0,558638727242938^\circ$	29.095,395	0,559
V <sub>2</sub>	$28867,5134594812$ ; $28867,5134594812<0^\circ$	28.867,513	0,000
I <sub>2</sub>	$725,997279375-351,616530453454i$ ; $806,66364375<-25,8419327631671^\circ$	806,664	-25,842
Caída de tensión P <sub>max</sub> (%)	0,78%	-	-
Caída de tensión P <sub>evac</sub> (kV)	0,392	-	-

CAÍDA DE TENSIÓN PARA LA POTENCIA A EVACUAR		MÓDULO	ARGUMENTO
V <sub>1</sub>	$29047,6320960102+225,596394209777i$ ; $29048,5081220747<0,444974700387689^\circ$	29.048,508	0,445
V <sub>2</sub>	$28867,5134594812$ ; $28867,5134594812<0^\circ$	28.867,513	0,000
I <sub>2</sub>	$577,350269189626-279,62349760262i$ ; $641,500299099584<-25,8419327631671^\circ$	641,500	-25,842
Caída de tensión P <sub>evac</sub> (%)	0,62%	-	-
Caída de tensión P <sub>evac</sub> (kV)	0,312	-	-

PÉRDIDA DE POTENCIA PARA LA POTENCIA A MÁXIMA	
Pérdida de potencia P <sub>max</sub> (%)	0,309%
Pérdida de potencia P <sub>max</sub> (MW)	0,194

PÉRDIDA DE POTENCIA PARA LA POTENCIA A EVACUAR	
Pérdida de Potencia (%)	0,246%
Pérdida de Potencia (MW)	0,123

### 1.10 Efecto corona

El efecto corona se produce cuando el conductor adquiere un potencial lo suficientemente elevado como para dar un gradiente de campo eléctrico radial igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire.

Se comprobará si en algún punto de la línea se llega a alcanzar la tensión crítica disruptiva utilizando la fórmula de Peek:

$$U_c = V_c \cdot \sqrt{3} = n \cdot \frac{29,8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_T \cdot r \cdot \ln \frac{D_m}{req}$$

donde:

- $U_c$  = tensión compuesta crítica eficaz en kV para la que empiezan las pérdidas por efecto corona, es decir tensión crítica disruptiva.
- $V_c$  = tensión simple correspondiente.
- 29,8 = valor máximo o de cresta, en kV/cm, de la rigidez dieléctrica del aire a 25° C de temperatura, y a la presión barométrica de 76 cm de columna de mercurio.
- $n$  = número de subconductores del haz de fase
- $m_c$  = coeficiente de rugosidad del conductor (consideramos 0,85 para cables).
- $m_T$  = coeficiente meteorológico (1 tiempo seco, 0,8 tiempo húmedo)
- $r$  = radio del conductor en cm.
- $D_m$  = distancia media geométrica entre fases en cm.
- $req$  = radio equivalente del haz de fase, en cm.
- $\delta$  = factor de corrección de la densidad del aire, función de la altura sobre el nivel del mar.

El valor de  $\delta$  se calculará por:

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta}$$

donde:

- h = presión barométrica en cm de columna de mercurio.
- $\theta$  = temperatura en grados centígrados, correspondiente a la altitud de punto que se considere.

En el caso de la línea proyectada:

	Efecto corona en tiempo húmedo	Efecto corona en tiempo seco
Provincia	Huelva	Huelva
Altitud media (m)	30,000	30,000
Temperatura (°C)	16,0	32,0
delta	1,027	0,973
mc	0,850	0,850
mt	0,800	1,000
n= nº de subconductores del haz de fase	1	1
r (cm)	1,386	1,386
req	1,386	1,386
D (cm)	445,252	445,252
Presión (cm h Hg) Form. Halley.	75,714	75,714
Tensión nominal (kV)	50	50
Tensión más elevada (kV)	73	73
Tensión crítica disruptiva (kV)	204	242
Conclusión	No se produce efecto corona en tiempo húmedo	No se produce efecto corona en tiempo seco
Pérdida de potencia para P <sub>evac</sub> (MW)	0,0000	0,0000
Pérdida de potencia para P <sub>evac</sub> (%)	0,0000	0,0000

Dado que la tensión más elevada de la línea es de 72,5 kV, no se producirán pérdidas por efecto corona.

## 1.11 Aislamiento

### 1.11.1 Nivel de aislamiento

Según el apartado 4.4. de la IT-LAT-07, los niveles de aislamiento normalizados mínimos correspondientes a la tensión más elevada de la línea, serán los reflejados en sus tablas 12 y 13.

Para la línea objeto de este Proyecto se tiene:

Niveles de aislamiento normalizados para la gama I ( $1 \text{ kVm} \leq 245 \text{ kV}$ )		
Tensión más elevada para el material $U_m$ kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
72,5	140	325

El nivel de contaminación de la zona se elegirá de acuerdo a la tabla 14 de la IT-LAT-07, que para la línea proyectada será:

Nivel de contaminación	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV
III-Fuerte.	25

### 1.11.2 Características del aislamiento

CARACTERÍSTICAS DEL AISLAMIENTO	
Conductor	1 x LARL 455
Tensión (kV)	50
Tensión más elevada (kV)	72,5
Material	Polimérico
Composición	CS 120 SB 325/1815
Línea de fuga de la cadena (mm)	1.815
Nivel de aislamiento (mm/kV)	25
Carga de rotura CME (KN)	120
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV)	325

### CARACTERÍSTICAS DEL AISLAMIENTO

Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	140
Distancia de arco mínima (mm)	570
Diámetro máximo zona aislante (mm)	200
Rotula y alojamiento de rótula (CEI 120)	16
Longitud del aislador (mm)	~1600

#### 1.11.3 Justificación del aislamiento proyectado

	Requerido	Proyectado
Tensión (kV)	50	50
Tensión más elevada (kV)	72,5	72,5
Línea de fuga de la cadena (mm)	1.815	>1.815
Nivel de aislamiento (mm/kV)	25	25
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV)	325	>325
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	140	> 140

## 2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS LÍNEA SUBTERRÁNEA

### 2.1 Características generales de la línea subterránea

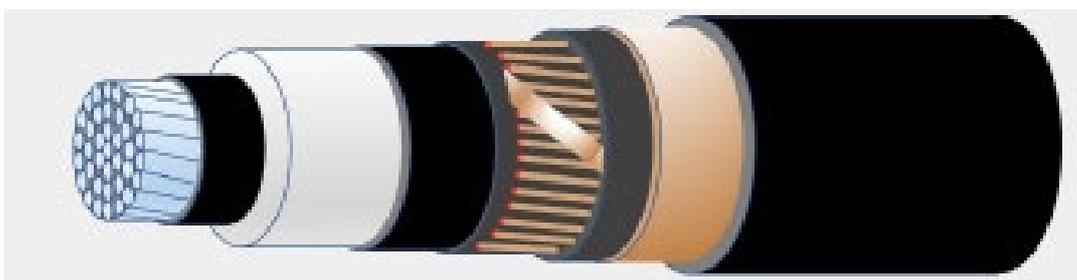
CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA	LÍNEA SUBTERRÁNEA
Frecuencia	50
Tensión nominal de la red U <sub>0</sub> /U <sub>n</sub>	28,8/50 kV
Tensión más elevada de la red U <sub>s</sub>	72,5 kV
Categoría de la línea	Segunda
I <sub>cc</sub> de la red (kA)	31,5
Tiempo de accionamiento de la protección del cable	0,5 s
Número de circuitos en la canalización	1
Origen	Apoyo 4 (PAS)
Final	SET Colón
Longitud de la canalización (km)	11,869
Longitud entre terminales(km)	12,483
Disposición de los cables	SC al tresbolillo
Conductor	RHZ1+2OL 28/50 kV 1x1200 K Al H138
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cable de comunicaciones	1 x PKP
Tipo de terminales	Interior
Tipo de conexión de pantallas	Cross-Bonding
Cable de acompañamiento de tierras	RZ1 1x150 mm <sup>2</sup>
Cable unipolar	RZ1 1x150 mm <sup>2</sup>
Cable concéntrico	1x150/150 mm <sup>2</sup>
Tipos de canalización	Entubada hormigonada / Perforación Horizontal Dirigida / Perforación Recta
Profundidad de la canalización (base del prisma de hormigón) /anchura (m)	Camino de tierra: 1,42 /0,52 Terreno de cultivo: 1,42 /0,52 Vaina: 0,60/0,71
Resistividad térmica del terreno (K·m/W)	1,5
Resistividad térmica del hormigón (K·m/W)	0,85

<b>CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA</b>	<b>LÍNEA SUBTERRÁNEA</b>
Temperatura máxima de servicio del conductor (°C)	90
Temperatura final del conductor en el c.c. (°C)	250
Temperatura de servicio de la pantalla conductor (°C)	80
Temperatura final de la pantalla en el c.c. (°C)	250
Temperatura del terreno (°C)	25
Factor de carga (%)	100%
Potencia a transportar por circuito (MVA)	55,56
Intensidad nominal a transportar (A)	641,5

## 2.2 Cable aislado de potencia

En la siguiente tabla se muestran las características del cable aislado de potencia a instalar:

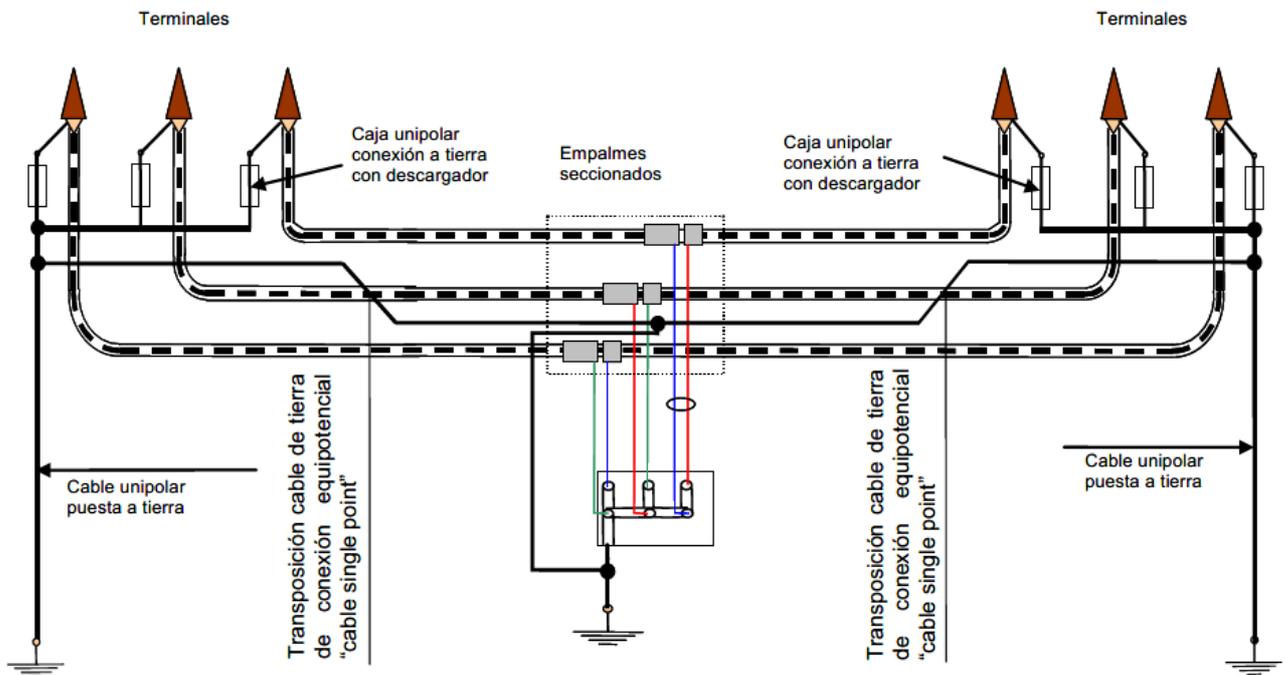
Cable aislado de potencia	
Denominación	RHZ1+2OL 28/50 kV 1x1200 K Al H138
Material	Aluminio
Sección (mm <sup>2</sup> )	1200
Clase	Clase 2, conductor circular cableado
Resistencia conductor cc @ 20°C (Ohm/km)	0,0247
Aislamiento: material	Polietileno reticulado (XLPE)
Pantalla: material y sección (mm <sup>2</sup> )	Alambres de cobre / 138 mm <sup>2</sup>
Cubierta exterior: material y diámetro (mm)	Poliolefina (PE) ST7
Peso del cable (kg/m)	7,87
Máxima temperatura de servicio del cable (°C)	90



## 2.3 Puesta a tierra de las pantallas

### 2.3.1 Conexión especial tipo: Cross-Bonding

A continuación, se muestra un esquema del sistema de conexión de pantallas del tipo Cross-Bonding previsto en este Proyecto:



## 2.4 Intensidad máxima admisible en servicio

El cálculo de la intensidad máxima admisible en servicio se realiza según la norma UNE 21-144, "Cálculo de la intensidad admisible en los cables aislados en régimen permanente".

### 2.4.1 Intensidad admisible

La intensidad admisible en un cable para corriente alterna puede deducirse de la expresión que da el calentamiento del conductor por encima de la temperatura ambiente. En este caso hemos considerado que la desecación del suelo no existe, ya que se prevé rellenar los cables con un relleno de resistividad térmica controlada.

$$\Delta\theta = \left( I^2 \cdot R + \frac{1}{2} \cdot W_d \right) \cdot T_1 + \left[ I^2 \cdot R \cdot (1 + \lambda_1) + W_d \right] \cdot n \cdot T_2 + \left[ I^2 \cdot R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d \right] \cdot n \cdot (T_3 + T_4)$$

Siendo:

- I: es la intensidad de la corriente que circula en un conductor (A).
- $\Delta\theta$ : es el calentamiento del conductor respecto a la temperatura ambiente (K).
- R: es la resistencia del conductor bajo los efectos de la corriente alterna, por unidad de longitud, a su temperatura máxima de servicio ( $\Omega/m$ ).
- Wd: son las pérdidas dieléctricas, por unidad de longitud, del aislamiento que rodea al conductor (W/m).
- T1: es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre el conductor y la envolvente (K·m/W).
- T2: es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del relleno de asiento entre la envolvente y la armadura (K·m/W).
- T3: es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del revestimiento exterior del cable (K·m/W).
- T4: es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre la superficie del cable y el medio circundante (K·m/W).
- n: es el número de conductores aislados en servicio en el cable (conductores de la misma sección y transportando la misma carga).
- $\lambda_1$ : es la relación de las pérdidas en la cubierta metálica o pantalla con respecto a las pérdidas totales en todos los conductores de ese cable.

$\lambda_2$ : es la relación de las pérdidas en la armadura respecto a las pérdidas totales en todos los conductores de ese cable.

La intensidad de corriente admisible se obtiene de la fórmula anterior como se indica seguidamente:

$$I = \left( \frac{\Delta\theta - W_d \cdot [0,5 \cdot T_1 + n \cdot (T_2 + T_3 + T_4)]}{R \cdot T_1 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1) \cdot T_2 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1 + \lambda_2) \cdot (T_3 + T_4)} \right)^{0,5}$$

#### 2.4.2 Resistencia del conductor en corriente alterna

La resistencia del conductor, por unidad de longitud, en corriente alterna y a la temperatura máxima de servicio, viene dada por la fórmula siguiente:

$$R = R' \cdot (1 + \gamma_s + \gamma_p)$$

Donde:

$R$ : es la resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura máxima de servicio ( $\Omega/m$ )

$R'$ : es la resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura máxima de servicio ( $\Omega/m$ )

$\gamma_s$ : es el factor pelicular

$\gamma_p$ : es el factor de efecto proximidad

a) La resistencia del conductor en corriente continua, por unidad de longitud, a su temperatura máxima de servicio,  $\theta$ , viene dada por:

$$R' = R_0 \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)]$$

Donde:

$R_0$ : es la resistencia del conductor con corriente continua a 20°C en  $\Omega/m$ . En nuestro caso su valor es 0,0291  $\Omega/km$  para el conductor y de 0,1880  $\Omega/km$  para la pantalla.

$\alpha_{20}$ : es el coeficiente de variación a 20°C de la resistividad en función de la temperatura, por Kelvin. Para conductores de aluminio se utilizará el valor de 4,03 x 10<sup>-3</sup>. Para conductores de cobre se utilizará el valor de 3,93 x 10<sup>-3</sup>.

$\theta$ : es la temperatura máxima de servicio en grados Celsius para el cable. Se tomarán como temperaturas máximas de servicio los valores de 90°C para el conductor y 80°C para la pantalla.

b) El factor de efecto pelicular  $\gamma_s$  viene dado por:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0,8 \cdot X_s^4}$$

Donde:

$$X_s^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R'} \cdot 10^{-7} \kappa_s$$

$f$ : es la frecuencia de la corriente de alimentación, en hercios (50 Hz)

$\kappa_s$ : es un factor. Se tomará el valor de 1 para este factor

c) El factor de efecto proximidad  $\gamma_p$ , viene dado por:

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0,8 \cdot X_p^4} \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \cdot \left[ 0,312 \cdot \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{X_p^4}{192 + 0,8 \cdot X_p^4} + 0,27} \right]$$

Donde:

$$X_p^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f}{R} \cdot 10^{-7} \kappa_p$$

$d_c$ : es el diámetro del conductor

$s$ : es la distancia entre ejes de los conductores

$\kappa_p$ : es un factor. Se tomará el valor de 1 para este factor

La resistencia de la pantalla en corriente alterna, se calculará igual que para el conductor, pero con la salvedad de que  $d_c$  será el diámetro medio de la pantalla. La distancia entre ejes de los conductores será la misma que en el apartado anterior.

### 2.4.3 Pérdidas Dieléctricas

Al ser un cable de corriente alterna, se han de calcular las pérdidas dieléctricas. Las pérdidas dieléctricas, por unidad de longitud y en cada fase, vienen dadas por:

$$W_d = \omega \cdot C \cdot U_o^2 \cdot \text{tg}\delta \text{ (W/m)}$$

Donde:

$\omega$ : es  $2 \pi f$

$C$ : es la capacidad por unidad de longitud (F/m)

$U_0$ : es la tensión con relación a tierra

$tg\delta$ : es el factor de pérdidas del aislamiento a la frecuencia y a la temperatura de servicio. Se tomará el valor de 0,005

La capacidad para los conductores de sección circular viene dada por:

$$C = \frac{\epsilon}{18 \cdot \ln\left(\frac{D_i}{d_c}\right)} 10^{-9} \text{ (F/m)}$$

Donde:

$\epsilon$ : es la permitividad relativa del material aislante. Se tomará el valor de 2,5.

$D_i$ : es el diámetro exterior del aislamiento (con exclusión de la pantalla semiconductora)

$d_c$ : es el diámetro del conductor, incluida la pantalla semiconductora.

#### 2.4.4 Factor de Pérdidas en la Pantalla

Las pérdidas originadas en las pantallas ( $\lambda_1$ ) son debidas a las corrientes de circulación ( $\lambda_1'$ ) y a las corrientes de Foucault ( $\lambda_1''$ ).

Así:

$$\lambda_1 = \lambda_1' + \lambda_1''$$

Para cables unipolares dispuestos en tresbolillo con pantallas en cortocircuito en ambas extremidades, el factor de pérdidas viene por:

$$\lambda_1 = \lambda_1'$$

Ya que  $\lambda_1''=0$ , es decir, que las pérdidas por corrientes de Foucault son despreciables.

$$\lambda_1' = \frac{R_s}{R} \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{X}\right)^2}$$

Donde:

$R_s$ : es la resistencia de la pantalla metálica en corriente alterna, por unidad de longitud, a su temperatura máxima de servicio ( $\Omega/m$ ).

$X$ : es la reactancia de la pantalla metálica, por unidad de Longitud del cable( $\Omega/m$ ).

$$X = 2 \cdot \omega \cdot 10^{-7} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot s}{d}\right)$$

$\omega$ : es  $2 \pi f$

$s$ : es la distancia entre ejes de conductores en la sección eléctrica longitudinal considerada (mm)

$d$ : es el diámetro medio de la pantalla metálica (mm)

#### 2.4.5 Resistencia Térmica entre Conductor y la Envoltente, $T_1$

La resistencia térmica entre el conductor y la envoltente está dada por:

$$T_1 = \frac{\rho_T}{2 \cdot \pi} \cdot \ln\left(1 + \frac{2 \cdot t_1}{d_c}\right)$$

Donde

$\rho_T$ : es la resistividad térmica correspondiente al aislamiento. En nuestro caso su valor es 3,5 K·m/W)

$d_c$ : es el diámetro del conductor sin considerar las pantallas semiconductoras (mm).

$t_1$ : es el espesor del aislamiento entre conductor y envoltente considerando las pantallas semiconductoras (mm).

#### 2.4.6 Resistencia Térmica entre la Cubierta y la Armadura, $T_2$

En nuestro caso, al ser un cable no armado, el valor de  $T_2 = 0$ .

#### 2.4.7 Resistencia Térmica de la Cubierta Exterior, $T_3$

La resistencia térmica de las cubiertas exteriores  $T_3$  está dada por:

$$T_3 = \frac{\rho_T}{2 \cdot \pi} \ln\left(1 + \frac{2 \cdot t_3}{D'_a}\right)$$

Siendo:

$\rho_T$ : es la resistividad térmica correspondiente a la cubierta. En nuestro caso su valor es 3,5 K·m/W)

$t_3$ : es el espesor de la cubierta (mm);

$D'_a$ : es el diámetro exterior de la pantalla ubicada inmediatamente debajo (mm).

#### 2.4.8 Resistencia Térmica Externa, $T_4$

En estos casos, la resistencia térmica externa de un cable colocado en un tubo, comprende tres partes:

La resistencia térmica del intervalo de aire entre la superficie del cable y la superficie interior del conducto  $T'_4$ .

La resistencia térmica del material del tubo o conducto  $T''_4$ .

La resistencia térmica entre la superficie exterior del conducto y el medio ambiente  $T'''_4$ .

El valor de  $T_4$  que debe figurar en la ecuación que da la intensidad admisible, será la suma de estos tres términos:

$$T_4 = T'_4 + T''_4 + T'''_4$$

##### 2.4.8.1 Resistencia térmica entre el cable y el conducto o tubo ( $T'_4$ )

$$T'_4 = \frac{U}{1 + 0,1 \cdot (V + Y\theta_m) \cdot D_e}$$

Siendo:

$U$ ,  $V$  e  $Y$ : son las constantes, dependiendo de los tipos de instalación y cuyos valores se tomarán como  $U = 5,2$ ;  $V = 1,1$ ; e  $Y = 0,011$ .

$D_e$ : es el diámetro exterior del cable (mm);

$\theta_m$ : es la temperatura media del medio que rellena el espacio entre el cable y el tubo. Se elige un valor estimado inicial y se repite el cálculo con un valor corregido, si ello fuera necesario (°C). Como una aproximación se puede tomar el valor de 65°C.

#### 2.4.8.2 Resistencia térmica propia del conducto o tubo ( $T''_4$ ).

La resistencia térmica a través de la pared de un conducto deberá calcularse por la fórmula:

$$T''_4 = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \rho_T \cdot \ln \frac{D_o}{D_d}$$

Donde:

$D_o$ : es el diámetro exterior del conducto (mm);

$D_d$ : es el diámetro interior del conducto (mm);

$\rho_T$ : es la resistividad térmica del material constitutivo del conducto (K·m/W). Se tomará el valor de 3,5.

#### 2.4.8.3 Resistencia térmica externa al conducto o tubo ( $T'''_4$ ).

En el caso de cables idénticos igualmente cargados, la intensidad de corriente admisible se determinará por la del cable más caliente.

Es posible generalmente, de acuerdo con la configuración de la instalación, determinar este cable y así no tener que realizar el cálculo más que para éste.

En los casos en que ello sea más difícil, puede ser necesario un cálculo posterior para otro cable del grupo. El método consiste en utilizar un valor corregido de  $T_4$  que tenga en cuenta el calentamiento mutuo de los cables del grupo. El valor corregido de la resistencia térmica, para el cable de la posición p viene dado por (el número total de cables es q):

$$T_4 = \frac{1}{2 \cdot \pi} \rho_T \cdot \ln \left( \left( u + \sqrt{u^2 - 1} \right) \cdot \left( \frac{d'_{p1}}{d_{p1}} \right) \cdot \left( \frac{d'_{p2}}{d_{p2}} \right) \cdot \dots \cdot \left( \frac{d'_{pk}}{d_{pk}} \right) \cdot \dots \cdot \left( \frac{d'_{pq}}{d_{pq}} \right) \right)$$

Hay que tener en cuenta que hay (q-1) términos, excluido el término ( $d'_{pp}/d_{pp}$ ). Siendo las distancias  $d_{pk}$  las indicadas en la figura siguiente.

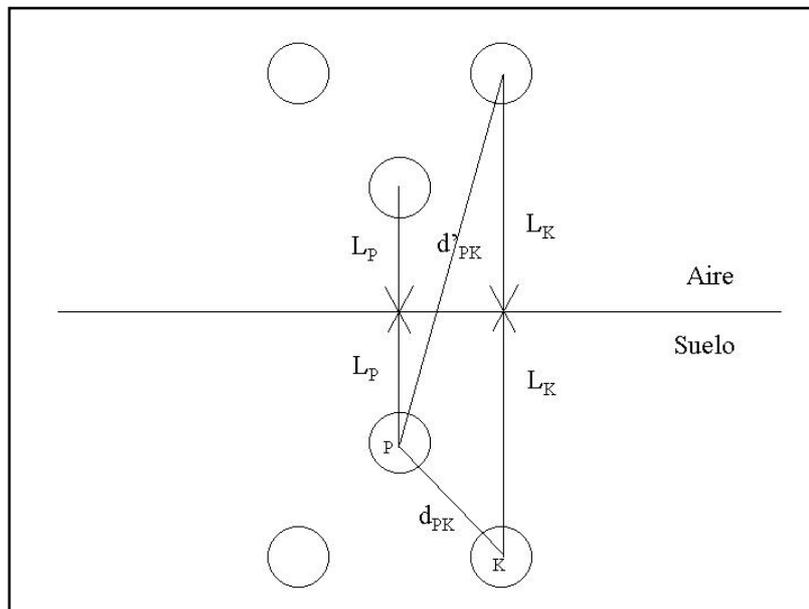
Donde:

$\rho_T$ : es la resistividad térmica del suelo. Se tomará un valor de 1 K·m/W;

$$u = \frac{2 \cdot L}{D_e}$$

$L$ : es la distancia de la superficie del suelo al eje del cable (mm);

$D_e$ : es el diámetro exterior de la tubular (mm).



Al estar los tubos embebidos en hormigón, se admitirá para el cálculo de la resistencia térmica, que el medio que rodea al conducto es homogéneo y que su resistividad térmica es igual a la del hormigón. Se añade entonces algebraicamente una corrección en la fórmula anterior (o bien para cables idénticos igualmente cargados, o bien para cables desigualmente cargados), para tener en cuenta la eventual diferencia entre la resistividad térmica del hormigón y la del suelo, para aquella parte del circuito térmico exterior al bloque de conductos.

La corrección de la resistencia térmica viene dada por:

$$\frac{N}{2 \cdot \pi} (\rho_e - \rho_c) \cdot \ln(u + \sqrt{u^2 - 1})$$

N: es el número de cables con carga en el bloque de conductos (3).

$\rho_e$ : es la resistividad térmica del suelo que rodea al bloque de conductos. Se tomará el valor de 1 K·m/W

$\rho_c$  es la resistividad térmica del hormigón. Se tomará el valor de 0,85 K·m/W

$$u = \frac{L_G}{r_b}$$

$L_G$  es la profundidad de colocación, respecto al centro del bloque de conductos (mm)

$r_b$  es el radio equivalente del bloque de hormigón (mm), dado por:

$$\ln r_b = \frac{1}{2} \cdot \frac{x}{y} \cdot \left( \frac{4}{\pi} - \frac{x}{y} \right) \cdot \ln \left( 1 + \frac{y^2}{x^2} \right) + \ln \frac{x}{2}$$

Las magnitudes de x e y son respectivamente la menor y la mayor de las dimensiones del bloque de conductos, independientemente de su posición, en milímetros.

Esta corrección se añadirá al valor de  $T_4$  previamente calculado.

#### 2.4.9 Resumen de resultados en servicio

Para la línea proyectada, en las condiciones de funcionamiento definidas en este Anejo, y para la canalización detallada en el Documento “Planos” se tiene:

<b>Circuito a 50 kV Entronque 1 – SET Colón 50 kV (ENDESA)</b>	
Cable aislado de potencia	RHZ1+2OL 28/50 kV 1x1200 K Al H138
Factor de carga	100%
Intensidad Admisible (kA)	641,5
Potencia Admisible (MVA)	55,56
cos( $\varphi$ )	0,9
Potencia Admisible (MW)	50
Máxima temperatura del cable (°C)	76,30 < 90

## 2.5 Cálculo de la intensidad admisible de cortocircuito

### 2.5.1 Cálculo de la intensidad admisible de cortocircuito en el conductor

El cálculo de la intensidad máxima de cortocircuito en el conductor se realiza según la norma UNE 21-192, "Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático".

$$I = \varepsilon \cdot I_{AD}$$

Donde:

- I: es la intensidad de cortocircuito admisible;
- $I_{AD}$ : es la intensidad de cortocircuito calculada en una hipótesis adiabática;
- $\varepsilon$ : es el factor que tiene en cuenta la pérdida de calor en los componentes adyacentes.

#### 2.5.1.1 Cálculo de la intensidad de cortocircuito adiabático

La fórmula del calentamiento adiabático, se presenta bajo la siguiente forma general:

$$I_{AD}^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)$$

Donde:

- $I_{AD}$ : es la intensidad de cortocircuito (valor eficaz durante el cortocircuito) calculada en una hipótesis adiabática (A)
- t: es la duración del cortocircuito (s). Se tomará el valor de 0,5 s
- K: es la constante que depende del material del componente conductor de corriente.  
Para conductores de aluminio se utilizará el valor de  $148 \text{ A}\cdot\text{s}^{1/2}/\text{mm}^2$   
Para conductores de cobre se utilizará el valor de  $226 \text{ A}\cdot\text{s}^{1/2}/\text{mm}^2$
- S: es la sección geométrica del componente conductor de corriente; para los conductores se tomará la sección nominal, y para las pantallas la sección de 1 alambre
- $\theta_f$ : es la temperatura final (°C). En el conductor se utilizarán 90°C y en la pantalla se utilizarán 80°C

- $\theta_i$ : es la temperatura inicial (°C). En el conductor se utilizarán 250°C y en la pantalla se utilizarán 250 °C
- $\beta$ : es la inversa del coeficiente de variación de resistencia con la temperatura del componente conductor de corriente a °C (K). Para conductores de aluminio se utilizará el valor de 228 K. Para conductores de cobre se utilizará el valor de 234,5 K

### 2.5.1.2 Cálculo del factor no adiabático

La fórmula general de una ecuación empírica para el factor no adiabático es la siguiente:

$$\varepsilon = \sqrt{1 + F \cdot A \cdot \sqrt{\frac{t}{S}} \cdot F^2 \cdot B \cdot \left(\frac{t}{S}\right)}$$

Donde:

- F: es el factor que tiene en cuenta la imperfección de los contactos térmicos entre el conductor o los alambres y los materiales metálicos no adyacentes. Se tomará F=0,7 para los conductores y F=0,5 para las pantallas.

A, B: son las constantes empíricas basadas en las características térmicas de los materiales no metálicos adyacentes.

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} \quad (\text{mm}^2/\text{s})^{1/2} \text{ donde } C_1 = 2,464 \text{ mm/}$$
$$B = \frac{C_2}{\sigma_c} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} \quad (\text{mm}^2/\text{s}) \text{ donde } C_2 = 1,22 \text{ K}\cdot\text{m}\cdot\text{mm}^2/\text{J}$$

Donde:

- $\sigma_c$ : es el calor específico volumétrico del componente conductor de corriente. Para el cobre se tomará el valor de  $3,45 \times 10^6 \text{ J/K}\cdot\text{m}^3$ . Para el aluminio se tomará el valor de  $2,5 \times 10^6 \text{ J/K}\cdot\text{m}^3$
- $\sigma_i$ : es el calor específico volumétrico de los materiales no metálicos adyacentes. Se tomará el valor de  $2,4 \times 10^6 \text{ J/K}\cdot\text{m}^3$  (correspondiente al XLPE)
- $\rho_i$ : es la resistividad térmica de los materiales no metálicos adyacentes. Se tomará el valor de  $3,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{w}$  (correspondiente al XLPE)

### 2.5.2 Cálculo de la intensidad admisible de cortocircuito en la pantalla

Se aplicará el mismo método para el cálculo de la intensidad máxima de cortocircuito en las pantallas. No se considerará la influencia de la lámina metálica adherida a la cubierta del cable ni la influencia de los flejes equipotenciales dispuestos helicoidalmente.

Se calculará para un alambre tomado individualmente y se multiplicará después por el número de alambres para obtener el valor total de la intensidad de cortocircuito. Por lo tanto, se utilizará en todas las fórmulas la sección de un alambre tomado individualmente.

### 2.5.3 Resumen de resultados en cortocircuito

Para la línea instalación proyectada, en las condiciones de funcionamiento definidas en este Anejo, y para la canalización detallada en el Documento "Planos" se tiene:

CONDUCTOR	Circuito 1
	Circuito a 50 kV Entronque N°2 – SET Colón 50 kV (ENDESA)
Cable aislado de potencia	RHZ1+2OL 28/50 kV 1x1200 K Al H138
Duración del cortocircuito (s)	0,5
Temperatura inicial de cortocircuito (°C)	90
Temperatura final de cortocircuito (°C)	250
Intensidad de cortocircuito admisible I (kA)	160,09

PANTALLA	Circuito 1
	Circuito a 50 kV Entronque N°2 – SET Colón 50 kV (ENDESA)
Cable aislado de potencia	RHZ1+2OL 28/50 kV 1x1200 K Al H138
Duración del cortocircuito (s)	0,5
Temperatura inicial de cortocircuito (°C)	80
Temperatura final de cortocircuito (°C)	250
Intensidad de cortocircuito admisible I (kA)	293,31

## 2.6 Pérdidas

Pérdidas	Circuito a 50 kV Entronque N°2 – SET Colón 50 kV (ENDESA)		
	1	2	3
En el conductor $W_C$ (W/m)	13,43816	13,33141	13,51432
En el dieléctrico $W_D$ (W/m)	0,04625	0,04625	0,04625
En la pantalla $W_S$ (W/m)	0,0	0,0	0,0
En la armadura $W_A$ (W/m)	0,0	0,0	0,0
Totales $W_T$ (W/m)	13,48441	13,37766	13,56057
Totales $W_T$ (W/m)	40,42		
Longitud entre terminales (m)	12482,45		
Totales $W_T$ (MW)	0,505		

## 2.7 Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión se determinará mediante la expresión:

$$e = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot L \cdot (R \cdot \cos \theta + X \cdot \operatorname{sen} \theta); I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \theta}$$

En la que:

- $I_n$ : es la Intensidad permanente (en A)
- $L$ : es la Longitud de la línea (en km)
- $R$ : es la Resistencia óhmica (en ohm/km)
- $X$ : es la Reactancia inductiva (en ohm/km)

$$\cos(\theta) = 0,9$$

Para la línea instalación proyectada, en las condiciones de funcionamiento definidas en este Anejo, y para la canalización detallada en el Documento "Planos" se tiene:

	Circuito 1
	Circuito a 50 kV Entronque N°2 – SET Colón 50 kV (ENDESA)
Cable aislado de potencia	RHZ1+2OL 28/50 kV 1x1200 K AI H138
Caída de tensión unitaria (V/km)	36,49
Longitud entre terminales (km)	12,483
Caída de tensión (V)	455,50

## 2.8 Nivel de aislamiento

### 2.8.1 Conexiones especiales

El uso de conexiones especiales de puesta a tierra en líneas subterráneas da lugar a sobretensiones en las pantallas durante los transitorios y durante los fallos.

Los valores de estas sobretensiones han de ser considerados. Para sistemas de alta tensión, es necesario instalar limitadores de tensión o descargadores (SVL).

Los limitadores de tensión han de ser capaces de resistir continuamente la tensión permanentemente de la pantalla en régimen normal o en sobrecargas de emergencia. La tensión nominal de los descargadores utilizados deberá ser por lo menos igual a la tensión más elevada que aparece durante los fallos del sistema a 50 Hz.

### 2.8.2 Nivel de aislamiento de la cubierta del cable aislado

En la instalación proyectada, los niveles de aislamiento de la cubierta del cable unipolar previsto son:

Cable aislado de potencia	
Tensión asignada $U_0/U$ (kV)	28,8/50
Tensión más elevada de la red ( $U_s$ )	72,5
Frecuencia (Hz)	50
Nivel de aislamiento de la cubierta a frecuencia industrial, 50 Hz (kV)	15
Nivel de aislamiento de la cubierta a impulsos tipo rayo (kV)	47,5
Nivel de aislamiento de la cubierta con tensión continua (kV)	10

Los niveles de aislamiento de la cubierta son mayores que la máxima tensión inducida calculada entre pantalla y tierra con lo que el valor de diseño del cable empleado cumple con el requisito necesario respecto a la máxima tensión inducida por cortocircuito en la línea soterrada.

### 3 CAÍDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDA DE POTENCIA DEL CIRCUITO

Para el conjunto de la línea se tiene:

Tipo de tramo	PK. Origen(m)	PK. Final(m)	Caída de tensión (kV)	Pérdida de potencia (MW)
Aéreo	0,00	1,161	0,312	0,123
Subterráneo	1,161	12,886	0,455	0,505
<b>TOTALES</b>			<b>0,767</b>	<b>0,628</b>

Caída de tensión (%)	Pérdida de potencia (% respecto a potencia a evacuar)
<b>1,54%</b>	<b>1,26%</b>

## AX02 – CÁLCULOS MECÁNICOS

---



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA LÍNEA AÉREA .....</b>	<b>3</b>
1.1	<b>Cálculo mecánico de conductores y cables de tierra.....</b>	<b>3</b>
1.1.1	Características mecánicas de los cables.....	3
1.1.2	Condiciones de cálculo .....	3
1.1.3	Tracciones máximas .....	5
1.1.4	Fenómenos vibratorios .....	5
1.1.5	Flechas máximas .....	6
1.1.6	Tablas de cálculo mecánico .....	6
1.2	<b>Cálculo de apoyos.....</b>	<b>11</b>
1.2.1	Cargas y sobrecargas a considerar.....	11
1.2.2	Hipótesis de cálculo .....	13
1.2.3	Cálculo de esfuerzos .....	20
1.2.4	Coefficiente de seguridad .....	24
1.3	<b>Cálculo de cimentaciones .....</b>	<b>30</b>
1.3.1	Cimentaciones monobloque .....	30
1.3.2	Cimentación de patas separadas .....	30
1.4	<b>Cálculo de herrajes .....</b>	<b>32</b>
1.5	<b>Cálculo de aisladores .....</b>	<b>32</b>
1.6	<b>Distancias de seguridad .....</b>	<b>33</b>
1.6.1	Distancia entre conductores .....	33
1.6.2	Distancias a masa .....	34
1.6.3	Distancia de los conductores al terreno.....	35
1.6.4	Distancias en cruzamientos y paralelismos .....	35
1.6.5	Paso por zonas.....	36
<b>2</b>	<b>CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA .....</b>	<b>37</b>
2.1	<b>Distancias de seguridad .....</b>	<b>39</b>

## 1 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA LÍNEA AÉREA

Según el apartado 3.1.3 de la ITC-LAT-07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (R.D. 223/2008), debido a la altitud de la línea proyectada, se deberá considerar a efectos de cálculo la zona A.

### 1.1 Cálculo mecánico de conductores y cables de tierra

#### 1.1.1 Características mecánicas de los cables

##### 1.1.1.1 Conductor

CONDUCTOR	LARL-455 (CONDOR)
Material.	Aluminio-Acero recubierto de Aluminio
Sección total (mm <sup>2</sup> ).	454,5
Composición.	54+7
Diámetro total (mm).	27,72
Peso (kg/km).	1,521
Carga de Rotura (daN).	12.490
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> ).	6.700
Coeficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> ).	19,5 x 10 <sup>-6</sup>
Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/km).	0,0688

##### 1.1.1.2 Cable de tierra

CABLE DE TIERRA-OPTICO	OPGW TIPO 1 17kA
Número de Fibras.	48
Sección total (mm <sup>2</sup> ).	119
Diámetro total (mm).	15,3
Peso (kg/km).	0,68
Carga de Rotura (daN).	10.000
Módulo de elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> ).	12.000
Coeficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> ).	14,1 x10-6

#### 1.1.2 Condiciones de cálculo

Para el cálculo de las flechas y tensiones de los conductores y cables de tierra se resuelve la ecuación de cambio de condiciones:

$$\frac{2 \cdot T_2}{p_2} \cdot \operatorname{senh} \frac{a \cdot p_2}{2 \cdot T_2} = \frac{2 \cdot T_1}{p_1} \cdot \operatorname{senh} \frac{a \cdot p_1}{2 \cdot T_1} \left[ 1 + \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) + \frac{T_2 - T_1}{E \cdot S} \right]$$

Donde:

$E$  = Módulo de elasticidad en daN/mm<sup>2</sup>.

$\alpha$  = Coeficiente de dilatación lineal en °C<sup>-1</sup>.

$S$  = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

$a$  = Vano en m.

$T_1, T_2$  = Tenses en daN. en los estados 1 y 2.

$P_1, P_2$  = Peso del conductor en los estados 1 y 2 en daN/m.

$\theta_1, \theta_2$  = Temperaturas del conductor en los estados 1 y 2 en °C.

Para condiciones de viento o de hielo será necesario tener en cuenta, para la resolución de la ecuación de cambio de condiciones, la velocidad del viento  $V$ , el coeficiente  $K$  para el cálculo del manguito de hielo, y el diámetro del conductor.

Así se calcula el valor de  $T_2$  dados unos valores de  $T_1, P_1, \theta_1, P_2$  y  $\theta_2$ . Conocido el valor de  $T_2$ , se calcula la flecha correspondiente con la ecuación siguiente:

$$f = \frac{T_2}{p_2} \cdot \left( \cosh \frac{a \cdot p_2}{2 \cdot T_2} - 1 \right)$$

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

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

Siendo:

$b_i$ : distancia en línea recta entre los puntos de fijación del conductor en el vano  $i$ .

$a_i$ : proyección horizontal de  $b_i$

En el caso de apoyos a nivel se tiene:

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

Este valor es el indicado en las tablas. Para cada uno de ellos y en cada estado, la tracción horizontal es constante, por lo que la flecha individual de un vano concreto " $a_i$ " en una serie de vano regulador " $a_r$ " es:

$$\text{flecha}_{\text{vano a regular}} = \text{flecha}_{\text{vano regulador}} \cdot \left( \frac{\text{flecha}_{\text{vano a regular}}}{\text{flecha}_{\text{vano regulador}}} \right)^2$$

### 1.1.3 Tracciones máximas

Se verificará que la carga de rotura tanto del conductor como del cable de tierra es como mínimo 2,5 veces superior a su tracción máxima (no tense horizontal) en las condiciones más desfavorables según la Tabla 4 del apartado 3.2.1 de la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (R.D.223/2008):

ZONA A			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-5	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica

ZONA B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-15	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (*)	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3.

ZONA C			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-15	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 120 ó 140 km/h según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-20	No se aplica	Según el apartado 3.1.3
Tracción máxima hielo + viento (*)	-20	Según el apartado 3.1.2 Mínimo 60 km/h	Según el apartado 3.1.3.

(\*) En líneas de categoría especial o a criterio de proyectista

### 1.1.4 Fenómenos vibratorios

A la hora de determinar las tracciones mecánicas de los conductores y cables de tierra deberá tenerse en cuenta la incidencia de posibles fenómenos vibratorios. El reglamento recomienda que la tracción a temperatura de 15 °C no supere el 22% de la carga de rotura, si se realiza el estudio de amortiguamiento y se instalan dichos dispositivos, o que bien no supere el 15% de la carga de rotura si no se instalan.

### 1.1.5 Flechas máximas

De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecarga definidas en el apartado 3.1.3 de la IT-LAT-07, se determinará la flecha máxima de los conductores y cables de tierra en las hipótesis siguientes:

En zonas A, B y C:

a) Hipótesis de viento: Sometidos a la acción de su peso propio y a una sobrecarga de viento, según el apartado 3.1.2 de la IT-LAT-07, para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de + 15 °C.

b) Hipótesis de temperatura: Sometidos a la acción de su peso propio, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Para las líneas de categoría especial, esta temperatura no será en ningún caso inferior a + 85 °C para los conductores de fase ni inferior a + 50 °C para los cables de tierra. Para el resto de líneas, tanto para los conductores de fase como para los cables de tierra, esta temperatura no será en ningún caso inferior a + 50 °C.

c) Hipótesis de hielo: Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el apartado 3.1.3 de la IT-LAT-07, a la temperatura de 0 °C.

### 1.1.6 Tablas de cálculo mecánico

A continuación, se presentan las tablas del cálculo mecánico de conductores para los diferentes tipos de cables y que resultan de aplicar la ecuación de cambio de condiciones, para cada una de las hipótesis de cálculo anteriores. Las flechas de regulación de los vanos pertenecientes a cada una de las series de cálculo se determinarán a partir de la expresión indicada en el apartado anterior.

Para el cálculo de las tablas de flechas y tenses se han impuesto las siguientes condiciones de partida, que deben cumplirse simultáneamente:

<b>CONDICIONES DE CÁLCULO DEL CONDUCTOR</b>		
Tense máximo (daN)	-5+V	3700
E.D.S. (%)	15°C	22

<b>CONDICIONES DE CÁLCULO DEL CABLE DE TIERRA</b>		
Tense máximo (daN)	-5+V	2000
E.D.S. (%)	15°C	20

En las tablas de tendido se muestran los coeficientes de seguridad den cada cable en cada uno de sus vanos, así como el EDS previsto.

1.1.6.1 Tabla de tendido del conductor

# FLECHAS Y TENSIONES

## LARL 455 (CONDOR) {1}

### Zona A

Tense Máximo a -5° + V 3700 daN  
E.D.S. a 15° 22,02% ( 2849,39daN)

Sección	454,5 mm <sup>2</sup>
Peso	1,457 Kg/m
Carga de Rotura	12940 daN
Coef. Dilatación	1,95E-05 1/°C
Módulo Elasticidad	6600 daN/mm <sup>2</sup>
Diámetro aparente	27,72 mm
Viento sobre conductor	1,386 daN/m

Tenses en daN. Flechas en metros. Vanos en metros. Cs es la relación entre la carga de rotura del cable y su tracción máxima.

A. Ini. A. Fin.	Vano	Vano Regul.	T F	CONDICIONES EN ZONA A												Cs
				50°	40°	35°	30°	25°	15°	15°+V	10°	0°	-5°	-5°+½ V	-5°+V	
ENT 1	265,1	265,1	T	2081	2207	2277	2352	2433	20,2%	3261	2715	2940	3066	3252	3700	3,48
			F	6,04	5,7	5,52	5,34	5,17	4,81	5,37	4,63	4,28	4,1	4,3	4,73	
1 2	400,3	400,3	T	2315	2396	2439	2484	2531	20,35%	3440	2688	2806	2870	3114	3700	3,48
			F	12,38	11,96	11,75	11,54	11,32	10,88	11,61	10,66	10,21	9,99	10,23	10,79	
2 3	263	263	T	2076	2203	2274	2349	2431	20,19%	3257	2715	2943	3070	3255	3700	3,49
			F	5,96	5,61	5,44	5,26	5,09	4,73	5,29	4,55	4,2	4,03	4,22	4,65	
3 4	232,8	232,8	T	1996	2137	2216	2302	2395	20,14%	3196	2725	2992	3141	3304	3700	3,49
			F	4,85	4,53	4,37	4,21	4,04	3,72	4,22	3,55	3,24	3,08	3,26	3,65	

1.1.6.2 Tabla de tendido del cable de tierra

# FLECHAS Y TENSIONES

## OPGW 53G68Z {1}

### Zona A

Tense Máximo a -5° + V 2000 daN  
E.D.S. a 15° 20% ( 1993,2daN)

Sección	118,7 mm <sup>2</sup>
Peso	0,683 Kg/m
Carga de Rotura	9966 daN
Coef. Dilatación	1,41E-05 1/°C
Módulo Elasticidad	11804 daN/mm <sup>2</sup>
Diámetro aparente	15,3 mm
Viento sobre conductor	0,918 daN/m

Tenses en daN. Flechas en metros. Vanos en metros. Cs es la relación entre la carga de rotura del cable y su tracción máxima.

A. Ini. A. Fin.	Vano	Vano Regul.	T F	CONDICIONES EN ZONA A												Cs
				50°	40°	35°	30°	25°	15°	15°+V	10°	0°	-5°	-5°+½ V	-5°+V	
ENT 1	265,1	265,1	T	1103	1158	1189	1220	1254	13,32%	1842	1366	1451	1497	1659	2000	4,95
			F	5,34	5,09	4,96	4,83	4,7	4,44	5,43	4,31	4,06	3,94	4,31	5	
1 2	400,3	400,3	T	1138	1168	1184	1201	1218	12,58%	1907	1273	1314	1335	1550	2000	4,95
			F	11,81	11,5	11,35	11,19	11,03	10,71	11,95	10,55	10,22	10,06	10,51	11,4	
2 3	263	263	T	1102	1158	1189	1221	1255	13,33%	1841	1368	1454	1501	1661	2000	4,97
			F	5,26	5	4,88	4,75	4,62	4,36	5,34	4,24	3,98	3,86	4,23	4,92	
3 4	232,8	232,8	T	1089	1155	1190	1228	1268	13,61%	1819	1403	1506	1561	1700	2000	4,97
			F	4,17	3,93	3,81	3,7	3,58	3,35	4,23	3,23	3,01	2,91	3,24	3,85	

## 1.2 Cálculo de apoyos

### 1.2.1 Cargas y sobrecargas a considerar

El cálculo mecánico de los elementos constituyentes de la línea, cualquiera que sea la naturaleza de éstos, se efectuará bajo la acción de las cargas y sobrecargas que a continuación se indican, combinadas en la forma y en las condiciones que se fijan en los apartados siguientes.

En el caso de que puedan preverse acciones de todo tipo más desfavorables que las que a continuación se prescriben, deberá el proyectista adoptar de modo justificativo valores distintos a los establecidos.

- **CARGAS PERMANENTES**

Se considerarán las cargas verticales debidas al peso propio de los distintos elementos: conductores, aisladores, herrajes, cables de tierra –si los hubiere–, apoyos y cimentaciones.

- **FUERZAS DE VIENTO**

Se considerará un viento mínimo de referencia de 120 km/h (33,3 m/s) de velocidad, excepto en las líneas de categoría especial, donde se considerará un viento mínimo de 140 km/h (38,89 m/s) de velocidad. Se supondrá el viento horizontal, actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide.

- Fuerzas del viento sobre los conductores y cables de tierra

En el caso de sobrecargas combinadas de hielo y de viento, se deberá considerar el diámetro incluido el espesor del manguito de hielo.

La fuerza total del viento sobre los conductores en haz estará definida como la suma de las fuerzas sobre cada uno de los conductores, sin tener en cuenta posibles efectos de pantalla entre conductores, ni aún en el caso de haces de conductores de fase.

En las fuerzas del viento sobre apoyos en ángulo, ha de tenerse en cuenta la influencia del cambio en la dirección de la línea, así como las longitudes de los vanos adyacentes.

- Fuerzas del viento sobre las cadenas de aisladores
- Fuerza del viento sobre los apoyos

- **SOBRECARGAS DE HIELO**

A estos efectos, el país se clasifica en tres zonas:

- Zona A: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.

- Zona B: La situada a una altitud entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.
- Zona C: La situada a una altitud superior a 1.000 sobre el nivel del mar.

Las sobrecargas serán las siguientes:

- Zona A: No se tendrá en cuenta sobrecarga alguna motivada por el hielo.
- Zona B: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:  $0,18 \times \sqrt{d}$  daN por metro lineal siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.
- Zona C: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor:  $0,36 \times \sqrt{d}$  daN por metro lineal siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

- **DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES**

- **ESFUERZOS LONGITUDINALES DE ROTURA DE CABLES**

Se considerará la rotura de los conductores (uno o varios) de una sola fase o cable de tierra por apoyo, independientemente del número de circuitos o cables de tierra instalados en él. Este esfuerzo se considerará aplicado en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable para cualquier elemento del apoyo, teniendo en cuenta la torsión producida en el caso de que aquel esfuerzo sea excéntrico.

- **ESFUERZOS RESULTANTES DE ÁNGULO**

En los apoyos situados en un punto en el que el trazado de la línea ofrezca un cambio de dirección se tendrá en cuenta, además, el esfuerzo resultante de ángulo de las tracciones de los conductores y cables de tierra.

### 1.2.2 Hipótesis de cálculo

Las diferentes hipótesis que se tendrán en cuenta en el cálculo de los apoyos serán las que se especifican en las tablas siguientes según el tipo de apoyo y la zona de cálculo.

En el caso de los apoyos especiales, se considerarán las distintas acciones combinadas en unas hipótesis definidas con los mismos criterios utilizados en las hipótesis de los apoyos normales.

En las líneas de tensión nominal hasta 66 kV, en los apoyos de alineación y de ángulo con cadenas de aislamiento de suspensión y amarre con conductores de carga mínima de rotura inferior a 6600 daN, se puede prescindir de la consideración de la cuarta hipótesis, cuando en la línea se verifiquen simultáneamente las siguientes condiciones:

- a) Que los conductores y cables de tierra tengan un coeficiente de seguridad de 3 como mínimo.
- b) Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.
- c) Que se instalen apoyos de anclaje cada 3 kilómetros como máximo.

En las siguientes tablas se resumen las condiciones que definen las distintas hipótesis de cálculo de los apoyos.

1.2.2.1 Apoyos de líneas situados en Zona A

**ZONA A**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Viento)	3. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
<b>Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo</b>	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 o 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: – Conductores y cables de tierra. – Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo. (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No 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).
<b>Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo</b>	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 o 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: – Conductores y cables de tierra. – Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No 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 considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.				

V = Esfuerzo vertical L = Esfuerzo longitudinal T = Esfuerzo transversal

## ZONA A

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Viento)	3. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
<b>Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo</b>	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 o 140 km/h según la categoría de la línea.		
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: – Conductores y cables de tierra. – Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	<b>ALINEACIÓN:</b> No aplica.  <b>ÁNGULO:</b> Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (apartado 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3.)
<b>Fin de línea</b>	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 o 140 km/h según la categoría de la línea.	No aplica	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 o 140 km/h según la categoría de la línea.
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: –Conductores y cables de tierra. –Apoyo.		No aplica.
	L	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 considerarán sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -5 °C.				

V = Esfuerzo vertical L = Esfuerzo longitudinal T = Esfuerzo transversal

1.2.2.2 Apoyos de líneas situados en Zona B y C

**ZONA B Y C**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Viento)	2. <sup>a</sup> HIPÓTESIS		3. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + Viento)		
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una 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 o 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: –Conductores y cables de tierra. –Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica.  ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: –Conductores y cables de tierra. –Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica.  ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	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.<sup>a</sup> Hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -10 °C en zona B y -15 °C en zona C.

**Resto hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15 °C en zona B y -20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2.<sup>a</sup> Hipótesis (Hielo + Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

V = Esfuerzo vertical L = Esfuerzo longitudinal T = Esfuerzo transversal

## ZONA B Y C

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Viento)	2. <sup>a</sup> HIPÓTESIS		3. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4. <sup>a</sup> HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + Viento)		
<b>Amarre de Alineación o Suspensión de Ángulo</b>	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 o 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una 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 o 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: –Conductores y cables de tierra. –Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica.  ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: –Conductores y cables de tierra. –Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica.  ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.1)	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.<sup>a</sup> Hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -10 °C en zona B y -15 °C en zona C.

**Resto hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15 °C en zona B y -20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2.<sup>a</sup> Hipótesis (Hielo + Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

V = Esfuerzo vertical L = Esfuerzo longitudinal T = Esfuerzo transversal

## ZONA B Y C

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)		
<b>Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo</b>	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 o 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: –Conductores y cables de tierra. –Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: –Conductores y cables de tierra. –Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3.)

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

V = Esfuerzo vertical L = Esfuerzo longitudinal T = Esfuerzo transversal

## ZONA B Y C

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

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerará:

**1.<sup>a</sup> Hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 o 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de –10 °C en zona B y –15 °C en zona C.

**Resto hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de –15 °C en zona B y –20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2.<sup>a</sup> Hipótesis (Hielo + Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

V = Esfuerzo vertical L = Esfuerzo longitudinal T = Esfuerzo transversal

### 1.2.3 Cálculo de esfuerzos

En las tablas siguientes se muestra un resumen de las condiciones de cálculo mecánico de la línea, así como las hipótesis de cálculo de los apoyos de la línea proyectada.

#### 1.2.3.1 Condiciones de cálculo

## CONDICIONES DE CÁLCULO

La velocidad del viento para el cálculo es de 120 Km/h.

### Condiciones Limitantes del Tense

	Zona A	Zona B	Zona C	Zona U
Límite 1	-5°+V v.a.			
Límite 2	15° %			
Límite 3				
Límite 4				
Límite 5				

v.a. condición con tense en valor absoluto.

% condición con tense en % de la carga de rotura.

### Condiciones de Tracción Máxima

	Zona A	Zona B	Zona C	Zona U
Cond. 1	-5°+V			
Cond. 2				
Cond. 3				
Cond. 4				
Cond. 5				

### Condiciones de cálculo de los apoyos

Tipo apoyo	Hipótesis		Zona A	Zona B	Zona C	Zona U
Suspensión	1ª Hip.	Conductor	-5°+V			
		H.Tierra	-5°+V			
	2ª Hip.	Conductor	---			
		H.Tierra	---			
	3ª Hip.	Conductor	8 %T a -5°+V			
		H.Tierra	8 %T a -5°+V			
	4ª Hip.	Conductor	50 %T a -5°+V			
		H.Tierra	50 %T a -5°+V			
Amarre	1ª Hip.	Conductor	-5°+V			
		H.Tierra	-5°+V			
	2ª Hip.	Conductor	---			
		H.Tierra	---			
	3ª Hip.	Conductor	15 %T a -5°+V			
		H.Tierra	15 %T a -5°+V			
	4ª Hip.	Conductor	100 %T a -5°+V			
		H.Tierra	100 %T a -5°+V			
Anclaje	1ª Hip.	Conductor	-5°+V			
		H.Tierra	-5°+V			
	2ª Hip.	Conductor	---			
		H.Tierra	---			
	3ª Hip.	Conductor	50 %T a -5°+V			
		H.Tierra	50 %T a -5°+V			
	4ª Hip.	Conductor	100 %T a -5°+V			
		H.Tierra	100 %T a -5°+V			
Fin de línea	1ª Hip.	Conductor	-5°+V			
		H.Tierra	-5°+V			
	2ª Hip.	Conductor	---			
		H.Tierra	---			
	3ª Hip.	Conductor	---			
		H.Tierra	---			
	4ª Hip.	Conductor	100 %T a -5°+V			
		H.Tierra	100 %T a -5°+V			

Esfuerzos de 3ª hipótesis aplicados en el eje del apoyo.

### Condiciones de Flecha Mínima

Zona A	Zona B	Zona C	Zona U
-5°			

### Condiciones de Flecha Máxima

	Zona A	Zona B	Zona C	Zona U
Cond. 1	15°+V			
Cond. 2	50°			
Cond. 3				
Cond. 4				
Cond. 5				

### Condiciones del ángulo de desvío de la cadena

Zona A	Zona B	Zona C	Zona U
-5°+½V			

1.2.3.2 Hipótesis de carga de los apoyos

## Esfuerzo Total

- Hu- Altura útil del apoyo
- L- Esfuerzo longitudinal del cable
- T- Esfuerzo transversal del cable
- H- Esfuerzo horizontal del cable
- V- Esfuerzo vertical del cable
- d- Distancia entre fases
- FT- Esfuerzo horizontal total
- Cs- Coeficiente de seguridad
- $\alpha$ - Ángulo desvío de la cadena
- Dm- distancia mínima a masa

La hipótesis 4ªA refleja las cargas cuando hay rotura de esa fase. La 4ªB las cargas cuando la fase no está rota.

Poste	Función Seguridad Zona	Ángulo Comp. °Cen.	Hip	Cs	FASES 3 fases Símplex				HILO TIERRA 1 hilo tierra				d (m)	$\alpha$ (°)	TOTAL
					L (daN)	T (daN)	H (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	H (daN)	V (daN)			
ENT	ESPEC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	ANC	-	1ª	1,5	0	489	<b>489</b>	<b>670</b>	0	305	<b>305</b>	<b>306</b>	2,76	-	1773
	Reforzada		2ª	1,5	---	---	---	---	---	---	---	---			
			3ª	1,2	1850	0	<b>1850</b>	<b>670</b>	1000	0	<b>1000</b>	<b>306</b>			
19	Zona A	-	4ªA	1,2	3700	0	---	<b>670</b>	2000	0	---	<b>306</b>	0,88		6550
			4ªB	1,2	0	0	<b>0</b>	<b>670</b>	0	0	<b>0</b>	<b>306</b>			
2	ANC	-	1ª	1,875	0	488	<b>488</b>	<b>530</b>	0	304	<b>304</b>	<b>231</b>	2,76	-	1767
	Reforzada		2ª	1,875	---	---	---	---	---	---	---	---			
			3ª	1,2	1850	0	<b>1850</b>	<b>530</b>	1000	0	<b>1000</b>	<b>231</b>			
23	Zona A	-	4ªA	1,2	3700	0	---	<b>530</b>	2000	0	---	<b>231</b>	0,88		6550
			4ªB	1,2	0	0	<b>0</b>	<b>530</b>	0	0	<b>0</b>	<b>231</b>			
3	ANC-ANG	221,36	1ª	1,875	0	1603	<b>1603</b>	<b>422</b>	0	892	<b>892</b>	<b>181</b>	2,04	-	5700
	Reforzada		2ª	1,875	---	---	---	---	---	---	---	---			
			3ª	1,2	1824	927	<b>2751</b>	<b>422</b>	986	501	<b>1487</b>	<b>181</b>			
20	Zona A	-	4ªA	1,2	3648	618	---	<b>422</b>	1972	334	---	<b>181</b>	1,05		9740
			4ªB	1,2	0	1236	<b>1236</b>	<b>422</b>	0	668	<b>668</b>	<b>181</b>			
4	FL	-	1ª	1,5	3700	175	<b>3875</b>	<b>131</b>	2000	107	<b>2107</b>	<b>48</b>	1,88	-	13733
	Normal		2ª	1,5	---	---	---	---	---	---	---	---			
			3ª	1,2	---	---	---	---	---	---	---	---			
12	Zona A	-	4ªA	1,2	0	0	---	<b>0</b>	0	0	---	<b>0</b>	0,75		---
			4ªB	1,2	3700	0	<b>3700</b>	<b>131</b>	2000	0	<b>2000</b>	<b>48</b>			

#### 1.2.4 Coeficiente de seguridad

Los coeficientes de seguridad de los apoyos serán diferentes según el carácter de la hipótesis de cálculo a que han de ser aplicados. En este sentido, las hipótesis se clasifican de acuerdo con la tabla siguiente.

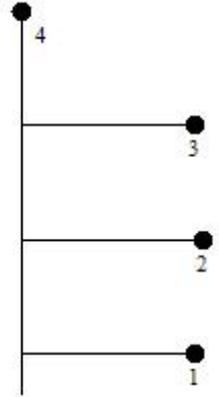
Tipo de apoyo	Hipótesis normales	Hipótesis anormales
Alineación	1 <sup>a</sup> , 2 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup> , 4 <sup>a</sup>
Ángulo	1 <sup>a</sup> , 2 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup> , 4 <sup>a</sup>
Anclaje	1 <sup>a</sup> , 2 <sup>a</sup>	3 <sup>a</sup> , 4 <sup>a</sup>
Fin de línea	1 <sup>a</sup> , 2 <sup>a</sup>	4 <sup>a</sup>

El coeficiente de seguridad de los apoyos no será inferior a 1,5 para las hipótesis normales y 1,2 para las hipótesis anormales.

En las páginas siguientes se muestran los apoyos seleccionados para la línea proyectada.

## Apoyo ENT

**Altura Útil (m) :** 14,93  
**Seguridad :** Normal  
**Función :** Especial  
**Armado :** Ninguna de las anteriores  
**Vano anterior (m) :** ---  
**Vano posterior (m) :** 265,1  
**N :** -0,0383  
**D. Fases nec. (m) :** 2,05  
**D. Masa nec. (m) :** 0  
**Ángulo desvío cadena :** 0  
**Contrapeso (Kg) :** 0

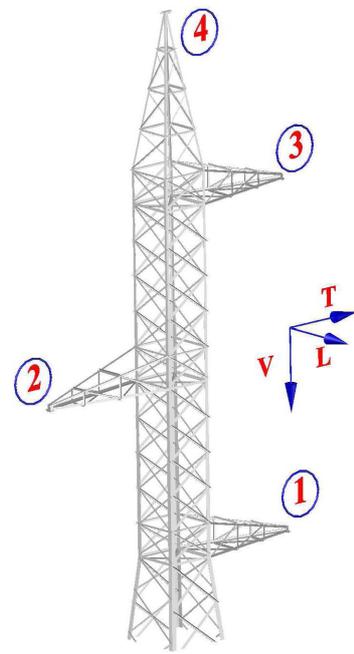


### ESFUERZOS NECESARIOS (daN)

PUNTO	1ª Hip. (Cs=1,5)			2ª Hip. (Cs=1,5)			3ª Hip. (Cs=1,2)			4ª Hip. Rot. 1					
										FASE ROTA			FASE NO ROTA		
	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T
1	12	2876	-2609	0	0	0	12	2753	2472	0	0	0	12	2753	-2472
2	12	2876	-2609	0	0	0	12	2753	2472	12	2753	-2472	0	0	0
3	12	2876	-2609	0	0	0	12	2753	2472	12	2753	-2472	12	2753	-2472
4	-7	1569	-1427	0	0	0	-7	1488	1336	-7	1488	-1336	-7	1488	-1336
---	4ª Hip. Rot. 2			4ª Hip. Rot. 3			4ª Hip. Rot. 4								
1	12	2753	-2472	12	2753	-2472	12	2753	-2472						
2	0	0	0	12	2753	-2472	12	2753	-2472						
3	12	2753	-2472	0	0	0	12	2753	-2472						
4	-7	1488	-1336	-7	1488	-1336	0	0	0						

## Apoyo 1

**Altura Útil (m) :** 19  
**Seguridad :** Reforzada  
**Función :** Anclaje  
**Armado :** Tresbolillo  
**Vano anterior (m) :** 265,1  
**Vano posterior (m) :** 400,31  
**N :** 0,0417  
**D. Fases nec. (m) :** 2,76  
**D. Masa nec. (m) :** 0,88  
**Ángulo desvío cadena :** 0  
**Contrapeso (Kg) :** 0



### ESFUERZOS NECESARIOS (daN)

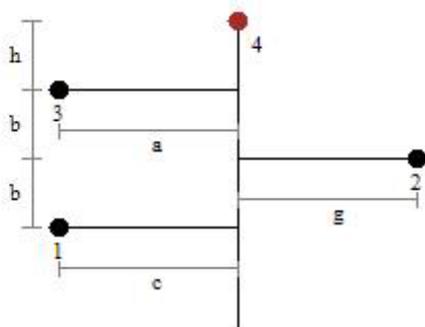
PUNTO	1ª Hip. (Cs=1,5)			2ª Hip. (Cs=1,5)			3ª Hip. (Cs=1,2)			4ª Hip. (Cs=1,2)					
										FASE ROTA			FASE NO ROTA		
	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T
1	670	0	489	0	0	0	670	1850	0	670	3700	0	670	0	0
2	670	0	489	0	0	0	670	1850	0	670	3700	0	670	0	0
3	670	0	489	0	0	0	670	1850	0	670	3700	0	670	0	0
4	306	0	305	0	0	0	306	1000	0	306	2000	0	306	0	0

### APOYO SELECCIONADO

**Denominación :** CEFIRO-90-19-TH20a

D. Fases Real (m) : 4  
D. Masa Real (m) : 1,5

	1ª Hip.	2ª Hip.	3ª Hip.	Rot. Cond.	Rot. H.T.
<b>Utilización</b>	29,41%	0%	52,89%	69,78%	37,41%
<b>Coefficiente seg.</b>	5,1	---	2,27	1,72	3,21



**b (m) :** 2  
**a (m) :** 2,1  
**c (m) :** 2,2  
**g (m) :** 2,1  
**h (m) :** 3

#### Terreno

$\alpha$  (°) : 30  
 $\sigma$  (kg / cm<sup>2</sup>) : 3

#### Fundaciones

(TetraBloque)

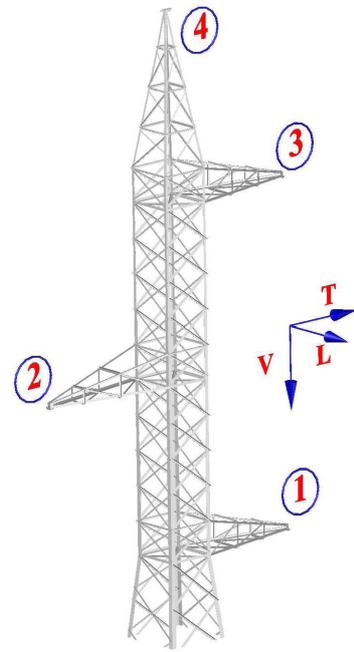
**b :** 0  
**H :** 2,75  
**c :** 3,55

#### Totales

Excavación (m<sup>3</sup>) : 15,84  
 Ocupación (m<sup>2</sup>) : 22,56  
 Peso apoyo (kg) : 3262,35

## Apoyo 2

**Altura Útil (m) :** 23  
**Seguridad :** Reforzada  
**Función :** Anclaje  
**Armado :** Tresbolillo  
**Vano anterior (m) :** 400,31  
**Vano posterior (m) :** 263  
**N :** 0,0044  
**D. Fases nec. (m) :** 2,76  
**D. Masa nec. (m) :** 0,88  
**Ángulo desvío cadena :** 0  
**Contrapeso (Kg) :** 0



### ESFUERZOS NECESARIOS (daN)

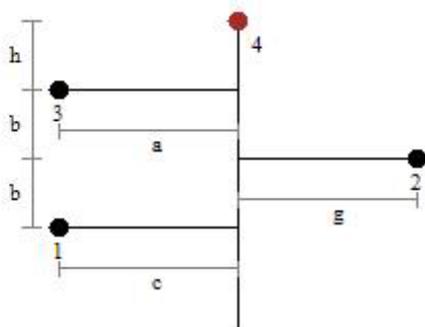
PUNTO	1ª Hip. (Cs=1,875)			2ª Hip. (Cs=1,875)			3ª Hip. (Cs=1,2)			4ª Hip. (Cs=1,2)					
										FASE ROTA			FASE NO ROTA		
	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T
1	530	0	488	0	0	0	530	1850	0	530	3700	0	530	0	0
2	530	0	488	0	0	0	530	1850	0	530	3700	0	530	0	0
3	530	0	488	0	0	0	530	1850	0	530	3700	0	530	0	0
4	231	0	304	0	0	0	231	1000	0	231	2000	0	231	0	0

### APOYO SELECCIONADO

**Denominación :** CEFIRO-90-23-TH20a

D. Fases Real (m) : 4  
D. Masa Real (m) : 1,5

	1ª Hip.	2ª Hip.	3ª Hip.	Rot. Cond.	Rot. H.T.
<b>Utilización</b>	36,36%	0%	52,28%	69,58%	37,41%
<b>Coefficiente seg.</b>	5,16	---	2,3	1,72	3,21



**b (m) :** 2  
**a (m) :** 2,1  
**c (m) :** 2,2  
**g (m) :** 2,1  
**h (m) :** 3

#### Terreno

$\alpha$  (°) : 30  
 $\sigma$  (kg / cm<sup>2</sup>) : 3

#### Fundaciones

(TetraBloque)

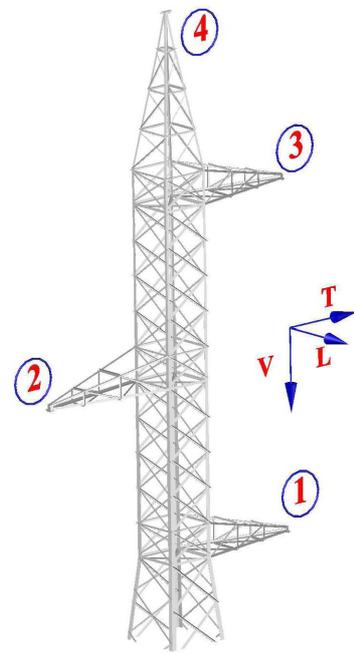
**b :** 0  
**H :** 2,8  
**c :** 4

#### Totales

Excavación (m<sup>3</sup>) : 16,13  
 Ocupación (m<sup>2</sup>) : 27,04  
 Peso apoyo (kg) : 3823,05

## Apoyo 3

**Altura Útil (m) :** 20  
**Seguridad :** Reforzada  
**Función :** Anclaje  
**Armado :** Tresbolillo  
**Vano anterior (m) :** 263  
**Vano posterior (m) :** 232,75  
**N :** 0,0075  
**D. Fases nec. (m) :** 2,04  
**D. Masa nec. (m) :** 1,05  
**Ángulo desvío cadena :** 0  
**Contrapeso (Kg) :** 0



### ESFUERZOS NECESARIOS (daN)

PUNTO	1ª Hip. (Cs=1,875)			2ª Hip. (Cs=1,875)			3ª Hip. (Cs=1,2)			4ª Hip. (Cs=1,2)					
										FASE ROTA			FASE NO ROTA		
	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T
1	422	0	-1603	0	0	0	422	1824	-927	422	3648	-618	422	0	-1236
2	422	0	-1603	0	0	0	422	1824	-927	422	3648	-618	422	0	-1236
3	422	0	-1603	0	0	0	422	1824	-927	422	3648	-618	422	0	-1236
4	181	0	-892	0	0	0	181	986	-501	181	1972	-334	181	0	-668

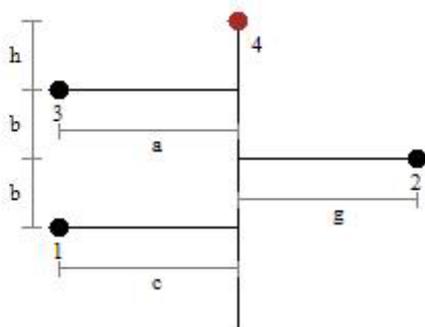
### APOYO SELECCIONADO

**Denominación :** CEFIRO-90-20-TH20a

D. Fases Real (m) : 4

D. Masa Real (m) : 1,5

	1ª Hip.	2ª Hip.	3ª Hip.	Rot. Cond.	Rot. H.T.
<b>Utilización</b>	65,1%	0%	74,85%	79,61%	54,37%
<b>Coefficiente seg.</b>	2,88	---	1,6	1,51	2,21



**b (m) :** 2  
**a (m) :** 2,1  
**c (m) :** 2,2  
**g (m) :** 2,1  
**h (m) :** 3

#### Terreno

$\alpha$  (°) : 30  
 $\sigma$  (kg / cm<sup>2</sup>) : 3

#### Fundaciones

(TetraBloque)

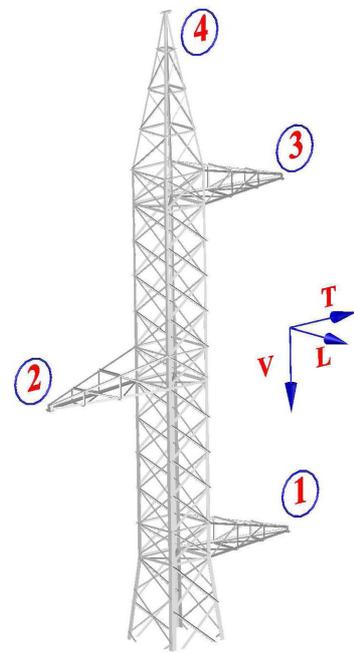
**b :** 0  
**H :** 2,75  
**c :** 3,65

#### Totales

Excavación (m<sup>3</sup>) : 15,84  
 Ocupación (m<sup>2</sup>) : 23,52  
 Peso apoyo (kg) : 3416,7

## Apoyo 4

**Altura Útil (m) :** 12  
**Seguridad :** Normal  
**Función :** Fin de línea  
**Armado :** Tresbolillo  
**Vano anterior (m) :** 232,75  
**Vano posterior (m) :** ---  
**N :** -0,0151  
**D. Fases nec. (m) :** 1,88  
**D. Masa nec. (m) :** 0,75  
**Ángulo desvío cadena :** 0  
**Contrapeso (Kg) :** 0



### ESFUERZOS NECESARIOS (daN)

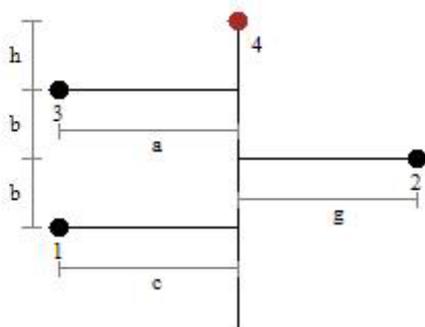
PUNTO	1ª Hip. (Cs=1,5)			2ª Hip. (Cs=1,5)			3ª Hip. (Cs=1,2)			4ª Hip. (Cs=1,2)					
										FASE ROTA			FASE NO ROTA		
	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T	V	L	T
1	131	-3700	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131	-3700	0
2	131	-3700	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131	-3700	0
3	131	-3700	175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131	-3700	0
4	48	-2000	107	0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	-2000	0

### APOYO SELECCIONADO

**Denominación :** CEFIRO-210-12-TH20a

D. Fases Real (m) : 4  
D. Masa Real (m) : 1,5

	1ª Hip.	2ª Hip.	3ª Hip.	Rot. Cond.	Rot. H.T.
<b>Utilización</b>	97,34%	0%	0%	6,96%	6,96%
<b>Coefficiente seg.</b>	1,54	---	---	17,25	17,25



**b (m) :** 2  
**a (m) :** 2,1  
**c (m) :** 2,2  
**g (m) :** 2,1  
**h (m) :** 3

#### Terreno

$\alpha$  (°) : 30  
 $\sigma$  (kg / cm<sup>2</sup>) : 3

#### Fundaciones

(TetraBloque)

**b :** 0  
**H :** 3,4  
**c :** 3,05

#### Totales

Excavación (m<sup>3</sup>) : 32,67  
 Ocupación (m<sup>2</sup>) : 21,16  
 Peso apoyo (kg) : 3264,45

### 1.3 Cálculo de cimentaciones

Las cimentaciones de los apoyos serán de hormigón en masa de calidad HM-20 y deberán cumplir lo especificado en la Instrucción de Hormigón Estructural EHE 08

#### 1.3.1 Cimentaciones monobloque

Se compone de un macizo prismático de sección cuadrada.

Se comprobará el coeficiente de seguridad al vuelco, que es la relación entre el momento estabilizador mínimo (debido a los pesos propios, así como las reacciones y empujes pasivos del terreno), respecto a la arista más cargada de la cimentación y el momento volcador máximo motivado por las acciones externas.

El coeficiente de seguridad no será inferior a los siguientes valores:

- **Hipótesis normales: 1,5**
- **Hipótesis anormales: 1,20**

No se admitirá un ángulo de giro de la cimentación cuya tangente sea superior a 0,01 para alcanzar el equilibrio de las acciones volcadoras máximas con las reacciones del terreno.

#### 1.3.2 Cimentación de patas separadas

Se compondrán de macizos independientes que podrán ser prismáticos o cilíndricos, con o sin cueva.

Se diseñarán para absorber las cargas de compresión y arranque que el apoyo transmite al suelo. El cálculo de dichas cargas estará basado en el método del talud natural o ángulo de arrastre de tierras.

- **Comprobación al arranque**

Se considerarán todas las fuerzas que se oponen al arranque del apoyo:

- Peso del apoyo.
- Peso propio de la cimentación.
- Peso de las tierras que arrastraría el macizo de hormigón al ser arrancado.
- Carga resistente de los pernos, en el caso de realizarse cimentaciones mixtas o en roca.

Se comprobará que el coeficiente de estabilidad de la cimentación, definido como la relación entre las fuerzas que se oponen al arranque del apoyo y la carga nominal de arranque, no sea inferior a 1,5 para las hipótesis normales y 1,2 para las hipótesis anormales.

En el caso de no disponer de las características reales del terreno mediante ensayos realizados en el emplazamiento de la línea, se recomienda utilizar como ángulo de talud natural o de arranque de tierras: 30° para terreno normal y 20° para terreno flojo.

- **Comprobación a compresión**

Se considerarán todas las cargas de compresión que la cimentación transmite al terreno:

- Peso del apoyo.
- Peso propio de la cimentación.
- Peso de las tierras que actúan sobre la solera de la cimentación.
- Carga de compresión ejercida por el apoyo.

Se comprobará que todas las cargas de compresión anteriores, divididas por la superficie de la solera de la cimentación, no sobrepasa la carga admisible del terreno.

En la línea proyectada se ha previsto la instalación de cimentaciones del tipo

- De patas independientes prismática sin cueva.

Sus dimensiones se recogen en el Documento "Planos" y han sido calculadas por el fabricante de los apoyos con los siguientes parámetros:

<b>PARÁMETROS DE CÁLCULO DE LAS CIMENTACIONES</b>	
Tipo de terreno	Normal
Carga admisible (daN/cm <sup>2</sup> )	3
Ángulo de talud natural o de arranque de tierras (Grados sexag.)	30
Densidad del terreno (kg/m <sup>3</sup> )	1.750
Densidad del hormigón (kg/m <sup>3</sup> )	2.200

Antes de la construcción de la línea se verificarán in situ las características del terreno para cada uno de los apoyos. Las dimensiones de las cimentaciones se ajustarán a dichas características para cumplir los coeficientes de seguridad preceptivos.

#### 1.4 Cálculo de herrajes

Los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de tierra o por los aisladores, deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura. Cuando la carga mínima de rotura se comprobare sistemáticamente mediante ensayos, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

Las grapas de amarre del conductor deben soportar una tensión mecánica en el amarre igual o superior al 95% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca su deslizamiento.

En el caso de la línea proyectada se tiene:

<b>CADENAS DE AMARRE</b>	
Tipo de cadena	Doble
Número de aisladores de la cadena	2
Carga de rotura mínima de la cadena (kN)	210
Coeficiente de seguridad	> 5,63

#### 1.5 Cálculo de aisladores

El criterio de fallo será la rotura o pérdida de sus cualidades aislantes, al ser sometidos simultáneamente a tensión eléctrica y sollicitación mecánica del tipo al que realmente vayan a encontrarse sometidos.

El coeficiente de seguridad mecánica no será inferior a 3. Si la carga de rotura electromecánica mínima garantizada se obtuviese mediante control estadístico en la recepción, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5

En el caso de la línea proyectada, con la disposición de aisladores y cadenas previstas, se tiene:

<b>COMPROBACIÓN DE LA RESISTENCIA MECÁNICA DEL AISLADOR</b>	
Tense máximo (kN)	37,29
CME del aislador (kN)	120
Coeficiente de seguridad	6,436

## 1.6 Distancias de seguridad

Se consideran tres tipos de distancias eléctricas:

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

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

$a_{som}$  = Valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores.

### 1.6.1 Distancia entre conductores

La distancia mínima reglamentaria entre conductores según el apartado 5.4.1. de la ITC-LAT 07 es:

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

Siendo:

- $D$  = Separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos en metros.
- $K$  = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento según la tabla:

Ángulo de oscilación	Valores de K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual o inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

- $K'$  = Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea  $K'=0,85$  para líneas de categoría especial y  $K'=0,75$  para el resto de líneas.
- $F$  = Flecha máxima en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07.
- $L$  = Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos  $L=0$ .
- $D_{pp}$  = Distancia mínima aérea especificada, cuyo valor se indica en la tabla 15 del apartado 5.2 de la ITC-LAT 07, en función de la tensión más elevada de la línea.

Tensión nominal de la red $U_n$ (kV)	Tensión más elevada de la red $U_s$ (kV)	Del (m)	$D_{pp}$ (m)
50	72,5	0,70	0,80

Para la línea proyectada se tiene:

SEPARACIÓN ENTRE FASES		
Apoyo	Requerida (m)	Proyectada (m)
ENT	2,05	3,66
1	2,76	4
2	2,76	4
3	2,04	4
4	1,88	4

### 1.6.2 Distancias a masa

En el apartado 5.4.2. de la ITC-LAT 07 se establece que la separación mínima entre conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a Del con un mínimo de 0,2 metros.

Del se obtiene de la tabla 15 del apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 en función de la tensión más elevada de la línea:

Tensión nominal de la red $U_n$ (kV)	Tensión más elevada de la red $U_s$ (kV)	Distancia a masa=Del (m)
50	72,5	0,70

En el caso de las cadenas de suspensión, se considerarán los conductores y la cadena de aisladores desviados bajo la acción de la mitad de la presión de viento correspondiente a un viento de velocidad 120 km/h

A estos efectos se considerará la tensión mecánica del conductor sometido a la acción de la mitad de la presión de viento correspondiente a un viento de velocidad 120 km/h y a la temperatura de  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  para zona A, de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  para zona B y de  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  para zona C.

En el caso de la línea proyectada se tiene:

DISTANCIA A MASA		
APOYO N°	Requerida (m)	Proyectada (m)
ENT	1,05	3,10
1	0,88	1,50
2	0,88	1,50
3	1,05	1,50
4	0,75	1,50

### 1.6.3 Distancia de los conductores al terreno

Según se establecen en apartado 5.2 de la ITC-LAT 07, la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical según las hipótesis de temperatura y de hielo según el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, senda, vereda o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el}$$

Con un mínimo de 6 metros.

En el caso de la línea proyectada se tiene:

Dmin (m)	TENSION NOMINAL 50 kV	No menor s/RLAT
Terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables (m) Apdo 5.5 ITC-LAT 07	$D_{add} + D_{el} = 5,3 + 0,7 = 6 \text{ m}$	6,00 m

No obstante, en lugares de difícil acceso las anteriores distancias podrán ser reducidas en un metro.

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

En la hipótesis del cálculo de flechas máximas bajo la acción del viento sobre los conductores, la distancia mínima anterior se podrá reducir en un metro, considerándose en este caso el conductor con la desviación producida por el viento.

### 1.6.4 Distancias en cruzamientos y paralelismos

Se muestran a continuación, a modo resumen, las distancias mínimas requeridas en lo referido a cruzamientos por la ITC-LAT-07.

#### 1.6.4.1 Cruzamientos

Para la línea proyectada se tiene:

Dmin (m)	TENSION NOMINAL 50 kV	No menor s/RLAT
Terreno, caminos, sendas y a cursos de agua no navegables (m) Apdo 5.5 ITC-LAT 07	$D_{add} + D_{el} = 5,3 + 0,7 = 6 \text{ m}$	6,00 m
Carreteras (m) Apdo 5.7 ITC-LAT 07.	$D_{add} + D_{el} = 6,3 + 0,7 = 7 \text{ m}$	7,00 m
Ferrocarriles sin electrificar (m) Apdo 5.8 ITC-LAT 07.	$D_{add} + D_{el} = 6,3 + 0,7 = 7 \text{ m}$	7,00 m

En el documento “Planos” se muestra para cada cruzamiento que la distancia proyectada es mayor que la mínima requerida por el Reglamento.

#### 1.6.4.2 Paralelismos

En la línea proyectada no se producen paralelismos.

#### 1.6.5 Paso por zonas

##### 1.6.5.1 Bosques, Árboles y Masa de Arbolado

Se establece una zona de protección de la línea definida por la zona de servidumbre de vuelo, incrementada por la siguiente distancia de seguridad a ambos lados de dicha proyección:

$$D_{add} + D_{el} = 1,5 + Del \text{ (m)}$$

Con un mínimo de 2 metros.

En el caso de la línea proyectada se tiene:

Dmin (m)	TENSION NOMINAL 50 kV	No menor s/RLAT
Bosques, árboles, y masas de arbolado (m) Apdo 5.12 ITC-LAT 07.	$D_{add} + Del = 1,5 + 0,7 =$ 2,2 m	2,00 m

##### 1.6.5.2 Edificio, Construcciones y Zonas Urbanas

Conforme a lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, no se construirán edificios e instalaciones industriales en la servidumbre de vuelo, incrementada por la siguiente distancia mínima de seguridad a ambos lados:

$$D_{add} + D_{el} = 3,3 + Del \text{ (m)}$$

Con un mínimo de 5 metros.

Análogamente, no se construirán líneas por encima de edificios e instalaciones industriales en la franja definida anteriormente.

No obstante, en los casos de mutuo acuerdo entre las partes, las distancias mínimas que deberán existir en las condiciones más desfavorables, entre los conductores de la línea eléctrica y los edificios o construcciones que se encuentren bajo ella, serán las siguientes:

- Sobre puntos accesibles a las personas:  $5,5 + Del$ , en metros, con un mínimo de 6 metros.
- Sobre puntos no accesibles a las personas:  $3,3 + Del$ , en metros, con un mínimo de 4 metros.

Se procurará asimismo en las condiciones más desfavorables, el mantener las anteriores distancias, en proyección horizontal, entre los conductores de la línea y los edificios y construcciones inmediatas.

En el caso de la línea proyectada se tiene:

<b>Dmin (m)</b>	<b>TENSION NOMINAL 50 kV</b>	<b>No menor s/RLAT</b>
Edificios, construcciones y zonas urbanas. Franja de no edificabilidad (m) Apdo 5.12 ITC-LAT 07.	$D_{add} + D_{el} = 3,3 + 0,7 =$ 4 m	5,00 m

En el documento "Planos" se muestran las distancias proyectadas en zonas de paso, que son superiores a las mínimas requeridas por el Reglamento.

## 2 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA

Cálculo mecánico de conductores y cables de tierra

El esfuerzo máximo de tendido del cable de potencia, proporcionado por el fabricante del mismo, no se superará durante la fase de tendido.

Para ellos se dispondrán los mecanismos y procesos necesarios (arquetas, cámaras de empalmes, limpieza y alineado de tubos, lubricación del cable, etc..).

El proceso para calcular el esfuerzo de tendido entre dos cámaras consiste en:

- Dividir la sección de tendido en cuantos tramos distintos sean precisos. Se considerará que un tramo es distinto a otro cuando tengan diferente una o más de las siguientes características:
  - valor de la pendiente;
  - signo de la pendiente (rampa o pendiente propiamente dicha);
  - plano de la curva (horizontal o vertical);
  - valor de la curvatura (radio);
  - si la curva es vertical, sentido de tiro (ascendente o descendente).
- Comenzando por el extremo de entrada del cable en el conducto, en el punto opuesto al de tiro, se van calculando, según las fórmulas indicadas a continuación, los incrementos de tensión que produce cada tramo, partiendo del valor de la tensión del tramo anterior, hasta llegar al extremo de la sección de tendido en que se efectúa el tiro.

3. Se comprobará que la tensión a la salida es menor que la tensión admisible para el cable.

Para calcular el esfuerzo de tracción necesario para la instalación de los cables por el tubo se utilizará un coeficiente de rozamiento de 0,35, coeficiente que estará próximo al real si los tubos están bien alineados y limpios, y el cable bien lubricado.

Las fórmulas que se emplearán para los cálculos descritos serán las siguientes:

1. El incremento de tensión (kp) producido en el cable por un tramo recto horizontal viene dada por:

$$T_r = p \cdot l \cdot \mu$$

siendo  $l$  su longitud, en m,  $p$  el peso en kp/m, y  $\mu$  el coeficiente de rozamiento.

2. La tensión (kp) a la salida de una curva o codo horizontal es:

$$T_s = (T_e + p \cdot r) \cdot e^{\mu \cdot \varphi} - p \cdot r$$

donde

$T_e$ = tensión a la entrada, en kp;

$r$ = radio de curvatura, en m;

$\varphi$ = ángulo central de la curva o codo, en radianes

$p$ = peso por unidad de longitud del cable (kg)

$\mu$ = coeficiente de rozamiento

3. Un tramo recto en rampa o en pendiente, produce un incremento de tensión de:

$$T_r = p \cdot l \cdot (\mu \pm \operatorname{tg} \alpha)$$

siendo: + para rampas y – para pendientes

$l$ = longitud de la proyección horizontal del tramo, en m;

$\alpha$ = ángulo de la rampa o la pendiente con la horizontal.

4. La tensión  $T_s$  (kp) a la salida de una curva o codo vertical es:

$$T_s = T_e \cdot e^{\mu \cdot \varphi} + \varphi \cdot p \cdot r \cdot (\mu \cdot \cos(\varphi/2) \pm \operatorname{sen}(\varphi/2))$$

siendo: + para sentido ascendente y – para descendente

5. Las curvas o codos situados en planos inclinados se asimilarán a planos horizontales o verticales según su mayor similitud a uno u otro caso.

## 2.1 Distancias de seguridad

Los cables subterráneos cumplen los requisitos señalados en el apartado 5 de la ITC-LAT 06 y las condiciones que pudieran imponer otros organismos competentes de la Administración, solicitando condicionado si procede al Organismo o Entidad afectada.

En la siguiente tabla se indican las condiciones que deben cumplir los cruzamientos y paralelismos de los cables subterráneos con otros servicios, en los distintos casos particulares:

Instalación afectada	Tipo de afección	Condiciones
Calles y carreteras	Cruce	Canalización entubada hormigonada. $\geq 0,6$ m desde la parte superior del tubo a la rasante del terreno. Se procurará que el cruce sea perpendicular al eje del vial.
	Paralelismo	-
Ferrocarriles	Cruce	Canalización entubada hormigonada ( $\geq 1,5$ m por cada extremo). $\geq 1,1$ m desde la parte superior del tubo a la rasante del terreno. Se procurará que el cruce sea perpendicular al eje de las vías.
	Paralelismo	-
Otros cables de energía eléctrica	Cruce	Se procurará que los cables de alta tensión discurren por debajo de los de baja tensión. $\geq 25$ cm entre cables Distancia del punto de cruce al empalme $\geq 1$ m
	Paralelismo	$\geq 25$ cm entre cables
Cables de telecomunicación	Cruce	$\geq 20$ cm entre cables Distancia del punto de cruce al empalme $\geq 1$ m
	Paralelismo	$\geq 20$ cm entre cables

Instalación afectada	Tipo de afección	Condiciones
Agua	Cruce	<p>≥ 20 cm entre cables y canalización de agua</p> <p>Empalmes y juntas a ≥ 1 m del punto de cruce</p>
	Paralelismo	<p>≥ 20 cm entre cables y canalización de agua</p> <p>Empalmes y juntas a ≥ 1 m del punto de cruce.</p> <p>Distancia mínima ≥ 20 cm en proyección horizontal.</p> <p>Entre aristas importantes de agua y cables eléctricos ≥ 1 m.</p> <p>La canalización de agua por debajo del nivel de los cables eléctricos.</p>
Gas	Cruce	<p>Será función de la presión de la instalación y de la existencia o no de protección suplementaria. En el caso más desfavorable ≥ 40 cm.</p> <p>Empalmes y juntas a ≥ 1 m</p>
	Paralelismo	<p>Será función de la presión de la instalación y de la existencia o no de protección suplementaria. En el caso más desfavorable ≥ 40 cm.</p> <p>Empalmes y juntas a ≥ 1 m</p>
Saneamiento de pluviales y fecales	Cruce	Se procurará pasar los cables por encima de las alcantarillas.
	Paralelismo	-
Depósitos de combustible	Cruce	<p>Instalar protección mecánica.</p> <p>≥ 120 cm entre cables y depósito</p>
	Paralelismo	-

1. En paralelismo se procurará evitar que los cables eléctricos queden en el mismo plano vertical que el servicio afectado.
2. Deberán tenerse en cuenta los condicionantes de las administraciones locales o autonómicas, así como las condiciones establecidas por cada organismo afectado.

## AX03 – ESTUDIO DE CAMPOS MAGNÉTICOS

---



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>DÁTOS TÉCNICOS BÁSICOS .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>VALOR MÁXIMO DEL CAMPO MAGNÉTICO .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>CAMPO ELECTROMAGNÉTICO CAUSADO POR LA CORRIENTE EN CONDUCTORES .....</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>9</b>

## 1 DÁTOS TÉCNICOS BÁSICOS

La planta de generación de energía solar fotovoltaica Colón tiene una potencia instalada de 50 MWp, según la siguiente tabla:

PARQUE	PROMOTOR	POTENCIA NOM/ (MW)
IFV COLÓN	DESARROLLOS SOLARES COLÓN 50, S.L..	50
<b>TOTAL GENERACIÓN PREVISTA NUDO COLON-50 kV</b>		<b>50</b>

El circuito tendrá las siguientes características:

- Tensión nominal..... 50 kV
- Frecuencia..... 50 Hz

La intensidad nominal se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} \times V}$$

- S = Potencia Aparente en MVA
- $I_L$  = Intensidad Nominal en A
- V = Tensión Nominal en V = 50 kV

Con estas consideraciones, las corrientes que circulan por el circuito es:

- $I_L = 641,55$  A

## 2 VALOR MÁXIMO DEL CAMPO MAGNÉTICO

En lo que respecta a los niveles de campo magnético permitidos, según el RD 1066/2001, Anexo II, apartado 3.1 (Cuadro 2), se establece el límite de campo magnético admitido que se calculará como  $5/f$ , siendo  $f$  la frecuencia en KHz. De esta manera, el límite de campo magnético para una frecuencia de 50 Hz es de 100  $\mu$ T.

CUADRO 2

*Niveles de referencia para campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos (0 Hz-300 GHz, valores rms imperturbados)*

Gama de frecuencia	Intensidad de campo E (V/m)	Intensidad de campo H (A/m)	Campo B ( $\mu$ T)	Densidad de potencia equivalente de onda plana (W/m <sup>2</sup> )
0-1 Hz	-	$3,2 \times 10^4$	$4 \times 10^4$	
1-8 Hz	10.000	$3,2 \times 10^4/f^2$	$4 \times 10^4/f^2$	
8-25 Hz	10.000	$4.000/f$	$5.000/f$	
0,025-0,8 kHz	$250/f$	$4/f$	$5/f$	-
0,8-3 kHz	$250/f$	5	6,25	-
3-150 kHz	87	5	6,25	-
0,15-1 MHz	87	$0,73/f$	$0,92/f$	-
1-10 MHz	$87/f^{1/2}$	$0,73/f$	$0,92/f$	-
10-400 MHz	28	0,073	0,092	2
400-2.000 MHz	$1,375 f^{1/2}$	$0,0037 f^{1/2}$	$0,0046 f^{1/2}$	$f/200$
2-300 GHz	61	0,16	0,20	10

### 3 CAMPO ELECTROMAGNÉTICO CAUSADO POR LA CORRIENTE EN CONDUCTORES

Para el cálculo del valor del campo electromagnético, usaremos el programa CRMag.

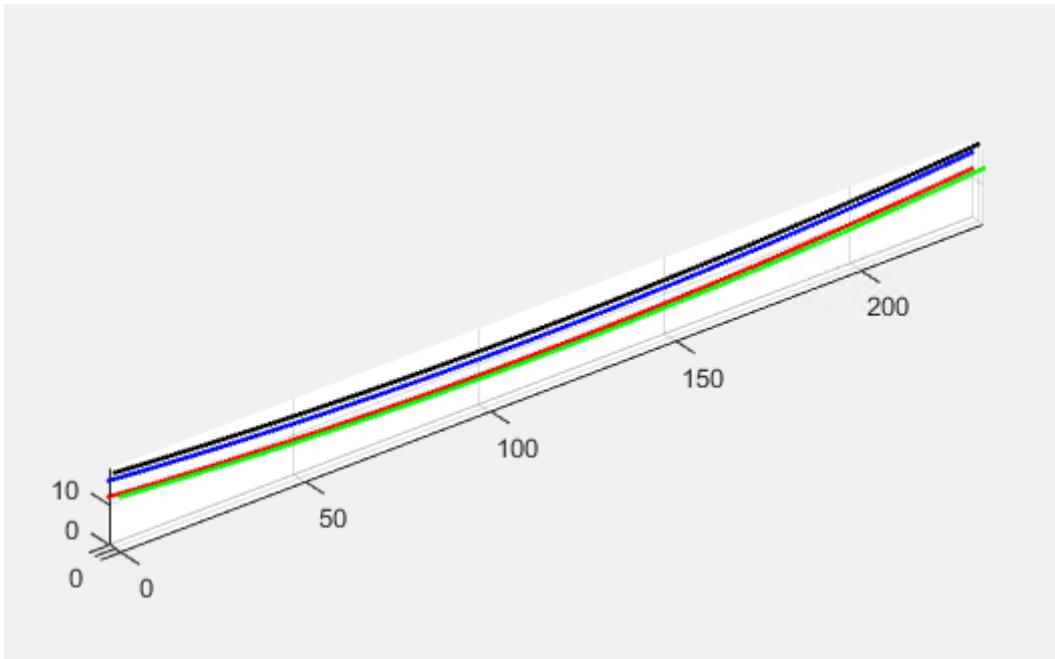
En lugar de calcular los campos a lo largo de toda la línea, usaremos el peor caso, el vano en el que los cables están más cerca del suelo.

Este vano se modela con un conductor por fase LARL-455, un vano de 233 m y una flecha de 4,85 metros. Se consideran dos apoyos iguales en ambos extremos del vano, en los que los conductores están en las siguientes coordenadas:

Conductor	Y(m)	Z(m)
A	2,1	12
B	-2,1	14
C	2,1	16
G	0	19

Siendo Y la coordenada perpendicular al eje del vano y Z la altura sobre el terreno.

En la siguiente imagen podemos ver el vano modelado. Las líneas a color son los conductores de fase y la negra la del cable de tierra.

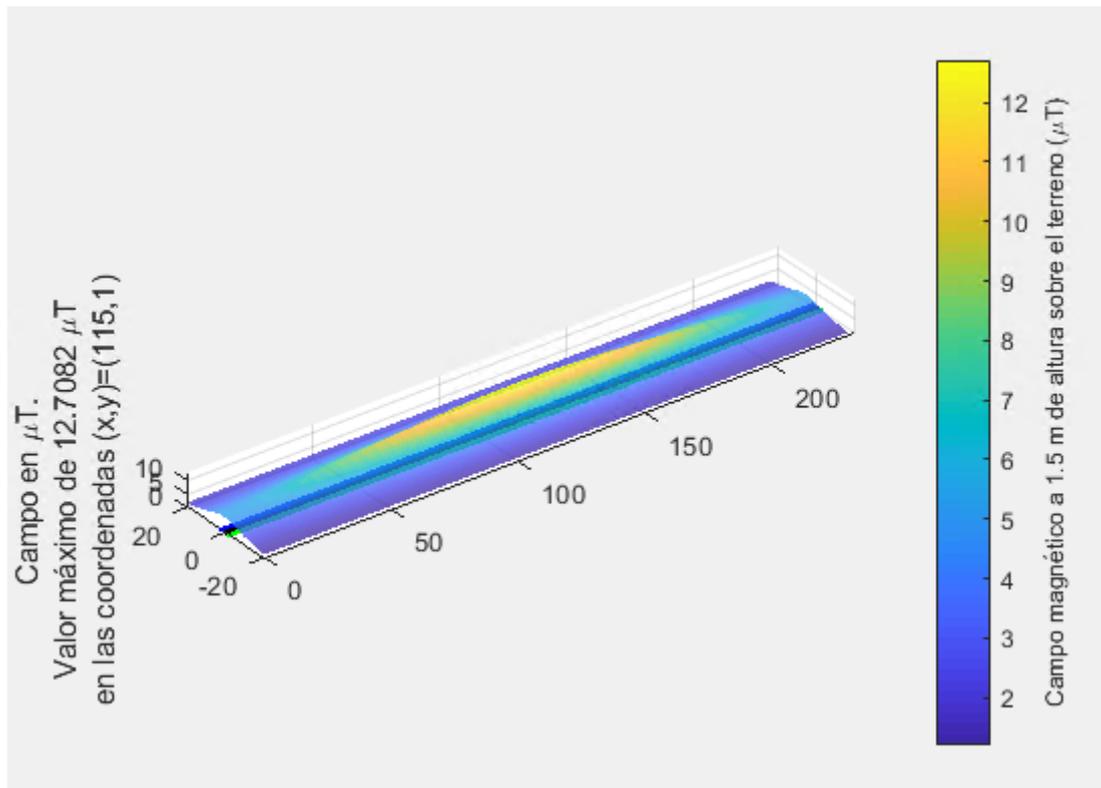


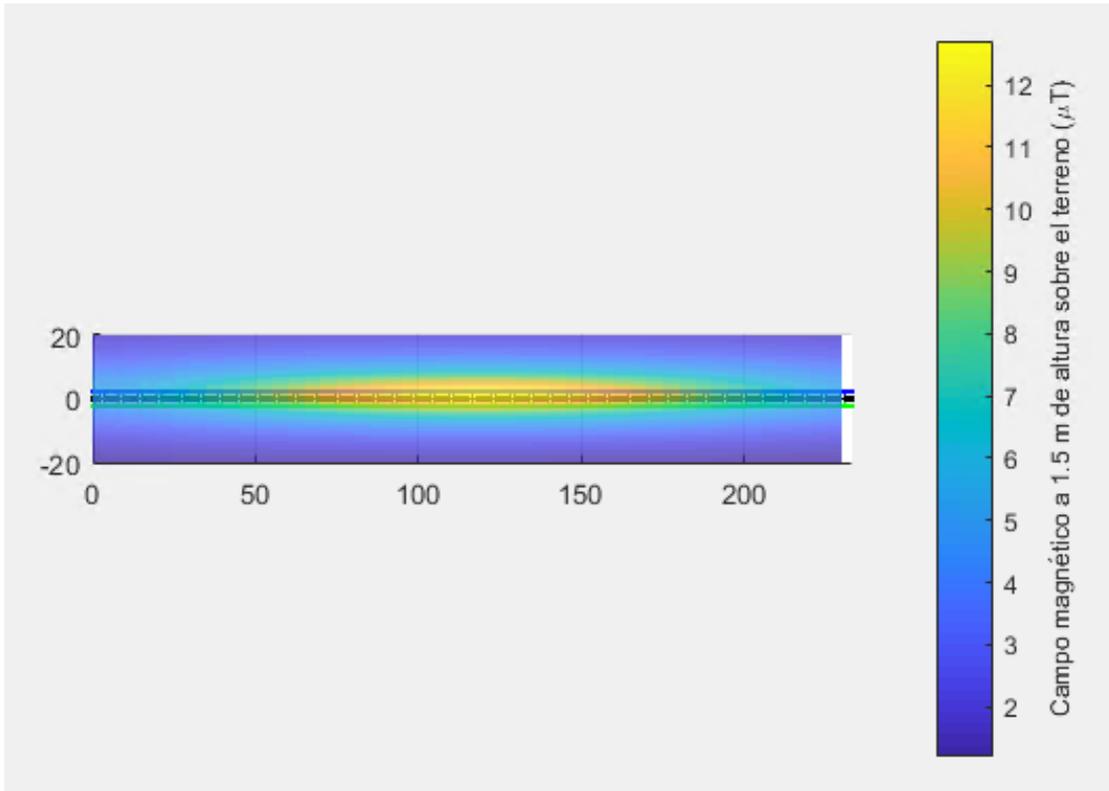
Vano modelado

Una vez modelada la línea, el programa calculará el valor del campo magnético en el plano Z que le indiquemos. Lo calcularemos a  $Z=1,5$  m, que es una altura media, que afecta a la mayoría de las personas, tanto en posición de pie como sentada en un escritorio.

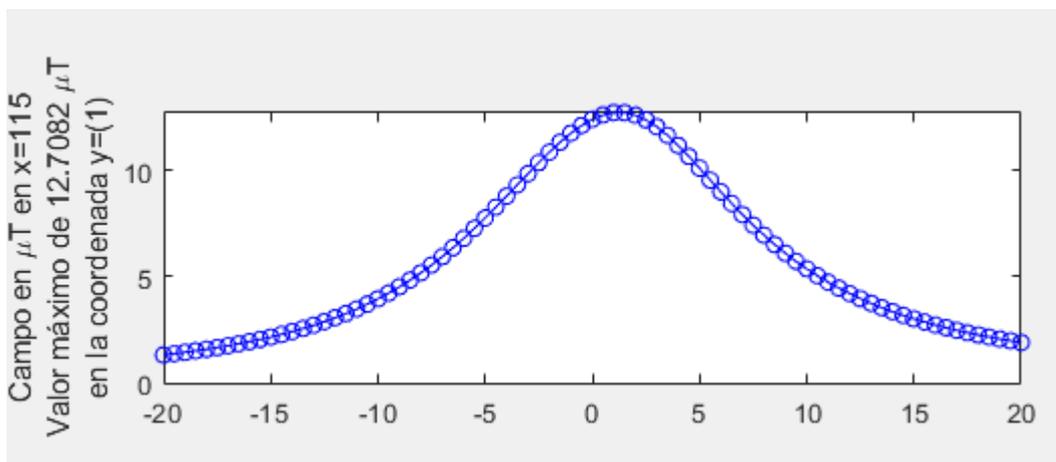
El programa calcula un valor máximo del campo magnético de  $12,7082 \mu\text{T}$ , que corresponde la mitad del vano.

El valor máximo está muy lejos de los  $100 \mu\text{T}$  máximos permitidos, y, además, el valor del campo cae rápidamente con la distancia, como se puede observar en las siguientes gráficas:



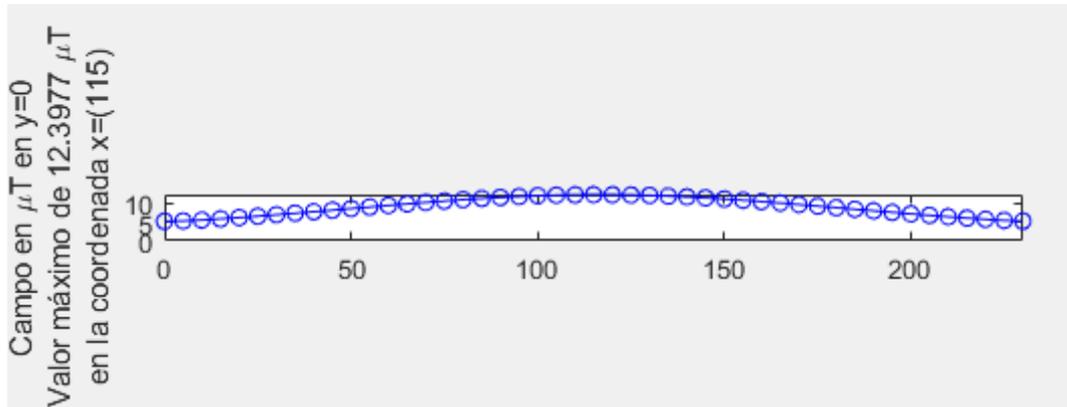


Campo Magnético en plano  $z=1,5$  m



Campo Magnético en plano  $x = 115$  m (máximo)

Veamos ahora el valor del campo en el eje de la línea



Campo Magnético en plano  $y=0$  m

#### **4 CONCLUSIONES**

Comprobamos que, en todos los casos, los valores son muy inferiores a 100  $\mu$ T, alcanzando los máximos justo debajo de los conductores. Además, el trazado de la línea no discurre en la cercanía de viviendas, sino principalmente por terrenos agrícolas.

Por todo ello, concluimos que la línea aérea proyectada no produce riesgo para personas ni es necesario tomar medidas adicionales para limitar el campo magnético.

En Sevilla, septiembre de 2023

Fdo.: José Miguel Braza Claver

Colegiado nº 7.436 del COIIAOC

## AX04 – RELACIÓN DE CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>AFECCIONES .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1</b>	<b>Afecciones de la línea aérea.....</b>	<b>3</b>
1.1.1	Cruzamientos.....	3
1.1.2	Paralelismos.....	3
<b>1.2</b>	<b>Afecciones de la línea subterránea.....</b>	<b>4</b>
1.2.1	Cruzamientos.....	4
1.2.2	Paralelismos.....	11

## 1 AFECCIONES

### 1.1 Afecciones de la línea aérea

#### 1.1.1 Cruzamientos

A lo largo del trazado previsto en este proyecto se producirán los siguientes cruzamientos:

Ítem Nº	Vano entre apoyos	Coordenadas UTM HUSO 29S SISTEMA ETRS89			D req. (m)	D proy. (m)	Organismo
		Cruzamiento	X (m)	Y (m)			
C-01	ENT - Nº2-1	CARRETERA HU-3101	684.808,68	4.131.633,89	7,00	11,69	Diputación Provincial de Huelva
C-02	2-3	LÍNEA FERROVIARIA ZAFRA-HUELVA	684.889,14	4.130.887,14	7,00	10,62	Administrador de Infraestructuras Ferroviarias, ADIF.
C-03	2-3	DESAGÜE EN CONSTRUCCIÓN	684.891,25	4.130.867,98	-	-	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.

#### 1.1.2 Paralelismos

A lo largo del trazado previsto en este proyecto no se producirán paralelismos.

## 1.2 Afecciones de la línea subterránea

### 1.2.1 Cruzamientos

A lo largo del trazado previsto en este proyecto se producirán los siguientes cruzamientos:

Ítem Nº	Tramo	Coordenadas UTM HUSO 29S SISTEMA ETRS89			Organismo
		Cruzamiento	X (m)	Y (m)	
C-04	PAS-CE01	LAT 66 kV ALQUER11_ONUBA1	684.832,48	4.130.480,47	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-05	PAS-CE01	LAT 66 kV ALQUER12_ONUBA2	684.831,39	4.130.475,81	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-06	PAS-CE01	LAT 66 kV ONUBA_S_JUAN_P	684.814,15	4.130.401,79	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-07	PAS-CE01	REGUERO AFLUENTE DE RIVERA DE NICOBA	684.740,14	4.130.152,55	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-08	PAS-CE01	LAT 220 COL-ONB	684.738,83	4.130.148,79	Red Eléctrica de España, S.A.U.
C-09	CE01-CE02	LMT INNOMINADA	684.705,42	4.129.958,84	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-10	CE01-CE02	LAT 220 CQU-ONB	684.705,42	4.129.904,61	Red Eléctrica de España, S.A.U.
C-11	CE01-CE02	LAT 220 ECE-ONB	684.705,42	4.129.894,82	Red Eléctrica de España, S.A.U.
C-12	CE03-CE04	COLADA DEL CARRIL DE SAN ANTONI	684.800,99	4.128.615,32	Consejería de Sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul
C-13	CE04-CE05	LAT 66 kV ONUBA_TITAN	684.474,65	4.128.270,43	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-14	CE04-CE05	ARROYO DEL MONTE	684.466,55	4.128.265,65	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-15	CE04-CE05	LAT 66 kV ONUBA_ROMERALE_2	684.317,94	4.128.172,60	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-16	CE04-CE05	LAT 66 kV ONUBA_ROMERALE_1	684.294,57	4.128.151,21	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-17	CE04-CE05	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.225,42	4.128.087,94	Alter Enersun, S.A.
C-18	CE05-CE06	LÍNEA TELEFÓNICA	684.146,15	4.128.015,41	Telefónica, S.A.
C-19	CE05-CE06	LÍNEA ELÉCTRICA INNOMINADA	684.089,95	4.127.950,46	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-20	CE05-CE06	ACCESO CARRETERA H-30	684.086,76	4.127.943,36	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
C-21	CE05-CE06	CONDUCCION DE AGUAS	684.079,44	4.127.927,03	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.

Ítem N°	Tramo	Coordenadas UTM HUSO 29S SISTEMA ETRS89			Organismo
		Cruzamiento	X (m)	Y (m)	
C-22	CE05-CE06	CARRETERA H-30	684.075,11	4.127.917,36	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
C-23	CE05-CE06	REGAJO	684.070,63	4.127.907,37	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-24	CE05-CE06	CARRETERA H-30	684.065,86	4.127.896,73	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
C-25	CE05-CE06	GASODUCTO NEDGIA	684.064,70	4.127.894,15	Nedgia, S.A.
C-26	CE05-CE06	COLADA DEL CHAMBURRO	684.100,91	4.127.640,75	Consejería de Sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul
C-27	CE05-CE06	REGAJO	684.100,63	4.127.617,95	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-28	CE05-CE06	VEREDA DE LA JARA	684.090,47	4.127.597,17	Consejería de Sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul
C-29	CE05-CE06	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.082,12	4.127.585,36	Alter Enersun, S.A.
C-30	CE05-CE06	REGAJO	684.079,67	4.127.581,53	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-31	CE05-CE06	CARRETERA H-31	684.058,86	4.127.523,32	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
C-32	CE05-CE06	CARRETERA H-31	684.077,65	4.127.504,13	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
C-33	CE06-CE07	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.101,47	4.127.479,57	Alter Enersun, S.A.
C-34	CE06-CE07	CANALIZACIÓN TELEFÓNICA	684.103,80	4.127.477,17	Telefónica, S.A.
C-35	CE06-CE07	VEREDA DE LA JARA	684.104,39	4.127.476,56	Consejería de Sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul
C-36	CE06-CE07	TELEFÓNICA CANALIZACIÓN	684.105,81	4.127.475,00	Telefónica, S.A.

Ítem N°	Tramo	Coordenadas UTM HUSO 29S SISTEMA ETRS89			Organismo
		Cruzamiento	X (m)	Y (m)	
C-37	CE06-CE07	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO BT SUBTERRANEO	684.113,83	4.127.378,20	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-38	CE06-CE07	GASODUCTO NEDGIA	684.095,69	4.127.358,57	Nedgia, S.A.
C-39	CE06-CE07	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.094,13	4.127.356,87	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-40	CE06-CE07	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO BT SUBTERRANEO	684.083,35	4.127.345,21	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-41	CE06-CE07	JAZZTEL CANALIZACIÓN	684.073,45	4.127.334,48	Jazztel PLC.
C-42	CE06-CE07	JAZZTEL CANALIZACIÓN	684.071,55	4.127.332,43	Jazztel PLC.
C-43	CE06-CE07	JAZZTEL CANALIZACIÓN	684.068,28	4.127.328,89	Jazztel PLC.
C-44	CE06-CE07	TELEFÓNICA CANALIZACIÓN	684.066,49	4.127.326,96	Telefónica, S.A.
C-45	CE06-CE07	ORANGE CANALIZACIÓN	684.066,07	4.127.326,50	Orange España, S.A.
C-46	CE06-CE07	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.063,24	4.127.322,82	Alter Enersun, S.A.
C-47	CE06-CE07	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.062,26	4.127.319,25	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-48	CE06-CE07	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO BT SUBTERRANEO	684.180,23	4.127.164,81	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-49	CE06-CE07	TELEFÓNICA CANALIZACIÓN	684.207,37	4.127.130,06	Telefónica, S.A.
C-50	CE06-CE07	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.246,47	4.127.086,59	Alter Enersun, S.A.
C-51	CE06-CE07	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.248,04	4.127.085,82	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-52	CE07-CE08	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.345,30	4.126.976,13	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-53	CE07-CE08	CANALIZACIÓN	684.364,98	4.126.953,31	Titular desconocido
C-54	CE07-CE08	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.372,52	4.126.944,55	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-55	CE07-CE08	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.390,19	4.126.924,06	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-56	CE07-CE08	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.442,36	4.126.862,11	Alter Enersun, S.A.
C-57	CE07-CE08	CANALIZACIÓN EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES	684.572,87	4.126.678,46	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-58	CE07-CE08	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.573,45	4.126.677,56	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-59	CE07-CE08	JAZZTEL CANALIZACIÓN	684.574,08	4.126.676,97	Jazztel PLC.
C-60	CE07-CE08	GASODUCTO NEDGIA	684.574,15	4.126.676,91	Nedgia, S.A.

Ítem N°	Tramo	Coordenadas UTM HUSO 29S SISTEMA ETRS89			Organismo
		Cruzamiento	X (m)	Y (m)	
C-61	CE07-CE08	TELEFÓNICA CANALIZACIÓN	684.575,08	4.126.676,16	Telefónica, S.A.
C-62	CE07-CE08	CANALIZACIÓN	684.575,17	4.126.676,09	Titular desconocido
C-63	CE07-CE08	CANALIZACION EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES	684.576,30	4.126.675,17	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-64	CE07-CE08	LSAT 220 kV SC LA LUZ- COLÓN - ALTER	684.590,72	4.126.663,46	Alter Enersun, S.A.
C-65	CE07-CE08	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.591,17	4.126.663,07	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-66	CE07-CE08	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.592,38	4.126.662,12	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-67	CE07-CE08	LAT 66 kV ONUBA_ROMERALE_1	684.599,37	4.126.653,20	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-68	CE07-CE08	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.599,95	4.126.651,79	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-69	CE08-CE09	LAT 66 kV ONUBA_ROMERALE_2	684.603,30	4.126.640,42	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-70	CE08-CE09	LAT 66 kV ONUBA_TITAN	684.606,15	4.126.630,55	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-71	CE08-CE09	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.605,65	4.126.604,60	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-72	CE08-CE09	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.602,03	4.126.588,18	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-73	CE08-CE09	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.598,80	4.126.573,50	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-74	CE08-CE09	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.597,65	4.126.569,43	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-75	CE08-CE09	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.594,36	4.126.562,36	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-76	CE08-CE09	LAT 66 kV ONUBA_TITAN	684.587,55	4.126.551,40	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-77	CE08-CE09	LSAT 220 kV SC LA LUZ- COLÓN - ALTER	684.578,60	4.126.543,76	Alter Enersun, S.A.
C-78	CE08-CE09	LAT 66 kV ONUBA_ROMERALE	684.570,89	4.126.531,32	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-79	CE08-CE09	LAT 66 kV ONUBA_ROMERALE	684.569,01	4.126.524,77	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-80	CE08-CE09	LAT 66 kV ONUBA_ROMERALE	684.562,16	4.126.497,20	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-81	CE08-CE09	LAT 66 kV ONUBA_ROMERALE	684.547,50	4.126.438,23	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-82	CE08-CE09	TELEFÓNICA CANALIZACIÓN	684.538,56	4.126.407,79	Telefónica, S.A.
C-83	CE08-CE09	TELEFÓNICA CANALIZACIÓN	684.537,20	4.126.402,37	Telefónica, S.A.

Ítem N°	Tramo	Coordenadas UTM HUSO 29S SISTEMA ETRS89			Organismo
		Cruzamiento	X (m)	Y (m)	
C-84	CE08-CE09	CANALIZACION EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES	684.484,31	4.126.234,25	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-85	CE09-CE10	EDISTRIBUCION REDES DIGITALES TRAMO MT	684.443,79	4.126.157,11	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-86	CE09-CE10	DESAGÜE	684.387,59	4.126.083,65	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
C-87	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.384,00	4.126.073,37	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-88	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.296,82	4.125.977,36	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-89	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.297,26	4.125.976,43	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-90	CE09-CE10	CONDUCCION DE AGUAS	684.297,99	4.125.972,21	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
C-91	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.297,47	4.125.969,44	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-92	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.297,03	4.125.968,36	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-93	CE09-CE10	TELEFÓNICA CANALIZACIÓN	684.293,73	4.125.963,53	Telefónica, S.A.
C-94	CE09-CE10	CONDUCCION DE AGUAS	684.285,89	4.125.951,36	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
C-95	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.283,79	4.125.947,90	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-96	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.282,44	4.125.945,67	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-97	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.279,03	4.125.940,05	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-98	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.278,64	4.125.939,41	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-99	CE09-CE10	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.269,18	4.125.919,46	Alter Enersun, S.A.
C-100	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.270,71	4.125.904,02	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-101	CE09-CE10	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	684.283,41	4.125.882,08	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-102	CE09-CE10	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.358,45	4.125.754,99	Alter Enersun, S.A.
C-103	CE10-CE11	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.133,89	4.125.450,42	Alter Enersun, S.A.

Ítem N°	Tramo	Coordenadas UTM HUSO 29S SISTEMA ETRS89			Organismo
		Cruzamiento	X (m)	Y (m)	
C-104	CE11-CE12	LMT 15 kV POLVORIN - SE ROMERALE	683.799,21	4.125.124,52	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-105	CE12-CE13	CARRETERA H-30	683.301,42	4.124.845,40	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
C-106	CE12-CE13	JAZZTEL CANALIZACIÓN	683.299,26	4.124.839,82	Jazztel PLC.
C-107	CE12-CE13	CARRETERA H-30	683.299,80	4.124.827,70	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
C-108	CE12-CE13	LÍNEA ELÉCTRICA INNOMINADA	683.302,40	4.124.811,11	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-109	CE12-CE13	LÍNEA FERROVIARIA	683.303,33	4.124.805,28	Administrador de Infraestructuras Ferroviarias, ADIF.
C-110	CE12-CE13	GASODUCTO ENAGAS	683.305,54	4.124.791,40	Enagás, S.A.
C-111	CE12-CE13	LÍNEAS DE COMUNICACIONES	683.306,71	4.124.781,46	Telefónica, S.A.
C-112	CE12-CE13	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	683.300,57	4.124.773,43	Alter Enersun, S.A.
C-113	CE12-CE13	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	683.201,92	4.124.723,71	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-114	CE12-CE13	LÍNEA DE COMUNICACIONES	683.196,97	4.124.721,22	Telefónica, S.A.
C-115	CE13-CE14	LMT 15 kV MATADERO_S-SE TITAN	683.157,55	4.124.607,57	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-116	CE13-CE14	LAT 66 kV ONUBA_TITAN	683.203,06	4.124.324,10	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-117	CE13-CE14	RAMBLA	683.216,85	4.124.312,08	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-118	CE13-CE14	LÍNEAS DE COMUNICACIONES	683.277,41	4.124.282,46	Telefónica, S.A.
C-119	CE14-CE15	RAMBLA	683.341,59	4.124.137,80	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-120	CE17-CE18	GASODUCTO AIR LIQUIDE	682.802,58	4.122.493,03	Air Liquide España, S.A.
C-121	CE17-CE18	EDISTRIBUCIÓN REDES DIGITALES TRAMO MT SUBTERRANEO	682.805,07	4.122.461,39	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-122	CE18-CE19	LÍNEA ELÉCTRICA DE AT	682.829,94	4.122.212,00	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-123	CE18-CE19	RAMBLA	682.852,48	4.121.986,71	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.

Ítem N°	Tramo	Coordenadas UTM HUSO 29S SISTEMA ETRS89			Organismo
		Cruzamiento	X (m)	Y (m)	
C-124	CE18-CE19	RAMBLA	682.866,49	4.121.818,83	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-125	CE19-CE20	RAMBLA	682.879,88	4.121.713,38	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-126	CE19-CE20	RAMBLA	682.881,74	4.121.700,59	Demarcación Hidrográfica Tinto, Odiel Piedras.
C-127	CE19-CE20	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	682.924,19	4.121.259,73	Alter Enersun, S.A.
C-128	CE19-CE20	LAT 66 kV ONUBA_TITAN - COLÓN_ROMERALE	682.912,95	4.121.246,98	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-129	CE20-TL	DESAGÜE	682.845,76	4.121.191,85	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
C-130	CE20-TL	TUBERÍA DE NITRÓGENO	682.838,55	4.121.185,94	Air Liquide España, S.A.
C-131	CE20-TL	TUBERÍA DE ABASTECIMIENTO DE AGUA	682.829,11	4.121.178,20	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
C-132	CE20-TL	DESAGÜE	682.818,59	4.121.169,57	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
C-133	CE20-TL	TUBERÍA ÁCIDO SULFÚRICO	682.817,06	4.121.168,32	Atlantic Cooper, S.L.U.
C-134	CE20-TL	LÍNEA ELECTRICA 55KV ATLANTIC COPPER	682.813,13	4.121.165,10	Atlantic Cooper, S.L.U.
C-135	CE20-TL	LÍNEA FERROVIARIA	682.806,57	4.121.159,73	Administrador de Infraestructuras Ferroviarias, ADIF.
C-136	CE20-TL	CARRETERA H-30	682.791,72	4.121.147,56	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
C-137	CE20-TL	CARRETERA H-30	682.779,97	4.121.137,93	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
C-138	CE20-TL	TUBERÍA DE ABASTECIMIENTO DE AGUA	682.769,53	4.121.129,37	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
C-139	CE20-TL	LÍNEA FERROVIARIA ABANDONADA	682.765,92	4.121.126,54	Administrador de Infraestructuras Ferroviarias, ADIF.
C-140	CE20-TL	GASODUCTO ENAGAS	682.757,00	4.121.119,10	Enagás, S.A.
C-141	CE20-TL	LAT 50kV COLON FERTIBER - FOSFORIC	682.749,80	4.121.113,20	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-142	CE20-TL	TUBERÍA DE ABASTECIMIENTO DE AGUA	682.749,47	4.121.112,93	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
C-143	CE20-TL	LÍNEA ELÉCTRICA MT FERTIBERIA SUBTERRÁNEO	682.461,11	4.121.050,01	Fertiberia, S.A.
C-144	CE20-TL	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	682.457,37	4.121.049,72	Alter Enersun, S.A.

Ítem N°	Tramo	Coordenadas UTM			Organismo
		HUSO 29S SISTEMA ETRS89			
		Cruzamiento	X (m)	Y (m)	
C-145	CE20-TL	LÍNEA SUBTERRÁNEA 220 kV (ATLANTIC COPPER)	682.443,59	4.121.046,10	Atlantic Cooper, S.L.U.
C-146	CE20-TL	LAT 50kV COLON FERTIBER - FOSFORIC	682.420,57	4.121.033,05	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-147	CE20-TL	LAT 50kV COLON FERTIBER - FOSFORIC	682.416,94	4.121.032,33	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-148	CE20-TL	LÍNEA SUBTERRÁNEA DE M.T (FERTIBERIA)	682.409,13	4.121.035,77	Fertiberia, S.A.
C-149	CE20-TL	LÍNEA SUBTERRÁNEA DE M.T (FERTIBERIA)	682.408,13	4.121.036,63	Fertiberia, S.A.
C-150	CE20-TL	LÍNEA ELÉCTRICA 50 kV INNOMINADA	682.399,21	4.121.044,36	Edistribución Redes Digitales, S.L.
C-151	CE20-TL	LÍNEA SUBT. MT (AIR LIQUIDE)	682.398,16	4.121.045,26	Air Liquide España, S.A.

### 1.2.2 Paralelismos

A lo largo del trazado previsto en este proyecto se producirán los siguientes paralelismos:

Coordenadas UTM							
HUSO 29S ETRS89							
Ítem N°	Vanos N°	Paralelismo	Inicio		Final		Organismo
			X (m)	Y(m)	X (m)	Y (m)	
P-01	CE04-TL	LSAT 220 kV SC LA LUZ-COLÓN - ALTER	684.607,90	4.128.398,51	682.356,14	4.120.998,69	Alter Enersun, S.A.
P-02	CE05-CE06	VEREDA DE LA JARA	684.174,52	4.128.041,36	684.058,66	4.127.548,64	Consejería de Sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul
P-03	CE05-CE06	CARRETERA H-31	684.174,52	4.128.041,36	684.058,66	4.127.548,64	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
P-04	CE06-CE07	CANALIZACIÓN TELEFÓNICA	684.058,66	4.127.548,64	684.257,26	4.127.076,06	Telefónica, S.A.
P-05	CE06-CE07	GASODUCTO NEDGIA	684.058,66	4.127.548,64	684.257,26	4.127.076,06	Nedgia, S.A.
P-06	CE08-CE09	VEREDA DE LA JARA	684.567,54	4.126.689,53	684.452,11	4.126.170,50	Consejería de Sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul
P-07	CE08-CE13	CARRETERA H-30	684.567,54	4.126.689,53	683.152,11	4.124.640,51	Ministerio de Transportes, movilidad y agenda urbana. Demarcación

Coordenadas UTM HUSO 29S ETRS89							
Ítem Nº	Vanos Nº	Paralelismo	Inicio		Final		Organismo
			X (m)	Y(m)	X (m)	Y (m)	
							de Carreteras del Estado en Andalucía Occidental.
P-08	CE09-CE10	CONDUCCION DE AGUAS	684.452,11	4.126.170,50	684.344,09	4.125.699,75	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
P-09	CE09-CE10	CANALIZACIÓN TELEFÓNICA	684.452,11	4.126.170,50	684.344,09	4.125.699,75	Telefónica, S.A.
P-10	CE09-CE12	GASODUCTO NEDGIA	684.452,11	4.126.170,50	683.547,57	4.124.949,78	Nedgia, S.A.
P-11	CE12-CE15	CANALIZACIÓN TELEFÓNICA	683.547,57	4.124.949,78	682.923,06	4.123.888,25	Telefónica, S.A.
P-12	CE12-CE13	LÍNEA FERROVIARIA	683.547,57	4.124.949,78	683.152,11	4.124.640,51	Administrador de Infraestructuras Ferroviarias, ADIF.
P-13	CE15-TL	LAT 66 kV ONUBA_TITAN - COLÓN_ROMERALE	682.923,06	4.123.888,25	682.356,14	4.120.998,69	Edistribución Redes Digitales, S.L.
P-14	CE18-CE20	LÍNEA ELECTRICA 55KV ATLANTIC COPPER	682.822,83	4.122.264,20	682.865,29	4.121.207,74	Atlantic Cooper, S.L.U.
P-15	CE18-CE19	TUBERÍA ÁCIDO SULFÚRICO	682.822,83	4.122.264,20	682.822,83	4.122.264,20	Atlantic Cooper, S.L.U.
P-16	CE18-CE20	LÍNEA ELÉCTRICA 50 kV	682.822,83	4.122.264,20	682.865,29	4.121.207,74	Edistribución Redes Digitales, S.L.
P-17	CE19-CE20	TUBERÍA DE NITRÓGENO	682.822,83	4.122.264,20	682.865,29	4.121.207,74	Air Liquide España, S.A.
P-18	CE19-CE20	CONDUCCION DE AGUAS	682.884,60	4.121.712,04	682.865,29	4.121.207,74	Empresa Municipal de Aguas de Huelva, S.A.
P-19	CE20-TL	LÍNEA SUBTERRÁNEA 220 kV (ATLANTIC COPPER)	682.865,29	4.121.207,74	682.356,14	4.120.998,69	Atlantic Cooper, S.L.U.
P-20	CE20-TL	LÍNEA SUBT. MT (AIR LIQUIDE)	682.865,29	4.121.207,74	682.356,14	4.120.998,69	Air Liquide España, S.A.

## **AX05 – RELACIÓN DE AYUNTAMIENTOS Y ORGANISMOS AFECTADOS**

---



## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>RELACION DE TÉRMINOS MUNICIPALES.....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>RELACIÓN DE ORGANISMOS CON BIENES AFECTADOS.....</b>	<b>4</b>