

**GUÍA DE INTERPRETACIÓN
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARTICULARES DE
LÍNEAS SUBERRÁNEAS DE ALTA TENSIÓN >36 kV**

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

GUÍA DE INTERPRETACIÓN ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARTICULARES DE LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE ALTA TENSIÓN >36 kV

El objeto de la guía es ayudar a la interpretación de la especificación particular (EP) de Líneas Subterráneas de Alta Tensión de e-Distribución (nueva denominación de Endesa distribución-EDE) para aclarar algunos aspectos sobre en los que han surgido dudas.

La guía no contiene, en ningún caso, nuevos requerimientos.

El formato de la guía es sencillo, insertando sobre la EP, junto al texto o esquema original que requiere ser interpretado, recuadros sombreados en gris incluyendo dicha interpretación.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	5
2	OBJETO Y ALCANCE	5
3	NORMATIVA.....	5
4	CARACTERÍSTICAS GENERALES	6
5	CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES.....	7
5.1	CABLES.	7
5.2	EMPALMES.....	15
5.3	TERMINALES.....	18
5.4	CABLES DE FIBRA ÓPTICA.....	22
5.5	CABLES DE PUESTA A TIERRA.....	23
5.6	CAJAS DE PUESTA A TIERRA DE LAS PANTALLAS.....	26
5.7	PARARRAYOS.....	29
6	DISEÑO DE LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE ALTA TENSIÓN	30
6.1	DISPOSICIÓN DE LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS.....	30
6.1.1	Disposición y trazado de las líneas.....	31
6.1.2	Soterramiento en zanjas.....	33
6.1.3	Perforaciones subterráneas.....	35
6.1.4	Conversiones de línea aérea a subterránea.....	35
6.1.5	Galerías para conductores de Alta Tensión.....	36
6.2	ARQUETAS Y CÁMARAS.....	38
6.2.1	Cámaras de empalme.....	38
6.2.2	Arquetas de conexionado de pantallas y de fibra óptica.....	38
6.2.3	Arquetas de ayuda al tendido.....	38
6.3	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	39
6.3.1	Tensiones inducidas.....	40
6.3.2	Conexión rígida a tierra (<i>solid bonding</i>).....	40
6.3.3	Conexiones especiales de tierra (<i>specially bonding</i>).....	41
6.4	CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS.....	44
6.4.1	Cruzamientos.....	45

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

6.4.2	Proximidades y paralelismos.	47
6.5	PROTECCIONES contra sobretensiones.	49
7	CÁLCULOS.	50
7.1	CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO.	50
7.1.1	Cálculo de la intensidad de cortocircuito adiabático.	50
7.1.2	Cálculo del factor no adiabático.	51
7.1.3	Cálculo en pantallas.	51
7.2	CÁLCULO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN SERVICIO EN RÉGIMEN PERMANENTE.	52
7.2.1	Intensidad admisible.	52
7.2.2	Resistencia del conductor en corriente alterna.	53
7.2.3	Resistencia de la pantalla en corriente alterna.	54
7.2.4	Pérdidas dieléctricas.	54
7.2.5	Factor de pérdidas en la pantalla.	55
7.2.6	Resistencia térmica entre conductor y la envolvente T ₁	56
7.2.7	Resistencia térmica entre la cubierta y la armadura T ₂	57
7.2.8	Resistencia térmica de la cubierta exterior T ₃	57
7.2.9	Resistencia térmica externa T ₄	57
7.3	CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN RÉGIMEN CÍCLICO.	62
7.3.1	Intensidad admisible.	62
7.3.2	Capacidades de transporte en régimen cíclico.	67
7.4	COMPROBACIÓN DEL TRAZADO ADMISIBLE.	70
7.5	CÁLCULO DE LA PRESIÓN LATERAL DE UN CABLE.	71
8	DOCUMENTACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO.	72
9	REFERENCIA A NORMAS ENDESA.	74
	ANEXO A: ZANJAS TIPO.	75
	ANEXO B: CÁMARAS DE EMPALME.	79
	ANEXO C: PERFORACIÓN SUBTERRÁNEA.	80

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

1 INTRODUCCIÓN

En el artículo 15 del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión se dispone que “Las entidades de transporte y distribución de energía eléctrica podrán proponer especificaciones particulares para sus líneas o para aquellas de los clientes que vayan a ser cedidas a las empresas de transporte y distribución de energía eléctrica. Estas especificaciones podrán definir aspectos de diseño, materiales, construcción, montaje y puesta en servicio de líneas eléctricas de alta tensión, señalando en ellas las condiciones técnicas de carácter concreto que sean precisas para conseguir mayor homogeneidad en las redes de transporte y distribución”.

Estas especificaciones una vez aprobadas por el Ministerio Industria, Comercio y Turismo serán de aplicación en todas las comunidades autónomas donde distribuye Endesa Distribución.

2 OBJETO Y ALCANCE

El objeto de la presente especificación es indicar las principales características que deberán cumplir los elementos que compongan las líneas eléctricas subterráneas de alta tensión (>36 kV, en adelante LSAT) que vayan a formar parte de la red Endesa Distribución Eléctrica S.L.U. así como de las empresas filiales de Endesa Red (en adelante denominadas EDE en su conjunto) de tal forma que se alcancen los siguientes objetivos, tal y como está reflejado en la *Ley 24/2013 del Sector Eléctrico* y en el *RD 223/2008 Reglamento sobre condiciones técnicas y de seguridad en las líneas de Alta Tensión*:

- Garantizar la seguridad de las personas y las instalaciones.
- Cumplir las condiciones medioambientales exigibles.
- Optimizar las inversiones en las instalaciones eléctricas.
- Garantizar la calidad del suministro.
- Conseguir mayor homogeneidad en las redes de distribución eléctrica

Este documento será de aplicación a las nuevas LSAT, así como a las ampliaciones y modificaciones de líneas existentes, tanto para las obras promovidas por EDE como para aquellas realizadas por terceros y que en aplicación de la reglamentación del sector eléctrico tengan que ser cedidas a EDE. No es de aplicación para líneas aéreas de cualquier tensión ni para líneas subterráneas de tensiones nominales inferiores o iguales a 36 kV, que tendrán sus propias especificaciones particulares (en adelante EP).

3 NORMATIVA

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Normas UNE y cualquier otra reglamentación nacional, autonómica o local vigente que fuera de aplicación.

4 CARACTERÍSTICAS GENERALES

En estas especificaciones se definen los criterios de diseño y las características técnicas de todos los elementos que componen una LSAT necesarios para, con unos datos de partida definidos, elaborar el diseño de la línea y su correspondiente proyecto técnico.

Los datos de partida básicos son:

- Tensión de la línea. En la red AT de EDE existen:
 - Tensión nominal (Un) de 45 kV y tensión más elevada para el material (Um) 52 kV. Líneas de 2ª categoría.
 - Tensión nominal (Un) de 66 kV y tensión más elevada para el material (Um) 72,5 kV. Líneas de 2ª categoría.
 - Tensión nominal (Un) de 110 y 132 kV y tensión más elevada para el material (Um) 145 kV. Líneas de 1ª categoría.
- Potencia a transportar.
- Número de circuitos. Las líneas serán de simple o doble circuito salvo casos excepcionales.
- Origen y final de la línea.

Estos datos son siempre aportados por EDE en función de los requerimientos específicos de la instalación y en base a los Criterios de Desarrollo y Fiabilidad de la red. En estos Criterios se establecen los requisitos de Calidad y Fiabilidad del sistema exigibles a la Red de AT que a partir de criterios homogéneos, busca el objetivo de mantener la capacidad del sistema eléctrico de satisfacer la demanda actual y futura previstas, consiguiendo unos niveles de calidad del suministro compatibles con las exigencias reglamentarias.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

5 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

5.1 CABLES.

Los cables utilizados en las redes subterráneas tendrán conductores de aluminio y estarán aislados con materiales adecuados a las condiciones de instalación y explotación. Los conductores a utilizar en las líneas de alta tensión subterráneas serán seleccionados de entre los relacionados a continuación:

- Cables de 45kV de XLPE 1x400mm² Al con pantalla de 50mm² Cu.
- Cables de 45kV de XLPE 1x800mm² Al con pantalla de 50mm² Cu.
- Cables de 45kV de XLPE 1x1000mm² Al con pantalla de 50mm² Cu.
- Cables de 66kV de XLPE 1x630mm² Al con pantalla de 95mm² Cu.
- Cables de 66kV de XLPE 1x1000mm² Al con pantalla de 95mm² Cu.
- Cables de 132kV de XLPE 1x630mm² Al con pantalla de 120mm² Cu.
- Cables de 132kV de XLPE 1x1200mm² Al con pantalla de 120mm² Cu.

Debido a necesidades de la red y como se explica en el punto de “Intensidad máxima admisible en régimen de cortocircuito” de este mismo apartado, el listado de cables anterior queda sustituido por el siguiente:

- *Cables de 45kV de XLPE 1x400mm² Al con pantalla de 120mm² Cu.*
- *Cables de 45kV de XLPE 1x800mm² Al con pantalla de 120mm² Cu.*
- *Cables de 66kV de XLPE 1x630mm² Al con pantalla de 160mm² Cu.*
- *Cables de 66kV de XLPE 1x1000mm² Al con pantalla de 160mm² Cu.*
- *Cables de 132kV de XLPE 1x630mm² Al con pantalla de 160mm² Cu.*
- *Cables de 132kV de XLPE 1x1200mm² Al con pantalla de 160mm² Cu.*

Descripción, composición y dimensiones del cable.

Las características de los cables relacionados anteriormente tomarán como referencia la norma de EDE KNE001 para “Cables subterráneos de Alta Tensión”:

La norma KNE001 “Cables subterráneos de Alta Tensión” queda sustituida por la GSCH010 HV Underground Cable.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

- **Conductor:** conductor de aluminio de sección circular compacta con obturación longitudinal para secciones menores o iguales a 1000 mm² y segmentado o milliken con obturación longitudinal para el resto, de acuerdo con la norma UNE-EN 60228.
- **Semiconductor interior:** formado por una capa de compuesto semiconductor extruido dispuesto sobre el conductor. De esta forma se consigue uniformar el campo eléctrico a nivel de conductor y se asegura que presente una superficie lisa al aislamiento. De forma opcional, se dispondrá una cinta semiconductor de empaquetamiento sobre el conductor sobre la que se forma la capa de compuesto semiconductor, evitando de esta forma la penetración en el interior de la cuerda del compuesto extruido.
- **Aislamiento:** Compuesto de XLPE reticulado en atmósfera de N₂ y sometido a control de ausencia de contaminaciones.
- **Semiconductor exterior:** Capa de compuesto semiconductor extruido sobre el aislamiento y adherido al mismo para evitar la formación de una capa de aire ionizable entre la pantalla y la superficie de aislamiento.
- **Proceso de extrusión:** La extrusión se debe realizar sobre un cabezal triple, donde se aplican las 3 capas extruidas (semiconductor interior, aislamiento y semiconductor exterior) en el mismo momento. Esto garantiza interfases lisas entre el aislamiento y las pantallas semiconductoras que es esencial en cables de AT. La reticulación se realiza en seco en atmósfera de gas inerte (N₂) para evitar el contacto con el agua durante la fabricación.
- **Material obturante:** Incorporación de material absorbente de la humedad para evitar la propagación longitudinal de agua entre los alambres de la pantalla.
- **Pantalla metálica:** Pantalla de alambres de cobre.
- **Contraespira:** Cinta metálica de cobre cuya función es la conexión equipotencial de los alambres.
- **Cubierta exterior:** Cubierta exterior de poliolefina (PE) tipo ST7 con lámina de aluminio longitudinalmente solapada y adherida a su cara interna para garantizar la estanqueidad radial. La cubierta será de color negro y estará grafitada, para poder realizar el ensayo de tensión sobre la cubierta del cable. En aquellos casos en los que exista una capa semiconductor extruida para dar continuidad eléctrica a la superficie exterior, no será necesario que esté grafitada.
- **Consideraciones frente al fuego:** Debido a su composición, los cables serán exentos de halógenos. Además, serán no propagadores de la llama y con las características frente al fuego requeridas en la normativa vigente.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

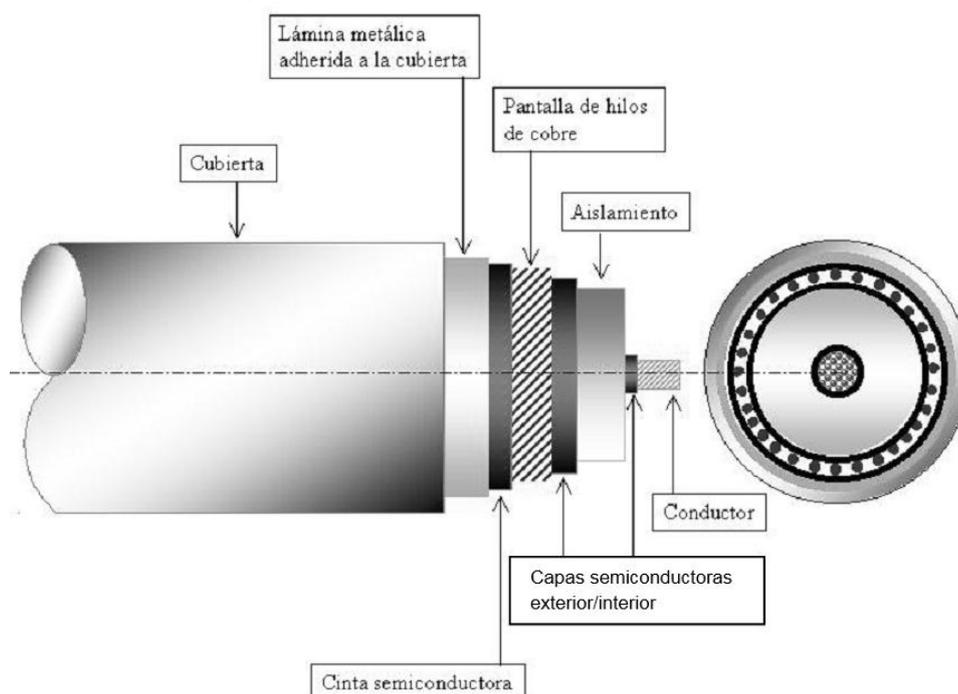


Figura 1: Constitución de los cables subterráneos

Para cada uno de los cables normalizados, se definen las características anteriormente descritas en la *Tabla 1: Características de los Cables Subterráneos*:

Tabla 1: Características de los Cables Subterráneos

TENSIÓN NOMINAL	45 kV			66 kV		132 kV		
CABLE NORMALIZADO	1x400mm ² Al XLPE	1x800mm ² Al XLPE	1x1000mm ² Al XLPE	1x630mm ² Al XLPE	1x1000mm ² Al XLPE	1x630mm ² Al XLPE	1x1200mm ² Al XLPE	
CARACTERÍSTICAS NOMINALES								
Tensión U ₀	kV			36		76		
Tensión U _m	kV			72,5		145		
Aislamiento a impulso rayo	kV			325		650		
CONDUCTOR								
Material	Al			Al		Al		
Sección	mm ²	400	800	1000	630	1000	630	1200
Diámetro exterior	mm	23,5	34,0	38,5	30,5	38,5	33,5	43,5
(Tolerancias)	mm	23,2-23,9	33,5-34,4	38,0-38,9	30,1-30,9	38,0-38,9	38,0-38,9	43,0-44,0
Resistencia cc a 20°C	Ω/km	0,0778	0,0367	0,0291	0,0469	0,0291	0,0469	0,0247
Tipo de Cuerda	UNE 60228, clase 2 compactada			UNE 60228, clase 2 compactada		UNE 60228, clase 2 compactada segmentada		
PANTALLA SOBRE CONDUCTOR								
Material	Mezcla extrusionada conductora			Mezcla extrusionada		Mezcla extrusionada		
Espesor	mm	1,2	1,5	1,5	1,2	1,5	1,5	1,5
Diámetro exterior	mm	25,9	37,0	41,5	32,9	41,5	36,5	46,5
 AISLAMIENTO								
Material	Polietileno reticulado (XLPE)			Polietileno reticulado (XLPE)		Polietileno reticulado (XLPE)		
Espesor	mm	7,0			9,0		16,0	
Diámetro exterior	mm	40,0	51,0	56,5	52,0	60,5	65,5	79,0

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.		Guía KRZ001	
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV		Edición 1ª 09-2025	

<i>(Tolerancias)</i>	<i>mm</i>	<i>39,4 - 41,0</i>	<i>50,3 - 52,0</i>	<i>55,8 - 57,5</i>	<i>51,5 - 53,0</i>	<i>60,0 - 61,5</i>	<i>64,5 - 66,5</i>	<i>78,0 - 80,2</i>	
PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO									
Material		Mezcla extrusionada			Mezcla extrusionada		Mezcla extrusionada		
Espesor	mm	1,0			1,0		1,5		
Diámetro exterior	mm	42,0	53,0	58,5	54,0	62,5	68,5	82,0	
PANTALLA METÁLICA									
Material y tipo		Pantalla de hilos de Cu			Pantalla de hilos de Cu		Pantalla de hilos de Cu		
Nº hilos *		53			78		91		
Diámetro hilo *	mm	1,09			1,25		1,3		
Sección	mm ²	50			95		120		
Resistencia cc a 20°C	Ω/km	0,357			0,188		0,149		
BARRERA NO PROPAGACIÓN AGUA									
Material		Cinta conductora hinchable			Cinta conduc. hinchable		Cinta conductora hinchable		
Espesor (*)	mm	0,4			0,4		0,4		
CUBIERTA EXTERIOR									
Material capa metálica impermeab.		Cinta longitudinal Cu o Al			Cinta longitudinal Cu o Al		Cinta longitudinal Cu o Al		
Espesor capa metálica	mm	0,1			0,1		0,1		
Material		Poliouelina ST7 grafitada o capa semiconductora resistente a la llama			Poliouelina ST7 grafitada o capa semiconductora resistente a la llama		Poliouelina ST7 grafitada o capa semiconductora resistente a la llama		
Espesor	mm	3,0	3,5	3,5	3,0	3,5	3,5	3,8	
Diámetro exterior *	mm	51,5	63,6	68,5	64,0	73,0	79,5	93,5	
Color		Negro			Negro		Negro		
Radio curv. durante tendido*	mm	1030	1272	1370	1280	1460	1590	1870	
Radio curvatura acabado *	mm	772	954	1028	960	1095	1193	1403	
Peso del cable aproximado	Kg/m	4,0	5,4	6,0	5,0	6,2	8,0	9,7	

(*) Valores orientativos, a definir por el fabricante

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Debido al cambio de pantallas en los cables, la tabla anterior queda sustituida por la siguiente:

TENSIÓN NOMINAL	45 kV			66 kV		132 kV	
CABLE NORMALIZADO	1x400m ² Al XLPE	1x800mm ² Al XLPE	1x1000mm ² Al XLPE	1x630mm ² Al XLPE	1x1000mm ² Al XLPE	1x630mm ² Al XLPE	1x1200mm ² Al XLPE
CARACTERÍSTICAS NOMINALES							
Tensión U ₀	kV	26		36		76	
Tensión U _m	kV	52		72,5		145	
Aislamiento a impulso rayo	kV	250		325		650	
CONDUCTOR							
Material	Al			Al		Al	
Sección	mm ²	400	800	1000	630	1000	630 1200
Diámetro exterior	mm	23,5	34	38,5	30,5	38,5	30,5 43,5
(Tolerancias)	mm	23,2-23,9	33,5-34,4	38,0-38,9	30,1-30,9	38,0-38,9	30,1-30,9 43,0-44,0
Resistencia cc a 20°C	Ω/km	0,0778	0,0367	0,0291	0,0469	0,0291	0,0469 0,0247
Tipo de Cuerda	UNE 60228, clase 2 compactada			UNE 60228, clase 2 compactada		UNE 60228, clase 2 compactada segmentada	
PANTALLA SOBRE CONDUCTOR							
Material	Mezcla extrusionada conductora			Mezcla extrusionada		Mezcla extrusionada	
Espesor	mm	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Diámetro exterior	mm	26,4	37,2	41,5	33,3	41,3	33,3 48,5
 AISLAMIENTO							
Material	Polietileno reticulado (XLPE)			Polietileno reticulado (XLPE)		Polietileno reticulado (XLPE)	
Espesor	mm	7			9		16
Diámetro exterior	mm	40	51	56,5	52	60,5	65,5 79
(Tolerancias)	mm	39,4-41,0	49,5-51,0	55,8-57,5	51,5-53,0	60,0-61	64,5-66,5 78,0-80,2
PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO							
Material	Mezcla extrusionada			Mezcla extrusionada		Mezcla extrusionada	
Espesor	mm	1,5			1,5		1,5
Diámetro exterior	mm	44	53,6	58,5	54,9	62,9	68,9 82,7
PANTALLA METÁLICA							
Material y tipo	Pantalla de hilos de Cu			Pantalla de hilos de Cu		Pantalla de hilos de Cu	
Nº hilos *		60			60		60
Diámetro hilo *	mm	1,6			1,85		1,85
Sección	mm ²	120			160		160
Resistencia cc a 20°C	Ω/km	0,149			0,116		0,116
BARRERA NO PROPAGACIÓN AGUA							
Material	Cinta conductora hinchable			Cinta conduc. hinchable		Cinta conductora hinchable	
Espesor (*)	mm	0,4			0,4		0,4
CUBIERTA EXTERIOR							
Material capa metálica impermeab.	Cinta longitudinal Cu o Al			Cinta longitudinal Cu o Al		Cinta longitudinal Cu o Al	
Espesor capa metálica	mm	0,1			0,1		0,1
Material	Poliiofelina ST7 grafitada o capa semiconductor resistente a la llama			Poliiofelina ST7 grafitada o capa semiconductor resistente a la llama		Poliiofelina ST7 grafitada o capa semiconductor resistente a la llama	
Espesor	mm	3,5	3,8	3,5	3,5	4	3,5 4
Diámetro exterior *	mm	58	68	68,5	70	79	84 98
Color		Negro			Negro		Negro
Radio curv. durante tendido*	mm	1465	1710	1370	1740	1965	2090 2460
Radio curvatura acabado *	mm	1165	1370	1028	1390	1570	1670 1970
Peso del cable aproximado	Kg/m	4,2	5,9	6	6,1	7,7	7,65 9,7

(*) Valores orientativos, a definir por el fabricante

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Intensidad máxima admisible en régimen de cortocircuito.

Las intensidades de cortocircuito máximas admisibles en los conductores normalizados vienen definidos en la *Tabla 2*: Intensidad de cortocircuito máxima admisible en los conductores normalizados, para un tiempo de 0.5 segundos, según los valores obtenidos a partir de los cálculos descritos en la UNE 21-192-92 que se detallan en el *Apartado 7.1 CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO*.

Tabla 2: Intensidad de cortocircuito máxima admisible en los conductores normalizados

Sección (mm ²)	Intensidad I _{cc}	
	kA	Tiempo
400 Al	53	0,5 segundos
630 Al	84	
800 Al	106	
1000 Al	133	
1200 Al	160	

Las intensidades de cortocircuito máximas admisibles en las pantallas de los conductores normalizados, para un tiempo de 0.5 segundos, se muestran en la *Tabla 3*: Intensidad de cortocircuito máxima admisible por las pantallas de los cables normalizados. Estos valores se obtienen de acuerdo al *Apartado 7.1 CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO. CÁLCULO EN PANTALLAS*.

Tabla 3: Intensidad de cortocircuito máxima admisible por las pantallas de los cables normalizados

Tensión del	Sección de	I _{cc} pantalla cable
45 kV	50 mm ²	11,26 kA
66 kV	95 mm ²	21,17 kA
132 kV	120 mm ²	26,64 kA

Debido a la necesidad de incrementar la sección de la pantalla en los cables, la tabla anterior queda sustituida por la siguiente:

Tensión asignada U (kV)	Sección de la pantalla (mm ²)	Intensidad I _{cc} 0.5 seg. (kA)
45	120	23
66	160	31,5
132	160	31,5

Se comprobará, de acuerdo a la instalación proyectada, que las I_{cc} por la pantalla calculadas en ese punto quedan por debajo de los valores de intensidad de cortocircuito máxima admisible definidos en la tabla anterior.

En caso contrario, cuando se precise una intensidad de cortocircuito superior a la que las pantallas permiten, se podrá incrementar la sección convenientemente para alcanzar el valor requerido. El cálculo de dicha intensidad de cortocircuito de la pantalla se efectuará según la UNE 21-192-92,

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

detallada en el *Apartado 7.1 CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO. CÁLCULO EN PANTALLAS.*

Tras el análisis y estudio de la evolución de la red de e-distribución, se comprueba que en muchos casos las Icc de las pantallas de los cables normalizados resultan insuficientes, siendo necesario aumentar la sección de estas en todos los niveles de tensión. Esta situación ha llevado a la sustitución de los cables normalizados en e-distribución por los siguientes:

- Cables de 45kV de XLPE 1x400mm² Al con pantalla de 120mm² Cu.
- Cables de 45kV de XLPE 1x800mm² Al con pantalla de 120mm² Cu.
- Cables de 66kV de XLPE 1x630mm² Al con pantalla de 160mm² Cu.
- Cables de 66kV de XLPE 1x1000mm² Al con pantalla de 160mm² Cu.
- Cables de 132kV de XLPE 1x630mm² Al con pantalla de 160mm² Cu.
- Cables de 132kV de XLPE 1x1200mm² Al con pantalla de 160mm² Cu

Intensidades admisibles de los cables en régimen permanente.

Las intensidades admisibles de los cables en régimen permanente están calculadas de acuerdo con el *Apartado 7.2 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN SERVICIO EN RÉGIMEN PERMANENTE.* y vienen definidas en la *Tabla 4: Intensidades admisibles máximas en régimen permanente.*

Tabla 4: Intensidades admisibles máximas en régimen permanente

Tensión (kV)	Sección (mm²)	1 circuito por zanja		2 circuitos por zanja	
		Conexión rígida a tierra	Conexiones especiales	Conexión rígida a tierra	Conexiones especiales
45	400 Al	37MVA / 472A	42MVA / 537A	32MVA / 415A	37MVA / 473A
	800 Al	50MVA/647A	62MVA/796A	44MVA/563A	54MVA/694A
	1000 Al	55MVA / 710A	69MVA / 890A	48MVA / 615A	60MVA / 776A
66	630 Al	64MVA / 558A	80MVA / 697A	55MVA / 485A	70MVA / 611A
	1000 Al	76MVA / 661A	101MVA / 880A	65MVA / 572A	88MVA / 767A
132	630 Al	127MVA / 554A	159MVA / 695A	109MVA / 477A	138MVA / 606A
	1200 Al	160MVA / 701A	226MVA / 989A	136MVA / 597A	195MVA / 854A

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Nota: las conexiones especiales a tierra están indicadas en el apartado 6.3.

Las intensidades indicadas en la tabla anterior están calculadas considerando las siguientes condiciones de instalación:

- *Cables enterrados bajo tubo según disposición zanja tipo indicada en anexo A de este documento.*
- *Resistencia térmica del terreno: 1,0 K m/W*
- *Resistencia térmica del hormigón: 0,8 K m/W*
- *Temperatura del terreno: 25°C*

Para otras condiciones de instalación se calculará según el apartado 7.2 de este documento.

Intensidades admisibles de los cables en régimen cíclico.

Se han calculado también las intensidades admisibles de los cables en régimen cíclico de acuerdo con el **Apartado 7.3 CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN RÉGIMEN CÍCLICO**.

En este caso, se han considerado los sistemas en régimen cíclico, debido a que en los cables AT la capacidad térmica interna no puede ser despreciada, lo que hace necesario calcular la respuesta interna transitoria de la temperatura de los cables.

Se ha considerado que los cables soportan cargas variables de modo cíclico en un período de 24 horas, siendo sensiblemente idéntica la forma de cada ciclo con la gráfica aproximada de la curva de carga diaria normalizada incluida en la **Tabla 19: Ciclo de carga diario** del **Apartado 7.3 CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN RÉGIMEN CÍCLICO**.

En base a este criterio se han calculado las intensidades admisibles y las potencias en este régimen, reflejadas en la **Tabla 5: Intensidades admisibles máximas en régimen cíclico (verano)**.

Tabla 5: Intensidades admisibles máximas en régimen cíclico (verano)

Tensión (kV)	Sección (mm²)	1 circuito por zanja		2 circuitos por zanja	
		Conexión rígida a tierra	Conexiones especiales	Conexión rígida a tierra	Conexiones especiales
45	400 Al	40MVA / 514A	45MVA / 584A	34MVA / 439A	39MVA / 500A
	1000 Al	62MVA / 795A	78MVA / 999A	52MVA / 667A	66MVA / 842A
66	630 Al	69MVA / 607A	88MVA / 771A	59MVA / 512A	75MVA / 656A
	1000 Al	82MVA / 721A	113MVA / 985A	68MVA / 598A	95MVA / 827A
132	630 Al	140MVA / 611A	178MVA / 777A	116MVA / 507A	150MVA / 656A
	1200 Al	178MVA / 777A	253MVA / 1105A	145MVA / 635A	210MVA / 919A

Para un cálculo más exacto se debería establecer de forma más precisa la gráfica mostrada en la **Tabla 19: Ciclo de carga diario**.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

5.2 EMPALMES.

En aquellos casos en los que la longitud de la línea subterránea obligue a unir distintos tramos de conductores subterráneos, estos se conectarán por medio de empalmes compuestos por un cuerpo premoldeado que se instala encima de los dos extremos de cable para asegurar la continuidad del aislamiento principal.

Los empalmes no deben limitar la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga. Para ello, se elegirán de acuerdo a la naturaleza, composición y sección de los cables, realizándose con elementos de unión de tal naturaleza que no deberán aumentar la resistencia eléctrica de éstos.

Del mismo modo, los empalmes deben admitir las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

Para asegurar una correcta compatibilidad entre el cable y los empalmes a la hora del montaje en la instalación, los diámetros nominales y las tolerancias de fabricación, tanto del conductor como del aislamiento, deberán adecuarse a los valores especificados en la *Tabla 1: Características de los Cables Subterráneos*.

Los empalmes constan básicamente de dos partes, de acuerdo con la función que desempeñan:

- Parte mecánica; constituida por los elementos de conexión del conductor y la pantalla del cable en ambos extremos del empalme y la envolvente o cubierta exterior.
- Parte eléctrica; constituida por elementos y materiales que permiten soportar el gradiente eléctrico en la parte central del empalme y en las zonas de transición entre el empalme y el cable.

En relación a la forma en la que se realiza la conexión, los empalmes pueden ser directos, para conexiones rígidas a tierra de las pantallas del cable, o preparados para cruzamiento de pantallas en conexiones especiales.

En base a esto, se pueden encontrar tres tipos de empalmes, que serán de utilización en los siguientes niveles de tensión:

Tabla 6: Tipos de Empalmes por nivel de tensión

Tipos de EMPALMES	Tensión		
	45 kV	66 kV	132 kV
<i>Termo-retráctiles</i>	X	X	
<i>Premoldeados de una sola pieza</i>	X	X	X
<i>Prefabricados de tres piezas</i>			X

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Se definen a continuación las características de los distintos tipos de empalme, que toman como referencia la norma de EDE KNE002 de “Empalmes para tensiones desde 45kV a 220kV”:

La norma KNE002 “Empalmes para tensiones desde 45kV a 220kV” queda sustituida por la norma GSCH011 Joints for Underground High Voltage Cables.

Los empalmes serán únicamente del tipo premoldeado (1 o 3 piezas), pudiendo ser tecnología de contracción en frío para tensiones $V \leq 66kV$ previa aceptación de e-distribución, la tecnología termoretráctil ya no es una solución normalizada.

Empalmes termo-retráctiles.

En estos empalmes termo-retráctiles, la unión de la parte conductora se hace mediante un conector a presión con pernos que disponen de una cabeza que se autocizalla al alcanzar el par de apriete requerido para garantizar la conexión eléctrica prefijada.

Sobre el conector y los extremos del semiconductor exterior del cable se aplica un tubo termorretráctil que uniformiza el campo eléctrico. Se aplican a continuación otros dos tubos termorretráctiles, el primero de material de aislamiento y el segundo que incorpora el material de aislamiento en el interior, y una capa semiconductor externa en el exterior.

Todo el empalme se recubre con una malla de cobre estañado y se da continuidad a la pantalla mediante casquillo de compresión. Finalmente se reconstituye la cubierta exterior mediante la aplicación de un último tubo termorretráctil con adhesivo en su cara interna para garantizar una estanqueidad perfecta.

La tecnología termo retráctil ya no es una solución normalizada. Se podrá optar por tecnología de contracción en frío para tensiones $V \leq 66kV$ previa aceptación de e-distribución.

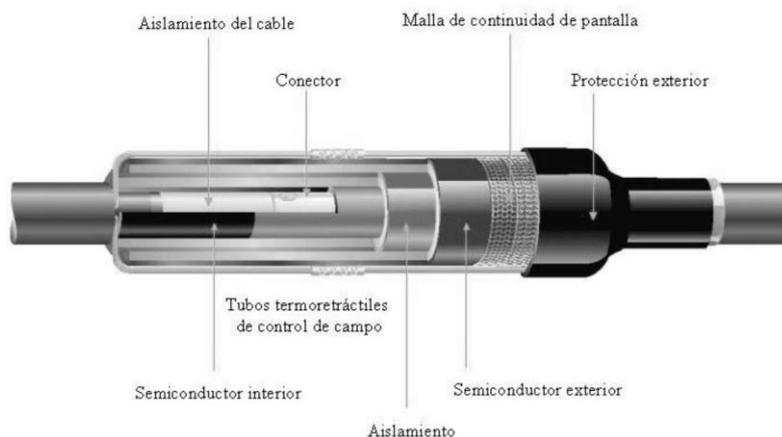


Figura 2: Empalmes termo-retráctiles

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Empalmes premoldeados de una sola pieza.

La parte principal de este tipo de empalmes consiste en electrodos de alta tensión internos, una capa aislante y una capa externa semiconductora.

El contacto entre el cable y el empalme está asegurado por la memoria elástica del material empleado en la fabricación del empalme.

El material empleado puede ser goma de etileno propileno (EPR) o goma de silicona.

El empalme dispondrá de una carcasa de protección que tendrá, como mínimo, las mismas características de resistencia mecánica que la propia cubierta del cable.

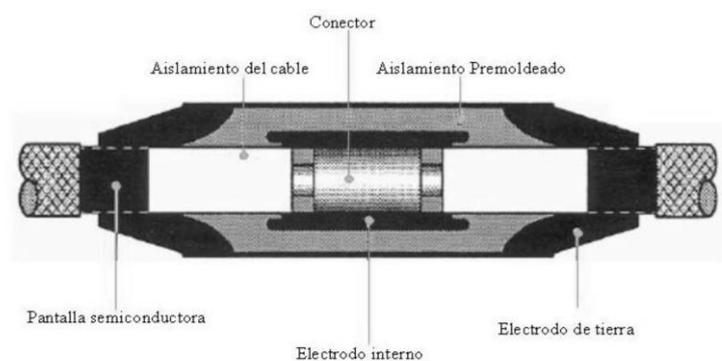


Figura 3: Empalmes premoldeados

Empalmes prefabricados de tres piezas.

El aislamiento principal de los empalmes prefabricados consiste en dos conos deflectores premoldeados, denominados adaptadores, y una unidad de resina epoxy o similar como cuerpo principal del empalme.

Finalmente, el empalme dispondrá de una carcasa de protección que tendrá, como mínimo, las mismas características de resistencia mecánica que la propia cubierta del cable.

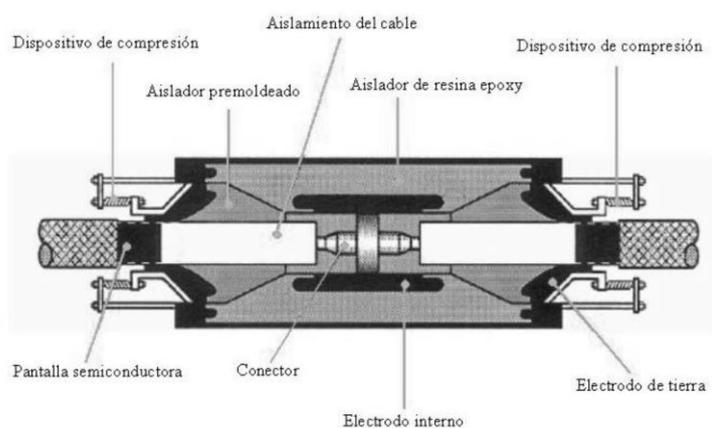


Figura 4: Empalmes prefabricados

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

5.3 TERMINALES.

Los terminales se instalan en los extremos de los cables para garantizar la unión eléctrica de éste con otras partes de la red, manteniendo el aislamiento hasta el punto de la conexión.

Los terminales no deben limitar la capacidad de transporte de los cables, tanto en servicio normal como en régimen de sobrecarga, dentro de las condiciones de funcionamiento admitidas.

Tabla 7: Temperaturas máximas admisibles en el conductor

Compuesto aislante	Temperatura máxima del conductor		
	Funcionamiento normal	Sobrecarga de seguridad (1)	Cortocircuito (duración máxima 5s)
<i>Polietileno reticulado (XLPE)</i>	90	100	250

(1) La duración media de las sobrecargas anuales durante la vida de un cable no puede exceder las 72 horas, sin que se puedan superar las 216 horas dentro del mismo periodo.

Del mismo modo, los terminales deben admitir las mismas corrientes de cortocircuito que las definidas para el cable sobre el cual se van a instalar.

Para asegurar una correcta compatibilidad entre el cable y los empalmes a la hora de su montaje en la instalación, los diámetros nominales y las tolerancias de fabricación, tanto del conductor como del aislamiento, deberán adecuarse a los valores especificados para los cables en la *Tabla 1: Características de los Cables Subterráneos*.

Los terminales constan básicamente de dos partes, de acuerdo con la función que desempeñan:

- Parte mecánica; constituida por los elementos de conexión del conductor y la pantalla del cable al terminal, y la envolvente o cubierta exterior.
- Parte eléctrica; constituida por elementos y materiales que permiten soportar el gradiente eléctrico en la parte central del terminal y en las zonas de transición entre el terminal y el cable.

En función de la topología de la línea subterránea, se pueden encontrar tres tipos de terminales para los cables de alta tensión:

- Terminales de exterior, diseñados para ser instalados en el exterior de subestaciones y apoyos cuando los cables subterráneos se han de conectar a líneas aéreas.

Los terminales para exterior pueden ser, a su vez, de dos tipos:

- a. Termo-retráctiles (para tensiones de 45 y 66 kV).
- b. Premoldeados con aisladores de material composite (para tensiones de 45, 66 y 132 kV).

Las características de este tipo de terminales tomarán como referencia la norma GSCH012 Outdoor Terminations for High Voltage Cables.

Para tensiones $V \leq 66\text{kV}$ se podrá optar por tecnología de contracción en frío previa aceptación de e-distribución, la tecnología termo retráctil ya no es una solución normalizada.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

- Terminales GIS o SF₆, utilizados cuando la instalación acaba en una instalación blindada.

Las características de este tipo de terminales tomarán como referencia la norma GSCH013 High voltage cable terminations for GIS.

- Terminales inmersos en aceite, empleados cuando los cables acaban en conexión a un transformador a través de un tanque montado en el lateral del mismo.

Los terminales inmersos en aceite ya no son una solución normalizada.

Terminales Premoldeados de Exterior de Composite.

En este tipo de terminales de exterior, el aislamiento externo es un aislador de composite anclado a una base metálica de fundición, que a su vez está soportada por una placa. Esta placa está montada sobre aisladores de pedestal los cuales se apoyan en la estructura metálica donde se instala el terminal (torre, pórtico...).

Para asegurar el control del campo eléctrico que aparece en la interfase entre el cable y el terminal, se emplea un cono deflector elástico preformado que queda instalado dentro del aislador.

En el extremo superior, el arranque del conector está protegido por una pantalla contra las descargas parciales.

Este tipo de terminal permite aislar la pantalla del soporte metálico, lo cual es necesario para las conexiones especiales de pantallas flotantes en un extremo. Asimismo se pueden realizar ensayos de tensión de la cubierta para mantenimiento.

La conexión del conductor del cable a su conector se hace por medio de manguitos de conexión a presión. Esta conexión está diseñada para resistir los esfuerzos térmicos y electromecánicos durante su funcionamiento normal y en cortocircuito.

La pantalla se conecta a la base metálica, de donde se deriva la conexión a tierra. Las tomas de tierra deben permitir la conexión a tierra de la pantalla del cable y deben estar dimensionadas para poder derivar las corrientes de cortocircuito definidas para el cable en la *Tabla 2: Intensidad de cortocircuito máxima admisible en los conductores normalizados* y en la *Tabla 3: Intensidad de cortocircuito máxima admisible por las pantallas de los cables normalizados*. Así mismo deben ser accesibles para permitir su desmontaje en caso de necesidad.

Los terminales de composite se diseñarán de tal manera que no requieran control de presión ni control de nivel si llevan fluido aislante, aceite de silicona o similar, en su interior.

En presencia de contaminación, la respuesta del aislamiento externo del terminal a las tensiones a frecuencia industrial cobra una importancia capital, lo que debe tenerse en cuenta en su diseño.

Se especifican cuatro niveles cualitativos de contaminación, en base a la norma UNE 21-062-80/2, para las que se exigen unas líneas de fuga mínimas de los terminales.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

La línea de fuga de estos terminales ha de estar de acuerdo con la *Tabla 8: Líneas de fuga recomendadas* en la que se especifican, para cada nivel de contaminación, las líneas de fuga mínimas exigibles.

Tabla 8: Líneas de fuga recomendadas

Nivel de Contaminación	Línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV)	Equivalencia con IEC/TR60815
<i>Zona Normal</i>	20,0	II Medio
<i>Zona de contaminación industrial</i>	25,0	III Fuerte
<i>Zonas de alta contaminación salina</i>	31,0	IV Muy Fuerte
<i>Zonas de muy alta contaminación salina</i>	35,0	No tiene equivalencia

El aislamiento externo debe soportar la tensión más elevada de la red en condiciones de contaminación continua.

En la *Figura 5* se pueden ver las principales partes de este tipo de terminales:

- Placa de soporte
- Cono deflector
- Aislador
- Aceite de silicona
- Pantalla de protección contra descargas
- Conector
- Dispositivos de estanqueidad

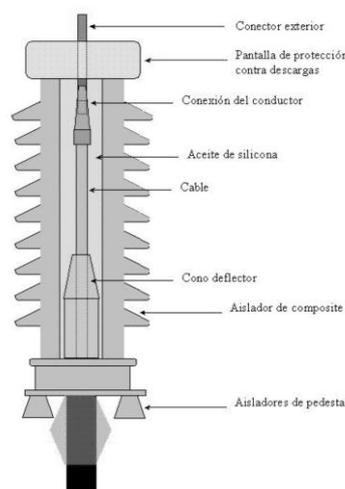


Figura 5: Terminal premoldeado de composite

Terminales de Exterior Termo-retráctiles.

En estos terminales se aplica un tubo termorretráctil cubriendo la superficie del aislamiento en el terminal que, solapado sobre el semiconductor exterior del cable, consigue un control del campo que queda repartido sobre la longitud del terminal y evita de esta forma la concentración de las líneas de campo en la zona en la que termina el semiconductor exterior.

El conjunto se recubre con otro tubo termo-retráctil con características anti-tracking y se colocan campanas para extender la línea de fuga. Este material ha de ser resistente al agua y a la corrosión.

En presencia de contaminación, la respuesta del aislamiento externo del terminal a las tensiones a frecuencia industrial cobra una importancia capital, lo que debe tenerse en cuenta en su diseño.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

El contorneo del aislamiento externo ocurre generalmente cuando la contaminación y la humedad se depositan sobre la superficie exterior debido a llovizna, nieve, rocío o niebla, sin un efecto de lavado significativo.

La línea de fuga de estos terminales ha de estar de acuerdo con lo indicado en la *Tabla 8: Líneas de fuga recomendadas* definida en el apartado anterior, en la que se especifican, para cada nivel de contaminación, las líneas de fuga mínimas exigibles.

En la *Figura 6* se observa el esquema de este tipo de terminales.



Figura 6: Terminal termo-retráctil

La tecnología termo retráctil ya no es una solución normalizada. Se podrá optar por tecnología de contracción en frío para tensiones $V \leq 66kV$ previa aceptación de e-distribución.

Terminales GIS o SF₆.

Este tipo de terminales son requeridos para la conexión en las cámaras GIS de SF₆, y deben estar diseñados para que la interfase entre el Terminal y la GIS esté de acuerdo con la Norma IEC 62271-209.

Los terminales son encapsulados en resina, con cono deflector preformado. La conexión de la pantalla a la base metálica del aislador se hace normalmente por soldadura.

La conexión del conductor se hace por medio de un conector tipo bayoneta y estará diseñada para resistir los esfuerzos térmicos y electromecánicos durante su funcionamiento normal y en

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

cortocircuito. El cono deflector es una pieza prefabricada que se desliza hasta su posición final. El conector exterior está embebido en el aislador de resina.

Los sistemas de estanqueidad deben asegurar que no haya contaminación por penetración del gas SF₆ en el interior del terminal.

Los terminales GIS serán de diseño “seco”, no necesitando estar rellenos de aceite de silicona y no requiriendo la monitorización alguna de los niveles de aceite durante su servicio.

Terminales inmersos en aceite.

Los terminales inmersos en aceite se usan en los transformadores donde se requiere que el cable finalice en un tanque montado al lado del transformador. El terminal está aislado externamente mediante el aceite del transformador e internamente será, al igual que los terminales de SF₆, de diseño “seco”.

El nivel de contaminación exigido al terminal de exterior es el indicado en *la Tabla 8: Líneas de fuga recomendadas* en la que se definen las líneas de fuga mínimas exigibles.

Los terminales inmersos en aceite ya no son una solución normalizada.

5.4 CABLES DE FIBRA ÓPTICA.

Las comunicaciones a implementar en líneas con cable subterráneo se basarán siempre en fibra óptica tendida conjuntamente con el cable. Las líneas con cable subterráneo no pueden soportar comunicaciones mediante ondas portadoras a causa de la elevada capacidad de este tipo de cables.

En el caso de que la línea con cable subterráneo corresponda a un soterramiento parcial de línea aérea y dicha línea disponga de fibra óptica, se deberá conectar a la fibra óptica de la instalación subterránea. Las soldaduras entre los distintos tramos de fibra (aéreo y subterráneo) deberán ubicarse en dispositivos registrables. Se dejará un sobrante de cable óptico de unos 10 m. El cable quedará enrollado, en posición horizontal y sujeto a la primera base con los extremos sellados.

En el caso de que la línea aérea no disponga de fibra óptica, si el soterramiento implicara la pérdida de comunicaciones mediante onda portadora, se conectarán los dos extremos de la totalidad de la línea (aéreo+subterránea) mediante fibra óptica.

El cable de fibra óptica está formado por un material dieléctrico ignífugo y con protección anti-roedores.

Estará compuesto por una cubierta interior de material termoplástico y dieléctrico, sobre la que se dispondrá una protección antirroedores dieléctrica. Sobre el conjunto así formado se extruirá una cubierta exterior de material termoplástico e ignífuga.

En el interior de la primera cubierta se alojará el núcleo óptico formado por un elemento central dieléctrico resistente, por tubos holgados (alojan las fibras ópticas holgadas), en cuyo interior se dispondrá un gel antihumedad de densidad y viscosidad adecuadas y compatible con las fibras ópticas.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Todo el conjunto irá envuelto por unas cintas de sujeción.

Las Características mecánicas y eléctricas del cable se muestran en la siguiente *Tabla 9: Características CABLE FIBRA ÓPTICA*. Si alguna de las características aquí definidas, tomando como referencia la norma de EDE NNJ003 “Norma de cables ópticos subterráneos”, entra en conflicto con la correspondiente Norma de referencia ITU-T, prevalecerá el valor más exigente.

Tabla 9: Características CABLE FIBRA ÓPTICA

Número de fibras	48
Diámetro exterior del cable (mm)	≤ 18
Resistencia a la tracción máxima (daN)	≥ 1.000
Masa (kg/km)	≤ 300
Radio de curvatura (mm)	≤ 300
Disposición de tubos	4 tubos de 12 fibras
Humedad relativa	Mínima: 65% hasta 55°C
Margen de Temperatura	-20°C a +70°C
Tipos de Fibra (norma de referencia)	Monomodo convencional (ITU-T G.652.D)

La fibra óptica deberá garantizarse para una vida media > 25 años y para una temperatura máxima continua en servicio de 90° C siendo esta temperatura constante alrededor de todo el conductor.

5.5 CABLES DE PUESTA A TIERRA.

Estos cables realizan la puesta a tierra de aquellos elementos de la instalación que así lo precisen y que se encuentran definidos en el *Apartado 6.3 Sistemas de Puesta a Tierra*.

Cables unipolares.

Estarán formados por un conductor de cobre, aislamiento de XLPE y cubierta de poliolefina.

La sección del conductor de estos cables debe ser igual o mayor que la sección de la pantalla a la que se conectan y como mínimo será la siguiente:

Tabla 10: Sección del conductor unipolar Cu de puesta a tierra

Tensión nominal de la Línea	Sección del conductor
45 kV	50 mm ²
66 kV	95 mm ²
132 kV	120 mm ²

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Debido a la necesidad de modificación de las secciones en las pantallas de los cables que se indican en el apartado 5.1 de este documento, la tabla 10 anterior quedará como sigue:

Tensión nominal de la Línea	Sección del conductor
45 kV	120 mm ²
66 kV	160 mm ²
132 kV	160 mm ²

Estos cables cumplirán las condiciones de la Norma UNE-HD-603 en todo lo que les sea de aplicación, excepto en lo referente a las tensiones de prueba.

Deberán soportar una tensión de 15 kV en corriente alterna durante 1 minuto.

Cables concéntricos.

Estos cables se utilizan para unir las pantallas de empalmes seccionados a las cajas de puesta a tierra. Las pantallas de los dos lados del empalme se conectarán al interior y el exterior del cable concéntrico.

El cable estará constituido por un conductor de cobre, aislamiento de XLPE y un conductor concéntrico de hilos de cobre de la misma sección que el conductor principal.

Además, dispondrá de aislamiento o cubierta exterior.

La sección interior y exterior de estos cables deben ser iguales o mayores que la sección de la pantalla a la que se conectan y como mínimo las siguientes:

Tabla 11. Sección de cables concéntricos

Tensión nominal de la Línea	Sección del conductor
45 kV	50 mm ² + 50 mm ²
66 kV	95 mm ² + 95 mm ²
132 kV	120 mm ² + 120 mm ²

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Debido al cambio de secciones en las pantallas de los cables que se indican en el apartado 5.1 de este documento, la tabla 11 anterior quedará como sigue:

Tensión nominal de la Línea	Sección del conductor
45 kV	120 mm ² + 120 mm ²
66 kV	160 mm ² + 160 mm ²
132 kV	160 mm ² + 160 mm ²

Estos cables cumplirán las condiciones de la Norma UNE-HD-603 en todo lo que les sea de aplicación, excepto en lo referente a las tensiones de prueba.

Deberán soportar una tensión de 15 kV en corriente alterna durante 1 minuto, tanto en el aislamiento interior como en el aislamiento exterior.

Conductor de continuidad de tierra.

En los sistemas de conexión de pantallas en un solo punto ("single point"), se requerirá la colocación de un conductor de continuidad de tierras, o cable de acompañamiento, para proveer un camino de baja impedancia para las corrientes homopolares que se puedan producir en caso de circulación por la línea de corrientes de cortocircuito.

Este conductor de continuidad de tierra será de cobre con aislamiento de XLPE en todo su recorrido, debiendo soportar una tensión de ensayo de 5 kV a frecuencia industrial durante 1 minuto.

Las secciones utilizadas serán las siguientes:

Tabla 12: Sección de conductores de continuidad de tierra

Tensión nominal de la línea	Sección del conductor	Resistencia máxima
45 kV	50 mm ²	0,3448 Ω/km
66 kV	95 mm ²	0,1815 Ω/km
132 kV	120 mm ²	0,1437 Ω/km

Debido al cambio de secciones en las pantallas de los cables que se indican en el apartado 5.1 de este documento, la tabla 12 anterior quedará como sigue:

Tensión nominal de la línea	Sección del conductor	Resistencia máxima
45 kV	120 mm ²	0,149 Ω/km
66 kV	160 mm ²	0,116 Ω/km
132 kV	160 mm ²	0,116 Ω/km

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

5.6 CAJAS DE PUESTA A TIERRA DE LAS PANTALLAS.

Se instalarán cajas de puesta a tierra para alojar las conexiones de las pantallas de los conductores. Dependiendo del sistema de puesta a tierra definido para la instalación, estas cajas pueden incluir limitadores de tensión.

Las cajas de conexión de pantallas serán trifásicas y dispondrán de una envolvente preparada para alojar las conexiones de las pantallas, los cables de conexión a tierra y los limitadores de tensión asociados en caso necesario.

Serán accesibles mediante útil específico o llave para permitir la realización de los ensayos de puesta en servicio y de mantenimiento periódico del sistema de cable. Para facilitar estas operaciones, no contendrán ningún tipo de rellenos y las conexiones de las pantallas de los cables entre sí y con la red de tierras local se realizarán con pletinas desmontables.

Las envolventes estarán fabricadas en acero galvanizado o acero inoxidable y serán capaces de contener los efectos de fallo térmico o eléctrico de cualquiera de los elementos alojados en ellas sin que se produzcan daños a elementos externos vecinos. Además deberán estar conectadas siempre a tierra por medio de una conexión independiente de la puesta a tierra de los elementos contenidos en su interior.

Estarán provistas de una pantalla aislante y transparente que evite contactos accidentales a elementos en tensión cuando la caja esté abierta, de forma que tenga un grado de protección IPXXB con la tapa abierta. En sitio visible, dispondrán de una etiqueta que muestre la línea a la que pertenecen y el esquema de conexión y, en su exterior, estarán identificadas mediante el símbolo normalizado de peligro tensión según el RD 485/1997.

Las dimensiones máximas serán las siguientes:

- Altura: 850 mm.
- Anchura: 680 mm.
- Profundidad: 395 mm.

Estarán preparadas para ser instaladas en los sistemas definidos en la *Tabla 1: Características de los Cables Subterráneos*, y con las secciones de pantallas indicadas en la siguiente *Tabla 13: Secciones e intensidades de cortocircuito normalizadas en las pantallas*

Tabla 13: Secciones e intensidades de cortocircuito normalizadas en las pantallas

Tensión asignada U (kV)	Sección de la pantalla (mm ²)	Intensidad I _{cc} 0.5 seg. (kA)
45	50	9,3
66	95	18
132	120	23

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Debido al cambio de secciones en las pantallas de los cables que se indican en el apartado 5.1 de este documento, la tabla 13 anterior sustituida por la siguiente:

Tensión asignada U (kV)	Sección de la pantalla (mm ²)	Intensidad Icc 0.5 seg. (kA)
45	120	23
66	160	31,5
132	160	31,5

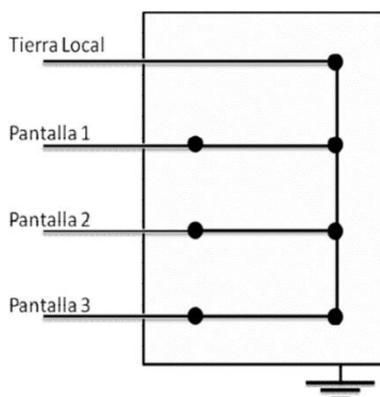
Según el lugar de instalación se diferencian dos tipos:

- Exteriores: estarán preparadas para su fijación sobre torres y sobre pórtico a la intemperie, con una tapa practicable que deberá cerrarse mediante candado de seguridad. Cumplirán un grado de protección IP55 según UNE 20324 y un grado de protección mecánica frente a impactos IK10 según EN 50102.
- Subterráneas: estarán preparadas para su fijación a nivel de suelo y enterradas. La tapa y el cuerpo de la caja deberán cerrarse mediante tornillería inoxidable. Cumplirán un grado de protección IP68 con la totalidad de la caja a un metro de profundidad según UNE 20324 y un grado de protección mecánica IK10 según EN 50102.

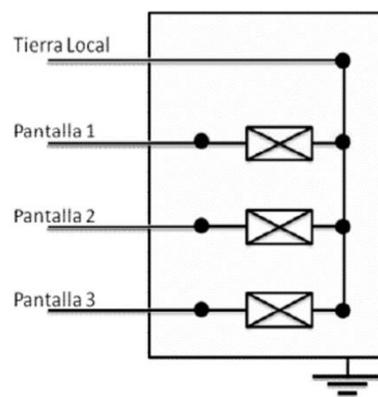
Los tipos de conexión disponibles son los siguientes:

- **Terminales:**

En estas cajas se reciben tres pantallas que se pondrán a tierra de forma directa o a través de limitadores de tensión, según los siguientes esquemas de conexión:



Esquema 1: Caja terminal de puesta a tierra directa.

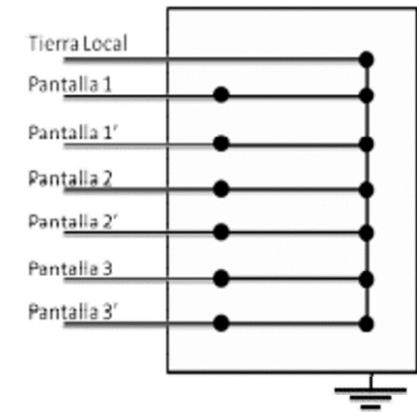


Esquema 2: Caja terminal de puesta a tierra a través de limitadores de tensión.

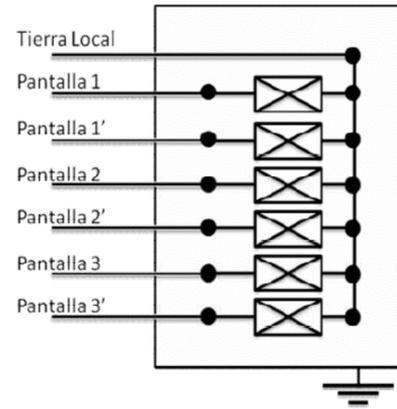
- **Empalmes:**

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

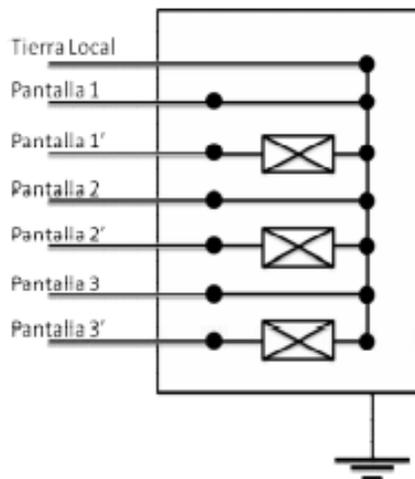
En estas cajas se reciben seis pantallas que se conectarán siguiendo una de las siguientes configuraciones:



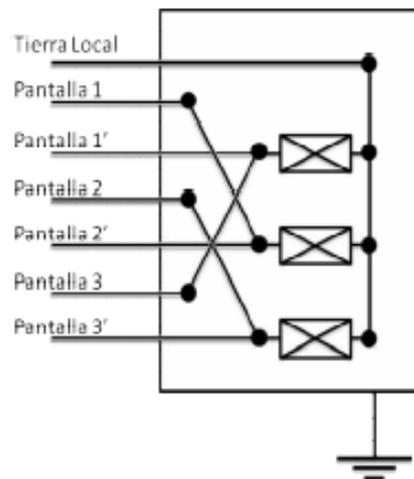
Esquema 3: Caja de puesta a tierra directa de todas las pantallas.



Esquema 4: Caja de puesta a tierra de todas las pantallas a través de limitadores de tensión.



Esquema 5: Caja de puesta a tierra mixta (directa de tres pantallas y a través de limitadores de tensión las otras tres).



Esquema 6: Caja de puesta a tierra con cruzamiento de pantallas

Limitadores de tensión (SVL).

Los limitadores de tensión para las pantallas son dispositivos con características tensión-corriente fuertemente no lineal, destinados a limitar las diferencias de potencial transitorias que, con ocasión de sobretensiones de impulsos, atmosféricas o de maniobra, pueden aparecer entre elementos del circuito de pantallas con rigidez dieléctrica limitada.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Serán de óxido de cinc (ZnO) y estarán dimensionados para no tener ningún efecto limitador frente a sobretensiones temporales, a frecuencia industrial en condiciones normales de funcionamiento y en las condiciones de intensidad máxima de cortocircuito.

Sin embargo, deberán conducir para las perturbaciones breves de origen atmosférico o de maniobra, que originan tensiones muy elevadas en los extremos y en los puntos de discontinuidad, limitando estas tensiones a valores admisibles.

Las tensiones que se han de limitar son las que aparecen entre pantallas y la tierra local, que someten a esfuerzos dieléctricos a la cubierta exterior del cable y a los aisladores de soporte de los terminales, y las que se presentan entre los dos extremos de pantalla que concurren en un mismo empalme con discontinuidad de pantalla, que deben ser soportadas por un espesor muy reducido de material aislante en el interior del empalme.

Los limitadores de tensión deben dimensionarse en cada instalación para obtener un nivel de protección adecuado, aunque habitualmente se utilizarán con las siguientes características:

- Tensión asignada: 6 kV.
- Tensión residual: ≤ 20 kV.
- Corriente nominal de descarga con onda 8/20 μ s: ≥ 10 kA.

Respecto al resto de características y ensayos de tipo y recepción, deberán cumplir los requisitos indicados en la norma UNE-EN 60099-4.

5.7 PARARRAYOS.

Con objeto de proteger los cables contra las sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas, se instalará una autoválvula o pararrayos en cada uno de los extremos de los cables unipolares. Estos elementos se dispondrán entre el tramo aéreo y el terminal.

Serán de óxido de zinc, como elemento activo, y en cada una de las autoválvulas instaladas se dispondrá un cable de puesta a tierra aislado independiente en el que se instalará un contador de descargas.

La conexión a tierra del pararrayos no podrá efectuarse a través de la estructura del propio apoyo, sino que dispondrá de una línea de tierra propia. De esta forma se minimiza la impedancia en caso de descarga. El conductor cumplirá la norma de cable unipolar definida en el *Apartado 5.5 Cables de puesta a tierra*.

Las características exigidas a los pararrayos serán las siguientes, y tomarán como referencia las normas de EDE GSCH005 y SNE020 "Norma de Pararrayos de Óxido de Zinc 45 kV":

Tabla 14: Características de PARARRAYOS de Óxido de Zinc

PARARRAYOS DE OZN					
Tensión de Red		45 kV	66 kV	110 kV	132 kV
Aislamiento exterior		Material polimérico			
Tensión de servicio continuo U_c	kV	34	48	77	92
Tensión asignada U_r	kV	42	60	96	120
Corriente de descarga nominal con onda 8/20 μ s	kA	10			

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001		
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025		

Clase de descarga de línea		2	3		
Nivel de aislamiento externo frec indust / tipo rayo	kV/kV	95/250	140/325	275/650	275/650
Corriente de prueba del limitador de presión 0,2 seg	kA	25	31,5		
Tensión residual máxima con onda de corriente 1/5 μ s y 10 kA	kV	< 155	< 222	< 355	< 444
Tensión residual máxima con onda de corriente 8/20 μ s y 10 kA	kV	< 138	< 198	< 317	< 396
Tensión residual máxima con onda de corriente 30/60 μ s y 1000 A	kV	< 109	< 156	< 249	< 312
Funcionamiento con impulso tipo rayo 8/20 μ s	kA	10			
Impulso de corriente de gran amplitud onda 4/10 μ s	kA	100			
Variación Tensión residual antes y después de impulso de corriente larga duración (2400 μ s)		<5%			
Requerimientos mecánicos	daN	50	50	100	100
Línea de fuga mínima fase tierra nivel de polución III fuerte	mm	1.300	1.813	3.625	3.625
Línea de fuga mínima fase tierra nivel de polución IV muy fuerte	mm	1.612	2.248	4.495	4.495

6 DISEÑO DE LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE ALTA TENSIÓN

6.1 DISPOSICIÓN DE LAS LÍNEAS SUBTERRÁNEAS.

Se permitirán los siguientes sistemas de instalación de los conductores:

- *Conductores en canalizaciones entubadas con tubos hormigonados.*

Es el tipo de **instalación normalizada** y presentará las características descritas en el *Apartado 6.1.1 Disposición y trazado de las líneas* y el *Apartado 6.1.2 Soterramiento en zanjas*.

- *Conductores en canalizaciones topo, con perforaciones subterráneas.*

Se utilizará estos sistemas de instalación en aquellas zonas en las que no sea posible o suponga graves inconvenientes y dificultades la apertura de zanjas. Se deberá tener en consideración lo indicado en el *Apartado 6.1.3 Perforaciones subterráneas*.

- *Conductores en galerías.*

La instalación de cables en galerías no es la solución de preferencia. Se permitirá la instalación en galería siempre que ésta sea exclusiva para los Cables de Alta Tensión, por lo que se deberá garantizar que:

- No coexistan cables de baja tensión (distintos a los de los propios servicios de la galería) ni Media Tensión junto con los de Alta Tensión.
- No coexistan con cables de telecomunicaciones coaxiales, y/o de pares de cobre, y/o fibra óptica gestionados por cualquier operador.
- No coexistan en la misma galería instalaciones de gas o líquidos inflamables con cables de Alta Tensión, por el riesgo de explosión que pueda comportar, según ITC BT 007, ITC-RAT 14.3. y ITC-RAT 15.3.6.1.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

En aquellos casos en que no sea posible la exclusividad en la galería para los cables de alta tensión, por coexistencia con otros servicios, estas instalaciones requerirán una evaluación y conformidad previa por parte de EDE.

Las características de dichas galerías se definen en el *Apartado 6.1.5 Galerías para conductores de Alta Tensión*.

La instalación directamente enterrada, no se considera adecuada para cables AT debido a distintos factores: factores térmicos que condicionan la capacidad de los circuitos, implicaciones de ejecución de la obra, seguridad de la instalación e implicaciones futuras de ampliación de los circuitos, entre otros.

6.1.1 Disposición y trazado de las líneas.

Antes de la elección del trazado de una línea subterránea se recopilará toda la información posible (en los Ayuntamientos, empresas de servicios públicos, etc.) acerca de otros servicios subterráneos previamente existentes en la zona, como telefonía u otras redes de comunicación, agua, alcantarillado, gas, alumbrado público y otras redes eléctricas de media o baja tensión. Además, se recabará de los Organismos afectados los posibles condicionantes o normas particulares existentes en los cruzamientos o paralelismos con la línea de alta tensión.

En la fase de proyecto se efectuará el replanteo de la obra asegurándose de la inexistencia de obstáculos al emplazamiento previsto y se investigará la ausencia de impedimentos en el subsuelo mediante calas de reconocimiento. Asimismo, se utilizarán equipos de detección cuando la complejidad del trazado lo requiera o siempre que se considere conveniente.

Se abrirán calas de reconocimiento en los sitios en los que se presuma que pueda haber servicios afectados, para confirmar o rectificar el trazado previsto y establecer la profundidad de dichos servicios.

Las calas tendrán una anchura mínima de 70 cm y una profundidad mínima de 10 cm superior a la de la excavación necesaria para la obra en el punto considerado.

Cada cala deberá registrarse y cada uno de los registros formará parte del informe sobre el trazado. Cada registro de cala contendrá, como mínimo, el nombre del proyecto, tramo, pozo nº, ubicación, punto kilométrico, situación respecto al eje de la línea, dimensiones, fecha de inspección, nombre del inspector, descripción del suelo y servicios localizados.

Al marcar el trazado de las zanjas, se tendrá en cuenta el radio mínimo que durante las operaciones de tendido deben tener las curvas en función del diámetro del cable o cables que se vayan a canalizar y del tubo utilizado para la canalización.

Con toda la información cartográfica, de campo y la anteriormente mencionada, se elegirá un trazado siguiendo los siguientes criterios:

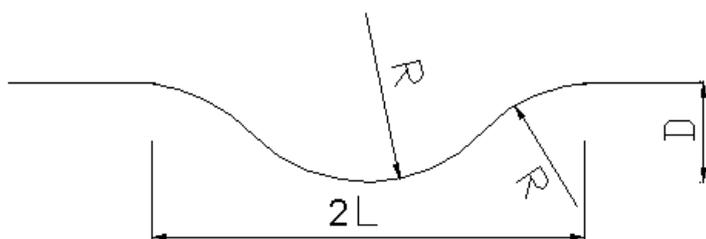
- Se respetarán los condicionados y normas particulares de los Organismos afectados en el trazado.
- Siempre las líneas discurrirán por terrenos de dominio público, solamente en casos excepcionales se admitirá la instalación en zonas de propiedad privada. Estos casos excepcionales de paso por zonas privadas tendrán que ser aceptados por EDE antes de admitirse como tales.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

- Cuando la línea discorra por zonas urbanas, el trazado irá preferentemente bajo calzada, en la proximidad de la acera y paralelo a los bordillos.
- En los casos excepcionales en que la solución racional, desde el punto de vista técnico y/o económico, implique la instalación de la línea en zona privada, además de las condiciones de carácter general, se gestionará, en cada caso, las condiciones especiales, técnicas y jurídicas, en orden a garantizar el acceso permanente a las instalaciones para la explotación y mantenimiento de las mismas, así como para atender el suministro de los futuros clientes. Las condiciones técnicas contemplarán anchura, profundidad, protección mecánica, señalizaciones internas y externas de las zanjas, tipo de pavimento, etc. En cualquier caso, la solución constructiva para pasos en zonas de propiedad privada, se convendrá de mutuo acuerdo entre la propiedad, proyectista, director de obra y los servicios técnicos de la empresa.
- El trazado será lo más rectilíneo posible, y las curvas tendrán el mayor radio de curvatura posible para no dañar al cable.
- Como mínimo este radio de curvatura deberá ser mayor que los radios mínimos de curvatura a que se pueden someter tanto los cables que se van a colocar, ver *Tabla 1: Características de los Cables Subterráneos* como el tubo utilizado para la canalización, tal como se define en la norma de EDE KMH001 "Ejecución de Obra civil para líneas subterráneas de Alta Tensión".

Así, las curvas para salvar obstáculos (dobles curvas o curvas en S) y seguir en la misma dirección, deberán tener como mínimo la siguiente longitud:

$$L(m) = \sqrt{(4RD - D^2)}$$



donde

R es el radio de la curva (mayor que el mínimo admisible de los tubos y de los cables que se empleen), en (m).

D es el desplazamiento horizontal o vertical que se quiera conseguir, en (m).

A partir de esta ecuación se puede obtener la distancia (L) a la que hay que comenzar a darle la curva al trazado para vencer un obstáculo.

Para los cambios de dirección en las canalizaciones entubadas se tomará, salvo que se indique otro valor, un radio de curvatura mínimo de 50 veces el diámetro del tubo. Este valor es el recomendado, en general, para tender el cable por el interior de los tubos.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

- Al ir entubados los cables, se deberá comprobar mediante cálculo que la canalización que se pretende construir es válida, verificando que podrán tenderse en ella después los cables previstos. El procedimiento a seguir consiste en asegurar que, para el trazado considerado, los valores de los esfuerzos que se producen en el tendido de los cables son admisibles para éstos, garantizando así que la canalización cumple con su finalidad prevista y los cables no se deteriorarán.

En el *Apartado 7.4 COMPROBACIÓN DEL TRAZADO ADMISIBLE*, se desarrolla un procedimiento para verificar que el trazado es admisible.

- Se tendrán en cuenta los lugares donde se van a situar los empalmes, si son necesarios, para evitar que el metraje de las bobinas haga que estos se sitúen en lugares inconvenientes (cruces de calzadas u otros lugares de difícil acceso).

6.1.2 Soterramiento en zanjas.

Diseño del soterramiento en zanjas:

- Si se tuviesen tres o más circuitos a tender por una línea, se desdoblarán para tender como mucho dos circuitos en una misma zanja con el fin de minimizar riesgos y debido a exigencias de intensidad admisible, procurando que las zanjas a ejecutar vayan separadas entre sí de tal forma que posibles excavaciones que pudieran realizarse no afecten a ambas zanjas simultáneamente.
- Por motivos de fiabilidad en la ejecución, las perforaciones subterráneas tipo “topo” sólo se ejecutarán cuando sea imposible abrir zanjas.
- Las líneas soterradas mediante la ejecución de zanjas siempre se instalarán bajo tubo, de forma que los cables vayan por el interior de tubos de polietileno de doble capa, los cuales quedarán siempre embebidos en un prisma de hormigón que sirve de protección a los tubos y provoca que éstos estén rodeados de un medio de propiedades de disipación térmica definidas y estables en el tiempo.
- Las fases estarán dispuestas en triángulo.
- El tubo de polietileno de doble capa (exterior corrugada e interior lisa) que se disponga para los cables de potencia tendrá un diámetro interior como mínimo 1.5 veces el diámetro del cable a tender, para que el cable pueda entrar sin dificultad y quepa también la mordaza que ha de sujetarlo para el arrastre, no tomándose tubos de diámetros exteriores inferiores a 160 mm. En general, se utilizará el tubo de 160 mm para sistemas de 45kV y 66kV y el de 200 mm para sistemas de 132 kV.
- Se instalará un tubo liso de polietileno de alta densidad de 63 mm de diámetro para la colocación de los cables de comunicaciones de fibra óptica.
- En las zonas donde se quiera instalar una puesta a tierra Single Point, se colocará otro tubo liso de polietileno de alta densidad de 63 mm de diámetro para la instalación del cable de cobre. En estos casos, como el cable de cobre debe cambiar su ubicación de un lado a otro de la línea a mitad de recorrido, los cables de fibra óptica también pasarán al otro lado en ese mismo punto, con lo que con dos tubos de 63 mm se instala tanto la fibra óptica como el cable de cobre para la puesta a tierra. Estos cambios del cable de cobre y de la fibra óptica de un tubo al otro se realizarán coincidiendo con una cámara de empalme.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

- La profundidad de la zanja a realizar para el soterramiento de la línea subterránea de alta tensión, salvo cruzamientos con otras canalizaciones que obliguen a variar la profundidad de la línea, se establece a partir de 1,25 metros.
- La anchura de la zanja a realizar para el soterramiento de la línea subterránea de alta tensión será tal que los tubos de polietileno corrugado de doble capa, en donde se instalan los cables de potencia, tengan un recubrimiento lateral de hormigón de 10 cm, y de forma que en el caso de doble circuito se mantenga una distancia entre ternas de 60 cm (ver ANEXO A).
- Cuando el tendido se haga por zonas sin urbanizar donde no se puedan tomar referencias fijas, EDE decidirá para cada caso concreto sobre la necesidad de efectuar la señalización exterior del trazado de cables subterráneos mediante la colocación de placas de señalización a lo largo del tendido, tomando como referencia la norma de EDE *KMH 001 "Ejecución de Obra civil para líneas subterráneas de Alta Tensión"*.
- Además de lo anterior, las canalizaciones en zanjas se ejecutarán de forma que:
 - Se colocará una solera de hormigón HM-20 de 5 cm de espesor para el asiento de los tubos.
 - Se rellenará de hormigón hasta 10 cm por encima de la superior de los tubos.
 - Las tierras de relleno deberán alcanzar como mínimo un grado de compactación del 95% Proctor Modificado.
 - La cinta de señalización, referenciada en la norma ETU 205A, que servirá para advertir de la presencia de cables de alta tensión, se colocará a unos 20 cm por encima del prisma de hormigón que protege los tubos.
 - Se aconseja, además, la instalación de balizas para el marcado de la zanja y su posterior detección. Estas balizas ofrecen un método preciso, práctico y duradero para el marcado del trazado, pudiéndose programar para la inclusión de información específica, como los detalles de la instalación, el tipo de aplicación, tipo de material, fecha de colocación y otros detalles relevantes.

Las balizas han de operar incluso en presencia de conductos o tuberías de metal, otros conductores metálicos, alambradas, líneas de energía y balizas electrónicas de otros servicios y serán de color rojo (estándar APWA), lo que permitirá, además, cierta referencia visual de la tipología de elemento balizado (naranja – telefonía, azul – agua...).

Existe gran variedad de balizas a instalar según la casuística (en arquetas, directamente enterrada, en orificios...). En ejecución se preferirá la instalación de las balizas esféricas, diseñadas para instalar en zanjas y situadas a una profundidad máxima de 1,2 m. Las balizas esféricas, de unos 10 cm de diámetro, contarán con un sistema de autonivelación que asegure un posicionamiento horizontal del sensor, independientemente de la posición en la que se coloque la baliza en el terreno.

Se instalarán, como mínimo, balizas en los cambios de dirección, en los empalmes y cada 50 metros (a 50 m de la baliza anterior), a unos 0,7 m de profundidad (sobre el hormigón de protección, en el centro de la cara superior del prisma) y se programarán,

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

al menos, con la siguiente información: Código de Baliza (existente por defecto), Nombre de Línea, Tensión y Tipo de ubicación (en traza, cambio dirección, empalme).

En función de los puntos anteriores, en el ANEXO A se muestran las secciones resultantes de las zanjas para cables por tubo de 160 mm y por tubo de 200 mm.

6.1.3 Perforaciones subterráneas.

Se utilizarán únicamente cuando sea imposible abrir zanjas.

Estas técnicas podrán utilizarse en el caso de que se conozca el emplazamiento de las instalaciones subterráneas existentes y se disponga de espacio suficiente para situar los hoyos de ataque de los extremos, si son necesarios, así como la maquinaria y medios auxiliares precisos.

Su ventaja más importante es que no alteran el medio físico, evitándose la rotura de pavimentos, movimientos de tierras, construcción de la propia excavación, etc., por lo que las molestias vecinales y de tráfico son mínimas.

Estas técnicas están particularmente indicadas en cruces de vías públicas, carreteras, ferrocarriles, ríos, etc., donde no sea posible abrir zanjas, así como en ciudades monumentales o lugares de especial protección. También pueden ser necesarias para el cruce de alguna vía de circulación para la cual el organismo afectado solamente diera permiso para cruzar mediante estos sistemas.

Dependiendo del sistema usado para la perforación se colocará o bien una tubería metálica o bien una tubería de polietileno de alta densidad. Dentro de esta tubería se colocarán los tubos de polietileno por los que se introducirán los cables. Una vez colocados los tubos, se hormigonará la entrada de la tubería, con un pequeño dado, con el fin de impedir la entrada de humedad en el tubo.

Por cada perforación tipo “topo” se canalizará un circuito. En caso de línea con dos circuitos, se realizarán dos perforaciones subterráneas para canalizar por cada perforación un circuito. Esto se realizará así en general, tanto por facilidad a la hora de la instalación de los tubos de polietileno por su interior, como para que los cables de ambos circuitos puedan ir separados y no suponga la perforación subterránea un punto caliente de la línea, y sobre todo para no tener que ir a perforaciones de diámetros difíciles de encontrar en el mercado.

En el

ANEXO C: PERFORACIÓN SUBTERRÁNEA se muestran las secciones tipo para el caso de perforación subterránea. Para el caso de doble circuito las dos perforaciones a realizar irán separadas de forma que la corriente admisible por los cables sea la de proyecto.

6.1.4 Conversiones de línea aérea a subterránea.

Se entiende por conversión aéreo subterránea a aquel conjunto formado por apoyo, amarre, pararrayos, terminales, puesta a tierra, cerramiento y obra civil correspondiente que permite la continuidad de la línea eléctrica cuando ésta pasa de un tramo aéreo a otro subterráneo.

En lo que a la disposición del cable subterráneo se refiere, quedarán sobre la parte central de una de las caras del apoyo. La curvatura de los cables en el tramo entre la cruceta y el cuerpo del apoyo respetará en todo momento los radios de curvatura mínimos.

Se establecen como valores mínimos del radio de curvatura los de la *Tabla 15: Radios de curvatura mínimos*.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Tabla 15: Radios de curvatura mínimos

Tensión nominal de la red U (kV)	Ø (m)
45	1,40
66	1,50
110/132	1,90

Una vez en el cuerpo del apoyo se hará uso de estructuras accesorias para el soporte de las abrazaderas o bridas de sujeción de los cables. Estas serán de material no magnético, como nylon, teflón o similar, y se situarán a lo largo del apoyo con una distancia máxima entre ellas de 1,5 metros.

En la parte inferior del apoyo se dispondrá una protección para el cable a través de tubo o canaleta metálicos para cubrir las ternas. Esta protección irá empotrada en la cimentación y quedará obturada en la parte superior con espuma de poliuretano expandido para evitar la entrada de agua. Sobresaldrá 2,5 metros de la cimentación.

Las características del apoyo y del resto de elementos quedan definidas en los requisitos indicados en la especificación “LRZ001 Especificaciones Particulares para Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV” y en el **Apartado 6.3 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA de este documento.**

6.1.5 Galerías para conductores de Alta Tensión.

El diseño, ejecución y explotación de una galería visitable para cables de Alta Tensión se realizará bajo unos estrictos condicionantes de seguridad y fiabilidad, acorde con la importancia estratégica de estas instalaciones.

Las dimensiones de la galería y su constitución tomarán como referencia la norma de EDE *KNH002 “Criterios de diseño de galerías para cables de Alta Tensión”*

Si bien la instalación de cables en galerías no es la solución de preferencia, se describen a continuación las principales restricciones y criterios que deberán observarse en la instalación de dichos cables de Alta Tensión:

- **Exclusividad en la instalación:** Las galerías de Alta Tensión serán de uso exclusivo para circuitos de tensiones Uo/U de 26/45 kV, 36/66 kV y 76/132 kV, gestionados y explotados directamente por EDE.

Este criterio es básico para asegurar la seguridad de las instalaciones y se concreta en las siguientes directrices principales:

- Se evitará el tendido de cables de BT (excepto para los servicios propios de la galería) y MT.
- Se evitará el tendido de cables de telecomunicaciones que no sean para dar servicio a las instalaciones propias de la galería.
- No podrán coexistir en la misma galería instalaciones de agua, gas o líquidos inflamables con cables de Alta Tensión. A falta de reglamentación específica se toman como referencia las siguientes instrucciones: ITC-BT 007, ITC-RAT 14.3.3 y ITC-RAT 15.3.6.1.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

En aquellos casos en los que se haga necesario el tendido de algunos de los servicios anteriores con la presencia de los circuitos de alta tensión, se requerirá una evaluación y conformidad previa por parte de EDE.

- **Fiabilidad en el suministro:** siempre que sea posible se redundarán las líneas de alta tensión para garantizar el servicio. Deberá cumplirse con dos criterios principales:
 - No se instalará nunca por la misma galería de cables de Alta Tensión un circuito y su complemento redundante. De esta forma el servicio eléctrico final no se interrumpirá ante una incidencia en un circuito de Alta Tensión que esté alojado en dicha galería.
 - Se instalará el mínimo número de circuitos de Alta Tensión en una misma galería.
- **Condicionantes en la ventilación:** se observan los siguientes condicionantes de diseño:
 - Utilización de ventilación por tiro natural.
 - Si por las condiciones de disipación de calor dentro de la galería de la temperatura media de ésta supera los 50°C, se deberá considerar el cálculo de ventilación forzada.

Además de las restricciones y condicionantes descritos, las galerías para cables de Alta Tensión deberán contar con las instalaciones de seguridad y prevención necesarias para dar respuesta a la aparición de los riesgos asociados a este tipo de instalaciones:

- Sistemas de detección de incendios.
- Sistemas de extinción de incendios.
- Sistemas auxiliares de seguridad para control de presencia, antiintrusismo y detección de gases.
- Señalización de emergencia en el interior de la galería.

Los requerimientos mínimos de estos sistemas y la normativa reglamentaria de obligado cumplimiento se definen en la norma de referencia *KNH002 "Criterios de diseño de galerías para cables de Alta Tensión"*.

Por otra parte, se instalarán accesos de personal a la galería cada 400 m, según ITC-BT-07. Estos accesos se realizarán con una escalera de acceso y trampilla basculante con control de accesos, según se describe en el apartado de instalaciones de seguridad y prevención de la norma de referencia *KNH002 "Criterios de diseño de galerías para cables de Alta Tensión"*.

Todo acceso a la galería para cables de Alta Tensión se tendrá que situar en zona no transitable para vehículos, conveniente balizado y señalizado, para que se pueda abrir el mismo sin afección a terceros.

Estos accesos servirán a la vez como salida de emergencia de la galería para el personal de mantenimiento.

La trampilla de entrada dispondrá de apertura de emergencia desde el interior de la galería, abriéndose con una fuerza inferior a 12 kp, de este modo se podrá utilizar como salida de emergencia.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

6.2 ARQUETAS Y CÁMARAS.

6.2.1 Cámaras de empalme.

Para realizar las uniones entre los distintos tramos de tendido, se prevén cámaras donde se alojarán los empalmes entre cables. La profundidad de la cámara de empalme será de 1.9 m.

La longitud y el ancho de la cámara serán los menores posibles siempre y cuando permitan realizar los empalmes necesarios. Por tanto, estas dimensiones dependerán de la tensión de la línea, del número de circuitos de ésta, y del tipo de empalme a realizar.

En el *ANEXO B: CÁMARAS DE EMPALME* se muestran las dimensiones para este tipo de cámara de empalme y un esquema de la misma. Cuando el circuito sea crítico, la longitud de la cámara será 1.5 veces la indicada en el plano correspondiente, para poder volver a rehacer el empalme en caso de avería.

Una vez realizado el hueco para la cámara de empalme con las dimensiones necesarias, se colocarán paredes de 1.5 m de altura, fabricadas con bloques de hormigón, y se procederá a ejecutar una solera de hormigón HM-20 de 15 cm de espesor.

En las cámaras de empalme para doble circuito se colocará un muro de separación entre ambos circuitos.

Cuando sea necesario conectar las pantallas metálicas a una caja de transposición de pantallas para conexión cross-bonding o a una caja de puesta a tierra a través de descargador, se facilitará la salida de los cables coaxiales de interconexión, a través de un agujero en las paredes de la cámara de empalme, para llevarlos hasta la caja correspondiente, la cual se situará lo más próxima posible a la cámara de empalme.

Una vez realizados los empalmes de los cables y las pruebas de instalación acabada, y tras colocar un lecho de arena para los mismos, la cámara se rellenará de arena de río o mina, de granulometría entre 0.2 y 1 mm, y de una resistividad de 1 K·m/W, colocándose encima de este relleno de arena una capa de hormigón HM-20 de 10 cm como protección. Finalmente se repondrá el pavimento. Se podrá disponer de tapa arqueta tipo B2 según UNE 133100-2 para poder entrar a la cámara.

6.2.2 Arquetas de conexionado de pantallas y de fibra óptica.

Las arquetas serán prefabricadas y de clase B conforme a la norma UNE 133100-2:2002. Para su colocación se seguirá lo establecido para instalación de arquetas prefabricadas en la norma UNE 133100-2:2002.

La tapa de la arqueta será conforme al apartado 7.6 de la norma UNE 133100-2:2002.

Si el diseño del sistema así lo requiere se definirán las arquetas de conexionado de pantallas y de fibra óptica, irán anexas a la cámara de empalme no visitable del cable de potencia y servirán además como señalización de los empalmes. Se ubicará una arqueta de fibra óptica en al menos cada cámara de empalme no visitable.

6.2.3 Arquetas de ayuda al tendido.

Al tratarse de una instalación en la que los cables van entubados en todo su recorrido, en los cambios importantes de dirección se colocarán arquetas de ayuda para facilitar el tendido del cable.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Las paredes de estas arquetas deberán entibarse de modo que no se produzcan desprendimientos que puedan perjudicar los trabajos de tendido del cable, y dispondrán de una solera de hormigón de 10 cm de espesor.

Una vez que se hayan tendido los cables se dará continuidad a las canalizaciones en las arquetas, y se recubrirán de una capa de hormigón de forma que quede al mismo nivel que el resto de la zanja.

Finalmente se rellenará la arqueta con tierras compactada y se repondrá el pavimento.

6.3 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

En las redes subterráneas se conectarán a tierra los siguientes elementos:

- Apoyos de conversión aéreo-subterránea.

Se realizará la puesta a tierra del propio apoyo con paso aéreo-subterráneo y de los elementos instalados en el mismo. Dicha puesta a tierra se dimensionará según requerimientos de resistencia mecánica y térmica, corrosión, seguridad de personas y protección frente a rayos, tal como se exige en el apartado 7 de la ITC-LAT 07 y lo especificado por EDE en la especificación “LRZ001 *Especificaciones Particulares para Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV*”.

- Autoválvulas.

Para cada una de las autoválvulas instaladas se dispondrá un cable de puesta a tierra aislado independiente en el que se instalará un contador de descargas. El conductor a instalar cumplirá la norma de cable unipolar definida en el *Apartado 5.5 CABLES DE PUESTA A TIERRA*, con aislamiento de XLPE y cubierta de poliolefina.

La conexión no se podrá ejecutar a través de la estructura del propio apoyo, sino que dispondrá de una línea de tierra propia. El tendido de esta línea seguirá la trayectoria más directa, evitando en todo momento que se formen bucles o espiras alrededor de la estructura del apoyo y teniendo especial cuidado en aislar correctamente el cable para que no se produzcan contactos con la estructura o efectos coronas.

Las puestas a tierra de los pararrayos de cada fase podrán juntarse en una única línea de tierra que se unirá con el cable de salida de la caja de conexión de las pantallas conectándose desde ahí al sistema de tierra del apoyo.

- Pantallas metálicas de los conductores.

La principal función del sistema de conexión de puesta a tierra de las pantallas de los conductores es la reducción de tensiones inducidas que aparecen entre las pantallas de los cables y tierra, tanto en régimen permanente como en cortocircuito.

Básicamente se pueden presentar 2 tipos de conexión de pantallas:

- Conexión rígida a tierra (*solid bonding*).
- Conexiones especiales a tierra:
 - Pantallas conectadas a tierra en un solo punto (*single point*).
 - Cruzamiento de pantallas (*cross bonding*).

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

6.3.1 Tensiones inducidas.

Durante el funcionamiento de un circuito se inducen en las pantallas de los conductores unas tensiones que, dependiendo del sistema de conexión de puesta a tierra de las pantallas, pueden originar dos fenómenos distintos:

- aparecen corrientes inducidas que disminuyen la capacidad de transporte del conductor.
- aparecen tensiones inducidas que pueden alcanzar valores peligrosos para la seguridad de personas o valores capaces de dañar los materiales de la instalación o reducir la vida útil de los mismos.

La elección del sistema de conexión de puesta a tierra de las pantallas se realizará y justificará en cada caso atendiendo a las características de la instalación y de los efectos que las tensiones inducidas pueden provocar en la instalación. Las principales funciones del sistema de conexión de puesta a tierra serán:

- Eliminar o reducir corrientes de circulación por las pantallas debidas a un acoplamiento inductivo con la corriente que pasa por los cables, evitando así pérdidas de potencia activa.
- Reducir las tensiones inducidas entre las pantallas de los cables y tierra, tanto en régimen permanente como en cortocircuito. Las sobretensiones inducidas durante cortocircuitos pueden provocar averías en los cables, principalmente en los empalmes, terminales y en las cajas de conexiones que se utilizan para la transposición de pantallas, así como la perforación del aislamiento de la cubierta.

En condiciones de funcionamiento normal de las líneas se aceptarán como máximo unas tensiones inducidas entre las pantallas y tierra de 65 V, ya que las conexiones de las pantallas a tierra, y los cruces de las pantallas se ubican en cajas metálicas puestas a tierra.

6.3.2 Conexión rígida a tierra (*solid bonding*).

En este tipo de conexión, las pantallas de los cables están conectadas a tierra en ambos extremos, formando un circuito cerrado y ligado electro-magnéticamente con el circuito formado por los conductores, según se muestra en la *Figura 7*.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

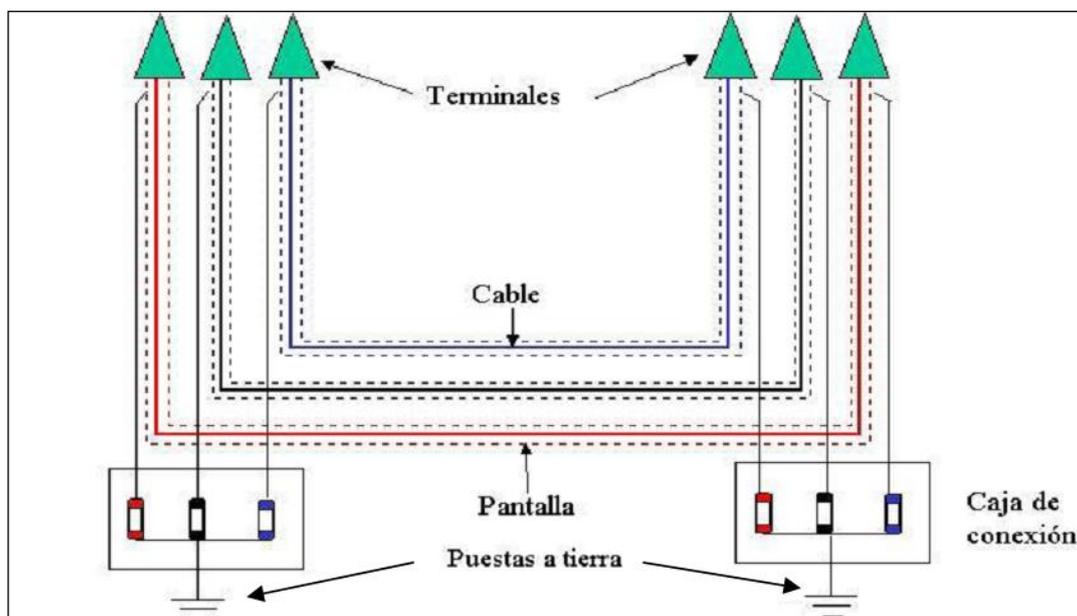


Figura 7: Pantallas conectadas rígidamente a tierra (*solidly bonding*)

En este tipo de conexión, se inducen corrientes de circulación en las pantallas de los cables, provocando pérdidas por calor y consecuentemente pérdidas en la intensidad admisible del cable.

Estas pérdidas, se pueden minimizar cuando los cables están dispuestos en formación tresbolillo, sin embargo, se incrementan con la separación de los mismos.

6.3.3 Conexiones especiales de tierra (*specially bonding*).

Las conexiones especiales se han desarrollado para mantener las pérdidas generadas por las corrientes de circulación al mínimo. Se pueden destacar las siguientes ventajas:

- Secciones de conductor más pequeñas para las mismas intensidades admisibles.
- Permiten la colocación de los cables con separación entre ellos para reducir los efectos de calentamiento debidos a la proximidad de los mismos.

Presentan además algunas desventajas.

- Aparecen tensiones en las pantallas de los cables que deben ser adecuadamente aisladas.
- Además, desde un punto de vista de seguridad, es importante establecer un valor límite a estas tensiones y por lo tanto, se deben utilizar limitadores de tensión en las pantallas (SVL), los cuales restringirán los valores de tensión alcanzados, particularmente en condiciones transitorias.

Las conexiones especiales son ventajosas para circuitos de alta intensidad. Podemos distinguir dos tipos de conexiones especiales:

Conexión a tierra en un solo punto (*single point*)

- ***Extremo del circuito (End point bonding)***

En este tipo de conexión, las pantallas están conectadas a tierra en un extremo de la línea. En el resto de puntos, las pantallas están aisladas de tierra.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

La pantalla que ha sido aislada de tierra tendrá un voltaje inducido proporcional a la longitud del circuito, a la intensidad que pase por el conductor y a la separación entre cables. Esta tensión tendrá el valor máximo en el punto más alejado de la conexión a tierra. Debido a que el circuito no está cerrado, se eliminan las circulaciones de corrientes por las pantallas.

Este tipo de conexión se utilizará para las longitudes indicadas en la *Tabla 16: Longitudes máximas permitidas para conexiones "end point bonding"* para mantener la tensión inducida al valor de 65 V como máximo y salvaguardar la seguridad de la instalación de "tensiones por contacto".

Las tensiones inducidas en la pantalla se han calculado con el cable a la máxima intensidad admisible definida en la *Tabla 4: Intensidades admisibles máximas en régimen permanente*.

Tabla 16: Longitudes máximas permitidas para conexiones "end point bonding"

Tensión	Sección	1 circuito por zanja		2 circuitos por zanja	
		Tensión inducida	Longitud máxima permitida	Tensión inducida	Longitud máxima permitida
45 kV	400 mm ² Al	64,5 V/km	1.007 m	54,6 V/km	1.191 m
	800 mm ² Al	88,7 V/km	737 m	77,5 V/km	839 m
	1000 mm ² Al	92,9 V/km	700 m	77,3 V/km	841 m
66 kV	630 mm ² Al	74,8 V/km	869 m	62,9 V/km	1.034 m
	1000 mm ² Al	88,7 V/km	733 m	74,1 V/km	877 m
132 kV	630 mm ² Al	73,8 V/km	881 m	61,5 V/km	1.057 m
	1200 mm ² Al	93,5 V/km	695 m	76,9 V/km	846 m

En este tipo de conexiones es necesario colocar un cable adicional de continuidad de tierra para las corrientes de fallo, que normalmente retornarán a través de las pantallas del cable.

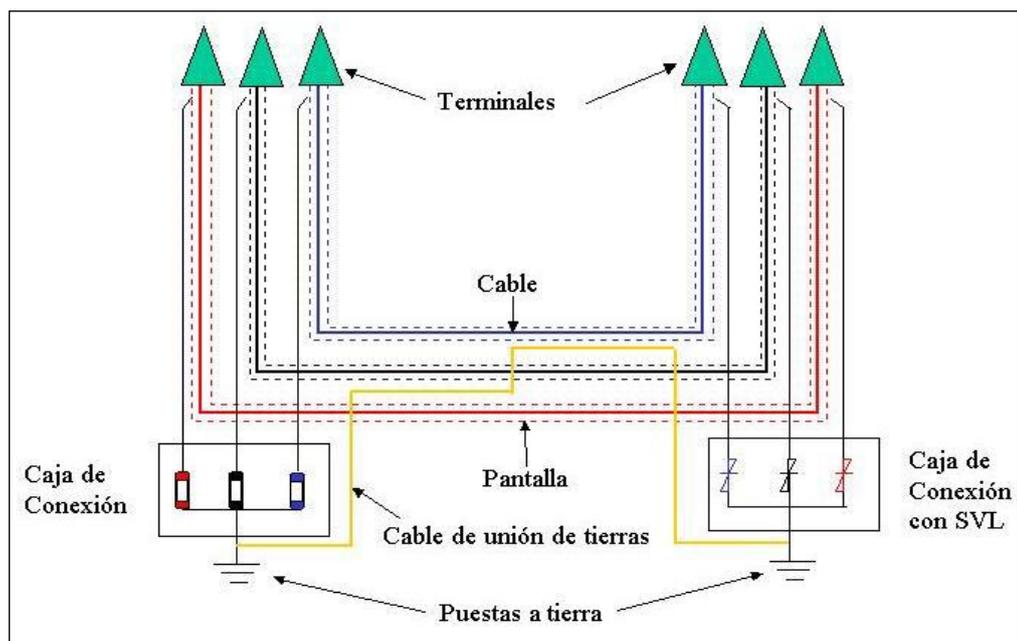


Figura 8: Pantallas conectadas a tierra en un solo punto (single point)

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

▪ **Punto medio del circuito (Mid point bonding)**

Cuando la longitud de la ruta es demasiado larga para utilizar la conexión a tierra en un solo extremo, se puede realizar la conexión a tierra en un punto medio del circuito.

Así, el cable está conectado a tierra en un punto medio de la ruta y aislado de tierra mediante SVL en cada extremo. De esta manera se dobla la longitud de la ruta respecto al apartado anterior.

Tabla 17: Longitudes máximas permitidas para conexiones "mid point bonding"

Tensión	Sección	1 circuito por zanja		2 circuitos por zanja	
		Tensión inducida	Longitud máxima permitida	Tensión inducida	Longitud máxima permitida
45 kV	400 mm ² Al	64,5 V/km	2.015 m	54,6 V/km	2.382 m
	800 mm ² Al	88,7 V/km	1.474 m	77,5 V/km	1.678 m
	1000 mm ² Al	92,9 V/km	1.400 m	77,3 V/km	1.682 m
66 kV	630 mm ² Al	74,8 V/km	1.737 m	62,9 V/km	2.068 m
	1000 mm ² Al	88,7 V/km	1.466 m	74,1 V/km	1.755 m
132 kV	630 mm ² Al	73,8 V/km	1.762 m	61,5 V/km	2.113 m
	1200 mm ² Al	93,5 V/km	1.391 m	76,9 V/km	1.691 m

Cruzamiento de pantallas (cross bonding)

El *cross bonding* consiste esencialmente en la distribución de las pantallas de cable en secciones elementales, llamadas secciones menores, y cruzando las pantallas de tal manera que se neutralice la totalidad del voltaje inducido en tres secciones consecutivas. Tres secciones menores juntas conforman una sección mayor.

En un sistema de cruzamiento de pantallas, la ruta se divide en grupos de tres longitudes iguales, lo que asegura que el sistema quede eléctricamente equilibrado, con las pantallas puestas a tierra en los dos extremos de cada sección mayor pero no en todos los otros puntos, como se puede comprobar en la *Figura 9*. De esta manera se induce una tensión entre la pantalla y tierra pero se eliminan las corrientes inducidas.

Las tres pantallas conectadas en serie están asociadas a conductores de diferentes fases y cuando los cables están dispuestos al tresbolillo, sus intensidades, y por lo tanto las tensiones inducidas en las pantallas, tienen la misma magnitud pero con un desplazamiento de 120°. El resultado global es que el voltaje inducido resultante y la corriente inducida resultante en las tres pantallas es cero.

Este tipo de conexión no requiere un cable de continuidad de tierra.

Con esta conexión de pantallas se puede incrementar considerablemente la intensidad admisible del circuito, particularmente para conductores de sección muy grande. Este sistema se puede aplicar a longitudes grandes.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

No obstante, en los puntos donde se conecten las pantallas y esta conexión sea accesible, las tensiones inducidas no podrán separar los 65 voltios.

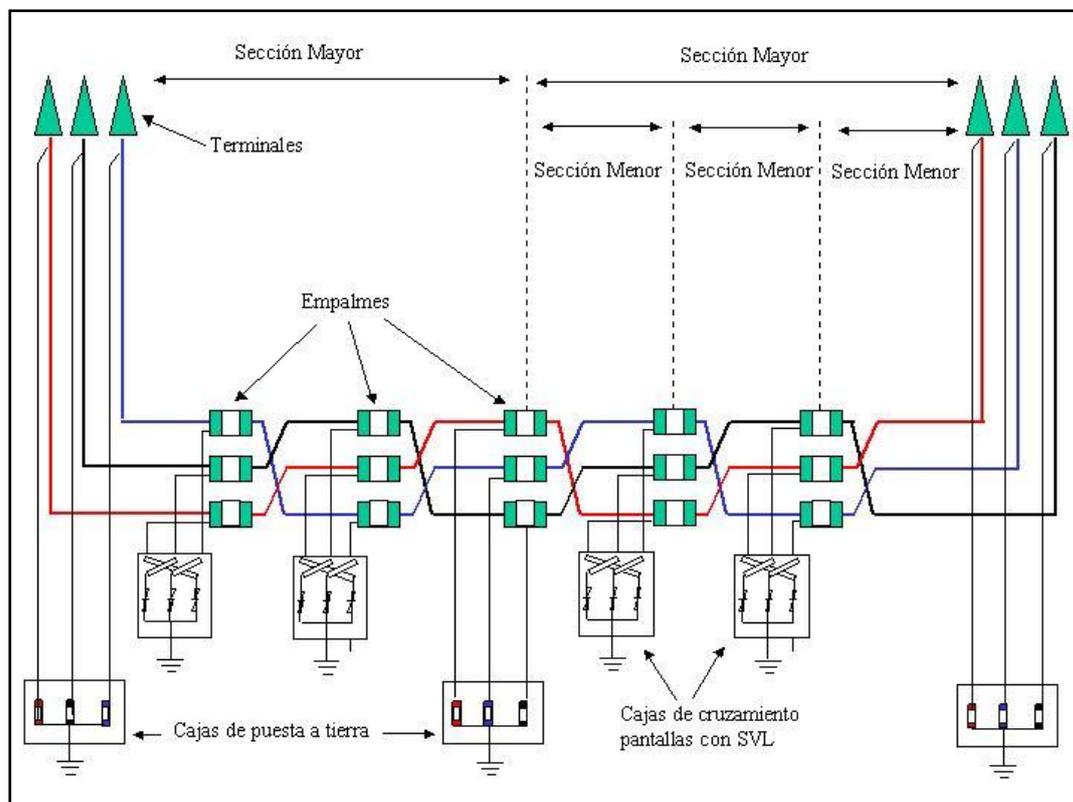


Figura 9: Pantallas cruzadas (cross bonding)

Combinaciones de conexiones especiales

Cuando la longitud total del circuito no sea suficiente para realizar cruzamientos de pantalla completos, se podrán combinar los cruzamientos de pantallas y las conexiones a tierra en un solo punto. En estos casos se colocarán preferiblemente las conexiones a tierra en un solo punto en el extremo o extremos del circuito, dejando el cruzamiento de pantallas en el medio del recorrido.

No obstante, en los puntos donde se conecten las pantallas y esta conexión sea accesible, las tensiones inducidas no podrán separar los 65 voltios.

6.4 CRUZAMIENTOS, PROXIMIDADES Y PARALELISMOS.

El soterramiento de cables deberá cumplir con todos los requisitos señalados en el presente apartado y con todas las condiciones que pudieran imponer otros Organismos Competentes afectados, como consecuencia de disposiciones legales, cuando sus instalaciones fueran afectadas por tendidos de cables subterráneos de alta tensión.

Las distancias de seguridad y las condiciones generales en situaciones de cruzamiento o paralelismos, cumplirán estrictamente con lo indicado en este apartado que, en general, se corresponden con lo dispuesto en el apartado 5 de la ITC-LAT 06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas de alta tensión.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

6.4.1 Cruzamientos.

A continuación se fijan, para cada uno de los casos indicados, las condiciones a que deben responder los cruzamientos de cables subterráneos de alta tensión.

1. **Con calles y carreteras:** la profundidad a la que irá el cruzamiento será la misma de la línea en general. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial. No se permite la ubicación de empalmes en estos cruces, debiendo estar dichos empalmes a una distancia superior a 3 metros del cruzamiento.
2. **Con ferrocarriles:** los cables se colocarán perpendiculares a la vía siempre que sea posible, y a una profundidad mínima de 1,3 m respecto a la cara inferior de la traviesa. No se permite la ubicación de empalmes en estos cruces, debiendo estar dichos empalmes a una distancia superior a 3 metros del cruzamiento.
3. **Con otros cables de energía eléctrica:** siempre que sea posible, se procurará que los cables de alta tensión discurren por debajo de los de media y baja tensión. La distancia mínima vertical entre un cable de energía eléctrica de alta tensión y otros cables de energía eléctrica será de 0,4 m. La distancia horizontal del punto de cruce a los empalmes será superior a 1,50 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias mínimas, los conductores de alta tensión se dispondrán separados de la otra línea mediante chapas de acero solapadas de 10 mm de espesor colocadas de forma que ocupen prácticamente todo el ancho de la zanja ejecutada para el soterramiento de la línea de alta tensión y una longitud a ambos lados del cruzamiento de 1 m. Estas chapas de acero quedarán embebidas dentro del prisma de hormigón que rellena los tubulares, tal como se muestra en la *Figura 10*.
4. **Con cables de telecomunicaciones:** la separación mínima vertical entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,4 m. La distancia horizontal del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicaciones, será superior a 1m. Cuando no puedan respetarse estas distancias mínimas, los conductores de alta tensión se dispondrán separados mediante chapas de acero solapadas de 10 mm de espesor colocadas de forma que ocupen prácticamente todo el ancho de la zanja ejecutada para el soterramiento de la línea de alta tensión y una longitud a ambos lados del cruzamiento de 1 m. Esta chapa de acero quedará embebida dentro del prisma de hormigón que rellena los tubulares, de forma similar a como aparece en la *Figura 10*.

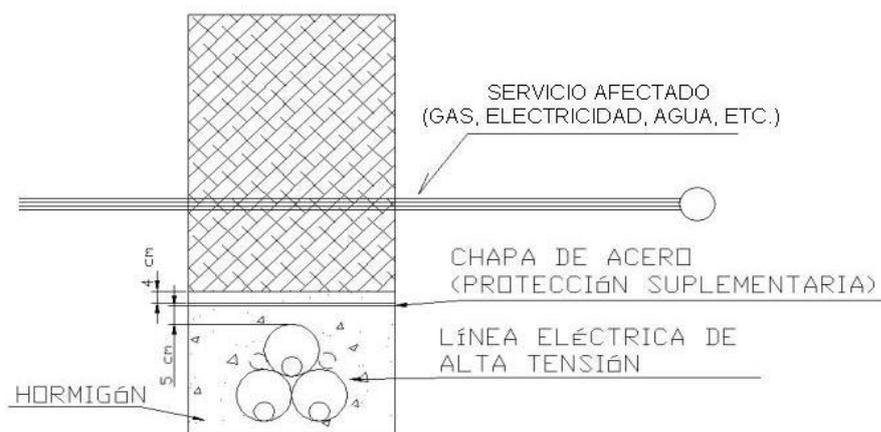


Figura 10

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

- Con canalizaciones de agua:** la distancia mínima vertical entre los cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua será de 0,4 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otras a una distancia horizontal superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias, los conductores de alta tensión se dispondrán separados mediante chapas de acero solapadas de 10 mm de espesor colocadas de forma que ocupen prácticamente todo el ancho de la zanja ejecutada para el soterramiento de la línea de alta tensión y una longitud a ambos lados del cruzamiento de 1 m. Esta chapa de acero quedará embebida dentro del prisma de hormigón que rellena los tubulares, de forma similar a como aparece en la *Figura 10*.
- Con canalizaciones de gas:** en los cruces de líneas subterráneas de alta tensión con canalizaciones de gas deberá mantenerse una distancia vertical mínima de 0,5. Cuando no pueda mantenerse esta distancia, podrá reducirse mediante colocación de una protección suplementaria, hasta 0,35 m. Esta protección suplementaria a colocar entre servicios estará constituida por chapas de acero solapadas de 10 mm de espesor que ocupen prácticamente todo el ancho de la zanja ejecutada para el soterramiento de la línea de alta tensión y una longitud a ambos lados del cruzamiento de 1 m. Esta chapa de acero quedará embebida dentro del prisma de hormigón que rellena los tubulares, de forma similar a como aparece en la *Figura 10*.

En la *Figura 11* se muestra un esquema con las dimensiones de la protección suplementaria.

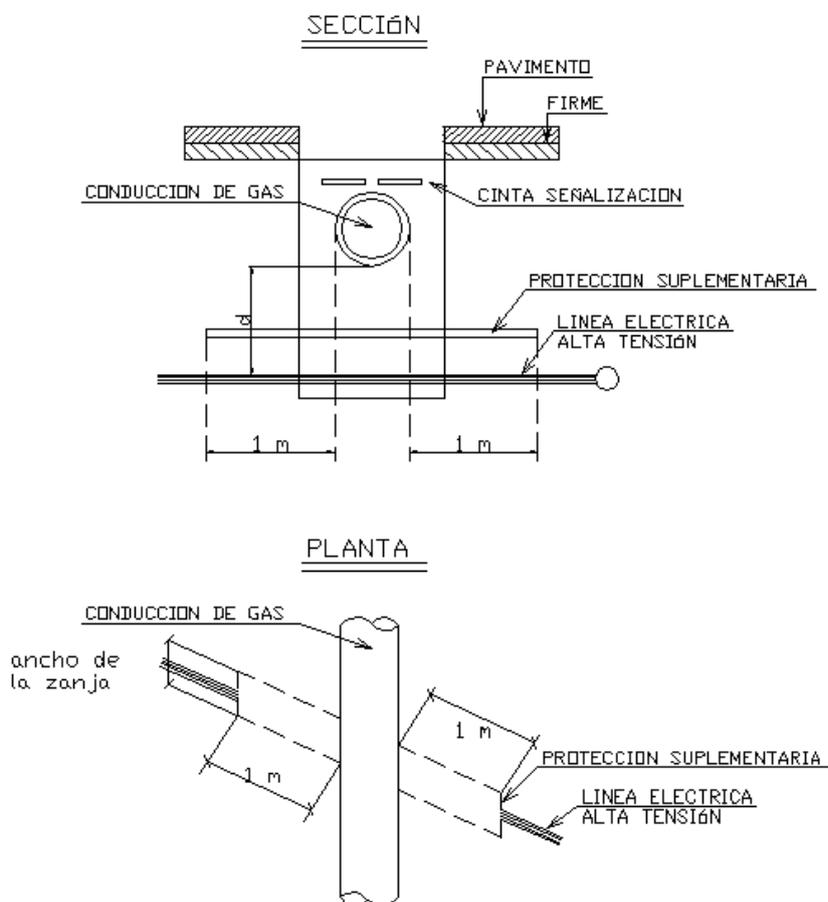


Figura 11

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

De igual forma, la distancia horizontal de los empalmes al punto de cruce deberá ser superior a 1,5 metros, y en caso de no poderse cumplir esta distancia se colocará la protección suplementaria indicada.

7. **Con depósitos de carburante:** los cables distarán, como mínimo, 1,5 m del depósito. No se permite la ubicación de empalmes en estos cruces, debiendo estar dichos empalmes a una distancia superior a 3 metros del cruzamiento.
8. **Con ríos:** se seguirán las prescripciones particulares establecidas por la autoridad Hidrográfica correspondiente. En caso de ausencia de éstas, se cruzará por debajo del cauce mediante la ejecución de zanjas o mediante perforaciones subterráneas dirigidas tipo “topo”, cuando no sea posible realizar el paso del río sobre puentes.

Para minimizar los efectos de la erosión que pueda producirse por arrastre de las aguas, se mantendrá una distancia mínima de 1,5 m entre el lecho del cauce y la parte superior del prisma de hormigón que cubre los tubos de polietileno (en caso de canalización mediante zanjas) o de 1,5 m entre el lecho del cauce y la superior de la tubería por la que van los cables (en caso de que el cruce se realice mediante perforación subterránea dirigida). En los casos en que el lecho del cauce del río esté constituido por terrenos fangosos será necesario hacer un estudio de erosionabilidad del río para establecer la profundidad a la que debe de situarse la canalización.

En caso de que la canalización subterránea tenga grandes dificultades constructivas y además no sea posible el paso sobre puentes, se podrá canalizar la línea por una estructura resistente (viga) que se ejecute expresamente para unir dos zonas aproximadamente al mismo nivel y así poder canalizar los cables de energía por ella.

En general, si se produce un cruzamiento con otros servicios, la profundidad de la zanja en este punto deberá ser tal que permita tender el cable por debajo de dichos servicios. Esto se establece como norma general que sólo podrá ser variada en algún caso concreto (normalmente se tratará de un servicio aislado y profundo, tipo pluviales o residuales, que permite pasar por encima).

En todo momento, también en el plano vertical, se deberá respetar el radio mínimo que durante las operaciones del tendido permite el cable a canalizar, así como el radio de curvatura permitido para el tubo utilizado para la canalización. Debido a esto, la aparición de un servicio implica la corrección de la rasante del fondo de la zanja a uno y otro lado, a fin de conseguirlo. Aun respetando el radio de curvatura indicado, se deberá evitar hacer una zanja con continuas subidas y bajadas que podrían hacer inviable el tendido de los cables por el aumento de la tracción necesaria para realizarlo.

6.4.2 Proximidades y paralelismos.

El soterramiento de cables de alta tensión deberá cumplir las condiciones y distancias de proximidad que se indican a continuación, procurando evitar que queden en el mismo plano vertical que las demás conducciones.

1. **Con otros cables de energía eléctrica:** los cables de alta tensión podrán instalarse paralelamente a otros cables de energía eléctrica, manteniendo entre ellos una distancia horizontal mínima de 0,50 m. Cuando no pueda respetarse dicha distancia de 0,50 metros, como protección se dispondrán chapas de acero de 10 mm de espesor entre ambas líneas. Estas chapas de acero quedarán embebidas dentro del prisma de hormigón que rellena los tubulares, tal como se muestra en la *Figura 12*. La disposición de las chapas de acero será

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

función de la posición de los otros cables, ya que la misión de dichas chapas será la de proteger al prisma de hormigón frente a posibles trabajos de excavación en la línea eléctrica cercana. Asimismo, si la distancia entre los empalmes de una línea y los cables de la línea paralela es menor de 1,5 metros, también se dispondrá una protección suplementaria de chapas de acero a lo largo del paralelismo entre empalmes de una línea y la otra.

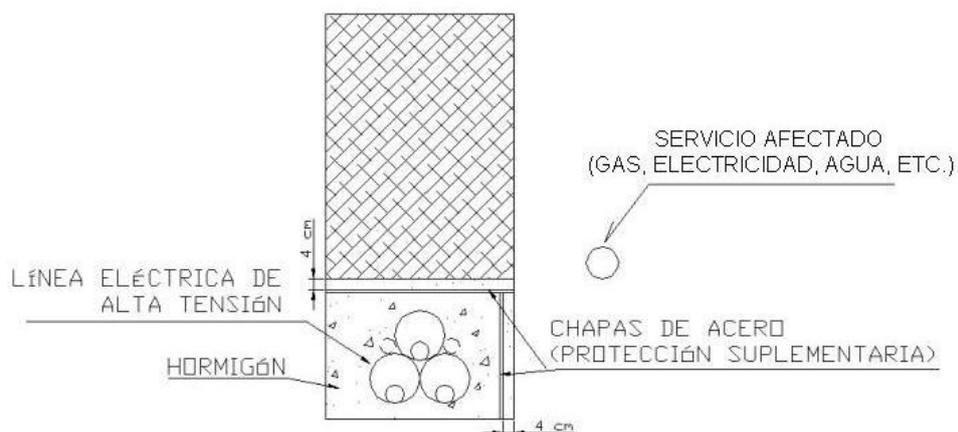


Figura 12

La distancia mínima de 0,50 m está marcada para casos de paralelismos muy cortos, pero para casos de paralelismos superiores a 15 m siempre habrá que tener en cuenta el efecto térmico producido por cada línea por si éste obligara a reducir la potencia transportada, efecto que no será necesario considerarlo si la distancia entre las líneas es superior a 2 metros.

2. **Con cables de telecomunicaciones:** la separación horizontal mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,4 m. Cuando no pueda respetarse esta distancia de 0,40m, como protección se dispondrán chapas de acero de 10 mm de espesor entre ambas líneas. Estas chapas de acero quedarán embebidas dentro del prisma de hormigón que rellena los tubulares, de forma similar a como se muestra en la *Figura 13*. La disposición de las chapas de acero será función de la posición de los cables de telecomunicaciones, ya que la misión de dichas chapas será la de proteger al prisma de hormigón frente a posibles trabajos de excavación en la línea de telecomunicaciones cercana. Asimismo, si la distancia entre los empalmes de una línea (ya sea la de telecomunicaciones o la de energía eléctrica) y los cables de la otra es menor de 1 m, también se dispondrá una protección suplementaria de chapas de acero a lo largo del paralelismo entre empalmes de una línea y la otra.
3. **Con canalizaciones de agua:** la distancia mínima horizontal entre los cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua será de 0,4 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1m. Cuando no pueda respetarse esta distancia de 0,4 m, como protección se dispondrán chapas de acero de 10 mm de espesor entre ambas líneas. Estas chapas de acero deberán quedar embebidas dentro del prisma de hormigón que rellena los tubulares, de forma similar a como se muestra en la *Figura 12*.

Se procurará que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Por otro lado, las arterias importantes de agua se dispondrán alejadas de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de alta tensión.

4. **Con canalizaciones de gas:** en los paralelismos de líneas subterráneas de alta tensión con canalizaciones de gas, deberán mantenerse las distancias mínimas que se establecen en la *Tabla 18: Distancias a instalaciones de gas*. Cuando no puedan mantenerse estas distancias, podrán reducirse mediante colocación de una protección suplementaria, hasta las distancias mínimas establecidas en la *Tabla 18: Distancias a instalaciones de gas*. Como protección suplementaria se dispondrán chapas de acero de 10 mm de espesor entre ambas líneas. Estas chapas de acero deberán quedar embebidas dentro del prisma de hormigón que rellena los tubulares, de forma similar a como se muestra en la *Figura 12*.

Tabla 18: Distancias a instalaciones de gas

Presión de la instalación de gas	Distancia mínima (d) sin protección suplementaria	Distancia mínima (d') con protección suplementaria
<i>En alta presión > 4 bar</i>	0,60 m	0,40 m
<i>En media y baja presión ≤ 4 bar</i>	0,50 m	0,35 m

En la *Figura 13* se muestra un esquema con las dimensiones de la protección suplementaria.

La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de gas será de 1,5 m.

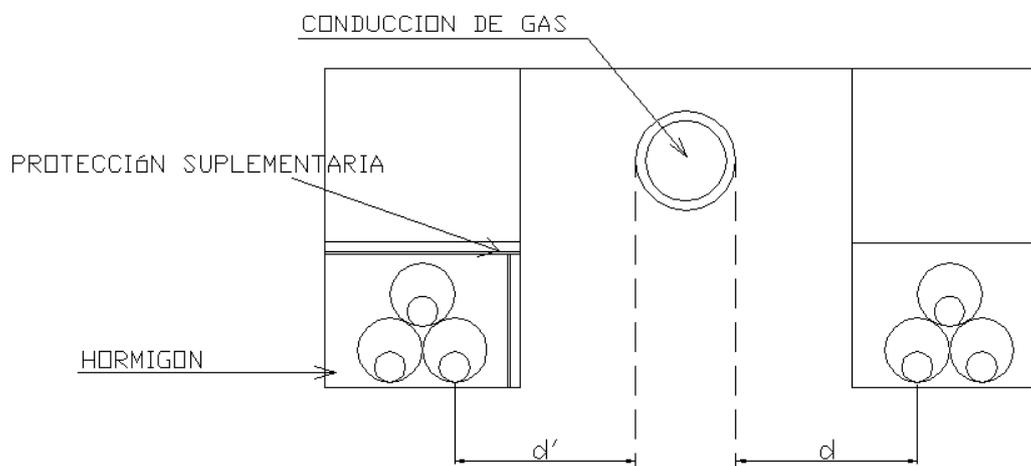


Figura 13

6.5 PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIONES.

Los cables deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de origen atmosférico.

Para ello se instalarán autoválvulas de óxidos metálicos con las características indicadas en el *Apartado 5.7*. en todos los sistemas de paso aéreo a subterráneo.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

7 CÁLCULOS

7.1 CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN CORTOCIRCUITO.

El cálculo de la intensidad máxima de cortocircuito en el conductor se realiza según la norma UNE 21192, "Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático".

La intensidad de cortocircuito admisible viene dada por la expresión:

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

donde

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

7.1.1 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 A·s^{1/2}/mm²
 - Para conductores de cobre se utilizará el valor de 226 A·s^{1/2}/mm²
- 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 (*Apartado 7.1.3*).
- θ_f*: es la temperatura final (°C). En el conductor se utilizarán 90°C y en la pantalla se utilizarán 80°C.
- θ_i*: es la temperatura inicial (°C). En el conductor se utilizarán 250°C y en la pantalla se utilizarán 210°C.
- β*: 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

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

- Para conductores de cobre se utilizará el valor de 234,5 K

7.1.2 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.

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} \quad (\text{mm}^2/\text{s})^{1/2} \quad \text{donde } C_1 = 2.464 \text{ mm/m}$$

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

donde:

σ_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 $2,5 \times 10^6 \text{ J/K}\cdot\text{m}^3$

σ_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)

ρ_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)

7.1.3 Cálculo en pantallas.

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.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

7.2 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN SERVICIO EN RÉGIMEN PERMANENTE.

El cálculo de la intensidad máxima admisible en servicio se realizará según la norma UNE 21144, “Cálculo de la intensidad admisible en los cables aislados en régimen permanente”. En este apartado se detallan las fórmulas y el método a utilizar.

7.2.1 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.

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

donde:

- 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 (Ω/m);
- Wd*: son las pérdidas dieléctricas, por unidad de longitud, del aislamiento que rodea al conductor (W/m);
- T*₁: es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre el conductor y la envolvente (K·m/W);
- T*₂: es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del relleno de asiento entre la envolvente y la armadura (K·m/W). En nuestro caso, al ser un cable no armado, el valor es 0;
- T*₃: es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del revestimiento exterior del cable (K·m/W);
- T*₄: 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);
- λ_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;
- λ_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, una vez obtenida la fórmula anterior, como se indica seguidamente:

$$I = \left(\frac{\Delta\theta - W_d [0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right)^{0,5}$$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

7.2.2 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 (Ω/m);

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

γ_s : es el factor pelicular;

γ_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, θ , 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

α_{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 $4,03 \times 10^{-3}$.
- Para conductores de cobre se utilizará el valor de $3,93 \times 10^{-3}$.

θ : 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 γ_s viene dado por:

$$\gamma_s = \frac{\chi_s^4}{192 + 0,8\chi_s^4}$$

donde

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

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

κ_s : es un factor. Se tomará el valor indicado en la norma UNE 21144-1-1

c) El factor de efecto proximidad γ_p , viene dado por:

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

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

donde:

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

d_c : es el diámetro del conductor;

s : es la distancia entre ejes de los conductores.

κ_p : es un factor. Se tomará el valor indicado en la norma UNE 21144-1-1.

7.2.3 Resistencia de la pantalla en corriente alterna.

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.

7.2.4 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:

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

donde

ω : es $2 \pi f$

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

U_o : es la tensión con relación a tierra

$\text{tg} \delta$: es el factor de pérdidas del aislamiento a la frecuencia y a la temperatura de servicio. Se tomará el valor de 0,001.

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

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

donde

ε : 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 semiconductor)

d_c : es el diámetro del conductor, incluida la capa semiconductor interna.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

7.2.5 Factor de pérdidas en la pantalla.

Las pérdidas originadas en las pantallas (λ_1) son debidas a las corrientes de circulación (λ_1') y a las corrientes de Foucault (λ_1'').

Así:

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

Pantallas conectadas directamente a tierra (solidly bonding).

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

$$\lambda_1 = \lambda_1'$$

ya que $\lambda_1'' = 0$, es decir, 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 ca, por unidad de longitud, a su temperatura máxima de servicio (Ω/m)

X : es la reactancia de la pantalla metálica, por unidad de longitud del cable (Ω/m)

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

ω : es 2π x frecuencia (1/s)

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)

En el caso de utilizarse conductores de gran sección de construcción segmentada (milliken), el factor de pérdida λ_1'' no puede despreciarse, pero se podrá obtener multiplicando el valor de λ_1'' calculado según el apartado siguiente, por el factor F, dado por la fórmula:

$$F = \frac{4 \cdot M^2 \cdot N^2 + (M + N)^2}{4 \cdot (M^2 + 1) \cdot (N^2 + 1)}$$

Donde, para cables dispuestos en tresbolillo,

$$M = N \frac{R_s}{X}$$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Pantallas conectadas en un solo punto (single point) o permutadas (cross bonding).

Para cables con pantallas en cortocircuito en un solo punto o permutadas; las pérdidas por corrientes de circulación son nulas, con lo que:

$$\lambda_1 = \lambda_1''$$

El factor de pérdidas por corrientes de Foucault viene dado por:

$$\lambda_1'' = \frac{R_S}{R} \left(g_S \cdot \lambda_0 \cdot (1 + \Delta_1 + \Delta_2) + \frac{(\beta_1 \cdot t_S)^4}{12 \cdot 10^{12}} \right)$$

donde

$$g_S = 1 + \left(\frac{t_S}{D_S} \right)^{1,74} \cdot (\beta_1 \cdot D_S \cdot 10^{-3} - 1,6)$$

$$\beta_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot \pi \cdot \omega}{10^7 \rho_S}}$$

ρ_S : es la resistividad eléctrica del material de la pantalla metálica a la temperatura de servicio (Ωm). En nuestro caso $1,7241 \times 10^{-8}$;

D_S : es el diámetro exterior de la pantalla metálica del cable;

t_S : es el espesor de la pantalla metálica (mm);

ω : es $2 \pi f$;

R_S : es la resistencia de la pantalla, por unidad de longitud, a la temperatura máxima de servicio (Ω/m);

Las fórmulas para λ_0 , Δ_1 y Δ_2 son (tres cables en tresbolillo):

$$\lambda_0 = 3 \left(\frac{m^2}{1 + m^2} \right) \cdot \left(\frac{d}{2s} \right)^2$$

$$\Delta_1 = (1,14 \cdot m^{2,45} + 0,33) \cdot \left(\frac{d}{2s} \right)^{(0,92m+1,66)}$$

$$\Delta_2 = 0$$

En las cuales $m = \frac{\omega}{R_S} \cdot 10^{-7}$, para $m \leq 0,1$ Δ_1 y Δ_2 pueden despreciarse.

7.2.6 Resistencia térmica entre conductor y la envolvente T₁

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

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

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

ρ_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 envolvente considerando las pantallas semiconductoras (mm);

7.2.7 Resistencia térmica entre la cubierta y la armadura T_2

La resistencia térmica entre la cubierta y la armadura está dada por:

$$T_2 = \frac{\rho_T}{2 \cdot \pi} \ln \left(1 + \frac{2 \cdot t_2}{D_s} \right)$$

ρ_T : es la resistividad térmica correspondiente al asiento de la armadura.

D_s : es el diámetro exterior de la cubierta metálica ó pantalla (mm);

t_2 : es el espesor del asiento de la armadura (mm).

7.2.8 Resistencia térmica de la cubierta exterior T_3

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

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

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

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

7.2.9 Resistencia térmica externa T_4

Cables instalados en galería.

Para cables instalados en galería, se calculará la resistencia térmica externa, T_4 como si los cables estuvieran instalados al aire libre, pero protegidos de la radiación solar directa. La resistencia térmica del medio circundante a un cable instalado en estas condiciones, viene dada por la fórmula:

$$T_4 = \frac{1}{\pi \cdot D_e^* \cdot h \cdot (\Delta\theta_s)^{1/4}}$$

donde:

$$h = \frac{Z}{(D_e^*)^g} + E$$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

D_e^* : es el diámetro exterior del cable en metros (m);

h : es el coeficiente de disipación del calor, utilizando los valores de las constantes Z , E y g ; correspondientes a la configuración en tresbolillo:

- $Z = 0,96$
- $E = 1,25$
- $g = 0,20$

$\Delta\theta_s$: es el calentamiento de la superficie del cable respecto a la temperatura ambiente (K)

Un método iterativo simple de cálculo de $\Delta\theta_s$ se expone a continuación.

Primero se ha de calcular

$$K_A = \frac{\pi \cdot D_e^* \cdot h}{(1 + \lambda_1 + \lambda_2)} \cdot \left(\frac{T_1}{n} + T_2(1 + \lambda_1) + T_3(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \right)$$

Después:

$$(\Delta\theta_s)_{n+1}^{1/4} = \left(\frac{\Delta\theta + \Delta\theta_d}{1 + K_A(\Delta\theta_s)_n^{1/4}} \right)^{0,25}$$

Establecer el valor inicial de $(\Delta\theta_s)^{1/4} = 2$ y reiterar el cálculo hasta que $(\Delta\theta_s)^{1/4}_{n+1} - (\Delta\theta_s)^{1/4}_n \leq 0,001$

Donde

$$\Delta\theta_d = \left[\left(\frac{1}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} - \frac{1}{2} \right) T_1 - \frac{N\lambda_2 T_2}{1 + \lambda_1 + \lambda_2} \right]$$

El factor $\Delta\theta_d$ tiene las dimensiones de una diferencia de temperatura y contabiliza las pérdidas dieléctricas. Si las pérdidas dieléctricas son despreciables, $\Delta\theta_d = 0$.

$\Delta\theta$ es el calentamiento admisible del conductor con relación a la temperatura ambiente.

Cables instalados en tubular hormigonada.

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

- i. La resistencia térmica del intervalo de aire entre la superficie del cable y la superficie interior del conducto T'_4 .
- ii. La resistencia térmica del material que constituye el tubo o conducto T''_4 .
- iii. La resistencia térmica entre superficie exterior del conducto y el medio 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:

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

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Resistencia térmica entre el cable y el conducto o tubo (T_4)

$$T_4' = \frac{U}{1 + 0,1 \cdot (V + Y\theta_m) \cdot D_e}$$

donde

U , V e Y : son las constantes, dependiendo de los tipos de instalación y cuyos valores se tomarán como $U = 1,8$; $V = 0,312$; y $Y = 0,0037$, correspondiente a un conducto de material plástico

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

θ_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 ($^{\circ}\text{C}$). Como una aproximación se puede tomar el valor de 65°C .

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:

$$T_4'' = \frac{1}{2 \cdot \pi} \rho_T \ln \frac{D_o}{D_d}$$

donde

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

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

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

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):

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

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 14*.

Donde:

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

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

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

, siendo L : distancia de la superficie del suelo al eje del cable (mm);
 D_e : diámetro exterior de la tubular (mm).

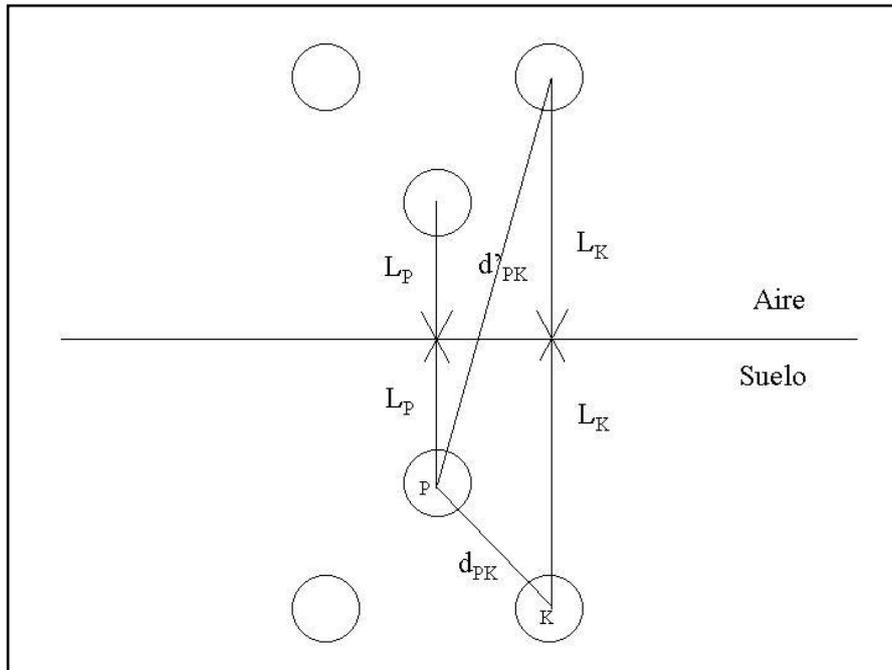


Figura 14: Diagrama que muestra un grupo de cables y sus imágenes con relación a la superficie aire-suelo.

Si los cables están desigualmente cargados, se deberá calcular la elevación de temperatura en el cable considerado y debida a los demás cables del grupo, y restar esta elevación del valor $\Delta\theta$ utilizado en la ecuación para la intensidad de corriente admisible nominal de *Apartado 7.2.1*. Es preciso, por tanto estimar de antemano la potencia disipada por unidad de longitud en cada cable, a expensas de corregir estos valores posteriormente si ello se hace necesario.

Así, para el cable situado en la posición p , para el que quiere determinarse la carga admisible, el calentamiento $\Delta\theta_p$ (por encima de la temperatura ambiente), debido a la potencia disipada por los $(q-1)$ cables restantes del grupo, está dada por:

$$\Delta\theta_p = \Delta\theta_{1p} + \Delta\theta_{2p} + \dots + \Delta\theta_{kp} + \dots + \Delta\theta_{qp}$$

(estando excluido de la suma el término $\Delta\theta_{pp}$)

$\Delta\theta_{kp}$: es el calentamiento producido en la superficie del cable por la potencia W_k vatios, por unidad de longitud, disipada por el cable k , es decir:

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

$$\Delta\theta_{kp} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \rho_T \cdot W_k \cdot \ln \left(\frac{d'_{pk}}{d_{pk}} \right)$$

Las distancias d_{pk} y d'_{pk} están medidas, respectivamente, desde el centro del cable en la posición p hasta el centro del cable en la posición k y hasta el centro de un imaginario cable k con relación a la superficie del suelo (ver *Figura 14*).

El valor de $\Delta\theta$, que figura en la ecuación de la intensidad de la corriente admisible del *Apartado 7.2.1*, se reduce entonces en la magnitud $\Delta\theta_p$ y la carga del cable en la posición p se determina utilizando para T_4 un valor que corresponda a un cable que estuviese sólo en la posición p . Este cálculo se ha de efectuar para todos los cables del grupo y se debe repetir cuando sea necesario para evitar la posibilidad de un calentamiento excesivo en cualquiera de los otros cables.

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:

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

N : es el número de cables con carga en el bloque de conductos;

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

ρ_c : es la resistividad térmica del hormigón. Se tomará el valor de 0,8 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 fórmula sólo es aplicable cuando $\frac{y}{x}$ es inferior a 3. Esta corrección se añadirá al valor de T_4 previamente calculado.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

7.3 CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN RÉGIMEN CÍCLICO.

El cálculo de la intensidad máxima admisible en régimen cíclico se realizará según la norma UNE 21-191, "Cálculo de las capacidades de transporte de los cables para regímenes de carga cíclicos y sobrecarga de emergencia". En este anexo se detallan las fórmulas y el método a utilizar.

En el *Apartado 7.2 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN SERVICIO EN RÉGIMEN PERMANENTE*, se expone las fórmulas de base utilizadas en los cálculos del presente Apartado.

7.3.1 Intensidad admisible.

La respuesta transitoria de la temperatura de un cable a un nivel de intensidad que circula dentro de su conductor depende de la combinación de las capacidades térmicas y de las resistencias térmicas de las partes constitutivas del mismo cable y de su entorno.

El método de cálculo de la respuesta de la temperatura de un cable a la aplicación brusca de un valor constante de la intensidad en el conductor consiste en considerar que el conjunto del circuito térmico es divisible en dos partes independientes. La primera parte comprende los constituyentes del cable situados en el interior de su superficie externa, la segunda parte es el entorno del cable. Las respuestas individuales de estas dos partes constituyen los regímenes transitorios parciales, a partir de los cuales se puede reconstruir el régimen transitorio del sistema completo.

Se considerarán los cálculos de respuestas transitorias parciales para largos períodos, entendiendo por largos períodos los períodos $> \frac{1}{3} T \cdot Q$

Donde:

T : es la resistencia térmica total de un cable entre el conductor y la superficie exterior.

Q : es la capacidad térmica total de un cable.

Las fórmulas descritas aquí son adecuadas para períodos superiores a 1h.

Representación del aislamiento.

El aislamiento se representa por constantes térmicas localizadas. La capacidad térmica total del aislamiento Q_i se reparte entre el conductor y la cubierta, de modo que el calor total almacenado en el aislamiento no se altere.

El aislamiento se representa por medio de los elementos indicados en trazo recto de la *Fig. 15*, donde:

$$p = \frac{1}{2 \cdot \ln\left(\frac{D_i}{d_c}\right)} - \frac{1}{\left(\frac{D_i}{d_c}\right)^2 - 1}$$

T_1 : es la resistencia térmica total del aislamiento por conductor;

Q_i : es la capacidad térmica total del aislamiento por conductor;

Q_c : es la capacidad térmica total del aislamiento por conductor;

D_i : es el diámetro exterior del aislamiento, incluyendo las capas semiconductoras;

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

d_c : es el diámetro exterior del conductor.

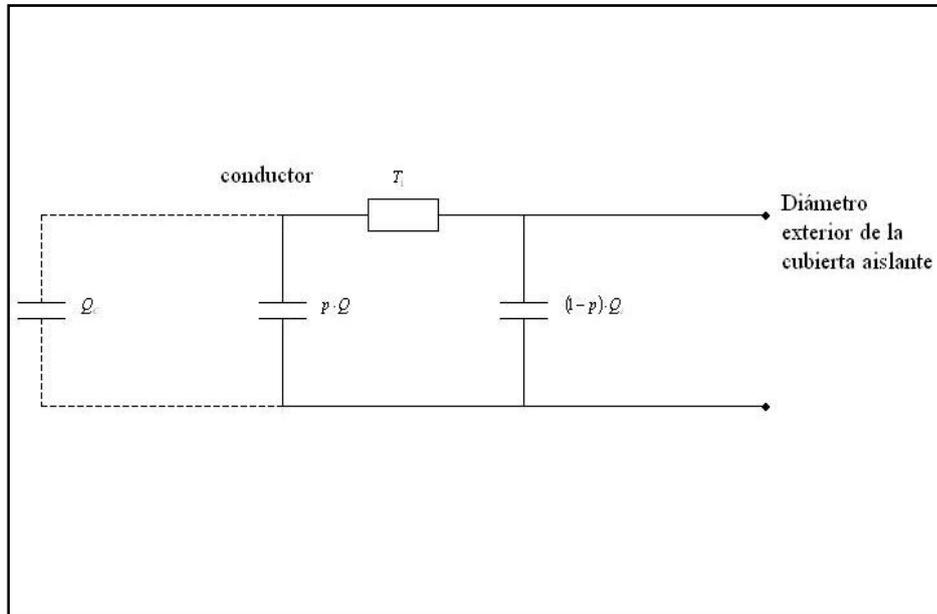


Figura 15: Representación del aislante para los períodos superiores a $\frac{1}{3} T \cdot Q$

Representación del cable.

La primera parte del circuito térmico que simula al cable se representa por una red de dos células (ver Figura 16). La primera célula comprende la capacidad térmica del conductor y la parte interior del aislamiento con la resistencia térmica del mismo, mientras que la segunda célula comprende la capacidad térmica y la resistencia térmica del resto del cable.

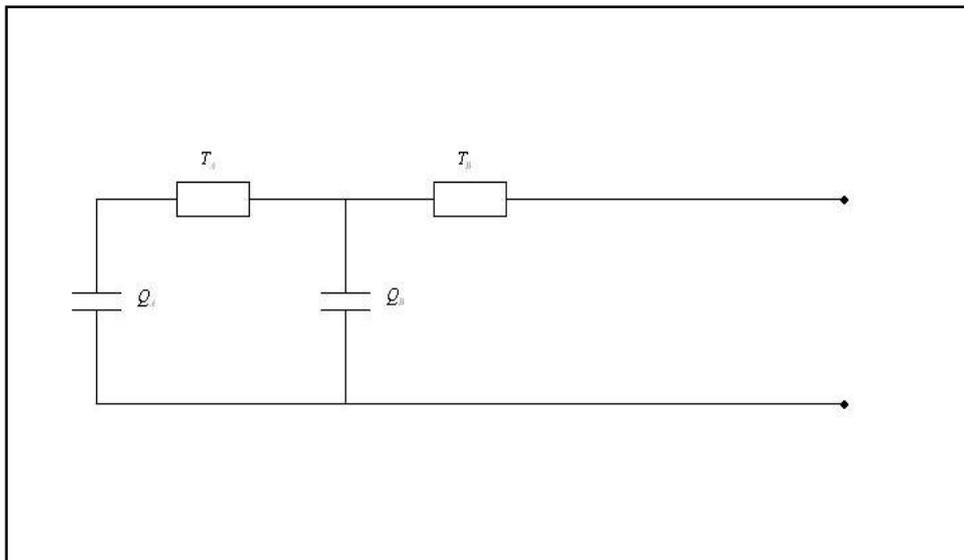


Figura 16: Red equivalente al cable para los cálculos de la respuesta transitoria

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Las fórmulas aplicables en el caso de cables dentro de tubular son las siguientes:

$$T_A = T_1$$

$$T_B = q_S \cdot (T_3 + T_4' + T_4'')$$

$$Q_A = Q_C + p \cdot Q_i$$

$$Q_B = (1 - p) \cdot Q_i + \frac{Q_S + Q_j + 0,5 \cdot Q_d}{q_S}$$

donde,

$$q_S = \left(\frac{\text{Pérdidas} \cdot \text{en}(\text{conductor} + \text{cubierta})}{\text{Pérdidas} \cdot \text{en} \cdot \text{el} \cdot \text{conductor}} \right)$$

T_3 : es la resistencia térmica de la cubierta en el tubo;

T_4' : es la resistencia térmica del espacio de aire en el tubo;

T_4'' : es la resistencia térmica del tubo;

Q_S : es la capacidad térmica de la cubierta;

Q_j : es la capacidad térmica de la cubierta exterior;

Q_d : es la capacidad térmica del tubo;

Respuesta transitoria parcial del cable.

La respuesta transitoria de un circuito de cable a nivel de intensidad de carga, considerada aisladamente, es decir con la pareja de terminales de la derecha de la *Figura 16* puesta en cortocircuito se obtiene del modo siguiente:

$$M_O = \frac{1}{2} \cdot (Q_A \{T_A + T_B\} + Q_B \cdot T_B)$$

$$N_O = Q_A \cdot T_A \cdot Q_B \cdot T_B$$

$$a = \frac{M_O + \sqrt{M_O^2 - N_O}}{N_O}$$

$$b = \frac{M_O - \sqrt{M_O^2 - N_O}}{N_O}$$

$$T_A = \frac{1}{a - b} \cdot \left[\frac{1}{Q_A} - b(T_A + T_B) \right]$$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

$$T_b = T_A + T_B - T_a$$

y el calentamiento transitorio $\theta_C(t)$ del conductor encima de la temperatura de la superficie exterior del cable es:

$$\theta_C(t) = W_C \cdot [T_a \cdot (1 - e^{-at}) + T_b \cdot (1 - e^{-bt})]$$

donde:

W_C : representa las pérdidas lineales en un conductor calculadas a la temperatura máxima alcanzada por el conductor. Se suponen estas pérdidas constantes durante el régimen transitorio.

El factor de aproximación $a(t)$ relativo al calentamiento del conductor con relación a la superficie exterior del cable viene dado entonces por:

$$a(t) = \frac{\theta_C(t)}{[W_C \cdot (T_A + T_B)]}$$

Respuesta transitoria parcial del entorno del cable.

El entorno del cable constituye la segunda parte del circuito térmico. En el caso de un cable enterrado en tubular hormigonada, el calentamiento transitorio $\theta_e(t)$ por encima de la temperatura ambiente, de la superficie exterior del cable más caliente de un grupo de cables igualmente cargados es de:

$$\theta_e(t) = \frac{\rho_T \cdot W_1}{4\pi} \left\{ \left[-E_i \left(\frac{-D_e^2}{16 \cdot t \cdot \delta} \right) - \left[-E_i \left(\frac{-L^2}{t \cdot \delta} \right) \right] \right] + \sum_{k=1}^{k=N-1} \left[-E_i \left(\frac{-(d_{pk})^2}{4 \cdot t \cdot \delta} \right) - \left[-E_i \left(\frac{(d'_{pk})^2}{4 \cdot t \cdot \delta} \right) \right] \right] \right\}$$

donde:

W_1 : potencia total disipada por efecto Joule, por unidad de longitud de cada cable del grupo;

$-E_i(-x)$: es la función exponencial integral,

$$-E_i(-x) = \frac{1}{x e_x} \left[\frac{x^2 + a_1 x + a_2}{x^2 + b_1 x + b_2} \right]$$

$$a_1 = 2,3347$$

$$a_2 = 0,2506$$

$$b_1 = 3,3307$$

$$b_2 = 1,6815$$

ρ_T : es la resistividad térmica del terreno;

D_e : es el diámetro de la superficie exterior del cable;

δ : es la difusividad térmica del suelo;

t : es el tiempo transcurrido después del momento de la aplicación del calentamiento;

L : es la profundidad de tendido medida en el centro del cable más caliente;

d_{pk} : es la distancia del centro del cable al centro del cable más caliente p ;

d'_{pk} : es la distancia de la imagen del centro del cable al centro del cable más caliente p ;

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

N : es el número de cables.

La adición se extiende a todos los cables del grupo, con excepción del cable más caliente.

Respuesta transitoria completa de la temperatura.

Después de haber calculado los dos regímenes transitorios parciales y el factor de aproximación relativo al conductor con relación a la superficie del cable, se obtiene el calentamiento total transitorio $\theta(t)$ por encima de la temperatura ambiente:

Cables instalados en tubular hormigonada

$$\theta(t) = \theta_C + a(t) \cdot \theta_e(t)$$

donde:

$\theta(t)$: es el calentamiento transitorio del conductor por encima de la temperatura ambiente;

$\theta_C(t)$: es el calentamiento transitorio del conductor por encima de la temperatura de la superficie del cable;

$\theta_e(t)$: es el calentamiento transitorio de la superficie del cable por encima de la temperatura ambiente a partir de $t = 0$ suponiendo que las pérdidas totales (W_1) procedan de la superficie del cable;

$a(t)$: es el factor de aproximación relativo al calentamiento transitorio del conductor con relación a la superficie exterior del cable.

Cables instalados en galería

En el caso de cables tendidos en galería, no es necesario calcular una respuesta separada para el entorno de los cables. El régimen transitorio completo $\theta(t)$ se obtiene sustituyendo T_B por $(T_B + T_C)$ en los términos de la fórmula de $\theta_C(t)$.

Régimen de emergencia

Se ha de establecer una corrección a la respuesta transitoria de la temperatura para tener en cuenta la variación de las pérdidas en el conductor con la temperatura en régimen de emergencia.

La variación de la resistencia del conductor con la temperatura durante el régimen transitorio tiene por consecuencia una variación de las pérdidas en el conductor en función del tiempo. Teniendo en cuenta la variación de las pérdidas en el conductor con la temperatura, se obtiene el calentamiento corregido:

$$\theta_a(t) = \frac{\theta(t)}{1 + a(\theta(\infty) - \theta(t))}$$

donde:

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

$\theta(t)$: es el calentamiento transitorio del conductor por encima de la temperatura ambiente sin corrección para la variación de las pérdidas en el conductor, basado en la resistencia del conductor al final del régimen transitorio;

$\theta(\infty)$: es el calentamiento del conductor por encima de la temperatura ambiente en régimen permanente;

a : es el coeficiente de temperatura de la resistividad eléctrica del material del conductor al comienzo del régimen transitorio;

$$a = \frac{1}{\beta + \theta_i}$$

donde:

β : es la inversa del coeficiente de temperatura a 0°C;

θ_i : es la temperatura del conductor al comienzo del régimen transitorio;

Régimen transitorio debido a las pérdidas dieléctricas

Hasta ahora se ha supuesto que el calentamiento del conductor debido a pérdidas dieléctricas había alcanzado su condición estacionaria y que podía obtenerse la temperatura total en un momento cualquiera del régimen transitorio mediante simple adición del calentamiento constante debido a las pérdidas dieléctricas y al calentamiento transitorio debido a la intensidad de carga.

Si tienen lugar simultáneamente la aplicación de la intensidad de carga y la tensión de la red, será necesario calcular el calentamiento transitorio adicional debido a las pérdidas dieléctricas.

En los cables normalizados, y para los períodos aquí definidos ($> 1/3 T.Q$), basta con admitir que la mitad de las pérdidas dieléctricas se producen en el conductor y la otra mitad en la pantalla sobre aislamiento.

7.3.2 Capacidades de transporte en régimen cíclico.

El factor de capacidad de transporte cíclico (M) es el factor por el cual se puede multiplicar la intensidad nominal admisible en régimen permanente (factor de carga 100%) para obtener el valor de punta de la intensidad en el curso de un ciclo diario (24h) de manera que en el transcurso de este ciclo, el conductor alcance sin sobrepasarla la temperatura máxima admisible prescrita.

Este factor depende solamente del ciclo de carga diario y es independiente de las amplitudes reales de la intensidad. Este factor para un ciclo de carga de forma conocida es el siguiente:

$$M = \frac{1}{\left[\sum_{i=0}^5 Y_i \left(\frac{\theta_R(i+1)}{\theta_R(\infty)} - \frac{\theta_R(i)}{\theta_R(\infty)} \right) + \mu \left(1 - \frac{\theta_R(6)}{\theta_R(\infty)} \right) \right]^{1/2}}$$

$$\frac{\theta_R(i)}{\theta_R(\infty)} = [1 - k + k \cdot \beta(i)] \cdot a(i)$$

Esta expresión se valora para $i = 1, 2, 3, \dots, 6h$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

$$\theta_R(0) = 0$$

donde:

$$k = \frac{W_1 \cdot T_4}{W_C(T_A + T_B) + W_1 \cdot T_4}$$

T_4 : es la resistencia térmica exterior calculada para los cables en tubos en contacto, según el Anexo C;

W_C : son las pérdidas Joule totales en el cable por unidad de longitud a la temperatura nominal;

W_1 : son las pérdidas Joule en un solo tubo por unidad de longitud a la temperatura nominal;

$\beta(i)$: representa el factor de aproximación relativo a la superficie exterior del cable o de la tubular, a saber la relación con el tiempo i y al calentamiento en régimen permanente

$$\beta(t) = \frac{-E_i \left(\frac{D_e^2}{16 \cdot t \cdot \delta} \right) - \left[-E_i \left(-\frac{L^2}{t \cdot \delta} \right) \right]}{2 \cdot \ln \left(\frac{4L}{D_e} \right)}$$

D_e : es el diámetro exterior de la tubular;

t : es $3600 i$;

$a(i)$: es el factor de aproximación relativo al calentamiento del conductor en relación con la superficie exterior del cable

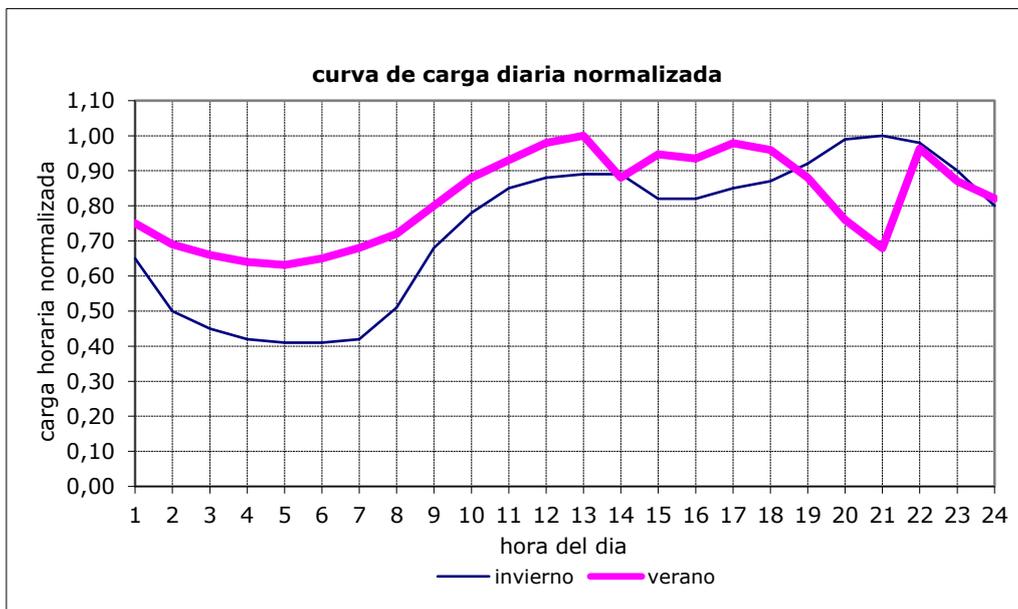
$$a(t) = \frac{T_a(1 - e^{-at}) + T_b(1 - e^{-bt})}{T_A + T_B}$$

El factor de carga de las pérdidas (μ) del ciclo diario de la intensidad será el siguiente:

$$\mu = \frac{1}{24} \sum_{i=0}^{23} Y_i$$

Tabla 19: Ciclo de carga diario

Carga diaria normalizada (Hora del día)	invierno			verano		
	carga (p.u)	Yi ²	Yi	carga (p.u)	Yi ²	Yi
1	0,65	0,423		0,75	0,563	
2	0,50	0,250		0,69	0,476	
3	0,45	0,203		0,66	0,436	
4	0,42	0,176		0,64	0,410	
5	0,41	0,168		0,63	0,399	
6	0,41	0,168		0,65	0,423	
7	0,42	0,176		0,68	0,462	
8	0,51	0,260		0,72	0,518	
9	0,68	0,462		0,80	0,640	Y ₅
10	0,78	0,608		0,88	0,774	Y ₄
11	0,85	0,723		0,93	0,865	Y ₃
12	0,88	0,774		0,98	0,960	Y ₂
13	0,89	0,792		1,00	1,000	Y ₁
14	0,89	0,792		0,88	0,774	Y ₀
15	0,82	0,672		0,95	0,897	
16	0,82	0,672		0,94	0,874	
17	0,85	0,723	Y ₅	0,98	0,958	
18	0,87	0,757	Y ₄	0,96	0,922	
19	0,92	0,846	Y ₃	0,88	0,774	
20	0,99	0,980	Y ₂	0,76	0,578	
21	1,00	1,000	Y ₁	0,68	0,461	
22	0,98	0,960	Y ₀	0,96	0,927	
23	0,90	0,810		0,87	0,757	
24	0,80	0,640		0,82	0,674	
	0,737	0,585	promedio	0,820	0,688	promedio



	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

7.4 COMPROBACIÓN DEL TRAZADO ADMISIBLE.

Para el tendido del cable por el interior de los tubos, los esfuerzos que se producen dependen de los siguientes parámetros de la sección de tendido:

- Número de curvas existentes, sus posiciones dentro de la sección, así como sus radios de curvatura y ángulos centrales;
- La longitud total;
- Inclinação, longitud y posición de las rampas y pendientes que pudiera haber.

Así como de los siguientes datos:

- Coeficiente de rozamiento entre el cable y el conducto.
- Peso del cable.

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

- 1 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).
- 2 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 es

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

siendo l su longitud, en metros, p el peso en kp/m, y μ el coeficiente de rozamiento.

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

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

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

donde

T_e = tensión a la entrada, en kp;

r = radio de curvatura, en metros;

φ = ángulo central de la curva o codo, en radianes (1 radian \approx 57,3 grados)

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

μ = coeficiente de rozamiento

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

$$T = p \cdot l \cdot (\mu \pm tg\alpha)$$

donde: + para rampas y – para pendientes

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

α = 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:

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

donde: + 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.

7.5 CÁLCULO DE LA PRESIÓN LATERAL DE UN CABLE.

Según la complejidad del recorrido que tenga que realizar el cable, podemos encontrar limitaciones a la hora de realizar el tendido. Las dos limitaciones principales son:

1. El esfuerzo de tiro máximo que se puede aplicar con garantías de seguridad sobre la punta del cable preparada para el tendido (*ver Tabla 20: Esfuerzos de tiro admisibles*).
2. La presión lateral sobre el cable en los cambios de dirección a lo largo de la ruta (el valor máximo que el cable puede soportar viene dado en la *Tabla 21: Presión lateral*).

Tabla 20: Esfuerzos de tiro admisibles

Tensión U	Sección mm^2	Esfuerzos de tracción admisibles	
		Unitario	Total
45 kV	400 mm^2 Al	3 daN/ mm^2	1200 daN
	800 mm^2 Al	3 daN/ mm^2	2400 daN
	1000 mm^2 Al	3 daN/ mm^2	3000 daN
66 kV	630 mm^2 Al	3 daN/ mm^2	1890 daN
	1000 mm^2 Al	3 daN/ mm^2	3000 daN
132 kV	630 mm^2 Al	3 daN/ mm^2	1890 daN
	1200 mm^2 Al	3 daN/ mm^2	3600 daN

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Tabla 21: Presión lateral

Tendido en tubular	1000 daN/m
Tendido sobre rodillos	150 daN/rodillo

La presión lateral a la que está sometido un cable en una curva durante el tendido, depende de los esfuerzos de tracción al inicio de la curva, al ángulo de la misma y al radio de curvatura (ver *Figura 17*).

En este caso, encontramos que la presión lateral por unidad de longitud a la que está sometido el cable es:

$$P = \frac{F \cdot \text{sen} \frac{\alpha}{2}}{\pi \cdot r \cdot \frac{\alpha}{360}}$$

donde:

P : es la presión lateral;

F : es el esfuerzo de tiro al que está sometido el cable en ese punto;

α : es el ángulo de la curva;

r : es el radio de curvatura.

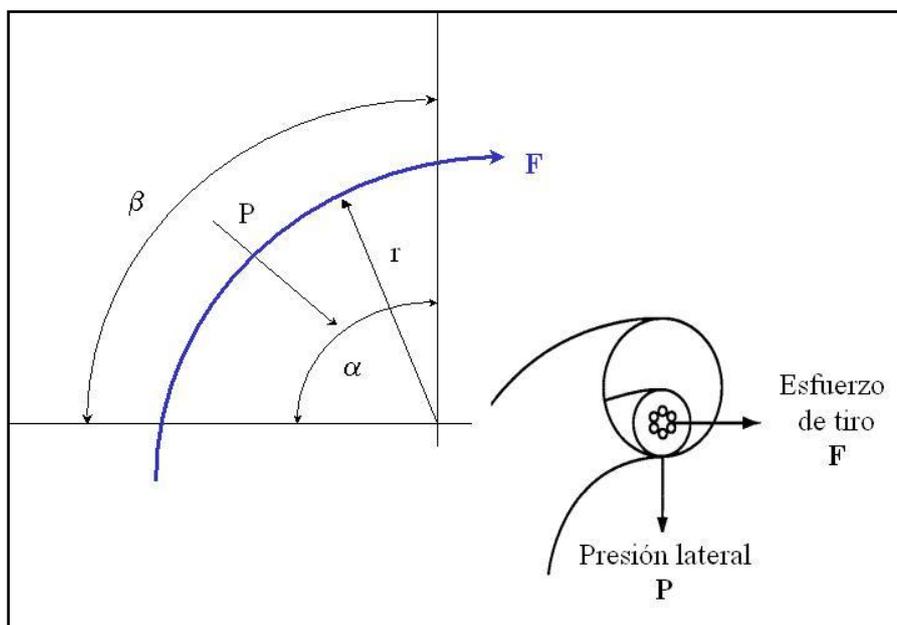


Figura 17: Presión lateral "P" a la que está sometida el cable durante el tendido en curva.

8 DOCUMENTACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO

Con carácter general, se comprobará que la línea de AT ha sido ejecutada conforme al Proyecto de la misma y que dicho proyecto, redactado y firmado por un técnico competente, cumple con las disposiciones reglamentarias y con estas Especificaciones Particulares.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

Además se presentará a la Administración competente la solicitud de puesta en servicio, junto con el Certificado final de obra firmado por un técnico competente, con objeto de obtener las correspondientes autorizaciones de explotación y acta de puesta en servicio.

En caso de que la línea la construya un tercero, y deba ser cedida a EDE, se cumplirán los siguientes requisitos previos a la ejecución de la misma:

- Antes de iniciar la tramitación, el promotor enviará el proyecto, cuyo titular será el solicitante, para que EDE verifique: aspectos relativos al punto de conexión, el cumplimiento de las condiciones técnicas emitidas y el cumplimiento de la reglamentación y EP de EDE aplicables.
- En el caso de que se hayan tenido que realizar modificaciones al proyecto original, el solicitante deberá presentar a EDE el proyecto corregido para su aprobación.
- Una vez que el proyecto ha sido informado favorablemente por EDE, el solicitante podrá iniciar las gestiones para la consecución de las autorizaciones administrativas según lo establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de organismos afectados y permisos particulares. El promotor deberá constituir, en su caso, las servidumbres precisas que posibiliten a EDE la correcta explotación de las instalaciones ejecutadas.

Una vez ejecutada la línea, y de forma previa a la puesta en servicio, se cumplirá además con los siguientes requisitos:

- Para la correcta supervisión y verificación de los trabajos ejecutados, el Director de obra deberá avisar a EDE de la finalización de las instalaciones con la antelación suficiente para asegurar el cumplimiento de la fecha prevista de puesta en servicio.
- EDE comprobará la correcta construcción de la línea, su adaptación al proyecto revisado y el cumplimiento de las prescripciones reglamentarias y de las EP de EDE aplicables.
- Los ensayos a realizar para la puesta en servicio están descritos en la norma UNE 211006.

Otros ensayos opcionales no recogidos en la norma UNE 211006:

- Verificación de orden de fases.
- Medida de la capacidad.
- Medida de la impedancia directa y homopolar.

Todos los ensayos y pruebas, así como los procedimientos y resultados de los mismos, están descritos en la norma de referencia de EDE *KME002 "Pruebas de puesta en servicio de Instalaciones Subterráneas de Alta Tensión."*

- En el caso que la cesión contemple solo la canalización, EDE podrá exigir el correcto mandrilado del tubo para futuros tendidos.
- No se utilizarán materiales usados o reutilizados.
- Si el resultado de la verificación no es favorable, EDE extenderá un acta con el resultado de las comprobaciones que deberá ser firmada por el director de obra y el propietario de la línea, dándose por enterados.
- Una vez revisada la instalación con resultado correcto se realizará un convenio de cesión de titularidad de la instalación a favor de EDE, quién la aceptará por escrito.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

- El promotor de la instalación solicitará a la Administración la autorización de puesta en servicio a nombre de EDE.

A partir de la puesta en servicio comenzará un periodo de Garantía de las instalaciones cedidas que quedará regulado en el correspondiente convenio de cesión.

9 **REFERENCIA A NORMAS ENDESA**

A continuación, se listan las normas de referencia de EDE:

KDZ001 - Criterios de diseño de los sistemas subterráneos de alta tensión.

La norma KDZ001 queda sustituida por el documento WKI-PMYC-PDD-22-1728-EDIB ex IO 1728

KNE001 – Norma de cables subterráneos de alta tensión.

La norma KNE001 queda sustituida por la norma MAT-E&C-NC-2021-0049-EGIN, Global Infrastructure and Networks GSCH010 HV Underground cable

KNE002 – Norma de empalmes para cables subterráneos de alta tensión.

La norma KNE002 queda sustituida por la norma MAT-E&C-NC-2021-0063-GIN, Global Infrastructure and Networks - GSCH011 Joints for Underground High Voltage Cables.

KNE003 – Norma de terminales para cables subterráneos de alta Tensión.

La norma KNE003 queda sustituida por la norma MAT-E&C-NC-2021-0070-GIN, Global Infrastructure and Networks - GSCH012 Outdoor y por la norma GRI-GRI-MAT-E&C-0017, GSCH013 High voltage cable terminations for GIS.

KNE004 – Norma de cajas de conexión y pequeño material para líneas subterráneas de alta tensión.

La norma KNE004 queda sustituida por la norma MAT-E&C-NC-2021-0073-GIN, Global Infrastructure and Networks - GSCH014 Link Boxes for High Voltage Cable Systems.

NNJ003 – Norma de cables ópticos subterráneos.

NDZ001 – Estándar de conversiones aéreo-subterráneas.

GSCH005 y SNE020 – Norma de Pararrayos de Óxido de Zinc.

KMH001 – Ejecución de obra civil para instalaciones subterráneas de alta tensión.

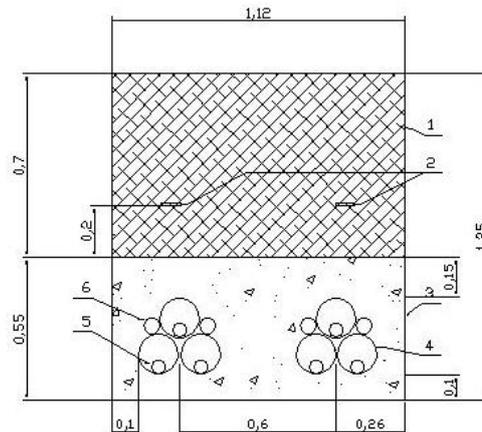
KNH002 – Norma galerías para cables de alta tensión.

KME002 – Pruebas de puesta en servicio de Instalaciones Subterráneas de Alta Tensión.

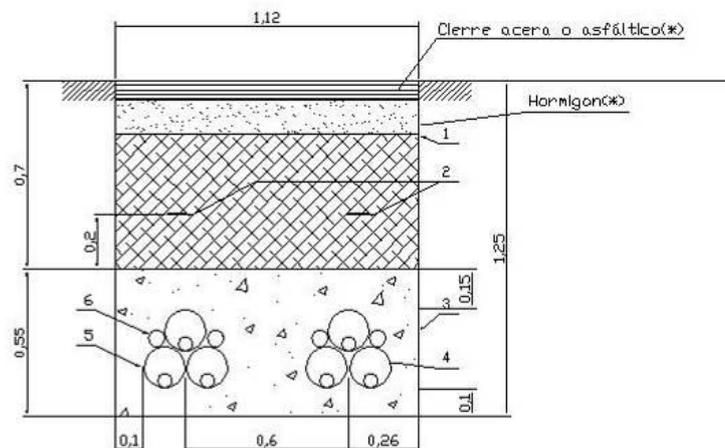
GRI-GRI-GUI-NE&D-0005 ex GRI-GRI-GUI-E&C-0011, Design and construction HV lines guidelines

ANEXO A: ZANJAS TIPO

ZANJA D/C EN TERRIZO
PARA TUBO DE 160 MM



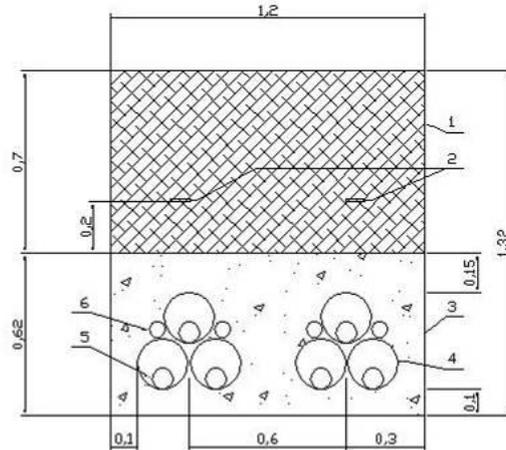
ZANJA D/C BAJO CALZADA O ACERA
PARA TUBO DE 160 MM



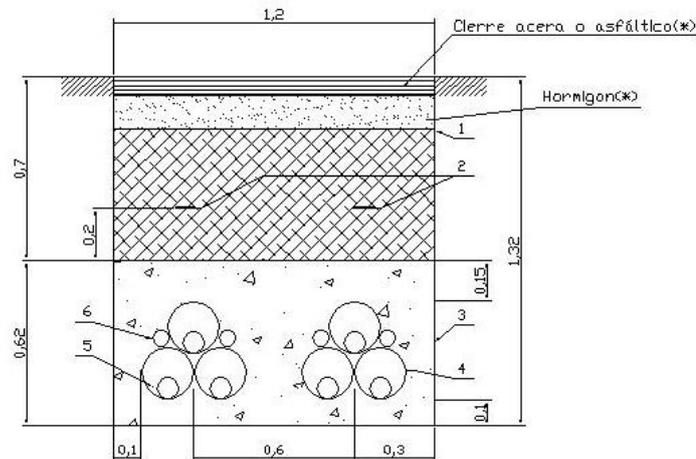
* REPOSICIÓN DE PAVIMENTOS DE ACUERDO CON LAS DISPOSICIONES DE LOS MUNICIPIOS Y DEMÁS ORGANISMOS AFECTADOS

- ① TIERRA COMPACTADA EN TONGADAS DE 25 CM AL 95% PROCTOR MODIFICADO
- ② BANDAS SEÑALIZADORAS
- ③ HORMIGÓN HM-20
- ④ TUBO POLIETILENO CORRUGADO DE DOBLE PARED Ø160 mm
- ⑤ CABLES DE POTENCIA
- ⑥ TUBOS POLIETILENO LISO DE ALTA DENSIDAD DE SIMPLE CAPA Ø63 mm (para la instalación de fibra óptica y para puesta a tierra Single Point. En caso de no instalarse Single Point sólo irá un tubo de Ø63mm)

ZANJA D/C EN TERRIZO
PARA TUBO DE 200 MM



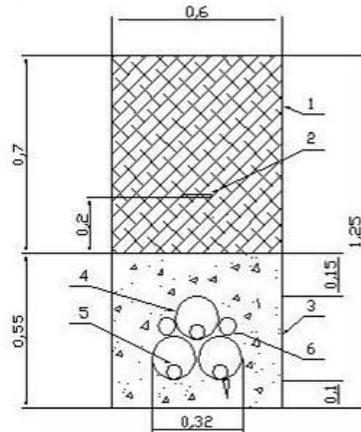
ZANJA D/C BAJO CALZADA O ACERA
PARA TUBO DE 200 MM



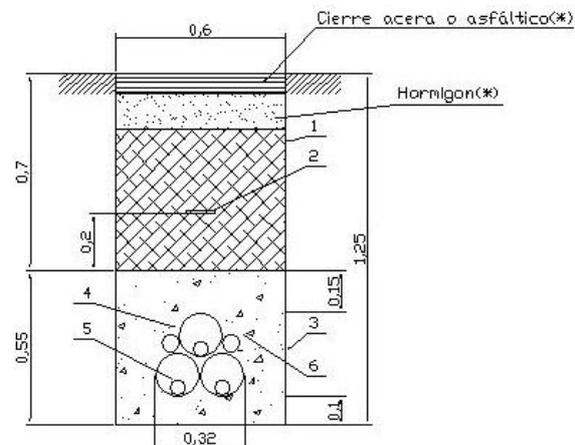
* REPOSICIÓN DE PAVIMENTOS DE ACUERDO CON LAS DISPOSICIONES
 DE LOS MUNICIPIOS Y DEMÁS ORGANISMOS AFECTADOS

- ① TIERRA COMPACTADA EN TONGADAS DE 25 CM AL 95% PROCTOR MODIFICADO
- ② BANDAS SEÑALIZADORAS
- ③ HORMIGÓN HM-20
- ④ TUBO POLIETILENO CORRUGADO DE DOBLE PARED Ø200 mm
- ⑤ CABLES DE POTENCIA
- ⑥ TUBOS POLIETILENO LISO DE ALTA DENSIDAD DE SIMPLE CAPA Ø63 mm
 (para la instalación de fibra óptica y para puesta a tierra Single Point.
 En caso de no instalarse Single Point sólo irá un tubo de Ø63mm)

ZANJA S/C EN TERRIZO
PARA TUBO DE 160 MM



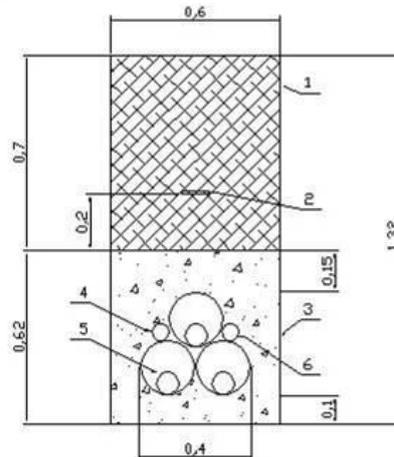
ZANJA S/C BAJO CALZADA O ACERA
PARA TUBO DE 160 MM



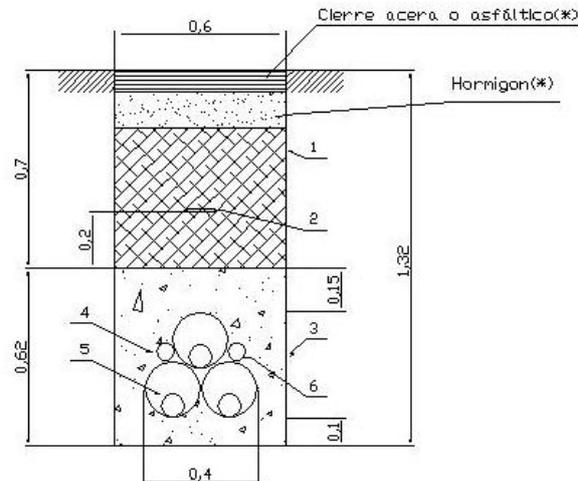
* REPOSICIÓN DE PAVIMENTOS DE ACUERDO CON LAS DISPOSICIONES DE LOS MUNICIPIOS Y DEMÁS ORGANISMOS AFECTADOS.

- ① TIERRA COMPACTADA EN TONGADAS DE 25 CM AL 95% PROCTOR MODIFICADO
- ② BANDAS SEÑALIZADORAS
- ③ HORMIGÓN HM-20
- ④ TUBO POLIETILENO CORRUGADO DE DOBLE PARED \varnothing 160 mm
- ⑤ CABLES DE POTENCIA
- ⑥ TUBOS POLIETILENO LISO DE ALTA DENSIDAD DE SIMPLE CAPA \varnothing 63 mm (para la instalación de fibra óptica y para puesta a tierra Single Point. En caso de no instalarse Single Point sólo irá un tubo de \varnothing 63mm)

ZANJA S/C EN TERRIZO
PARA TUBO DE 200 MM



ZANJA S/C BAJO CALZADA O ACERA
PARA TUBO DE 200 MM



* REPOSICIÓN DE PAVIMENTOS DE ACUERDO CON LAS DISPOSICIONES DE LOS MUNICIPIOS Y DEMÁS ORGANISMOS AFECTADOS

- ① TIERRA COMPACTADA EN TONGADAS DE 25 CM AL 95% PROCTOR MODIFICADO
- ② BANDAS SEÑALIZADORAS
- ③ HORMIGON HM-20
- ④ TUBO POLIETILENO CORRUGADO DE DOBLE PARED $\varnothing 200$ mm
- ⑤ CABLES DE POTENCIA
- ⑥ TUBOS POLIETILENO LISO DE ALTA DENSIDAD DE SIMPLE CAPA $\varnothing 63$ mm
 (para la instalación de fibra óptica y para puesta a tierra Single Point.
 En caso de no instalarse Single Point sólo irá un tubo de $\varnothing 63$ mm)

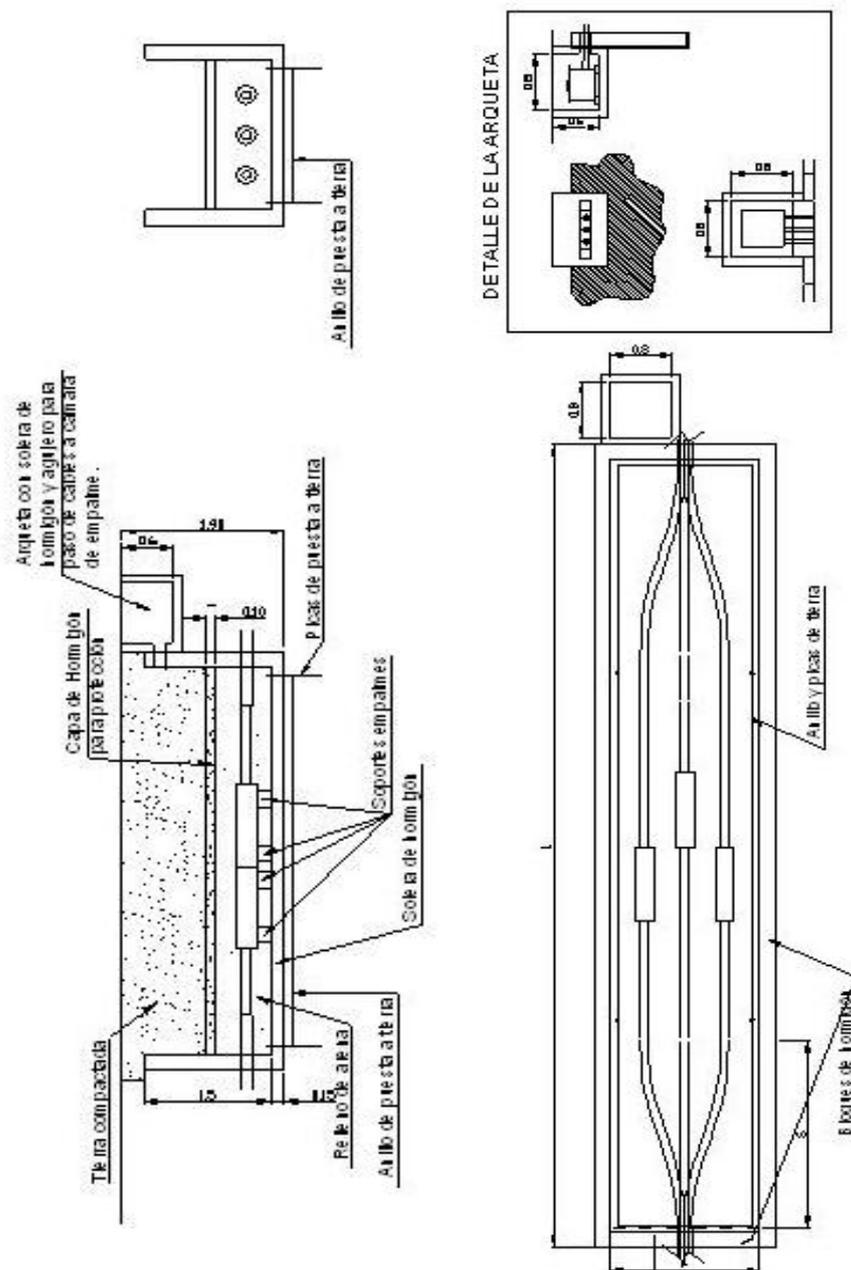
ANEXO B: CÁMARAS DE EMPALME

Las dimensiones de la cámara de empalme vienen definidas en la *Tabla 22*: Dimensiones en metros de las cámaras de empalme para 1 circuito.

Tabla 22: Dimensiones en metros de las cámaras de empalme para 1 circuito

Tensión del sistema	Longitud máxima de solera (L)	Anchura máxima de solera (A)	Longitud de las zonas de separación (S) aproximadas
26 / 45 kV	4	1,2	2,7
36 / 66 kV	4	1,2	2,7
76 / 132 kV	6	1,9	3,9

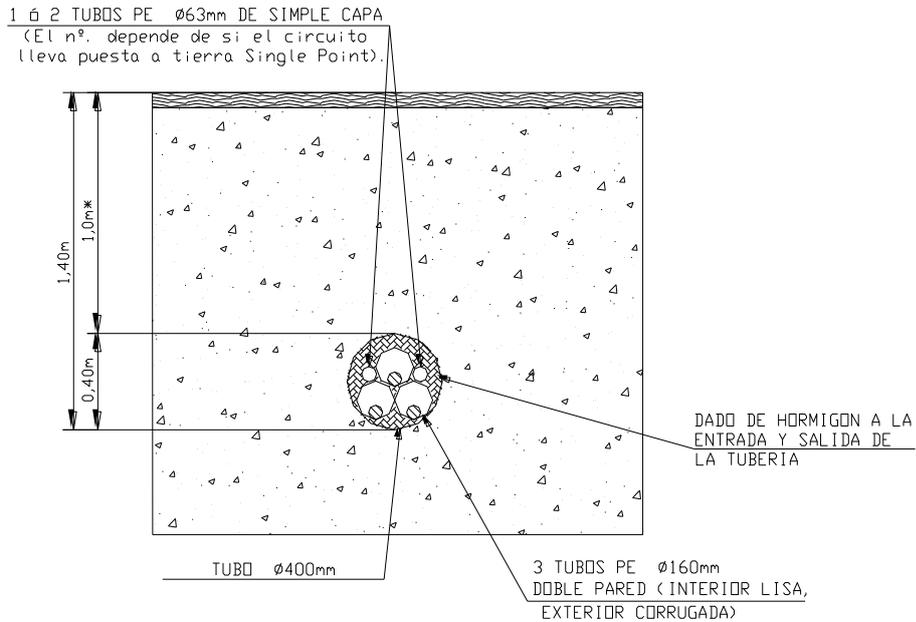
En el caso de dos circuitos, la cámara de empalme podrá ser doble de ancha o larga en función de las características de la instalación. Siempre deberá existir un muro de separación entre circuitos.



	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía KRZ001
	Guía de interpretación Líneas Subterráneas de Alta Tensión >36 kV	Edición 1ª 09-2025

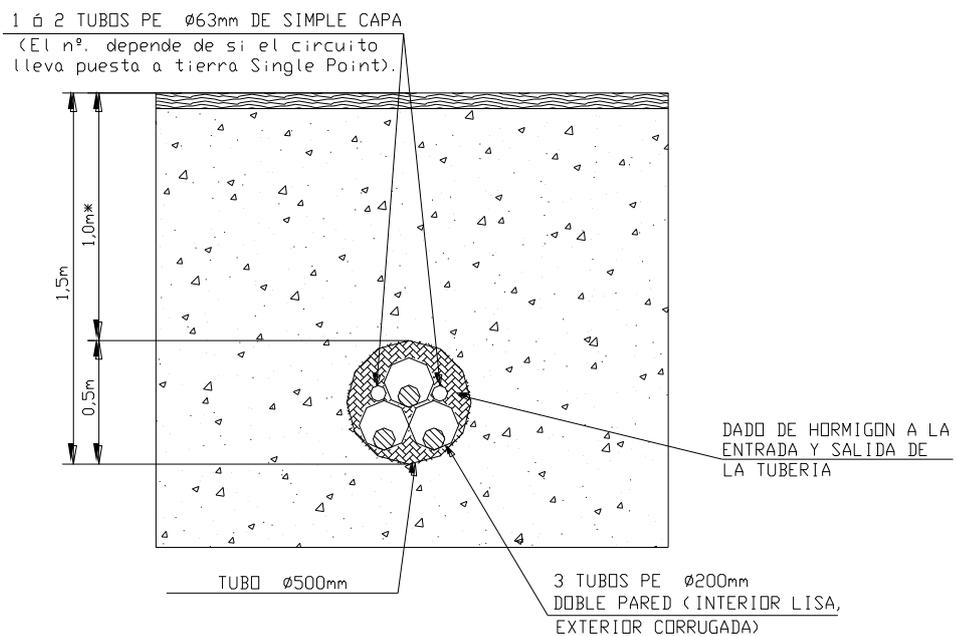
ANEXO C: PERFORACIÓN SUBTERRÁNEA

TOPO PARA TUBO DE 160mm



*cota a definir según caso (mínimo 1,0 m)

TOPO PARA TUBO DE 200mm



*cota a definir según caso (mínimo 1,0 m)