

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

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

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

El objeto de la guía es ayudar a la interpretación de la especificación particular (EP) de Líneas Aéreas de Alta Tensión de e-Distribución (nueva denominación de Endesa distribución-EDE) para aclarar algunos aspectos sobre los que, en los primeros meses de aplicación de la EP, 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 LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Control de cambios

Versión	Fecha	Descripción de los cambios
1	07-2020	Cambio de referencias de normas de materiales Se añade aclaración de los datos de las tablas 3 y 5: Secciones normalizadas en cuanto a intensidades admisibles y temperatura. Aclaración de la definición de apoyos principio y fin de línea. Se añade criterio de instalación de cadenas de amarre de 132kV en líneas de 66kV para cumplimiento del RD 1432/2008, en el que establecen medidas para la protección de la avifauna, como en el decreto autonómico que aplique en cada caso. Aclaración de la definición de Apoyos Frecuentados y No Frecuentados tras la publicación de La Guía Técnica de Aplicación de la ITC-LAT-07 editada por el Ministerio. Aclaración sobre la consideración de los apoyos de conversión como Apoyos Frecuentados. Aclaración del uso de aisladores rígidos, no permitiéndose su instalación en ningún tipo de apoyo. Aclaración del dato de temperatura de 75º para el cálculo de la catenaria. Aclaración de los datos de las tablas de distancias de seguridad, cruzamiento y paralelismos de líneas. Cambio en las distancias entre conductores en cruzamientos debido a La Guía Técnica de Aplicación de la ITC-LAT-07 editada por el Ministerio. Aclaración de los valores de EDS en el cálculo de tracción horizontal. Aclaración de cálculo de flecha máxima. Aclaración en el cálculo de la separación medida entre conductores. Aclaración del dato de resistencia eléctrica para el cálculo de la caída de tensión y pérdida de potencia.
2	05-2024	Cambio de referencias de normas de materiales. Cambios en características de apoyos por cambio de norma: tipos de acero, tablas de esfuerzos y gráficos normalizados, denominación. Se incluye recomendación sobre apoyos de entronque-conversión. Se incluye recomendación sobre apoyos de entronque. Se incluye nuevo criterio para el uso del nuevo aislador normalizado avifauna, CS 120 SB 325 / 2.250 – L. Se añade el cerramiento de bloques de hormigón como medida antiescalo en apoyos de conversión.
3	11-2025	Modificación Distancias Líneas Eléctricas con Carreteras debido al Nuevo RD 899/2025, Reglamento General de Carreteras.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	7
2	OBJETO Y ALCANCE.....	7
3	NORMATIVA.....	7
4	CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	8
5	TRAZADO	9
5.1	ESTUDIO PREVIO Y ELECCIÓN DE LA TRAZA EN GABIENTE.....	9
5.2	ESTUDIO DE LA TRAZA EN CAMPO.....	10
5.3	TOPOGRAFÍA	11
5.4	PROCESADO DE DATOS, DIBUJOS DE PLANOS Y DOCUMENTACIÓN A ENTREGAR	12
6	ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	12
6.1	CONDUCTOR	12
6.1.1	Línea nueva.	12
6.1.2	Línea existente.....	16
6.1.3	Tenses normalizados.	18
6.2	CABLE DE TIERRA / FIBRA OPTICA	18
6.2.1	Cable de Tierra.	19
6.2.2	Cable de Fibra Óptica.	20
6.3	APOYOS	21
6.3.1	Tipos de Apoyos.	21
6.3.2	Características de los Apoyos.....	23
6.3.3	Esfuerzos normalizados.....	26
6.3.4	Diagramas de utilización normalizados.....	31
6.3.5	Dimensiones normalizadas.	35
6.3.6	Apoyos de conversión aérea-subterránea	37
6.3.7	Apoyos de entronque.....	37
6.3.8	Denominación	38
6.4	AISLADORES.....	40
6.4.1	Nivel de aislamiento mínimo.	40
6.4.2	Línea de fuga.	41

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

6.4.3	Aisladores de vidrio.....	41
6.4.4	Aisladores de composite	42
6.4.5	Aisladores. Criterios.....	43
6.5	HERRAJES Y ACCESORIOS	45
6.6	CIMENTACIONES PARA LOS APOYOS.....	47
6.6.1	Cimentación tipo monobloque.....	47
6.6.2	Cimentación tipo cuatro patas.....	48
6.7	TOMAS DE TIERRA DE LOS APOYOS.....	48
6.7.1	Clasificación de los apoyos según su ubicación.	48
6.7.2	Sistemas de Puesta a Tierra.....	50
7	DISEÑO DE LAS LAAT	53
7.1	ENTRONQUES CON LINEA EXISTENTE	53
7.2	CONVERSIONES AÉREO-SUBTERRÁNEAS.....	55
7.2.1	Protección avifauna en conversiones.	55
7.2.2	Terminales y Pararrayos.	56
7.2.3	Disposición de los cables subterráneos.....	56
7.2.4	Cable de Tierra / Fibra Óptica.....	57
7.2.5	Puestas a Tierra.....	57
7.2.6	Cerramientos.	57
7.3	REPARTO DE APOYOS	58
7.4	DISTANCIAS DE SEGURIDAD, CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS	59
7.4.1	Distancias al terreno.	59
7.4.2	Distancias en cruzamientos con líneas eléctricas y de telecomunicaciones.....	59
7.4.3	Distancias a carreteras y ferrocarriles sin electrificar.....	61
7.4.4	Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses.....	62
7.4.5	Distancias a teleféricos y cables transportadores.....	63
7.4.6	Distancias a rios y canales navegables o flotables.....	64
7.4.7	Paso por bosques y masas de arbolado.....	64
7.4.8	Distancias a edificios, construcciones y zonas urbanas.....	65
7.5	MEDIDAS PARA LA PROTECCIÓN DE LA AVIFAUNA	65

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

8	CÁLCULOS MECÁNICOS	66
8.1	CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSES.....	66
8.2	CÁLCULO DE LOS APOYOS	69
8.2.1	Acciones a considerar en los cálculos.	69
8.2.2	Dimensionamiento.	76
8.3	Cálculo de cimentaciones.....	76
8.3.1	Cimentación tipo monobloque.....	76
8.3.2	Cimentación tipo cuatro patas.....	78
9	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	80
9.1	DENSIDAD MÁXIMA	80
9.2	POTENCIA A TRANSPORTAR.....	81
9.3	REACTANCIA MEDIA POR KILÓMETRO	82
9.4	RESISTENCIA ELÉCTRICA.....	82
9.5	IMPEDANCIA POR KILÓMETRO.....	83
9.6	SUSCEPTANCIA POR KILÓMETRO	83
9.7	PERDITANCIA POR KILÓMETRO	83
9.8	ADMITANCIA POR KILÓMETRO	84
9.9	CAIDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDA DE POTENCIA	85
10	DOCUMENTACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO	87
11	REFERENCIA A NORMAS EDE.....	88
ANEXO A		

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

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 deberán ser aprobadas por Ministerio de Industria, Comercio y Turismo al ser 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 aéreas de alta tensión (>36 kV, en adelante LAAT) 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 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.
- Garantizar la calidad del suministro.
- Conseguir mayor homogeneidad en las redes de distribución eléctrica

Este documento será de aplicación a las nuevas LAAT, 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 subterráneas de cualquier tensión ni para líneas aéreas de tensiones nominales inferiores 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.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- 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 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- 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 LAAT 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, en esta EP a efectos de cálculo y diseño se considerarán líneas de 1ª categoría.
 - Tensión nominal (Un) de 66 kV y tensión más elevada para el material (Um) 72,5 kV. Líneas de 2ª categoría, en esta EP a efectos de cálculo y diseño se considerarán líneas de 1ª 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 para satisfacer la demanda actual y futura previstas, consiguiendo unos niveles de calidad del suministro compatibles con las exigencias reglamentarias.”

Con estos datos de partida y con los criterios desarrollados en esta EP se podrán determinar el tipo de conductor, el número de conductores por fase, el cable de tierra y fibra óptica, el tipo de aislamiento y la temperatura de diseño.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

5 **TRAZADO**

5.1 **ESTUDIO PREVIO Y ELECCIÓN DE LA TRAZA EN GABINETE**

Tras un estudio previo donde se identifiquen tanto las zonas de protección especial como las infraestructuras lineales que son necesarias cruzar, se definen las alternativas posibles de trazado.

Para la elección de la traza en gabinete se tendrán en cuenta los siguientes principios:

- **Viabilidad.** Se tendrán en cuenta todos los factores que pueden hacer inviable un proyecto: zonas restringidas, sobrevuelos no permitidos, parcelas no expropiables y condicionados de organismos oficiales.
- En las proximidades de aeropuertos se recabará información suficiente para comprobar su viabilidad.
- **Calidad de servicio** Se minimizarán los emplazamientos con mayor probabilidad de fallos (zonas de alta contaminación, rayos, vandalismo, etc.)
- **Minimización del Impacto Ambiental.** Se evitará el paso de la línea por zonas protegidas y zonas arboladas. Se tratarán de minimizar los caminos largos de acceso a los apoyos y con pendientes pronunciadas.
- **Facilidad para el mantenimiento.** Se evitarán las zonas de mayor dificultad de acceso.

Atendiendo a estos criterios se recomienda la aplicación de las siguientes reglas, adaptadas a la situación particular de la línea:

- Alejar el trazado de los núcleos de población, teniendo en cuenta sus tendencias de expansión a medio y largo plazo y analizando el planeamiento vigente y las propuestas existentes.
- Evitar zonas que el planeamiento determine como suelo urbanizable, canteras o concesiones mineras.
- Evitar el paso por inmediaciones de enclaves de valor cultural, histórico-artístico o arqueológico.
- Evitar, en lo posible, la afección a espacios naturales protegidos tales como Parque Nacionales, Zonas de Especial Protección para la Aves, etc. o zonas de alto valor ecológico no declaradas.
- Evitar el paso por la proximidad de grandes superficies de agua, marismas y formaciones boscosas compuestas por especies autóctonas o de interés.
- En caso de atravesar masas arboladas en las que sea necesario abrir una calle talando árboles, analizar la posibilidad de aprovechar cortafuegos existentes. Si no es posible, tratar de quebrar ocasionalmente la línea, dándole apariencia irregular para evitar el efecto túnel abierto a través de la masa forestal que resulta de otro modo.
- Discurrir por zonas agrícolas menos productivas, o por áreas abiertas, rasas o abandonadas.
- Diseñar el trazado de forma que la línea se recorte contra un fondo opaco con el fin de reducir el impacto paisajístico.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- A igualdad de condiciones, elegir la línea más directa, sin fuertes cambios de dirección y con menos apoyos de ángulo.

El trazado de la línea de alta tensión deberá cumplir lo indicado en el punto 7 de esta EP y en el capítulo 5 de la ITC 07 del Reglamento de líneas de AT (RD223/08).

Además, la servidumbre que se constituya por su paso cumplirá lo marcado en el art.58 de la ley del sector eléctrico (Ley 24/2013):

- No se impondrán servidumbres sobre *“edificios, sus patios, corrales, centros escolares, campos deportivos cerrados y jardines y huertos, también cerrados, anejos a viviendas, siempre que la extensión de los huertos y jardines sea inferior a media hectárea”*
- El trazado discurrirá *“si la línea puede técnicamente instalarse, sin variación de trazado superior a la que reglamentariamente se determine, sobre terrenos de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, Comunidades Autónomas, de las provincias o los municipios, o siguiendo linderos de fincas de propiedad privada”*

5.2 ESTUDIO DE LA TRAZA EN CAMPO

Una vez finalizado el estudio de los posibles trazados en gabinete se realizará en campo, con la ayuda de un equipo de topografía, el estudio de viabilidad de la traza o trazas elegidas, teniendo en cuenta:

- Las posibilidades de llegada de la línea a sus extremos y sus cruzamientos con las líneas existentes.
- Minimizar las actuaciones necesarias para el acceso a los apoyos.
- Se prestará especial atención al emplazamiento de los vértices de la línea, evitando dificultades técnicas de ejecución de dichos apoyos.
- No podrá imponerse servidumbre de paso para las líneas de alta tensión sobre edificios, sus patios, corrales, centros escolares, campos deportivos y jardines y huertos, también cerrados, anejos a viviendas que ya existan al tiempo de iniciarse el expediente de solicitud de declaración de utilidad pública, siempre que la extensión de los huertos y jardines sea inferior a media hectárea (art 161 RD 1955/2000).
- Se tendrán en cuenta las limitaciones impuestas por las Leyes vigentes de Carreteras. Igualmente se considerarán las limitaciones impuestas por la Ley vigente de Ordenación de los Transportes Terrestres.

Para la traza elegida y comprobada su viabilidad se materializará en campo mediante estacas o hitos de referencia, y se creará la siguiente documentación:

- Colección de fichas de vértices y referencias.
- Longitud de la línea por tramos.
- Planos a escala 1:50.000 ó 1:25.000 o de menor escala con la traza de la línea.
- Informe con las observaciones a tener en cuenta en la elaboración de las siguientes fases de diseño.

En caso de líneas promovidas por terceros que vayan a ser cedidas a EDE, una vez estudiada la traza en gabinete, verificada su viabilidad en campo y recopilada la documentación anteriormente

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

citada, el tercero deberá presentarla a EDE para la comprobación de los condicionados, distancias, afecciones, etc.

5.3 TOPOGRAFÍA

A partir de la materialización de la traza y en base a la documentación anterior se procederá al levantamiento topográfico, obteniendo para cada punto del perfil los valores de distancia a origen y cota que permitan obtener la representación del plano de Planta y Perfil. Este levantamiento seguirá las siguientes especificaciones:

- Al empezar el levantamiento con estación se tomará como cota la altitud geográfica del lugar, según planos del Instituto Geográfico Nacional o algún otro plano editado por organismos oficiales. En todos los casos, la cota se toma a partir de la red geodésica nacional, así como su posicionamiento absoluto (coordenadas X e Y).
- Las cotas de la estación inicial se referirán al punto geodésico de la red nacional más cercano.
- Se tomarán los datos de todos los accidentes del terreno en el eje de la traza que oscilen $\pm 0,5$ metros.
- Se tomarán los datos de campo en el eje de la traza en intervalos no superiores a 30 metros, aunque la orografía del terreno no presente irregularidades (zonas de llanura).
- Se indicará en planta el ángulo de cada vértice en grados centesimales.
- Se tomarán todos los puntos singulares próximos a la línea que puedan ser afectados en cuanto a distancias de seguridad. Se definirán asimismo altura y tipo de arbolado, edificaciones, vallas, cultivos, etc.
- En caso de que la traza discorra a media ladera, se tomarán los perfiles correspondientes a los conductores exteriores. Dichos perfiles se tomarán a 10 m del eje de la línea. En la planta se indicará con línea discontinua el eje del perfil exterior.
- En una franja de 50 metros a ambos lados del eje de la línea se tomarán los datos de las parcelas, límites de términos municipales y provincias afectadas por el trazado, autopistas, autovías, carreteras, ferrocarriles, líneas eléctricas, embalses, edificaciones, así como líneas de telefonía y comunicaciones, ríos, caminos, puntos singulares y todo tipo de servicios con el mayor detalle posible.
- También se indicarán los límites de cada parcela que aparecen en campo y se actualizarán posteriormente con las parcelas que aparecen en el catastro.

Además, se deben recoger los datos correspondientes a los cruzamientos, indicando en cada caso lo siguiente:

- Autopistas, carreteras, ferrocarriles y vías pecuarias: denominación, punto kilométrico y propietario/organismo.
- Ríos, Arroyos y canales navegables: nivel del agua, navegabilidad y propietario/organismo.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- Embalses: denominación, cota máxima de embalse, gálibo permisible y propietario/organismo.
- Líneas eléctricas, Líneas de telefonía y comunicaciones: nombre de la línea, tensión, compañía propietaria, identificación de la línea, apoyos afectados, distancia de los apoyos anterior y posterior al punto de cruce, altura de todas sus fases y cables de tierra y temperatura ambiental en el momento de recoger los datos
- Otros servicios (gasoductos, oleoductos, etc.): denominación, punto kilométrico y compañía propietaria.
- Monte público: denominación, organismo y número de los mojones de entrada y salida, todo ello en la medida de lo posible

5.4 PROCESADO DE DATOS, DIBUJOS DE PLANOS Y DOCUMENTACIÓN A ENTREGAR

Después del levantamiento topográfico y los cálculos correspondientes se generarán los planos de Planta y Perfil. Se dibujará el perfil longitudinal correspondiente al eje de la línea con una escala vertical de 1:500 y horizontal de 1:2000, y se dibujará a escala 1:2000 la franja de Planta de 100 m de anchura, 50 m a cada lado del eje.

En los planos de planta y perfil, además de todos los puntos señalados en el apartado 5.3, debe aparecer:

- La identificación de los apoyos con: número, tipo y sistema de fijación de los conductores.
- La altitud de los principales puntos de perfil, sobre el plano de comparación.

Se dispondrá la siguiente documentación para entregar a EDE:

- Fichero de en formato digital con la traza georeferenciada de la línea replanteada.
- Listado de vértices, que incluya coordenadas UTM de los mismos, en su huso correspondiente.
- Ficheros AutoCAD de los planos de planta y perfil de replanteo
- Relación de bienes y derechos afectados (RBDA) con los principales datos de la afección: propietario, dirección del mismo, término municipal, número de parcela y polígono según catastro, afección de la línea sobre la parcela, uso del suelo, tipo de cultivo, etc.

6 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

6.1 CONDUCTOR

6.1.1 Línea nueva.

Los conductores serán en general:

- Aluminio con alma de acero galvanizado. Tipo AL1/ST1A (antiguo tipo LA) adecuados para zonas con contaminación apreciable o contaminación ligera.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- Aluminio con alma de acero recubierto de aluminio. Tipo AL1/A20SA (antiguo tipo LARL) para zonas con contaminación salina fuerte o muy fuerte que pueda afectar al acero.

Se entiende por zonas sin contaminación apreciable, aquellas sin industria y con poca densidad de casas equipadas de instalaciones de calefacción; zonas con poca densidad de industrias o de casas, pero sometidas a vientos o lluvias frecuentes. Todas estas zonas deben estar situadas lejos del mar o a gran altitud, y nunca estar expuestas a los vientos que provienen del mar. (Véase la Tabla I de la norma UNE 21-062-80/2).

Se entiende por zonas con nivel de contaminación ligera aquellas con industrias no productoras de humos particularmente contaminantes, con una densidad media de casas equipadas con calefacción; zonas con gran densidad de casas o de industrias, pero sometidas a vientos frecuentes o a lluvias; zonas expuestas al viento de mar, pero no muy próximas a la costa (1 km, o más). (Véase la Tabla I de la norma UNE 21-062-80/2).

Se entiende por zonas con nivel de contaminación salina fuerte aquellas próximas al mar o expuestas a un viento relativamente fuerte procedente del mar. (Véase la Tabla I de la norma UNE 21-062-80/2).

Se entiende por zonas con nivel de contaminación salina muy fuerte aquellas generalmente poco extensas, muy próximas a la costa y expuestas a fuertes vientos contaminantes que provienen del mar. (Véase la Tabla I de la norma UNE 21-062-80/2).

Los archipiélagos Balear y Canario se consideran zonas con nivel de contaminación fuerte o muy fuerte.

Excepcionalmente, en las zonas con nivel de contaminación extremadamente grave se podrán instalar conductores de cobre.

Descripción, composición y dimensiones del cable.

Las características de los conductores mencionados anteriormente tomarán como referencia la norma de EDE LNE001 *“Conductores desnudos para Líneas Eléctricas de Alta Tensión, de Tensión Nominal superior a 30 kV”*.

La norma LNE001 “Conductores desnudos para Líneas Eléctricas de Alta Tensión, de Tensión Nominal superior a 30 kV” queda derogada y sustituida por la GSC003 Concentric-Lay- Stranded Bare Conductors

- Conductores de aluminio con alma de acero galvanizado. Tipo AL1/ST1A.

Los alambres de acero galvanizado cumplirán todos los requisitos indicados en la norma UNE EN 50189 con el grado y la clase de recubrimiento designado ST1A. Las características principales se indican en la *Tabla 1: Características Conductores Tipo AL1/ST1A Normalizados*.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.				Guía LRZ001	
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV				Edición 3ª 11-2025	

Tabla 1: Características Conductores Tipo AL1/ST1A Normalizados

Designación Código / Código antiguo	Sección mm²		Equiv en Cobre (mm²)	Diámetro mm		Composición				Carga de Rotur a (daN)	Resist. eléctrica c.c. a 20°C (Ω/km)	Mas a Kg /km	Módulo elasticidad daN/m²	Coef. de dilatación lineal (°C ⁻¹ x10 ⁻⁶)
						Alambres de aluminio		Alambres de acero						
	Aluminio	Total		Acero	Total	Nº	Diámetro (mm)	Nº	Diámetro (mm)					
147-AL1 / 34-ST1A LA 180	147,3	181, 6	93	7,50	17,50	30	2,50	7	2,50	6390	0,1962	676	8000	17,8
242-AL1 / 39-ST1A LA 280 (Hawk)	241,7	281, 1	152	8,04	21,80	26	3,44	7	2,68	8450	0,1194	977	7500	18,9
337-AL1 / 44-ST1A LA 380 (Gull)	337,3	381, 0	212	8,46	25,38	54	2,82	7	2,82	1065 0	0,0857	127 5	6900	19,3
402-AL1 / 52-ST1A LA 455 (Cóndor)	402,3	454, 5	253	9,24	27,72	54	3,08	7	3,08	1240 0	0,0718	152 1	6900	19,3

- Conductores de aluminio con alma de acero recubierto de aluminio. Tipo AL1/A20SA.

Los alambres serán de aluminio duro tipo AL1 y cumplirán los requisitos indicados en la norma UNE EN 60889.

Los alambres de acero recubierto de aluminio cumplirán todos los requisitos indicados en la norma UNE EN 61232, y serán de la clase 20SA, tipo A. El recubrimiento de aluminio será realizado por procedimiento de compresión.

Las características principales de los conductores tipo AL1/A20SA se indican en la Tabla:

Tabla 2: Características Conductores tipo AL1/A20SA Normalizados

Designación Código / Código antiguo	Sección mm²		Equiv en Cobre (mm²)	Diámetro mm		Composición				Carga de Rotur a (daN)	Resist. eléctrica c.c. a 20°C (Ω/km)	Mas a Kg /km	Módulo elasticidad daN/m²	Coef. de dilatación lineal (°C ⁻¹ x10 ⁻⁶)
						Alambres de aluminio		Alambres de acero						
	Aluminio	Total		Acero	Total	Nº	Diámetro (mm)	Nº	Diámetro (mm)					
147-AL1 / 34-A20SA LARL 180	147,3	181, 6	97	7,50	17,50	30	2,50	7	2,50	6630	0,1818	634	7500	18,0
242-AL1 / 39-AS20SA LARL 280 (Hawk)	241,7	281, 1	157	8,04	21,80	26	3,44	7	2,68	8760	0,1131	929	7200	19,1
337-AL1 / 44-A20SA LARL 380 (Gull)	337,3	381, 0	217	8,46	25,38	54	2,82	7	2,82	1096 0	0,0820	122 2	6600	19,5
402-AL1 / 52-A20SA LARL 455 (Cóndor)	402,3	454, 5	259	9,24	27,72	54	3,08	7	3,08	1294 0	0,0688	145 7	6600	19,5

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Intensidad máxima admisible

Las secciones normalizadas serán las de la *Tabla 3*: Secciones normalizadas, y su utilización dependerá de la intensidad máxima necesaria.

Tabla 3: Secciones normalizadas

TENSIÓN	CONDUCTOR		INTENSIDAD (A)	POTENCIA (MVA)
45 KV	147-AL1/34-ST1A (LA 180)	147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	431	33,6
	242-AL1/39-ST1A (LA 280)	242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	581	45,3
	337-AL1/44-ST1A (LA 380)	337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	720	56,1
66 KV	147-AL1/34-ST1A (LA 180)	147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	431	49,3
	242-AL1/39-ST1A (LA 280)	242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	581	66,4
	337-AL1/44-ST1A (LA 380)	337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	720	82,3
110 KV	147-AL1/34-ST1A (LA-180)	147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	431	82,1
	242-AL1/39-ST1A (LA 280)	242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	581	110,7
	337-AL1/44-ST1A (LA 380)	337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	720	137,2
	402-AL1/52-ST1A (LA 455)	402-AL1/52-A20SA (LARL 455)	806,7	153,7
132 KV	147-AL1/34-ST1A (LA-180)	147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	431	98,6
	242-AL1/39-ST1A (LA 280)	242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	581	132,9
	337-AL1/44-ST1A (LA 380)	337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	720	164,6
	402-AL1/52-ST1A (LA 455)	402-AL1/52-A20SA (LARL 455)	806,7	184,4

Estos datos están calculados en función de las densidades de corriente máxima indicadas en la ITC - LAT - 07, apartado 4.2.1.

Resolviendo la ecuación de equilibrio térmico para el cálculo de la intensidad máxima admisible se demuestra que las densidades de corriente máxima establecidas en la ITC-LAT-07, apartado 4.2.1 corresponden a una temperatura de servicio máxima aproximada de 75°C considerando las siguientes condiciones:

- *Temperatura ambiente: 20°C*
- *Velocidad del viento: 0,6-07 m/s*
- *Angulo de incidencia del viento sobre el conductor: 45°*
- *Radiación solar: 900 W/m²*
- *Coeficiente de absorción y emisividad: 0,6.*

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

6.1.2 Línea existente.

Para cambios de conductor motivados por la necesidad de aumento de la intensidad a transportar, se podrán utilizar los conductores de aleación de aluminio, tipo AL3 (antiguo tipo D) de la norma UNE 21 018 tanto para zonas de interior como costeras.

Descripción, composición y dimensiones del cable.

Las características de los conductores de aleación de aluminio tomarán como referencia la norma de EDE LNE001 "Conductores desnudos para Líneas Eléctricas de Alta Tensión, de Tensión Nominal superior a 30 kV".

La norma LNE001 "Conductores desnudos para Líneas Eléctricas de Alta Tensión, de Tensión Nominal superior a 30 kV" queda derogada y sustituida por la GSC003 Concentric-Lay- Stranded Bare Conductors

Los alambres de aleación de aluminio serán de aleación de aluminio – magnesio – silicio de tipo AL3 y cumplirán todos los requisitos indicados en la norma UNE EN 50183.

Las características principales de los conductores tipo AL3 se indican en la

Tabla 4: Características Conductores tipo AL3 Normalizados.

Tabla 4: Características Conductores tipo AL3 Normalizados

<u>Designación</u> Código / Código antiguo	Sección (mm²)	Equiv en Cobre (mm²)	Diámetro (mm)	Composición Alambres		Carga de Rotura (daN)	Resist. eléctrica c.c. a 20°C (Ω/km)	Masa Kg /km	Módulo elasticidad daN/m²	Coef. de dilatación lineal (°C ⁻¹ × 10 ⁻⁶)
				Nº	Diámetro (mm)					
148-AL3 / D-145	148,1	81	15,75	19	3,15	4340	0,2234	407	5600	23
188-AL3 / D-180	188,1	102	17,75	19	3,55	5520	0,1758	517	5600	23
279-AL3 D-280	279,3	152	21,7	37	3,10	8200	0,1187	770	5600	23
381-AL3 D-400	381,0	20.08 728	25,38	61	2,82	11180	0,0872	1053	5400	23
454-AL3 D-450	454,5	250	27,72	61	3,08	13350	0,0731	1256	5400	23

El sentido de giro de cableado de los alambres de la capa exterior será a derechas

Intensidad máxima admisible

Las secciones normalizadas serán las de la *Tabla 5: Secciones normalizadas para conductores AL3*, dependiendo su utilización de la intensidad máxima necesaria.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 5: Secciones normalizadas para conductores AL3

TENSIÓN	CONDUCTOR	INTENSIDAD (A)	POTENCIA (MVA)
45 KV	188-AL3 (D180)	443,9	34,5
	279-AL3 (D280)	575,4	44,8
	381-AL3 (D400)	701	54,6
	454-AL3 (D450)	793,4	61,8
66 KV	188-AL3 (D180)	443,9	50,7
	279-AL3 (D280)	575,4	65,7
	381-AL3 (D400)	701	80,1
	454-AL3 (D450)	793,4	90,7
110 KV	188-AL3 (D180)	443,9	84,5
	279-AL3 (D280)	575,4	109,6
	381-AL3 (D400)	701	133,5
	454-AL3 (D450)	793,4	151,1
132 KV	188-AL3 (D180)	443,9	101,5
	279-AL3 (D280)	575,4	131,5
	381-AL3 (D400)	701	160,2
	454-AL3 (D450)	793,4	181,4

Estos datos están calculados en función de las densidades de corriente máxima indicadas en la ITC - LAT - 07, apartado 4.2.1.

Resolviendo la ecuación de equilibrio térmico para el cálculo de la intensidad máxima admisible se demuestra que las densidades de corriente máxima establecidas en la ITC-LAT-07, apartado 4.2.1 corresponden a una temperatura de servicio máxima aproximada de 75°C considerando las siguientes condiciones:

- Temperatura ambiente: 20°C
- Velocidad del viento: 0,6-07 m/s
- Angulo de incidencia del viento sobre el conductor: 45°
- Radiación solar: 900 W/m²
- Coeficiente de absorción y emisividad: 0,6.

Además de estos conductores, se podrán utilizar otros similares cuando se adapten mejor que los propuestos a la línea que se pretende repotenciar, previo estudio y autorización de EDE.

Igualmente, cuando las intensidades requeridas sean tales que con los conductores tipo AL3 (antiguo tipo D) que puedan soportar los apoyos sean insuficientes, se podrán utilizar, previo estudio detallado de su idoneidad para el caso requerido, los conductores denominados "Conductores de Alta Capacidad".

Las características de los conductores de alta capacidad tomarán como referencia la norma de EDE GSCH007 "High Capacity Bare Conductors".

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

6.1.3 Tenses normalizados.

Las tracciones máximas a las que se someterán los conductores serán tales que mantengan un coeficiente de seguridad del conductor superior a 2,5 en todos los puntos del mismo. Además, el tense horizontal máximo no deberá superar los valores indicados en la *Tabla 6: Tenses Conductores Normalizados*:

Tabla 6: Tenses Conductores Normalizados

CONDUCTOR	Tense horizontal (kN)		
	Zona A	Zona B	Zona C
147-AL1/34-ST1A (LA-180)	20,11	20,80	22,56
242-AL1/39-ST1A (LA 280)	25,60	27,47	29,75
337-AL1/44-ST1A (LA 380)	31,00	32,37	37,28
402-AL1/52-ST1A (LA 455)	35,75	39,73	45,13
147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	20,11	20,80	22,56
242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	26,98	27,47	29,75
337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	31,88	32,37	37,28
402-AL1/52-A20SA (LARL 455)	36,26	39,73	45,13
188-AL3 (D180)	15,60	15,6	16,40
279-AL3 (D280)	24,90	25,00	25,60
381-AL3 (D400)	31,00	31,50	33,00
454-AL3 (D450)	33,80	34,40	38,60

Se deberá comprobar, además, que la tracción horizontal a 15 °C en zona A o 10 °C en zonas B y C (EDS) no supere el 20% de la carga de rotura del conductor considerado.

6.2 CABLE DE TIERRA / FIBRA OPTICA

El cable de tierra a instalar en las nuevas LAAT será del tipo OPGW, 17 KA 48 FO.

Se admitirá la instalación de cable de tierra sin fibra óptica en modificaciones de LAAT existentes que no dispongan de fibra y no se prevea la necesidad de ésta en futuro próximo. En estos casos se utilizarán los cables que se indican en la *Tabla 7: Cables de Tierra*.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 7: Cables de Tierra

TIPO	CABLE	USO
AC	49ST1A (AC50)	Líneas de 45 y 66 kV
	69ST1A (AC70)	Líneas de tensión superior a 66 kV
ARLE	47-A20SA (ARLE 8.71)	Líneas de 45 y 66 kV en zonas de alta contaminación
	58-A20SA (ARLE 9.78)	Líneas de tensión superior a 66 kV en zonas de alta contaminación

6.2.1 Cable de Tierra.

En el caso de no ser necesaria la instalación de fibra óptica se utilizarán los cables siguientes:

- Cables de tierra de acero galvanizado tipo ST1A, según normas UNE-EN 50182:2002 y UNE-EN 50189:2000, cumpliendo los requisitos que se muestran en la *Tabla 8: Características cables de tierra tipo ST1A*.

Tabla 8: Características cables de tierra tipo ST1A

<u>Designación</u> Código/ Código antiguo	Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Composición alambres		Carga de Rotura (daN)	Masa (kg/km)	Módulo de elasticidad (daN/mm²)	Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹ ×10 ⁻⁶)
			Nº	Diámetro (mm)				
49 ST1A / AC 50	49,5	9	7	3	6202	392	18500	11,5
69 ST1A / AC 70	69,3	10,65	7	3,55	8700	560	18500	11,5

- Los alambres de acero galvanizado serán del tipo designado “acero normal” en la norma UNE-EN 50189:2000, con recubrimiento de zinc de clase A según la misma norma, designado con las siglas S1A o ST1A según Norma UNE-EN 50182:2002.
- No serán engrasados.
- El sentido de cableado de los alambres de la capa exterior será a izquierdas.
- Cables de tierra de acero recubierto de aluminio por compresión tipo A20SA, según las normas ASTM B-416-69, UNE-EN 50182:2002 y UNE-EN 61232:1996, cumpliendo los requisitos que se muestran en la *Tabla 9: Características cables de tierra tipo A20SA*.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 9: Características cables de tierra tipo A20SA

Designación Código/ Código antiguo	Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Composición alambres		Carga de Rotura (daN)	Masa (kg/km)	Módulo de elasticidad (daN/mm²)	Coefficiente de dilatación lineal (°C⁻¹x10⁻⁶)
			Nº	Diámetro (mm)				
47-A20SA / ARLE 8,71	46,56	8,71	7	2,91	5274	84,8	16170	13
58-A20SA / ARLE 9,78	58,43	9,78	7	3,26	7220	84,8	16170	13

- Los alambres de acero recubierto de aluminio serán de la clase 20SA, correspondiente a un grado de conductividad de 20,3% IACS, según la norma UNE-EN 61232:1996. El recubrimiento de aluminio será realizado por procedimiento de compresión. Los alambres serán de tipo A, según la norma UNE-EN 61232:1996.
- Los cables de acero recubierto con aluminio tipo A20SA podrán ser engrasados con una grasa neutra con respecto al aluminio, químicamente pura, que deberá reunir las características y cumplir los ensayos reflejados en la norma UNE-EN 50326:2003.
- El sentido de cableado de los alambres de la capa exterior será a derechas.

Tenses normalizados.

El tense horizontal máximo no deberá superar los valores indicados en la *Tabla 10: Tenses Normalizados Cables de Tierra*

Tabla 10: Tenses Normalizados Cables de Tierra

CONDUCTOR	Tense horizontal (kN)		
	Zona A	Zona B	Zona C
49 ST1A (AC 50)	13,00	15,50	19,80
69 ST1A (AC 70)	15,50	18,35	22,85
47-A20SA (ARLE 8,71)	11,55	14,00	18,50
58-A20SA (ARLE 9,78)	13,40	15,76	20,35

6.2.2 Cable de Fibra Óptica.

Se utilizará cable del tipo OPGW que tomará como referencia la norma de EDE NNJ001 “*Norma de cables compuestos tierra – ópticos (OPGW) para líneas eléctricas de AT*”.

- El cable compuesto tierra/óptico está formado por un núcleo óptico central consistente en un tubo estanco de aluminio o acero inoxidable.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- En el interior del núcleo óptico central se alojarán las fibras ópticas, en dos variantes: de forma holgada agrupadas en mazos envueltos por una cinta y de forma holgada sin agrupación de fibras (sin cintas) pero con diferenciación por trazos discontinuos (anillos). El espacio de alojamiento de las fibras se rellena de un componente antihumedad de densidad y viscosidad adecuada y compatible con las fibras ópticas.
- Sobre el tubo central de aluminio o acero inoxidable se cablearán una o dos capas de alambres de acero recubierto de aluminio o alambres de aleación de aluminio. La capa exterior se cablea a derechas (Z).
- El tense de los cables tipo OPGW dependerá de las características finales de los mismos. Para calcularlo se intentará mantener una flecha máxima inferior a la del conductor de la línea, debiendo mantener siempre un coeficiente de seguridad superior a 2.5 en cualquier punto del mismo y un EDS inferior al 20 %, así como cualquier otra recomendación que pudiera hacer el fabricante.

Las Características mecánicas y eléctricas de los cables normalizados se muestran en la *Tabla 11: Características del Cable de Fibra Óptica*.

Tabla 11: Características del Cable de Fibra Óptica

CABLES OPGW Icc 17 kA/0,3 s	
Número de fibras	48
Diámetro exterior del cable (mm)	≤ 13,9
Diámetro alambres capa/s exterior/es (mm)	> 2,73
RTS Resistencia a la tracción asignada (daN)	> 5.500
MAT Máxima tensión admisible (daN)	> 2.000
Masa calculada (kg/km)	< 600
Módulo de elasticidad (daN/mm ²)	9.000 < m < 14.000
Coeficiente de dilatación térmica (x10 ⁻⁶ °C ⁻¹)	14 < c < 18
Radio de curvatura (mm)	< 800
Resistencia a 20 °C en corriente continua (Ω / km)	< 0,45
Temperatura admisible de operación (°C)	de -30 a +70
Mínima corriente de cortocircuito para 0,3 s (kA)	17
Temperatura de cortocircuito en aluminio (I ² .t)(°C)	de +40 a + 210

6.3 APOYOS

6.3.1 Tipos de Apoyos.

Los apoyos utilizados por EDE serán de tipo S/C, con disposición de fases al tresbolillo, o del tipo D/C, con disposición de las fases en hexágono o doble bandera.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Según su función los apoyos se clasifican en:

- *Apoyos de suspensión:* Apoyo con cadenas de aislamiento de suspensión.
- *Apoyos de amarre:* Apoyo con cadenas de aislamiento de amarre.
- *Apoyos de anclaje:* Apoyo con cadenas de aislamiento de amarre destinado a proporcionar un punto firme en la línea. Deben proporcionar puntos firmes en la línea que limiten la propagación en la misma de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional.
- *Apoyos de principio o fin de línea:* Son los apoyos primero y último de la línea, con cadenas de aislamiento de amarre, destinados a soportar, en sentido longitudinal de la línea, la sollicitación de todos los conductores y cables de tierra en un solo sentido.

Generalmente los apoyos fin de línea son el primer y último apoyo de la línea. Sin embargo, cuando una línea aérea llega al pórtico de una subestación mediante uno o varios vanos destensados, el apoyo fin de línea a efectos de cálculo, sería aquel del que parten los vanos destensados.

Lo mismo ocurriría para el primer apoyo de una nueva línea desde la derivación (e/s) de una línea existente, en este caso el primer apoyo a efectos de cálculo sería el apoyo del que parten los vanos destensados hacia el apoyo de la línea existente donde se realizará la e/s.

- *Apoyos especiales:* son aquéllos que tienen una función diferente a las definidas anteriormente.

Según su posición relativa respecto a la línea los apoyos se clasifican en:

- *Apoyos de alineación:* Apoyo de suspensión, amarre o anclaje usado en un tramo rectilínea de la línea.
- *Apoyos de ángulo:* Apoyo de suspensión, amarre o anclaje colocado en un ángulo del trazado de una línea.

Según el tipo de cimentación utilizada los apoyos se fijan al terreno mediante

- cimentación monobloque, apoyos monolíticos.
- cimentaciones separadas o independientes, apoyos cuatro patas.
- mediante pernos.

Los tipos de apoyos se seleccionarán según la función que vayan a desempeñar en la línea en que vayan colocados. En aquellos en los que la línea cambie de dirección, apoyos de ángulo, se diseñaran siempre como apoyos de anclaje, no admitiéndose en proyecto nuevos apoyos de ángulo de suspensión. Durante la ejecución de las obras o para apoyos existentes no modificados se admitirán pequeños ángulos ($<5^\circ$) en apoyos con cadenas de suspensión siempre que soporten las sollicitaciones mecánicas a las que se verán expuestos.

Igualmente, los apoyos con cadenas de amarre se diseñarán siempre como apoyos de anclaje.

Los apoyos situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente (apoyos frecuentados según el apartado 6.7.1 de esta EP) dispondrán de las medidas oportunas para dificultar su escalamiento hasta una altura mínima de 2,5 m.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Las características mecánicas, calidades de los materiales y dimensiones de los apoyos tomarán como referencia la norma de EDE LNE008 “Norma de apoyos de celosía para líneas eléctricas aéreas de AT, de tensión superior a 30 kV” cuyas características principales se describen a continuación.

La norma EDE LNE008 “Norma de apoyos de celosía para líneas eléctricas aéreas de AT, de tensión superior a 30 kV” queda derogada y sustituida por la GSCS001 Lattice Steel Supports For High Voltage Lines.

6.3.2 Características de los Apoyos.

- **Apoyos.**

Los apoyos serán de celosía y estarán compuestos principalmente por perfiles angulares de lados iguales soldados o atornillados.

- **Cabeza del apoyo.**

Será estándar para todas las alturas. Se trata de una pieza de forma prismática o piramidal con sección cuadrada y resistencia aproximadamente simétrica en sus dos ejes principales de inercia. Estará compuesta por cuatro montantes unidos por celosías de perfiles de lados iguales soldados o atornillados.

- **Fuste del apoyo.**

Será habitualmente una pieza de celosía tronco piramidal de sección cuadrada, formada por cuatro montantes, unidos en celosía, con angulares de lados iguales atornillados o soldados, con resistencia aproximadamente simétrica en sus dos ejes principales de inercia.

Según la altura puede estar formado por dos o más tramos, variando la composición de éstos.

En los montantes de apoyos cuya base sea superior a 3,5 m se instalarán soportes posapiés para facilitar al acceso al apoyo durante el montaje y mantenimiento.

Los soportes posapiés deben tener una distancia libre superior a 20 cm. y se instalarán cada 0.5 m aproximadamente desde una altura de 2 metros sobre la cimentación.

No se permite el uso de pernos de diámetro inferior a 16 mm. como soportes posapiés.

- **Crucetas.**

Todas las crucetas deben permitir la utilización de cadenas de amarre o suspensión de forma sencilla. Para ello se diseñarán con tres taladros preparados para cadenas de amarre y un taladro adicional preparado para cadenas de suspensión.

El eje de los taladros preparados para cadenas de amarre será perpendicular al plano horizontal y los taladros se dispondrán formando un triángulo isósceles horizontal con la base paralela a la dirección de la línea.

El eje del taladro preparado para cadenas de suspensión será paralelo a la dirección de la línea.

El diámetro de estos taladros estará comprendido entre 21,5 y 22 mm a no ser que se especifique expresamente otra dimensión.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- **Cúpula del cable de tierra.**

Al igual que las crucetas, la cúpula del cable de tierra debe permitir su utilización con función de amarre o suspensión de manera sencilla. En el caso de su uso como alineación, el cable de tierra deberá quedar situado a un lado del apoyo, a una distancia horizontal mínima de 20 cm del mismo.

Algunos apoyos podrán disponer de dos cúpulas. En este caso ambas cúpulas deben tener geometrías y resistencias similares.

- **Uniones.**

Las uniones entre los distintos tramos del apoyo se llevarán a cabo mediante tornillería y, preferiblemente, con casquillo y cubrejuntas.

Los tornillos, tuercas y arandelas utilizados en los apoyos cumplirán la norma UNE- 17115:2010 y, serán de calidad 5.6 garantizada o superior.

El diámetro del agujero tendrá una holgura máxima de 1,5 mm respecto al diámetro nominal del tornillo.

En espesores de perfiles o placas superiores a 10 mm los agujeros deberán ser taladrados. Está permitido punzonar los agujeros a un diámetro inferior al nominal y posteriormente alcanzar el diámetro definitivo con taladro o escariador, pero no podrán ser punzonados directamente.

La resistencia de las uniones y su geometría seguirán las recomendaciones indicadas en la norma UNE-EN 1993-1-8:2013 “Eurocódigo 3: Proyecto de estructuras de acero. Parte 1-8: Uniones”. En concreto se respetarán las distancias mínimas y máximas entre agujeros y al borde en perfiles atornillados.

En caso de no cumplir estas condiciones la resistencia de la unión deberá ser comprobada mediante ensayos o justificada mediante cálculos específicos.

En cualquier caso, se comprobará la resistencia de los tornillos al aplastamiento con los perfiles que unen usando un límite de agotamiento máximo de 2,4, expresado en función del límite de fluencia del material.

- **Cimentaciones.**

Las cimentaciones pueden ser monobloque o en dados separados para cada montante.

En casos especiales se podrán utilizar placas de anclaje para pernos, debiendo disponer los apoyos de las correspondientes uniones a placas de anclajes calculadas para soportar los esfuerzos y momentos correspondientes.

En cualquier caso, las cimentaciones se calcularán para soportar los esfuerzos nominales de los apoyos, aunque podrán adaptarse a las características particulares de cada proyecto.

En la documentación relativa a cada apoyo se incluirán las cimentaciones necesarias para soportar los esfuerzos nominales y para terrenos con las siguientes características:

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Cimentaciones monobloque:

$K = 6, 10, 12 \text{ y } 16 \text{ daN/cm}^3$

Cimentaciones independientes:

- Terreno flojo: Ángulo de arranque = 20° ; $K = 2 \text{ daN/cm}^2$
- Terreno medio: Ángulo de arranque = 30° ; $K = 2,5 \text{ daN/cm}^2$
- Terreno normal: Ángulo de arranque = 30° ; $K = 3 \text{ daN/cm}^2$

Las características de las cimentaciones normalizadas en EDE se especifican en el apartado 6.6 de este documento.

• Toma de tierra del apoyo.

Todos los apoyos dispondrán del correspondiente taladro para toma de tierra. Este taladro se dispondrá en todos los montantes y a una distancia mínima de 60 cm. del nivel de la cimentación.

Esta distancia deberá estar acotada en los planos de montaje del apoyo.

• Materiales.

Los materiales utilizados en la fabricación de los apoyos deben cumplir con los requisitos de los eurocódigos estructurales UNE-EN 1992-1-1:2013 “Eurocódigo 2: Proyecto de estructuras de hormigón.” y UNE-EN 1993-1-1:2013 “Eurocódigo 3: Proyecto de estructuras de acero” y el reglamento europeo de productos de la construcción 305/2011. También deben adecuarse a las normas UNE-EN 10149:2014 “Productos planos laminados en caliente de acero de alto límite elástico para conformado en frío.” y UNE-EN 1090:2011 “Ejecución de estructuras de acero y aluminio.”

Los materiales para perfiles de acero deberán cumplir la norma UNE-EN 10025 “Productos laminados en caliente de aceros para estructuras.”, siendo el perfil mínimo admitido el L40X40X4 en caso de apoyos atornillados y el L35X35X4 en caso de barras soldadas. El espesor mínimo de ala será 4 mm en cualquier caso.

Los perfiles y el resto de componentes tales como presillas, montantes, casquillos y placas base, etc., deben haber sido fabricados de acuerdo a la norma UNE-EN 10056 “Angulares de lados iguales y desiguales de acero estructural.” con acero S275 ó S355J2 de límite elástico $R = 275 \text{ ó } 355 \text{ N/mm}^2$, respectivamente.

Según la norma GSCS001- Lattice Steel Supports For High Voltage Lines, se podrán utilizar los aceros tipo S235J0 y S235J2, así como S355J0 y S355J2 según EN 10025-1:2005 02 y EN 10025 2:2005 04.

En el caso de utilizar cartelas, éstas serán de un espesor igual o superior al espesor de los perfiles que unan, con un mínimo de 6 mm.

El recubrimiento superficial de todos los componentes del apoyo será el de galvanizado en caliente según norma UNE-EN ISO 1461:2010 “Recubrimientos de galvanización en caliente sobre piezas de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo.” con un espesor local del recubrimiento mínimo de $75 \mu\text{m}$.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

En el caso de la tornillería, el espesor local del recubrimiento mínimo será de 45 μm . con un espesor medio de 55 μm .

Endesa se reserva el derecho de solicitar a los suministradores los certificados de productos, de fabricación y ensayo de todos los materiales empleados en la fabricación del apoyo. Esfuerzos normalizados.

Se define esfuerzo nominal como un conjunto de acciones mínimas que debe ser capaz de soportar el apoyo, para cada hipótesis de carga de las contempladas en la ITC-LAT-07.

Los esfuerzos nominales se consideran actuando en el punto de aplicación de las cargas y tienen en consideración todas las acciones que los conductores y cables de tierra originan sobre el apoyo.

Además de los esfuerzos nominales, el apoyo debe soportar simultáneamente el peso propio de la estructura en cada hipótesis reglamentaria y en el caso de la primera hipótesis deberá soportar además la acción del viento sobre el apoyo, considerando una velocidad máxima de viento de 120 km/h.

La fuerza del viento sobre los apoyos es la presión de viento multiplicada por el área del apoyo expuesta al viento. Se considerará como área de apoyo expuesta al viento la superficie real de la cara de barlovento del apoyo proyectada en el plano normal a la dirección del viento.

Se define un conjunto de esfuerzos nominales normalizados como los esfuerzos nominales mínimos que debe soportar cada tipo de apoyo normalizado manteniendo un **coeficiente de seguridad de 1,5** para las hipótesis primera y segunda y **1,2** para las hipótesis tercera y cuarta.

Para la hipótesis primera, segunda y tercera los esfuerzos se consideran aplicados en todas las crucetas del apoyo simultáneamente. En caso de que el apoyo sea de doble circuito deberá soportar además estos esfuerzos aplicados tan solo en tres crucetas con disposición al tresbolillo.

En la cuarta hipótesis (rotura de conductor) los esfuerzos se consideran aplicados en una sola cruceta, debiendo soportarlos el apoyo en cualquiera de ellas individualmente, mientras que en el resto de crucetas tan solo se aplicará el esfuerzo vertical y el doble del esfuerzo transversal considerado. Los tipos de apoyo F, o cualquier otro siempre que su función en la línea sea de fin de línea, deberán soportar además estos esfuerzos aplicados simultáneamente en las dos crucetas extremas de un mismo lado del apoyo.

Los esfuerzos nominales normalizados que definen cada tipo de apoyo son los indicados a continuación en la *Tabla 12*: Esfuerzos normalizados en crucetas

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 12: Esfuerzos normalizados en crucetas

Tipo Apoyo	Esfuerzo nominal mínimo soportado en crucetas (daN)											
	HIPOTESIS 1ª Viento (C.S. 1,5)			HIPOTESIS 2ª Hielo (C.S. 1,5)			HIPOTESIS 3ª Desequilibrio (C.S. 1,2)			HIPOTESIS 4ª Rotura (C.S. 1,2)		
	Vert.	Long.	Transv.	Vert.	Long.	Transv.	Vert.	Long.	Transv.	Vert.	Long.	Transv.
L-0	250	-	264	250	-	264	250	330	-	250	1.025	-
L-1	500	-	531	500	-	531	500	664	-	500	1.375	-
L-2	1.212	-	620	1.212	-	620	1.212	775	-	1.212	1.620	-
L-3	1.715	-	1.490	1.715	-	1.490	1.715	1.863	-	1.715	1.915	-
M-0	600	-	820	600	-	820	600	1.025	-	600	2.050	-
M-1	1.120	-	1.100	1.120	-	1.100	1.120	1.375	-	1.120	2.750	-
M-2	1.290	-	1.300	1.290	-	1.300	1.290	1.625	-	1.290	3.240	-
M-3	1.855	-	1.600	1.855	-	1.600	1.855	2.000	-	1.855	3.975	-
M-4	3.735	-	1.810	3.735	-	1.810	3.735	2.263	-	3.735	4.515	-
G-1	1.100	-	2.485	1.100	-	2.485	1.100	1.328	1.779	1.100	2.654	711
G-2	1.290	-	2.930	1.290	-	2.930	1.290	1.565	2.097	1.290	3.127	838
G-3	1.365	-	3.460	1.365	-	3.460	1.365	1.848	2.477	1.365	3.696	990
G-5	2.850	-	4.080	2.850	-	4.080	2.850	2.180	2.920	2.850	4.361	1.169
F-1	857	2.698	382	857	2.750	-	857	4.000	-	857	3.300	-
F-2	1.002	3.826	589	1.271	3.728	-	1.272	5.000	-	1.271	4.100	-
F-3	1.895	3.877	1.013	1.895	4.515	-	1.895	6.400	-	1.895	4.600	-

Recomendación de uso según denominación:

L: Apoyos de alineación

M: Apoyos de alineación/anclaje.

G: Apoyos de ángulos/anclaje.

F: Apoyos de final de línea

La recomendación de uso es orientativa y en el cálculo de cada apoyo se debe tomar el más adecuado en función de los esfuerzos a soportar, espacio disponible para su ubicación, etc, de forma que se optimice técnica y económicamente la instalación.

Además de estos esfuerzos aplicados en las crucetas, en cada una de las hipótesis anteriores se deberá tener en cuenta el esfuerzo transmitido al apoyo por el cable de tierra.

Al igual que en el caso de los conductores, en la hipótesis primera, segunda y tercera, estos esfuerzos se consideran aplicados de forma simultánea a los provocados por los conductores para cada tipo de apoyo.

En la cuarta hipótesis los esfuerzos se aplican en la cúpula de tierra mientras que en las crucetas tan solo se aplicará el esfuerzo vertical y el doble del esfuerzo transversal considerado para los conductores en el mismo tipo de apoyo.

Si el apoyo tiene dos cúpulas de tierra, en la segunda cúpula se aplicará el esfuerzo vertical y el doble del esfuerzo transversal aplicado en la primera. Considerando ambas cúpulas indistintamente.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Los esfuerzos nominales normalizados aplicados en las cúpulas de tierra para cada tipo de apoyo los indicados a continuación en la *Tabla 13: Esfuerzos normalizados en la cúpula del hilo de tierra*.

Tabla 13: Esfuerzos normalizados en la cúpula del hilo de tierra

Tipo Apoyo	Esfuerzo nominal mínimo soportado en la cúpula del hilo de tierra (daN)											
	HIPOTESIS 1ª Viento (C.S. 1,5)			HIPOTESIS 2ª Hielo (C.S. 1,5)			HIPOTESIS 3ª Desequilibrio (C.S. 1,2)			HIPOTESIS 4ª Rotura (C.S. 1,2)		
	Vert.	Long.	Transv.	Vert.	Long.	Transv.	Vert.	Long.	Transv.	Vert.	Long.	Transv.
L-0	220	-	252	220	-	252	220	1.000	-	220	2.000	-
L-1	437	-	365	437	-	365	437	1.067	-	437	2.135	-
L-2	500	-	412	1.090	-	412	1.090	1.374	-	1.090	2.747	-
L-3	1.615	-	1.099	1.615	-	1.099	1.615	1.374	-	1.615	2.747	-
M-0	530	-	600	530	-	600	530	1.000	-	530	2.000	-
M-1	701	-	748	1.020	-	1.099	1.020	1.374	-	1.020	2.747	-
M-2	1.190	-	1.099	1.190	-	1.099	1.190	1.374	-	1.190	2.747	-
M-3	1.755	-	1.099	1.755	-	1.099	1.755	1.374	-	1.755	2.747	-
M-4	2.110	-	1.099	2.110	-	1.099	2.110	1.374	-	2.110	2.747	-
G-1	1.000	-	1.995	1.000	-	1.995	1.000	1.066	1.428	1.000	2.132	571
G-2	1.190	-	2.483	1.190	-	2.483	1.190	1.327	1.777	1.190	2.653	711
G-3	1.265	-	2.483	1.265	-	2.483	1.265	1.327	1.777	1.265	2.653	711
G-5	2.110	-	2.483	2.110	-	2.483	2.110	1.327	1.777	2.110	2.653	711
F-1	757	2.386	380	757	2.747	-	757	3.400	-	757	3.900	-
F-2	902	2.386	530	1.171	2.747	-	1.172	3.400	-	1.171	3.900	-
F-3	1.795	2.386	928	1.795	3.100	-	1.795	3.900	-	1.795	3.900	-

Las tablas 12 y 13 de este documento quedan sustituidas por las siguientes que se incluyen en la norma GSCS001, *Lattice Steel Supports for High Voltage Lines*, siendo los Load Case las hipótesis de carga contempladas en la ITC-LAT-07.

Load Case 1: Hipótesis de Viento

Load Case 2: Hipótesis de Desequilibrio

Load Case 3: Hipótesis de Rotura de un conductor de fase.

Load Case 4: Hipótesis de Rotura de Cable de Tierra.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Standard Strength	Load Case 1 and CS = 1,5					
	Load for every crossarm (daN)			Load for every earth wire (daN)		
	Li	Ti	Vi	Lei	Tei	VeI
L-0	-	264	250	-	251	220
L-1	-	531	500	-	366	435
L-2	-	620	1.212	-	415	497
L-3	-	1.490	1.715	-	1.103	1.612
M-0	-	820	600	-	599	528
M-1	-	1.100	1.120	-	748	706
M-2	-	1.300	1.290	-	1.105	1.187
M-3	-	1.600	1.855	-	1.104	1.762
M-4	-	1.810	3.735	-	1.104	2.092
G-1	-	2.485	1.100	-	1.988	1.001
G-2	-	2.930	1.290	-	2.491	1.187
G-3	-	3.460	1.365	-	2.491	1.269
G-5	-	4.080	2.850	-	2.489	2.109
G-6	-	6570	2780	-	2497	2113
F-1	2.698	382	857	2.374	378	754
F-2	3.826	589	1.002	2.372	530	902
F-3	3.877	1.013	1.895	2.404	932	1.800
F-4	3.575	3.000	1.520	1.788	1140	1.186
F-5	4.775	3.780	1.520	2.388	1021	1.186

Standard Strength	Load Case 1 and CS = 1,875					
	Load for every crossarm (daN)			Load for every earth wire (daN)		
	Li	Ti	Vi	Lei	Tei	VeI
L-0	-	200	200	-	190	176
L-1	-	390	400	-	269	348
L-2	-	465	970	-	312	398
L-3	-	1.135	1.370	-	840	1.288
M-0	-	640	480	-	467	422
M-1	-	820	890	-	558	561
M-2	-	1.025	1.030	-	871	948
M-3	-	1.220	1.480	-	842	1.406
M-4	-	1.380	2.980	-	842	1.669
G-1	-	1.950	880	-	1.560	801
G-2	-	2.290	1.030	-	1.947	948
G-3	-	2.780	1.090	-	2.002	1.014
G-5	-	3.200	2.280	-	1.952	1.687
G-6	-	5140	2220	-	1957	1687
F-1	1.140	1.118	680	1.003	1.106	598
F-2	3.040	500	800	1.885	450	720
F-3	3.200	750	1.515	1.984	690	1.439
F-4	2.630	2.325	1.215	1.315	884	948
F-5	3.315	3.100	1.215	1.658	837	948

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Standard Strength	Load Case 3 and CS = 1,2					
	Load for broken conductor crossarm (daN)			Load for every earth wire (daN)		
	Li	Ti	Vi	Lei	Tei	VeI
L-0	1025	-	250	-	-	220
L-1	1375	-	500	-	-	435
L-2	1620	-	1.212	-	-	1091
L-3	1915	-	1.715	-	-	1.612
M-0	2050	-	600	-	-	528
M-1	2750	-	1.120	-	-	1019
M-2	3240	-	1.290	-	-	1.187
M-3	3975	-	1.855	-	-	1.762
M-4	4515	-	3.735	-	-	2.092
G-1	2654	711	1.100	-	569	1.001
G-2	3127	838	1.290	-	712	1.187
G-3	3696	990	1.365	-	713	1.269
G-5	4361	1.169	2.850	-	713	2.109
G-6	7.020	1880	2780	-	714	2113
F-1	5.000	-	857	-	-	754
F-2	6.000	-	1.272	-	-	1.170
F-3	7.500	-	1.895	-	-	1.800
F-4	9.600	-	1.520	-	-	1.186
F-5	12.000	-	1.520	-	-	1.186

Standard Strength	Load Case 4 and CS = 1,2					
	Load for every crossarm (daN)			Load for broken earth wire (daN)		
	Li	Ti	Vi	Lei	Tei	VeI
L-0	-	-	250	2000	-	220
L-1	-	-	502	2135	-	437
L-2	-	-	1.211	2750	-	1090
L-3	-	-	1.718	2750	-	1.615
M-0	-	-	602	2000	-	530
M-1	-	-	1.121	2750	-	1020
M-2	-	-	1.293	2750	-	1.190
M-3	-	-	1.847	2750	-	1.755
M-4	-	-	3.768	2750	-	2.110
G-1	-	1.428	1.099	2132	571	1.000
G-2	-	1.653	1.293	2653	711	1.190
G-3	-	1.975	1.360	2653	711	1.265
G-5	-	2.294	2.851	2653	711	2.110
G-6	-	3742	2776	2.653	711	2110
F-1	-	-	860	3.900	-	757
F-2	-	-	1.273	3.900	-	1.171
F-3	-	-	1.889	3.900	-	1.795
F-4	-	-	1.538	3.900	-	1.200
F-5	-	-	1.538	3.900	-	1.200

Load Case 3 (End of Line Funtion) and CS = 1,2						
Standard Strength	Load for every crossarm (daN)			Load for every earth wire (daN)		
	Li	Ti	Vi	Lei	Tei	Vei
F-1	2.640	1.122	857	2.719	954	754
F-2	3.280	1.341	1.272	2.722	952	1.170
F-3	3.680	1.830	1.895	3.128	1.171	1.800
F-4	4.800	2.055	1.520	3.600	1.027	1.186
F-5	6.640	2.618	1.520	4.847	1.257	1.186

Load Case 4 (End of Line Funtion) and CS = 1,2						
Standard Strength	Load for every crossarm (daN)			Load for every earth wire (daN)		
	Li	Ti	Vi	Lei	Tei	Vei
F-1	2.400	1.600	857	2.328	800	754
F-2	3.000	1.923	1.272	2.340	865	1.170
F-3	3.840	2.378	1.895	2.342	1.094	1.800
F-4	3.900	3.633	1.520	1.950	690	1.186
F-5	5.200	4.825	1.520	2.496	676	1.186

Las mismas combinaciones de esfuerzos nominales longitudinales y transversales serán soportados por el apoyo con los mismos coeficientes de seguridad mínimos anteriores cuando los esfuerzos verticales aplicados en las crucetas e hilo de tierra sean nulos.

El suministrador deberá certificar los esfuerzos nominales que el apoyo puede soportar, así como el tipo de apoyo normalizado en el que se encuadra, siendo siempre los esfuerzos nominales del tipo de apoyo normalizado inferiores o iguales a los esfuerzos nominales soportados por el apoyo suministrado, sin perjuicio de la obligación legal de que el apoyo suministrado cumple también todos los requisitos de acciones que pueda contemplar la normativa vigente en el momento del suministro.

6.3.3 Diagramas de utilización normalizados.

El comportamiento resistente de los apoyos cuando están sometidos a esfuerzos distintos a los nominales indicados en el apartado anterior se define mediante varios diagramas de utilización para cada tipo de apoyo.

Un diagrama de utilización nominal representa para una configuración de cargas definida, la combinación de esfuerzos longitudinales y transversales en la que el coeficiente de seguridad de un apoyo es igual o superior al indicado para la carga vertical especificada.

Para cada tipo de apoyo normalizado se define un conjunto de diagramas de utilización normalizados como los diagramas de utilización nominales mínimos que debe soportar un apoyo para encuadrarse en ese tipo.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Los diagramas de utilización normalizados para cada tipo de apoyo se incluyen en el Anexo A.

Se definen los siguientes diagramas de utilización normalizados:

- **Viento en la estructura.**

Este diagrama (Gráfico 1 del anexo A.) se corresponde con la hipótesis primera establecida en la ITC-LAT-07 del R.D. 223/2008.

Las cargas soportadas por el apoyo son las siguientes:

- Peso propio sobre la estructura.
- Viento de 120 Km/h sobre la estructura.
- En cada cruceta una carga longitudinal (L), transversal (T) y vertical (V) que son iguales en todas las crucetas.
- En la cúpula o cúpulas de tierra una carga que será proporcional a la carga aplicada en las crucetas según los siguientes coeficientes:

$$\alpha = \frac{\text{Carga longitudinal cúpula de tierra}}{\text{Carga longitudinal cruceta}}$$

$$\beta = \frac{\text{Carga transversal cúpula de tierra}}{\text{Carga transversal cruceta}}$$

$$\lambda = \frac{\text{Carga vertical cúpula de tierra}}{\text{Carga vertical cruceta}}$$

En el eje horizontal del gráfico se representa la carga longitudinal (L) aplicada en cada cruceta y en el eje vertical del gráfico se representa la carga transversal (T) aplicada a cada cruceta.

En el gráfico se representa la línea en la que el coeficiente de seguridad debe ser igual o superior a 1,5 para cualquier carga vertical (V) igual o inferior a la carga V definida para cada apoyo.

- **Viento en la estructura y seguridad reforzada.**

Este diagrama (Gráficos 1 bis del anexo A) tiene las mismas características que el anterior, pero se representa la línea en la que el coeficiente de seguridad debe ser igual o superior a 1,875 para cualquier carga vertical (V) igual o inferior a la carga V definida para cada tipo de apoyo.

- **Desequilibrio.**

Este diagrama (Gráficos 2 del anexo A) se corresponde con la hipótesis tercera establecida en la ITC-LAT-07 del R.D. 223/2008.

Las cargas soportadas por el apoyo son las siguientes:

- Peso propio sobre la estructura. En cada cruceta una carga longitudinal (L), transversal (T) y vertical (V) que son iguales en todas las crucetas.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- En la cúpula o cúpulas de tierra una carga que será proporcional a la carga aplicada en las crucetas según los coeficientes α , β , y λ definidos anteriormente.

En el eje horizontal del gráfico se representa la carga longitudinal (L) aplicada en cada cruceta y en el eje vertical del gráfico se representa la carga transversal (T) aplicada a cada cruceta.

Sobre el gráfico se representa la línea en la que el coeficiente de seguridad debe ser igual o superior a 1,2 para cualquier carga vertical (V) igual o inferior a la carga V definida para cada tipo de apoyo.

• Rotura de un conductor.

Este diagrama (Gráficos 3 del anexo A) se corresponde con la hipótesis cuarta establecida en la ITC-LAT-07 del R.D. 223/2008, para el caso de rotura de alguno de los conductores.

Las cargas soportadas por el apoyo son las siguientes:

- Peso propio sobre la estructura.
- En una de las crucetas (en la que se considera que hay un conductor roto) una carga longitudinal (Lcr), transversal (Tcr) y vertical (Vcr).
- En todas las demás crucetas una carga longitudinal nula ($L=0 \text{ daN}$), una carga transversal (T) doble de la aplicada en la cruceta anterior ($T=2 \times T_{cr}$) y una carga vertical (V) igual a la aplicada en la cruceta anterior ($V=V_{cr}$).
- En la cúpula de tierra una carga que será proporcional a la carga aplicada en las crucetas (L, T y V) según los siguientes coeficientes β , y λ definidos anteriormente.

En este caso, puesto que $L=0 \text{ daN}$ la carga longitudinal aplicada a la cúpula de tierra será igualmente nula y no será necesario indicar el coeficiente α .

En el eje horizontal del gráfico se representa la carga longitudinal (Lcr) aplicada en la cruceta con el conductor roto, y en el eje vertical la carga transversal (Tcr) aplicada en la misma cruceta.

Sobre el gráfico se representa la línea en la que el coeficiente de seguridad debe ser igual o superior a 1,2 para cualquier carga vertical (V) igual o inferior a la carga V definida para cada tipo de apoyo, y considerando que el cable roto se puede encontrar en cualquiera de las crucetas del apoyo.

• Rotura de un conductor en apoyos con función fin de línea.

Este diagrama (Gráfico 3 bis del anexo A) se corresponde con la hipótesis cuarta establecida en la ITC-LAT-07 del R.D. 223/2008, para el caso de rotura de alguno de los conductores en apoyos cuya función en la línea es de fin de línea.

El Gráfico 3 bis del anexo A queda sustituido por el Graph 3 (End of Line Function)

Por lo tanto, sólo es necesario que lo cumplan los apoyos tipo F o aquellos que tengan función de fin de línea.

Las cargas soportadas por el apoyo son las siguientes:

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- Peso propio sobre la estructura.
- En una de las crucetas (en la que se considera que hay un conductor roto) no se aplica ninguna carga.
- En el resto de las crucetas una carga longitudinal (L), transversal (T) y vertical (V).
- En la cúpula de tierra una carga que será proporcional a la carga aplicada en las crucetas (L, T y V) según los coeficientes α , β , y λ definidos anteriormente.

• **Rotura de un cable de tierra.**

Este diagrama (Gráficos 4 del anexo A) se corresponde con la hipótesis cuarta establecida en la ITC-LAT-07 del R.D. 223/2008, para el caso de rotura de un cable de tierra.

Las cargas soportadas por el apoyo son las siguientes:

- Peso propio sobre la estructura.
- En la cúpula de tierra (en la que se considera que hay un cable roto) una carga longitudinal (Lct), transversal (Tct) y vertical (Vct).
- Si hubiera varias cúpulas de tierra, en las demás se aplica una carga longitudinal nula, una carga transversal doble a la anterior ($2 \times Tct$) y una carga vertical igual a la anterior (Vct).
- En las crucetas una carga longitudinal nula ($L=0$ daN) y cargas transversales y verticales proporcionales a las aplicadas en la cúpula de tierra según los siguientes coeficientes:

$$\beta_r = \frac{\text{Carga transversal cúpula de tierra}}{\text{Carga transversal cruceta}}$$

$$\lambda = \frac{\text{Carga vertical cúpula de tierra}}{\text{Carga vertical cruceta}}$$

En este caso, puesto que $L=0$ daN, la carga longitudinal aplicada a las crucetas será igualmente nula y no será necesario indicar el coeficiente α .

En el eje horizontal del gráfico se representa la carga longitudinal (Lct) aplicada en la cúpula de tierra con el cable roto, y en el eje vertical la carga transversal (Tct) aplicada en la misma cúpula.

Sobre el gráfico se representa la línea en la que el coeficiente de seguridad debe ser igual o superior a 1,2 para cualquier carga vertical (Vct) igual o inferior a la carga Vct definida para cada tipo de apoyo. En caso de que el apoyo tenga más de una cúpula de tierra, se considera que cable roto se puede encontrar en cualquiera de ellas.

• **Rotura de un cable de tierra en apoyos con función de fin de línea.**

Este diagrama (Gráfico 4 bis del anexo A) se corresponde con la hipótesis cuarta establecida en la ITC-LAT-07 del R.D. 223/2008, para el caso de rotura de un cable de tierra en apoyos con función de fin de línea y será necesario para apoyos tipo F o aquellos que tengan función de fin de línea. En él se representa la resistencia del apoyo cuando está sometido a las siguientes cargas:

El Gráfico 4 bis del anexo A queda sustituido por el Graph 4 (End of Line Function)

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- Peso propio sobre la estructura.
- En las crucetas una carga longitudinal (L), transversal (T) y vertical (V).
- En la cúpula de tierra (en la que se considera que hay un cable roto) no se aplica ninguna carga.
- Si hubiera varias cúpulas de tierra, en las demás se aplica una carga que será siempre proporcional a la carga aplicada en las crucetas según los coeficientes α , β y λ ya definidos.

En el eje horizontal del gráfico se representa la carga longitudinal (L) aplicada en todas las crucetas y en el eje vertical la carga transversal (T) aplicada en todas las crucetas.

En el gráfico se representa la línea en la que el coeficiente de seguridad debe ser igual o superior a 1,2 para cualquier carga vertical (V) igual o inferior a la carga V definida para cada apoyo.

En caso de que el apoyo tenga más de una cúpula de tierra, se considera que cable roto se puede encontrar en cualquiera de ellas.

6.3.4 Dimensiones normalizadas.

6.3.5.1 Altura útil del apoyo.

Se define la altura útil del apoyo, como la distancia desde el terreno hasta el punto de enganche de la cruceta más baja del apoyo.

Las alturas se logran por adición de tramos completos o bien por un tramo especial de anclaje.

Si varias alturas del mismo tipo de apoyo comparten tramos con el mismo esquema geométrico, estos tramos deberán ser idénticos, utilizando los mismos perfiles, cartelas y tornillos, de forma que sean intercambiables entre todas las alturas que los utilizan.

En la *Tabla 14*: Altura útil se indican las alturas útiles normalizadas de los apoyos contemplados.

Tabla 14: Altura útil

Altura útil del apoyo (m)									
10	12	15	18	21	24	27	31	35	39

Cada tipo de apoyo debe de poder suministrarse para cada una de estas alturas normalizadas.

Excepcionalmente se podrán suministrar apoyos de alturas no incluidas en esta tabla si las condiciones de utilización del apoyo así lo requieren.

6.3.5.2 Base del apoyo.

En función de la altura útil normalizada y del tipo de cimentación, la base del apoyo (incluida la cimentación) no podrá sobrepasar las dimensiones máximas indicadas en la *Tabla 15*: Dimensiones máximas de la base del apoyo

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 15: Dimensiones máximas de la base del apoyo

Altura útil (m)	Dimensión máxima de la base del apoyo (m)	
	Monobloque	Cuatro macizos
10	2,25	3,75
12	2,34	4,14
15	2,46	4,71
18	2,59	5,29
21	2,71	5,86
24	2,84	6,44
27	2,96	7,01
31	3,13	7,78
35	3,30	8,55
39	3,46	9,31

6.3.5.3 Longitudes mínimas de crucetas.

Dependiendo de la tensión de la línea, la longitud mínima que deberá tener el apoyo desde la punta de cada una de las crucetas hasta el borde de la cabeza del apoyo son las indicadas en la *Tabla 16: Longitud mínima de crucetas*

Tabla 16: Longitud mínima de crucetas

Tensión (kV)	Longitud mínima (m)
45-66	1,5
110 - 132	2,3

Cada tipo de apoyo debe de poder suministrarse con cualquiera de estas longitudes mínimas de cruceta.

6.3.5.4 Distancias mínimas entre conductores.

La distancia mínima entre conductores y entre estos y el cable o cables de tierra se elegirá para cada apoyo de entre las indicadas en la *Tabla 17: Dimensiones mínimas entre conductores*.

Tabla 17: Dimensiones mínimas entre conductores

Distancia mínima entre conductores (m)						
2,5	3	4	5	5,5	7	7,5

Cada tipo de apoyo debe de poder suministrarse con cualquiera de estas distancias mínimas entre conductores.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tal y como se indica anteriormente cada tipo de apoyo debe poder suministrarse con cualquiera de estas distancias mínimas entre conductores, no obstante, las distancias preferentes según nivel de tensión serían:

- 3 m para 45/66 kV
- 4 m para 110/132 kV

6.3.5 Apoyos de conversión aérea-subterránea.

En los apoyos en los que la línea pase de ser aérea a subterránea se modificarán las crucetas para poder instalar sobre ellas los terminales y pararrayos adecuados.

Estos elementos se situarán en cada fase por debajo del punto de amarre del conductor, instalando crucetas auxiliares en caso necesario.

Además, se añadirán sobre una cara del apoyo elementos para el soporte, guiado y protección del cable subterráneo desde la base hasta los terminales, que tomarán como referencia las especificaciones indicadas en el estándar NDZ001 “Estándar de conversiones aéreo-subterráneas” y que se describen en el *Apartado 7.2* de este documento.

Los apoyos de conversión tendrán la consideración de apoyo frecuentado por motivos de seguridad y porque en la mayoría de los casos las conversiones se encuentran en zonas urbanas o industriales de acceso público que cumplen con la definición que el Reglamento de Líneas AT hace de apoyo frecuentado.

Se evitarán los apoyos de entronque con conversión A/S, en este caso se hará el entronque en aéreo y la conversión en el siguiente apoyo.

6.3.6 Apoyos de entronque.

Un apoyo de entronque es aquel en el que una línea doble circuito se separa en dos líneas simple circuito o aquel del que parte una derivación en una línea de dos o más circuitos.

Para entronques en líneas de simple circuito se utilizarán apoyos normalizados de doble circuito con la resistencia adecuada.

Para apoyos de entronque en líneas de doble circuito se usarán igualmente apoyos normalizados, pero será necesario añadir tres crucetas adicionales para el circuito pasante. Estas crucetas estarán a la misma altura de las normales cuando el circuito que se deriva sea el del lado de la derivación y tendrán una longitud suficiente para cumplir la distancia entre conductores necesaria en el circuito pasante respecto al eje del apoyo. Ver Fig 2 del apartado *7.1 Entronques con Línea existente*

Si el circuito que se quiere derivar no está en el lado de la derivación se instalarán las crucetas adicionales a una altura distinta a las normales para permitir el paso de un circuito sobre los demás. La distancia entre conductores que deben mantener estas crucetas entre sí estará definida por la distancia entre conductores necesaria del circuito pasante. Ver Fig 3 del apartado *7.1 Entronques con Línea existente*

Se tendrá en cuenta que los apoyos de entronque deben soportar las solicitaciones particulares de la línea en la que se instalan con función de fin de línea en el sentido de la derivación.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Se evitarán los apoyos de entronque con conversión A/S, en este caso se hará el entronque en aéreo y la conversión en el siguiente apoyo.
Se evitarán dos apoyos de entronque consecutivos en la misma línea.

6.3.7 Denominación.

La denominación de los apoyos los identificará respecto a los esfuerzos mínimos que soporta y las dimensiones características del mismo y constará de:

- Una letra que indicará si los circuitos que sostiene el apoyo:
 - S: Indica simple circuito
 - A: Indica doble circuito
 - C: Indica cuádruple circuito
- Una letra seguida de un número y separados por un guion que indicarán la resistencia nominal del apoyo según la *Tabla 12: Esfuerzos normalizados en crucetas* y *Tabla 13: Esfuerzos normalizados en la cúpula del hilo de tierra* del *Apartado 6.3.3* y los diagramas del Anexo A y que pueden ser los siguientes:

Tabla 18: Denominación tipos de apoyo

Tipos de apoyos según su resistencia			
L-0	M-0	G-1	F-1
L-1	M-1	G-2	F-2
L-2	M-2	G-3	F-3
L-3	M-3	G-5	
	M-4		

- Un número de dos o tres cifras seguido de “kV” para indicar la longitud mínima de las crucetas y que normalmente se corresponderá con la máxima tensión nominal de la línea para la que según el punto 6.3.5.3 se puede utilizar ese tipo de apoyo.
 - 66 kV: Indica una distancia mínima de crucetas de 1,50 m.
 - 132 kV: Indica una distancia mínima de crucetas de 2,30 m.

En la nueva norma de apoyos de celosía GSCS001 no se indica el nivel de tensión sino la longitud mínima de crucetas, quedando el párrafo anterior de la siguiente forma:

Un número de dos cifras para indicar la longitud mínima de cruceta siendo:

15: Indica una distancia mínima de crucetas de 1,5 metros.

23: Indica una distancia mínima de crucetas de 2,3 metros.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- Un número de dos cifras seguido de un guion que indica la distancia de separación entre conductores en decímetros:

25-: Indica 2,5 m. de separación entre conductores

30-: Indica 3 m. de separación entre conductores

...

75-: Indica 7,5 m. de separación entre conductores

En la nueva norma de apoyos de celosía GSCS001 la separación entre conductores se indicará antes que la longitud mínima de crucetas.

- Un número de dos cifras seguido de la letra m para indicar la altura útil del apoyo según el apartado 6.3.5:

10m: Indica 10 m. de altura útil.

12m: Indica 12 m. de altura útil.

...

39m: Indica 39 m. de altura útil.

Ejemplos de denominación:

AM-1 66 kV 30-15m: Indica un apoyo para doble circuito tipo M-1 con crucetas de al menos 1,5 m. de longitud, 3 m. de distancia entre conductores y una altura útil de 15 m.

SG-3 132 kV 40-21m: Indica un apoyo para simple circuito tipo G-3 con crucetas de al menos 2,3 m. de longitud, 4 m. de distancia entre conductores y una altura útil de 21 m.

La denominación de apoyos anterior se sustituye por la indicada en la norma GSCS001, como ejemplo:

DM-1 30-15 15m: Indica un apoyo doble circuito, tipo M-1 con 3 metros de distancia entre conductores, longitud mínima de crucetas de 1,5 metros y una altura útil de 15 metros.

La denominación del apoyo normalizado, una identificación del fabricante y el año de fabricación deberán estar grabados en la parte inferior de los montantes, aproximadamente a 2 m. de la cimentación y de forma visible.

Cuando sea necesario se añadirán al final de la denominación las siglas siguientes:

- “MON”: para indicar que el apoyo es necesariamente de tipo monolítico.
- “CON”: para indicar que el apoyo es de conversión aérea-subterránea.
- “ENT”: para indicar que el apoyo es de entronque.

Si el circuito que se deriva está en el lado contrario a la derivación se añadirá un guion seguido de una letra indicando si el circuito pasante está a un nivel superior (“-S”) o inferior (“-I”) a los circuitos derivados.

Además, si la distancia entre conductores de las fases pasantes es diferente a la de las fases derivadas se indicará con dos cifras al igual que en la denominación normal del apoyo.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Por ejemplo:

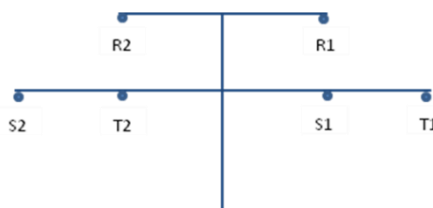
AM-1 66 kV 30-15m **ENT**: que indica que es un apoyo de entronque con 3 crucetas adicionales al mismo nivel que las normales.

La denominación de los apoyos representados en la figura 3 podría ser:

AM-1 66 kV 30-15m **ENT –S**: que indica que es un apoyo de entronque con 3 crucetas adicionales a un nivel superior a las normales

AM-1 66 kV 30-15m **ENT –I**: que indica que es un apoyo de entronque con 3 crucetas adicionales a un nivel inferior a las normas.

- “2CT”: para indicar que el apoyo dispone de dos cúpulas para el cable de tierra.
- “CAP”: para indicar una disposición de los conductores en capa.
- “DAN”: para indicar una disposición de los conductores de tipo Danubio. Configuración para doble circuito con sólo dos crucetas donde dos fases de cada circuito van a la cruceta inferior y una a la superior (ver figura aclarativa)



- “ESP”: para indicar que el apoyo presenta alguna característica especial, no especificada en esta especificación.

6.4 AISLADORES

Los aisladores a usar en la red de AT de EDE serán, preferentemente, aisladores de material compuesto de caucho silicona (composite) cuyas características tomarán como referencia la norma EDE GSCH004 “Aisladores Compuestos para Líneas Aéreas de Alta Tensión”. En zonas con niveles de contaminación bajos o medios y en zonas de arbolado se podrán utilizar aisladores de vidrio del tipo caperuza y vástago cuyas características tomarán como referencia la norma EDE LNE003 “Aisladores de vidrio para cadenas de líneas aéreas de AT, de tensión superior a 30 kV”.

Excepto en casos especiales, las líneas que se explotan a la tensión de 110 kV se diseñarán con aislamiento de 132 kV.

Como criterio general se instalarán aisladores de composite.

En los apoyos de las líneas de 66 kV y 45 kV con cadenas de amarre se podrá instalar el aislador normalizado CS 120 SB 325 / 2.250 – L, con distancia de aislamiento de 1 metro, para cumplir con las distancias requeridas tanto en el Real decreto 1432/2008, en el que se establecen medidas para la protección de la avifauna, como en el decreto autonómico que aplique en cada caso.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

6.4.1 Nivel de aislamiento mínimo.

Tanto las cadenas de aisladores de vidrio como los bastones de composite cumplirán los valores de nivel de aislamiento mínimos de la *Tabla 19*: Nivel de aislamiento

Tabla 19: Nivel de aislamiento

TENSIÓN NOMINAL	45 kV	66 kV	132 kV
Tensión más elevada en kV	52	72,5	145
Tensión soportada a 50 Hz. (kV)	95	140	275
Tensión soportada onda de choque + (kV)	250	325	650

6.4.2 Línea de fuga.

Las cadenas de aisladores de vidrio tendrán una línea de fuga específica mínima de 20 mm/kV correspondiente a un nivel de contaminación medio según la recomendación de la ITC-LAT 07.

Los bastones de composite tendrán una línea de fuga específica mínima de 31 mm/kV correspondiente a un nivel de contaminación muy fuerte según la recomendación de la ITC-LAT 07, exigiéndose un valor mínimo de 35 mm/kV en zonas de contaminación especialmente elevadas.

En la *Tabla 20*: Línea de fuga mínima se indican las líneas de fuga y distancias de arco de la cadena de aisladores mínima para cada tensión:

Tabla 20: Línea de fuga mínima

LÍNEA DE FUGA MÍNIMA (mm)	45 kV	66 kV	132 kV
Cadenas de aisladores de vidrio	1.040	1.450	2.900
Bastones de composite	1.615	2.250	4.500
Bastones de composite contaminación extrema	1.820	2.540	5.075
Distancia de arco mínima	435	570	1.195

6.4.3 Aisladores de vidrio.

Se usarán aisladores de vidrio templado del tipo caperuza y vástago, cuyas características mecánicas, dimensionales y eléctricas tomarán como referencia la norma de EDE LNE003 “Aisladores de vidrio para cadenas de líneas aéreas de AT, de tensión superior a 30 kV”. Se muestran dichas características en la *Tabla 21: Características aislador de vidrio*.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 21: Características aislador de vidrio

Características Aislador de Vidrio U100 BS		
Denominación		U100 BS
Carga de rotura mecánica	(kN)	100
Diámetro máximo nominal de la parte aislante	D (mm)	255
Paso nominal	P (mm)	127 (0,03P+0,3)
Línea de fuga nominal	(mm)	295
Norma de acoplamiento según CEI 120	d1	16ª
Tensión soportada a impulso tipo Rayo		
1 aislador	kV	100
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia		
Cadena corta normalizada (5 aisladores)	kV	380
1 aislador	kV	40
Tensión de perforación en aceite		
Cadena corta normalizada (5 aisladores)	kV	165
1 aislador	kV	130

A excepción del paso nominal, las tolerancias sobre las medidas indicadas en la Norma UNE-EN 60383-1 son aplicables a todos los valores nominales y comprende los valores del diámetro nominal máximo y la línea de fuga nominal mínima indicada en la tabla anterior.

El tipo utilizado será siempre el U100 BS y el número de elementos mínimo por nivel de tensión será el siguiente:

Tabla 22: Número de elementos de las cadenas de aisladores de vidrio

AISLADORES DE VIDRIO	45 kV	66 kV	132 kV
Nº mínimo elementos por cadena	4	6	10

6.4.4 Aisladores de composite.

- Se usarán aisladores de composite, cuyas características mecánicas, dimensionales y eléctricas tomarán como referencia la norma de EDE GSCH004 “Aisladores Compuestos para Líneas Aéreas de Alta Tensión”.

El tipo de acoplamiento de los extremos serán los siguientes:

- Extremo Apoyo: Alojamiento de rótula (S) y Anilla (E).
- Extremo Conductor: Rótula (B).

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- La carga mecánica especificada (CME) se establecerá en función del tense nominal del conductor.

Los valores de las cargas mecánicas especificadas (CME) para cadenas de aisladores compuestos, junto con los tamaños de acoplamiento correspondientes, según la norma IEC 61466-1 serán los de la *Tabla 23: Tamaño acoplamiento aislador de Composite*

Tabla 23: Tamaño acoplamiento aislador de Composite

CME (kN)	Alojamiento Rótula & Rótula IEC 60120	Anilla IEC 61466
120	16	24

- Las dimensiones de los aisladores deberán cumplir los valores mínimos indicados en la *Tabla 24: Dimensiones de los aisladores de composite*

Tabla 24: Dimensiones de los aisladores de composite

Tensión Nominal (kV)	Tensión máxima (kV)	Tensión Soportada a Impulso Tipo Rayo (kV)	Distancia de arco mínima (mm)	Diámetro máximo de aislamiento (mm)	Distancia de fuga mínima según nivel contaminación			
					Ligera (mm)	Media (mm)	Fuerte (mm)	Muy fuerte (mm)
45	52	250	435	200	832	1040	1300	1615
66	72,5	325	570	200	1160	1450	1815	2250
132	145	650	1195	200	2320	2900	3625	4495

6.4.5 Aisladores. Criterios.

En apoyos de alineación se usarán cadenas simples, ya sean de vidrio o de bastones de composite.

En apoyos de amarre se usarán cadenas simples para LA-180 y LA-280 y dobles para LA-380 y LA-455.

Podrá usarse también el aislamiento doble en los apoyos de cruce de vías de comunicación importantes (autovías y carreteras principales y ferrocarriles).

Como criterio general se instalarán aisladores de composite.

En los apoyos de las líneas de 66 kV y 45 kV con cadenas de amarre se podrá instalar el aislador normalizado CS 120 SB 325 / 2.250 – L, con distancia de aislamiento de 1 metro, para cumplir con las distancias requeridas tanto en el Real decreto 1432/2008, en el que se establecen medidas para la protección de la avifauna, como en el decreto autonómico que aplique en cada caso.

Las cadenas de vidrio resultantes son las indicadas en la *Tabla 25: Cadenas de vidrio normalizadas*

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 25: Cadenas de vidrio normalizadas

CONDUCTOR		Alineación		Amarre	
		Tipo	Cadena	Tipo	Cadena
147-AL1 / 34-ST1A (LA 180)	147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	U 100 BS	Simple	U 100 BS	Simple
242-AL1/39-ST1A (LA 280)	242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	U 100 BS	Simple	U 100 BS	Simple
337-AL1/44-ST1A (LA 380)	337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	U 100 BS	Simple	U 100 BS	Doble
402-AL1/52-ST1A (LA 455)	402-AL1/52-A20SA (LARL 455)	U 100 BS	Simple	U 100 BS	Doble

Las cadenas de aislamiento de composite normalizadas son las siguientes:

CONDUCTOR		Alineación		Amarre	
		Tipo	Cadena	Tipo	Cadena
147-AL1 / 34-ST1A (LA 180)	147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	CS120	Simple	CS120	Simple
242-AL1/39-ST1A (LA 280)	242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	CS120	Simple	CS120	Simple
337-AL1/44-ST1A (LA 380)	337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	CS120	Simple	CS120	Doble
402-AL1/52-ST1A (LA 455)	402-AL1/52-A20SA (LARL 455)	CS120	Simple	CS120	Doble

En el caso de aislamiento de composite se usará la misma configuración, con CME 120, resultando los aisladores de la *Tabla 26: Aisladores de composite normalizados*

Tabla 26: Aisladores de composite normalizados

Denominación	Tensión nominal (kV)	Nivel de polución	Distancia arco mínima (mm.)
CS 120 SB 325 / 1.813 – 762	66	Fuerte	570
CS 120 SB 325 / 2.250 – 762	66	Muy Fuerte	570
CS 120 SB 650 / 3.625 – 1.380	132	Fuerte	1.195
CS 120 SB 650 / 4.500 – 1.380	132	Muy Fuerte	1.195

La tabla 26 se sustituye por la siguiente, en la que se incluye el aislamiento CS 120 SB 325 / 2.250 – L con 1 metro de aislamiento para amarres en 45 y 66 kV para cumplimiento de las distancias requeridas en el Real decreto 1432/2008 y decretos autonómicos:

Denominación	Tensión nominal (kV)	Nivel de polución	Distancia arco mínima (mm.)
CS 120 SB 325 / 2.250 – L	66	Muy Fuerte	570
CS 120 SB 325 / 1.813 – 762	66	Fuerte	570
CS 120 SB 325 / 2.250 – 762	66	Muy Fuerte	570
CS 120 SB 650 / 3.625 – 1.380	132	Fuerte	1.195
CS 120 SB 650 / 4.500 – 1.380	132	Muy Fuerte	1.195

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

6.5 HERRAJES Y ACCESORIOS

Se denominan herrajes aquellos elementos necesarios para la fijación de los aisladores al apoyo y al conductor, los de fijación del cable de tierra y los elementos de protección eléctrica de los aisladores.

El resto de elementos auxiliares de la línea se denominan accesorios.

Las características mecánicas y dimensionales de los herrajes y accesorios, así como las características de los materiales constituyentes admitidos por EDE tomarán como referencia la norma de EDE LNE005 “Herrajes y accesorios para líneas eléctricas aéreas de alta tensión, de tensión superior a 30 kV” y la norma de EDE LNE006 “Cadenas de Herrajes para líneas aéreas de alta tensión”.

Para la elección de los herrajes se tendrá en cuenta su comportamiento frente al efecto corona y serán fundamentalmente de acero forjado, protegido de la oxidación mediante galvanizado a fuego. Deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura.

Se tendrán en cuenta las disposiciones de los taladros y los gruesos de chapas y casquillos de cogida de las cadenas para que éstas queden posicionadas adecuadamente.

Se consideran los siguientes herrajes: grilletes, horquillas, eslabones, anillas bolas, horquillas, bola, rótulas, tirantes, tensores de corredera, yugos, descargadores y raquetas, grapas de suspensión y grapas de amarre.

Las grapas de amarre serán atornilladas o de compresión. Las características que deben reunir serán las de la Norma UNE-EN 61284:1999.

La carga máxima de deslizamiento entre el conductor y la grapa de amarre no será inferior al 95% de la carga de rotura nominal de los conductores indicados.

Las grapas de suspensión serán todas del tipo GSA. Las características que deberán reunir serán las reflejadas en la Norma UNE-EN 61284:1999. Es importante respetar el par de apriete recomendado, el cual está estudiado para garantizar una carga de deslizamiento superior al 20% de la carga de rotura del conductor y minimizar los esfuerzos de compresión sobre el conductor a unos límites aceptables.

Los principales accesorios son los siguientes:

Contrapesos para puentes

Los contrapesos para los puentes flojos de los apoyos con cadena de amarre, serán de hierro fundido, galvanizados y con un peso aproximado de 10 Kg. No deberán dañar al conductor y estarán protegidos contra la corrosión. En caso de ser necesarios, se colocarán dos por puente y conductor de fase.

Amortiguadores

Sirven para proteger los conductores y el cable de tierra de los efectos perjudiciales y roturas prematuras por fatiga de sus alambres, que pueden producir los fenómenos de vibración eólica a causa de vientos de componente transversal a la línea y velocidades comprendidas entre 1 y 10m/s, con la consiguiente pérdida de conductividad y resistencia mecánica. Cumplirán la norma UNE-EN 61897.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

En general y según recomienda el apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (R.D.223/2008), la tracción a temperatura de 15°C no debe superar el 22% de la carga de rotura, si se realiza el estudio de amortiguamiento y se instalan dichos dispositivos, o que bien no supere el 15% de la carga de rotura si no se instalan.

Dada la imposibilidad práctica de determinar previamente las condiciones de viento en cada vano de una línea, se adoptará siempre el uso de amortiguadores de vibración (también denominados antivibradores) como solución general para prevenir sus efectos.

El tipo y número de antivibradores a colocar, así como su posición es función del tipo de conductor y sus condiciones de tendido, requiriéndose de un estudio de amortiguamiento específico para cada vano concreto de una línea.

Cuando se requieran dos amortiguadores por vano se debe colocar uno en cada extremo.

Separadores

Los separadores se utilizan para mantener la distancia entre conductores de una fase en un vano.

En el interior de las mordazas del separador, y en contacto con el conductor, existe un inserto de neopreno que lo protege y actúa como absorbente de los movimientos de los conductores de las fases. Las mordazas se aprietan sobre el conductor utilizando un tornillo. El par de apriete será especificado por el fabricante.

Los separadores serán de aleación de aluminio.

Empalmes

La unión de conductores y cables de tierra se efectuará por medio de empalmes comprimidos, con resistencia mecánica, al menos, igual al 95% de la carga de rotura del cable y resistencia eléctrica, igual o menor a la de un cable de la misma longitud.

Los empalmes del cable de tierra serán de acero inoxidable.

Balizas

Su función consiste en hacer más visibles los cables de tierra.

Se colocarán para señalar la presencia de tendidos eléctricos en zonas con mayor densidad de tráfico aéreo, siguiendo los criterios siguientes:

- En vanos de cruce con autopistas y autovías, para prevenir accidentes de helicópteros que las recorren. Se instalarán 3 balizas, las extremas sobre cada calzada y la tercera en medio de las dos. En caso de existencia de dos hilos de tierra, se colocarán al tresbolillo.
- En zonas próximas a aeropuertos o de especial densidad de tráfico aéreo se seleccionarán los vanos que se encuentren en dicha zona y se instalarán balizas cada 30 m. En caso de existencia de dos hilos de tierra, se colocarán al tresbolillo, quedando separadas en este caso 60 m. en cada hilo de tierra. En cualquier caso, se cumplirá lo que especifique la autoridad en materia de navegación aérea.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Salvapájaros

Su función consiste en hacer más visibles los cables de tierra y conductores para prevenir colisiones de aves. Se colocarán en los conductores de fase y/o de tierra, de diámetro aparente inferior a 20 mm, de manera que generen un efecto visual equivalente a una señal cada 10 m como máximo, siguiendo las recomendaciones del R.D. 1432/2008.

Los conductores contemplados en esta especificación con diámetro inferior a 20 mm son: LA 180, LARL 180, D 145, D 180.

Sólo se podrá prescindir de la colocación de salvapájaros en los cables de tierra cuando el diámetro propio, o conjuntamente con un cable adosado de fibra óptica o similar, no sea inferior a 20 mm.

Serán tiras en "X" de neopreno (35 cm x 5 cm) o espirales (30 cm de diámetro por 1 metro de longitud) como medida preventiva anticolidión. Las características de estos dispositivos tomarán como referencia la norma de EDE AGD002 "Guía de soluciones para la Protección de la Avifauna en las Líneas Aéreas de Distribución".

Se admitirán otras soluciones de eficacia demostrada y aprobadas por la administración competente.

Se añaden como accesorios:

Placas de riesgo eléctrico

Se instalarán 2 placas de riesgo eléctrico en cada apoyo cumpliendo con lo indicado en la ITC – LAT - 07 apartado 2.4.7.

6.6 CIMENTACIONES PARA LOS APOYOS

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

6.6.1 Cimentación tipo monobloque.

Las dimensiones de las cimentaciones deberán ser calculadas por la propia ingeniería según el coeficiente de compresibilidad del terreno donde se vayan a implantar.

La cimentación de los apoyos del tipo monobloque será prismática de sección cuadrada, calculada según todo lo que al respecto especifica el apartado 3.6 de la ITC-07 del R.L.A.T., por la fórmula de Sulzberger, internacionalmente aceptada.

El bloque de cimentación sobresaldrá del terreno, como mínimo 15 cm, formando un zócalo, con el objeto de proteger los extremos inferiores de los montantes y sus uniones.

Dichas cimentaciones se terminarán con un vierteaguas de 5 cm de altura para facilitar la evacuación del agua de lluvia.

Sus dimensiones son las calculadas según el coeficiente de compresibilidad del terreno $K=X$ daN/cm³. Los valores de los coeficientes de compresibilidad (K) se deducen de estudios de suelos

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

o se adoptan los de la Tabla 10 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

6.6.2 Cimentación tipo cuatro patas.

Las cimentaciones de los apoyos con cimentaciones del tipo “Patas fraccionadas”, compuestas de cuatro bloques independientes. La forma de estos bloques podrá ser de base cuadrada o circular y su perfil podrá tener ensanchamientos en la base de los mismos. Es necesario priorizar para apoyos de 4 patas las cimentaciones con recueva.

El bloque de cimentación sobresaldrá del terreno, como mínimo 20 cm, formando un zócalo, con el objeto de proteger los extremos inferiores de los montantes y sus uniones. Sobre cada uno de los bloques de hormigón se hará la correspondiente peana, con un vierteaguas de 5 cm de altura.

Los valores de ángulo de arranque de tierra y carga admisible del terreno se deducen de estudios de suelos o se adoptan los de la Tabla 10 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

Para el método de cálculo basado en el cono de arranque de tierras se recomienda emplear como valor del ángulo de arrastre 2/3 del valor del ángulo de fricción interna del terreno.

Las dimensiones de las cimentaciones deberán ser calculadas por la propia ingeniería según el coeficiente de compresibilidad del terreno donde se vayan a implantar.

6.7 TOMAS DE TIERRA DE LOS APOYOS

La puesta a tierra de los apoyos se realizará teniendo en cuenta lo que al respecto se especifica en el apartado 7 de la ITC-LAT 07 del vigente Reglamento de Líneas de Alta Tensión (R.D. 223/08), considerando que la línea dispone de un sistema de desconexión automática, con un tiempo de despeje de la falta inferior a 1 segundo (Asegurar en cada caso).

6.7.1 Clasificación de los apoyos según su ubicación.

Para poder identificar los apoyos en los que se debe garantizar los valores admisibles de las tensiones de contacto, se establece la siguiente clasificación de los apoyos según su ubicación:

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

La Guía técnica de Aplicación de la ITC-LAT-07 editada por el Ministerio aclara que se considerarán no frecuentados los apoyos que no se puedan incluir como frecuentados. En estos casos, si se garantiza la desconexión inmediata de la línea en caso de falta a tierra, no es necesario el cumplimiento de las tensiones de paso y contacto.

Los requisitos frente a la seguridad de las personas se establecerán según los parámetros anteriores en la fase de proyecto y se revisarán en las verificaciones o inspecciones reglamentarias correspondientes, tomándose por el propietario de la instalación las medidas oportunas para garantizar la seguridad de las personas.

Cuando un apoyo no frecuentado cambie su condición a frecuentado con motivo de una actuación urbanística o similar no imputable a la explotación de la línea, el propietario de la línea realizará las modificaciones oportunas para garantizar la seguridad de las personas, el cual podrá reclamar al responsable de la actuación.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Apoyos Frecuentados. Son los situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente: donde se espere que las personas se queden durante tiempo relativamente largo, algunas horas al día durante varias semanas, o por un tiempo corto pero muchas veces al día.

Básicamente se considerarán apoyos frecuentados los situados en:

- Casco urbano y parques urbanos públicos
- Zonas próximas a viviendas.
- Polígonos industriales.
- Áreas públicas destinadas al ocio, como parques deportivos, zoológicos, ferias y otras instalaciones análogas.
- Zonas de equipamientos comunitarios, tanto públicos como privados, tales como hipermercados, hospitales, centros de enseñanza, etc.

La Guía técnica de Aplicación de la ITC-LAT-07 editada por el Ministerio aclara que se considerarán apoyos frecuentados todos aquellos apoyos situados en suelos clasificados como urbanos o urbanizables programados en los Planes de Ordenación del Territorio. En estos casos es necesario garantizar el cumplimiento de las tensiones de paso y contacto.

Se considera también como frecuentado cualquier apoyo que sea accesible por encontrarse cualquier parte del apoyo a menos de 25 m de aparcamientos, aceras, áreas de festejos populares, romerías, ermitas y áreas de recreo a las que ocasionalmente puedan acudir numerosas personas ajenas a la instalación eléctrica, o a menos de 5 m de las áreas siguientes:

- Construcciones en fincas rústicas en las que cualquier persona pueda permanecer un tiempo prolongado.
- Caminos vecinales situados hasta a 500 m del límite de zona urbana registrados en catastro como tales y con superficie manipulada artificialmente (hormigonado, enlosado, asfaltado, etc.).

El diseño del sistema de puesta a tierra de este tipo de apoyos debe ser verificado según se indica en el apartado 6.7.2.

Desde el punto de vista de la seguridad de las personas, los apoyos frecuentados podrán considerarse exentos del cumplimiento de las tensiones de contacto en los siguientes casos:

- Cuando se aislen los apoyos de tal forma que todas las partes metálicas del apoyo queden fuera del volumen de accesibilidad limitado por una distancia horizontal mínima de 1,25 m, utilizando para ello vallas aislantes.
- Cuando todas las partes metálicas del apoyo queden fuera del volumen de accesibilidad limitado por una distancia horizontal mínima de 1,25 m, debido a agentes externos (orografía del terreno, obstáculos naturales, etc.).
- Cuando el apoyo esté recubierto por placas aislantes o protegido por obra de fábrica de ladrillo hasta una altura de 2,5 m, de forma que se impida la escalada al apoyo.

En estos casos, no obstante, habrá que garantizar que se cumplen las tensiones de paso aplicadas.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Para el cálculo de la tensión de paso aplicada máxima admisible se utilizará la fórmula que define que el valor admisible de la tensión de paso aplicada (U_{pa}) es diez veces el valor admisible de la tensión de contacto aplicada (U_{ca}).

$$U_{pa}=10U_{ca}$$

A su vez, los apoyos frecuentados se clasifican en dos subtipos:

Apoyos frecuentados con calzado (F): se considerará como resistencias adicionales la resistencia adicional del calzado, R_{a1} , y la resistencia a tierra en el punto de contacto, R_{a2} . Se puede emplear como valor de la resistencia del calzado 1.000Ω .

$$R_a = R_{a1} + R_{a2} = 1000 + 1,5\rho_s$$

Estos apoyos serán los apoyos frecuentados situados en lugares donde se puede suponer, razonadamente, que las personas estén calzadas, como pavimentos de carreteras públicas, lugares de aparcamiento, etc.

Apoyos frecuentados sin calzado (F.S.C.): se considerará como resistencia adicional únicamente la resistencia a tierra en el punto de contacto, R_{a2} . La resistencia adicional del calzado, R_{a1} , será nula.

$$R_a = R_{a2} = 1,5\rho_s$$

Estos apoyos serán los situados en lugares como jardines, piscinas, camping, áreas recreativas donde las personas puedan estar con los pies desnudos.

Los apoyos que sean diseñados para albergar las botellas terminales de paso aéreo-subterráneo y aparatos de medida deberán cumplir los mismos requisitos que los apoyos frecuentados.

6.7.2 Sistemas de Puesta a Tierra.

Apoyos no frecuentados

Puesto que el tiempo de desconexión automática en la línea es inferior a 1s, y según establece el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión en el apartado 7.3.4.3 de la ICT-LAT 07, en el diseño del sistema de puesta a tierra de estos apoyos no será obligatorio garantizar, a un metro de distancia del apoyo, valores de tensión de contacto inferiores a los valores admisibles. No obstante, el valor de la resistencia de puesta a tierra será lo suficientemente bajo para garantizar la actuación de las protecciones.

A tal efecto se podrán utilizar los sistemas que se mencionan a continuación, siendo el sistema de puesta a tierra con electrodo de difusión la solución preferente.

- **Electrodo de difusión:** se dispondrá un electrodo de difusión por apoyo compuesto por picas de cobre, de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro, unidas mediante grapas de fijación y cable de cobre desnudo al montante del apoyo.

El extremo superior de la pica de tierra quedará, como mínimo, a 0,8 m por debajo de la superficie del terreno. A esta profundidad irán también los cables de conexión entre las picas de tierra y el apoyo. Este cable será preferentemente de Cu y 95 mm² de sección, pudiéndose admitir de acero galvanizado con sección equivalente.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- **Puesta a tierra profunda:** Se efectuará una perforación de 85 mm de diámetro y de unos 12 ó 14 m. de profundidad. En caso necesario se repetirá esta perforación para obtener la resistencia adecuada, la cual se irá midiendo a medida que avance la perforación.

Se introducirá una cadena de electrodos, básicamente consistente en:

- Barra de grafito de 55 mm de diámetro por 1 m.
- Elementos de conexión del electrodo hasta llegar a la superficie.
- Relleno con mezcla de grafito polvo.
- Ánodos de Mg para protección contra corrosión de elementos metálicos enterrados.

Apoyos frecuentados

Se realizará una puesta a tierra en anillo cerrado, con cable de Cu desnudo y 95 mm² de sección, a una profundidad de 0,80 m alrededor del apoyo, de forma que cada punto del mismo quede espaciado 1 m. como mínimo de las aristas del macizo de cimentación, unido a los montantes del apoyo mediante dos/cuatro conexiones.

A este anillo se conectarán como mínimo dos picas de cobre, de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro, de manera que se garantice un valor de tensión de contacto aplicada inferior a los reglamentarios. En caso contrario se adoptará alguna de las tres medidas indicadas en el apartado 6.7.1 “Clasificación de apoyos según su ubicación” con el objeto de considerarlos exentos del cumplimiento de las tensiones de contacto.

En todos casos la parte visible del cable de cobre hasta el punto de unión con el montante de la torre se protegerá mediante tubo de PVC rígido y en la unión con la pica enterrada se colocará pasta aislante al objeto de evitar humedad que dañe por oxidación dicha unión.

Una vez realizado el diseño del sistema de puesta a tierra se debe verificar que este diseño permita reducir los peligros motivados por una tensión de contacto excesiva.

Para considerar que el diseño del sistema de puesta a tierra es correcto se debe cumplir que la elevación del potencial de tierra, U_E , sea menor que dos veces el valor máximo admisible de la tensión de contacto, U_c , es decir:

$$U_E < 2 \cdot U_C$$

$$U_E = I_E \times \frac{Z_E R_P}{Z_E + R_P}$$

$$I_E = r \times 3I_0 = r \times I_F$$

$$r = 1 - \frac{Z_{ML} - E_W}{Z_{EW} - E}$$

Siendo:

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- U_E:** Aumento de potencial respecto una tierra lejana
I_E: Intensidad de puesta a tierra que provoca la elevación del potencial del apoyo.
Z_E: Impedancia a tierra de la línea exceptuando la resistencia de puesta a tierra del apoyo que sufre la falta a tierra.
R_p: Resistencia de tierra del apoyo más cercano a la falta
I_F: Intensidad de falta a tierra.
r: Factor de reducción por efecto inductivo debido a los cables de tierra.
Z_{EW-E}: Impedancia del cable de tierra
Z_{ML-EW}: Impedancia mutua entre los conductores de fase y el cable de tierra.

En caso de no cumplirse la condición anterior será necesario analizar que la tensión de contacto aplicada es inferior a la tensión de contacto aplicada admisible ($U'_{ca} \leq U_{ca}$). Esto se garantiza si se cumple que la tensión de contacto calculada para la instalación, U_c , ante un posible defecto, es inferior a la tensión de contacto máximo admisible, U_c :

$$U'_c \leq U_c$$

Siendo:

- U'_c** Tensión de contacto, en V,
U_c Tensión de contacto máxima admisible, en V

El cálculo de la tensión de contacto máxima admisible, U_c , se determinará a partir de la tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} , sobre el cuerpo humano en función del tiempo de duración de la falta, que se establece en la Tabla 18 de la ITC-LAT 07:

Tabla 27: Tensión de contacto aplicada admisible, Tabla 18 ITC-LAT 07

Duración de la falta t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible U_{ca} (V)
0,05	735
0,1	633
0,2	528
0,3	420
0,4	310
0,5	204
1	107
2	90
5	81
10	80
>10	50

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

$$U_c = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{Z_B} \right] = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + 1,5 \cdot \rho_s}{1.000} \right]$$

Siendo:

- U_c:** Tensión de contacto máxima admisible, en V.
- U_{ca}:** Valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta según tabla 18 ITC-LAT 07, en V.
- R_{a1}:** Resistencia del calzado cuya suela sea aislante, solamente donde sea previsible que las personas que frecuentan el apoyo irán calzadas, en Ω . Se puede emplear como valor de esta resistencia adicional 1.000 Ω , que corresponde al equivalente paralelo del calzado de los dos pies.
- R_{a2}:** Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno. Se considera que
- $$R_{a2} = 1,5 \cdot \rho_s.$$
- ρ_s :** Resistividad superficial del terreno en $\Omega \cdot m$.
- Z_B:** Impedancia del cuerpo humano, se considera 1.000 Ω .

En caso de no verificarse alguna de las expresiones anteriores, el diseño del sistema de puesta a tierra no será válido y será necesario repetir los cálculos con una configuración distinta o implementar algunas de las medidas adicionales propuestas en el apartado *Clasificación de los apoyos según su ubicación* para eliminar el riesgo de contacto. En este último caso se deberá comprobar que las tensiones de paso que se presentan en la instalación, U'_p , son inferiores a las máximas admisibles, U_p :

$$U'_p < U_p$$

siendo la tensión de paso máxima admisible en la instalación:

$$U_p = 10 \cdot U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{4000 + 6 \cdot \rho_s}{1000} \right]$$

Una vez construida la instalación de puesta a tierra de los apoyos frecuentados será necesario realizar la correspondiente medición de las tensiones de contacto con objeto de comprobar que los valores máximos posibles de la tensión de contacto aplicada son iguales o inferiores a los valores máximos admitidos.

7 DISEÑO DE LAS LAAT

7.1 ENTRONQUES CON LINEA EXISTENTE

En la derivación de una nueva línea de otra existente EDE contempla los siguientes casos:

- Derivación doble, o entrada y salida, de una línea simple circuito con disposición tresbolillo, ver figura 1.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

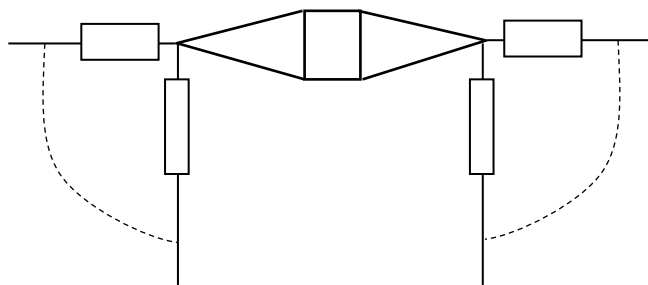


Fig 1 Esquema entronque en línea simple circuito

- Derivación a dos circuitos de una línea de doble circuito. Derivación del circuito próximo, ver figura 2.

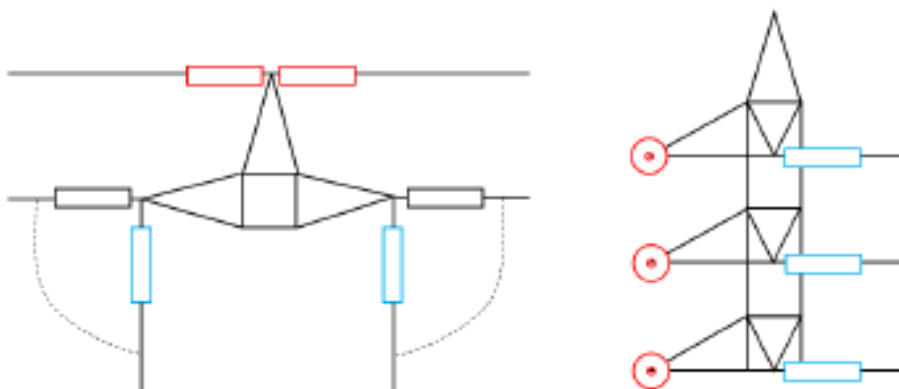


Fig 2 Esquema entronque doble circuito en el lado de la derivación opción 2

- Derivación a dos circuitos de una línea de doble circuito. Derivación del circuito lejano, ver figura 3.

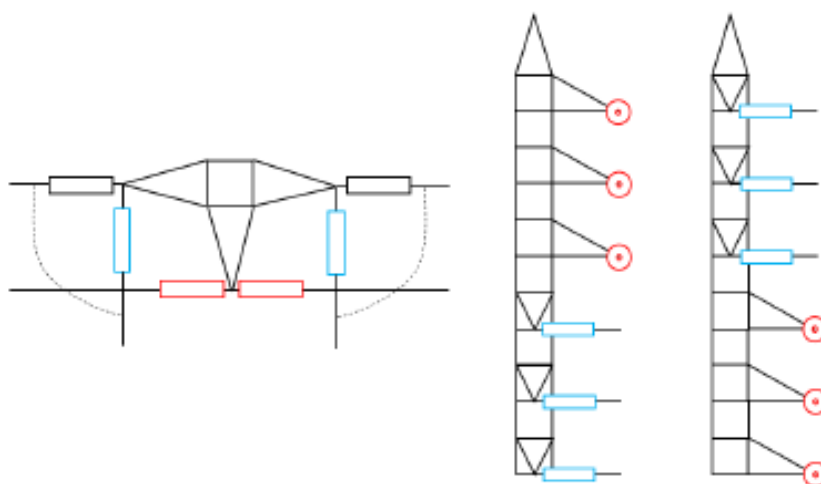


Fig 3 Esquema entronque doble circuito en el lado lejano a la derivación

Siempre que sea posible se evitará derivar del circuito lejano, con objeto de permitir, en el apoyo donde se realiza el entronque, el mantenimiento sin necesidad de cortar la tensión de todos los circuitos implicados en el apoyo. Las fases de un circuito no se entrecruzarán con las de los demás

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

circuitos. Para esto en los casos de derivación de una línea D/C del circuito lejano, el apoyo de entronque tendrá los circuitos dispuestos en alturas diferentes (ver fig 3).

No se permitirán apoyos de entronque con conversión A/S, en este caso se hará el entronque en aéreo y la conversión en el siguiente apoyo.

Se evitarán dos apoyos de entronque consecutivos en la misma línea.

El primer apoyo de la línea de derivación (e/s) será, siempre sea posible, tipo fin de línea y con vanos destensados hasta el apoyo de entronque.

7.2 CONVERSIONES AÉREO-SUBTERRÁNEAS

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

Los apoyos cumplirán con los requisitos indicados en el apartado 6.3 de este documento.

La función del apoyo será siempre de fin de línea, por lo que deberán soportar las solicitaciones de todos los conductores aéreos y cables de tierra en un solo sentido.

No se permitirán apoyos de entronque con conversión A/S, en este caso se hará el entronque en aéreo y la conversión en el siguiente apoyo.

Se considerará siempre, a todos los efectos y especialmente por el diseño del sistema de puesta tierra, como apoyo frecuentado según definición de la ITC LAT 07.

Los apoyos de conversión tendrán la consideración de apoyo frecuentado por motivos de seguridad y porque en la mayoría de los casos las conversiones se encuentran en zonas urbanas o industriales de acceso público que cumplen con la definición que el Reglamento de Líneas AT hace de apoyo frecuentado.

Será necesaria la adaptación de las crucetas para albergar sobre ellas los terminales y pararrayos. El conductor aéreo se fijará al apoyo mediante cadenas de amarre.

7.2.1 Protección avifauna en conversiones.

El diseño del apoyo deberá tener en cuenta los siguientes condicionantes para evitar la electrocución de aves:

- No se permite el uso de aisladores rígidos

El uso de aisladores rígidos no está permitido en ningún tipo de apoyo.

- Los elementos en tensión no pueden sobrepasar las semicrucetas y las cabeceras, por ello se requerirá el uso de una semicruceta auxiliar (cuarta cruceta) desde la que facilitar la llegada del conductor aéreo al conjunto de pararrayos y terminal instalados en la

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

semicruceta inferior consecutiva. La semicruceta inferior última puede simplificarse al ser únicamente una plataforma para terminal y pararrayos

Este requisito se aplicará a todos los apoyos, no sólo a los apoyos de conversión situados en zonas de protección de avifauna.

- Entre la parte en tensión de pararrayos o terminal y la cruceta superior habrá una distancia mínima de 1,5m.
- La cadena de amarre tendrá una longitud superior a 1m.

El Real Decreto 1432/2008, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna, establece que la cadena de amarre tendrá una longitud mínima de 1 metro.

Conforme a los apartados 6.4 y 7.5 de esta especificación la longitud de aislamiento del aislador en cadenas de amarre será superior a 1m.

- En particular, los apoyos de líneas de 45kV y 66kV (2ª categoría) dispondrán de disasores de posada de eficacia reconocida por la Administración competente.

7.2.2 Terminales y Pararrayos.

Se instalará un pararrayos por cada terminal con objeto de proteger la línea. Estos pararrayos tomarán como referencia la norma GSCH005 – “Pararrayos de óxido metálico recubierto de material polimérico 12kV - 245 kV”.

Tras los pararrayos la conexión con el cable subterráneo se hará a través del terminal del cable y quedarán unidos mediante puente. Las grapas serán las adecuadas para los materiales. El conductor aéreo llegará primero al pararrayos.

Las características de los terminales y pararrayos cumplirán con lo especificado en la especificación “KRZ001 Especificaciones Particulares para Líneas Subterráneas de Alta tensión > 36 kV”.

7.2.3 Disposición de los cables aislados.

Los cables 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 indicados en la *Tabla 28*: Radios de curvaturas mínimos

Tabla 28: Radios de curvaturas mínimos

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

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

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.

7.2.4 Cable de Tierra / Fibra Óptica.

En los casos en los que el cable de tierra no incorpore fibra óptica se conectará el cable al sistema de tierra del apoyo a través del mismo apoyo.

En aquellos casos en los que el cable de tierra incluya también fibra óptica (OPGW) será necesario dar continuidad a la fibra entre el cable de tierra-óptico (OPGW) y el cable óptico subterráneo, mediante fusión de ambos cables en la correspondiente caja de empalme. Se dejará un sobrante de cable óptico de unos 10m. El cable quedará enrollado, en posición horizontal y sujeto a la primera base con los extremos sellados.

7.2.5 Puestas a Tierra.

La puesta a tierra de un apoyo frecuentado cumplirá con las características definidas en el apartado 6.7.2 de este documento.

La conexión a tierra del pararrayos no se podrá efectuar a través de la estructura del propio apoyo, sino que dispondrá de una línea de tierra propia. Este conductor será unipolar de cobre, 95 mm² de sección y aislamiento de XLPE y cubierta de poliolefina.

La conexión de las pantallas de los cables también se efectuará a través de un conductor propio hasta la caja de conexión. Este conductor, además de cumplir lo indicado para el del pararrayos, tendrá una sección igual o superior a la de las pantallas a las que se conecte (definidas en la EP "Líneas subterráneas de Alta tensión > 36 kV").

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 puesta tierra del apoyo

7.2.6 Cerramientos.

La condición de apoyo frecuentado implica que debe disponer de medidas que dificulten su escalamiento hasta una altura mínima de 2,5 metros.

Para cumplir este criterio, se realizará un cerramiento de ladrillo de 2,7 metros de altura, sin aberturas y a una distancia horizontal del apoyo de 1,25 m. Se construirá sobre cimentación corrida y con pilares en las esquinas. Se calculará con las mismas condiciones de viento y coeficientes de seguridad que el apoyo.

Aunque este cerramiento satisface la necesidad de antiescalo y de cumplimiento de tensión de contacto, sí deberá efectuarse la medida de la tensión de paso.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Los cerramientos podrán ser también de bloques de hormigón, efectuando siempre la medida de la tensión de paso.

Si, por razones de mantenimiento, se requiriera una puerta de acceso metálica, esta dispondrá de una puesta a tierra independiente del sistema de puesta a tierra de la conversión y se deberán verificar las medidas de tensiones de paso y de contacto.

7.3 REPARTO DE APOYOS

Para realizar el reparto de apoyos a lo largo del perfil longitudinal de la línea, se dividirá ésta en tramos entre vértices, en los que se situarán apoyos de anclaje con cadenas horizontales. Se considerará este tramo como una serie o cantón, que podrá dividirse en varios cantones si, como resultado de la distribución, ha sido preciso disponer otros apoyos intermedios de anclaje.

Para cada cantón inicialmente elegido se adoptará una catenaria definida por su parámetro $k=T/p$, correspondiente a la más desfavorable de las siguientes condiciones:

- calma a 75°C
- manguito de hielo a 0°C en zonas B y C

y por un vano ideal de regulación que se considere como previsible en función de los tipos de apoyos y utilización de los mismos y el vano medio de partida.

Para el cálculo de la catenaria se define la temperatura de 75 grados porque es la temperatura a la que se calculan las intensidades máximas de los conductores, tablas 3 y 5 de esta EP, y la temperatura que se utiliza para el cálculo de la flecha máxima en esta EP, apartado 8.1.

Con esta catenaria se realizará el reparto de los apoyos teniendo en cuenta las prescripciones de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y los siguientes criterios:

- Respetar las distancias de seguridad reglamentarias y condicionados de organismos
- Igualar de modo aceptable las cargas en los apoyos.
- Situar en la medida de lo posible los apoyos en las lindes, evitando situarlos en medio de las parcelas

El reparto de los apoyos en el perfil se realizará de modo que cada apoyo soporte individualmente los esfuerzos que por su situación y función debe asumir y con los coeficientes de seguridad reglamentarios para cada hipótesis. Se debe analizar si es previsible que se den velocidades de viento excepcionalmente elevadas y tenerlas en cuenta en los cálculos.

En los tramos entre dos apoyos de vértice se intercalarán apoyos de anclaje en los siguientes casos:

- Cuando el cantón sea de longitud superior a doce kilómetros.
- Cuando el número de cruzamientos lo aconseje por condicionantes de tendido.
- En los apoyos en depresión en los que la distancia a masa de las cadenas verticales sea inferior a la reglamentaria (apoyos ahorcados).

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Una vez realizado este primer reparto para cada cantón se calculará el vano regulador real resultante y se revisará la distribución de apoyos con los nuevos parámetros de catenarias.

Terminado el reparto de apoyos de una Línea se procederá a la comprobación de que cumple los requisitos establecidos, para lo que se chequeará que:

- Los apoyos y sus cimentaciones no rebasan los coeficientes de seguridad establecidos.
- Las cargas sobre las cadenas de cada apoyo no sobrepasan los coeficientes de seguridad.
- El tense máximo en cada vano no sobrepasa los coeficientes mínimos de seguridad establecidos para los cables.
- En ningún punto de la línea se producen distancias, entre fases o cables de tierra, inferiores a las especificadas.
- Se cumplen todos los requisitos de distancias, cruzamientos y paralelismos reflejados en el apartado 7.4 de esta especificación.
- Los conductores desviados por el viento cumplen igualmente las distancias a los perfiles laterales.

7.4 DISTANCIAS DE SEGURIDAD, CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS

7.4.1 Distancias al terreno.

Las distancias mínimas al terreno son las indicadas en la *Tabla 29*: Distancias mínimas al terreno

Tabla 29: Distancias mínimas al terreno

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia al terreno (m)
45 - 66	7
110 - 132	7,5

Estos valores están calculados según ITC - LAT- 07, añadiendo 1 metro más.

$$D_{\text{terreno}} = D_{\text{add}} + D_{\text{el}} = 5,3 + D_{\text{el}} + 1 \text{ metro}$$

En lugares de difícil acceso, estas distancias podrán reducirse hasta en un metro.

7.4.2 Distancias en cruzamientos con líneas eléctricas y de telecomunicaciones.

Se procurará que el cruce se efectúe en la proximidad de uno de los apoyos de la línea más elevada. La distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de los apoyos de la superior, considerándose los conductores de la línea inferior en su posición de máxima desviación bajo la acción de la hipótesis de viento no será menor de lo indicado en la *Tabla 30*: Distancias del conductor a apoyo en cruzamiento

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 30: Distancias del conductor a apoyo en cruzamiento

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)
45	2,6
66	3,5
110 - 132	4,5

Estos valores están calculados según ITC - LAT- 07, apartado 5.6.1, tomando el valor de Del en función de la tensión de la línea inferior con un margen de seguridad de 0,5 m aprobado en la EP.

La mínima distancia vertical entre los conductores de ambas líneas, en las condiciones más desfavorables, no será inferior a los valores indicados en la *Tabla 31*: Distancia entre conductores en cruzamientos

Tabla 31: Distancia entre conductores en cruzamientos

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)
45	3,7
66	3,8
110	4,6
132	4,9
220	6
400	7,7

Estos valores están calculados tomando los valores de Dadd y Dpp correspondientes al nivel de tensión más elevado de las líneas que se cruzan, más 0,5 metros.

$$D \geq D_{add} + D_{pp}$$

*En Abril de 2019 el Ministerio edita una Guía técnica de Aplicación de la ITC-LAT-07 donde se aclara que, para el cálculo de la mínima distancia vertical entre conductores en cruzamientos, se tomará el valor de **Dadd** correspondiente a la línea de **menor tensión** y el valor de **Dpp** correspondiente a la línea de **mayor tensión**. Por tanto, es posible proyectar líneas con distancias inferiores a las de la tabla 31 pero conservando el margen de 0,5 m autorizado en esta EP.*

$$D \geq D_{add} + D_{pp} + 0,5$$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Siendo D_{add} el correspondiente a la línea de menor tensión y D_{pp} el correspondiente a la línea de mayor tensión, quedando la tabla 31 de este apartado como sigue:

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)
45 - 45	3,7
45 - 66	3,8
45 - 110	4,15
45 - 132	4,4
66 - 66	3,8
66-110	4,15
66 - 132	4,4
110 - 110	4,65
110 - 132	4,9
132 - 132	4,9
132 - 400	6,7

En el caso en que la línea inferior esté dotada de cable de tierra, ya sea convencional o compuesto tierra-óptico, la distancia mínima vertical entre éste y los conductores no será inferior a los valores indicados en la *Tabla 32*: Distancia entre conductores en cruzamientos

Tabla 32: Distancia entre conductores en cruzamientos

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)
45	2,6
66	2,7
110	3
132	3,2
220	3,7
400	4,8

Estos valores están calculados según ITC-LAT-07, apartado 5.6.1, tomando el valor de D_{pp} correspondiente al nivel de tensión más elevado de las líneas que se cruzan añadiendo 0,5 metros más.

En ambos casos, para los conductores de la línea superior se tendrán en cuenta las condiciones más desfavorables de flecha máxima establecida en el proyecto y los conductores de la línea inferior sin sobrecarga y a la temperatura mínima según la zona.

Los valores de distancias mínimas verticales indicados anteriormente son en función de la tensión más elevada de las líneas que se cruzan.

7.4.3 Distancias a carreteras y ferrocarriles sin electrificar.

La altura mínima de los conductores sobre la rasante de la carretera o sobre las cabezas de los carriles en el caso de ferrocarriles sin electrificar será:

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 33: Distancias a carreteras y ferrocarriles sin electrificar

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)
45	8,1
66	8,2
110	8,5
132	8,7

Estos valores están calculados según ITC-LAT-07, apartado 5.7, considerando un valor de D_{add} de 7,5 para todos los niveles de tensión.

$$D_{add} + D_{el} = 7,5 + D_{el}$$

En el caso de líneas de alta tensión que soporten cables de fibra óptica, al ser éstos dieléctricos, D_{el} se considerará cero y la distancia mínima entre estos cables de fibra y la rasante de la carretera será de 7,5 m.

Como indica el nuevo Reglamento General de Carreteras, RD899/2025, en el caso de que el cruzamiento de la línea eléctrica sea con una Carretera del Estado la altura mínima sobre la rasante de la carretera de los conductores más bajos, en las condiciones de flecha más desfavorables, será de 10 metros, quedando la Tabla 33 de este apartado como sigue:

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)	Distancia (m) Carreteras del Estado*
45	8,1	10
66	8,2	10
110	8,5	10
132	8,7	10

En cuanto a distancia horizontal, perpendicular, de los apoyos a carreteras se mantendrán las prescripciones de la ley 37/2015 de Carreteras manteniendo los apoyos a una distancia de la arista exterior de la carretera superior a una vez y media su altura y fuera del límite de edificación situado a 50 m. para autopistas, autovías y vías rápidas y 25 m. para el resto de carreteras.

En el caso de ferrocarriles sin electrificar, se mantendrán las prescripciones de la ley 1211/90 de Ferrocarriles manteniendo los apoyos a una distancia de la arista exterior de la explanación superior a una vez y media su altura y fuera del límite de edificación situado a 50 m.

7.4.4 Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses.

La altura mínima de los conductores de las líneas eléctricas sobre los cables o hilos sustentadores o conductores de la línea de contacto serán los indicados en la *Tabla 34*: Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Tabla 34: Distancias a ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)
45	4,6
66	4,7
110	5
132	5,2

Estos valores están calculados según ITC-LAT-07, apartado 5.9, añadiendo 0,5 metros más.

$$D_{add} + D_{el} = 3,5 + D_{el} + 0,5$$

En el caso de líneas de alta tensión que soporten cables de fibra óptica, al ser éstos dieléctricos, D_{el} se considerará cero y la distancia mínima entre estos cables de fibra óptica y el conductor más alto de todas las líneas de energía eléctrica del ferrocarril, telefónicas y telegráficas será de 4 m.

7.4.5 Distancias a teleféricos y cables transportadores.

La mínima distancia vertical entre los conductores de las líneas eléctricas y la parte más elevada del teleférico o de los cables transportadores, teniendo en cuenta las oscilaciones de los cables del mismo durante su explotación normal y la posible sobre elevación que puede alcanzar por reducción de carga en caso de accidente, será:

Tabla 35: Distancias a teleféricos y cables transportadores

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)
45	5,6
66	5,7
110	6
132	6,2

La distancia horizontal entre el órgano más próximo del teleférico y los apoyos de la línea eléctrica en el vano de cruce será como mínimo la indicada en el cuadro anterior (Tabla 35: Distancias a teleféricos y cables transportadores).

Estos valores están calculados según ITC-LAT-07, apartado 5.10, añadiendo 0,5 metros más.

$$D_{add} + D_{el} = 4,5 + D_{el} + 0,5$$

En el caso de líneas de alta tensión que soporten cables de fibra óptica, al ser éstos dieléctricos, D_{el} se considerará cero y la distancia mínima entre estos cables de fibra óptica y la parte más alta del teleférico, teniendo en cuenta las oscilaciones de los cables del mismo durante su explotación normal y la posible sobreelevación que pueda alcanzar por reducción de carga en caso de accidente será de 5 m.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

El teleférico deberá ser puesto a tierra en dos puntos, uno a cada lado del cruce.

7.4.6 Distancias a ríos y canales navegables o flotables.

La altura mínima de los conductores sobre la superficie del agua para el máximo nivel que pueda alcanzar ésta será la indicada en la *Tabla 36*: Distancias en cruzamientos ríos y canales navegables o flotables

Tabla 36: Distancias en cruzamientos ríos y canales navegables o flotables

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)
45	G + 3,4
66	G + 3,5
110	G + 3,8
132	G + 4

Estos valores están calculados según ITC-LAT-07, apartado 5.11, añadiendo 0,5 metros más.

$$G + Dadd + Del = G + 2,3 + Del + 0,5$$

Donde G es el gálibo. Si no está definido se utilizará un valor de 4,7 m.

En el caso de líneas de alta tensión que soporten cables de fibra óptica, al ser éstos dieléctricos, Del se considerará cero y la distancia mínima entre estos cables de fibra óptica sobre la superficie del agua para el máximo nivel que pueda alcanzar ésta será de 7,5 m para un gálibo mínimo considerado de 4,7 m, debiéndose ampliar en la diferencia entre el gálibo real y 4,7m.

Para la instalación de los apoyos, tanto en el caso de paralelismo como en el caso de cruzamientos se cumplirá con lo marcado en la ITC-LAT-07.

7.4.7 Paso por bosques y masas de arbolado.

Cuando se sobrevuelen masas de arbolado se abrirán calles libres de cualquier vegetación que pueda favorecer un incendio, siempre que se cuente con la autorización del organismo competente.

De esta forma se establecerá una zona de protección de la línea definida por la zona de servidumbre de vuelo incrementada por la siguiente distancia de seguridad:

Tabla 37: Distancias de incremento sobre servidumbre de vuelo en paso por bosques

Tensión nominal de la red U (kV)	Distancia (m)
45	2,6
66	2,7
110	3
132	3,2

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Estos valores están calculados según ITC-LAT-07, apartado 5.12, añadiendo 0,5 metros más.

$$D_{add} + D_{el} = 1,5 + D_{el} + 0,5$$

Se considerarán los conductores de la línea en su posición de máxima desviación bajo la acción de la hipótesis de viento a) del apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07, con viento de 120 km/h y temperatura de 15°C.

La aplicación de los parámetros de referencia en la hipótesis de viento es independiente de la categoría de la línea, siendo, para todas las líneas 120 km/h de velocidad de viento y 15°C de temperatura.

En caso de no disponer del permiso necesario para abrir la calle, se mantendrá entre los conductores en su posición más desfavorable y la masa de arbolado una distancia vertical suficiente para permitir el desarrollo completo de la especie sobrevolada sin necesidad de realizar podas periódicas de la misma. Por lo tanto, la distancia de los conductores al suelo deberá ser la altura máxima de la especie sobrevolada, incrementada en la distancia de la tabla anterior (*Tabla 37: Distancias de incremento sobre servidumbre de vuelo en paso por bosques*) expresada en función de la tensión de la línea.

7.4.8 Distancias a edificios, construcciones y zonas urbanas.

No se construirán líneas por encima de edificios o instalaciones industriales.

Se establece una zona de no edificación definida por la zona de servidumbre de vuelo incrementada en 5 m para todas las tensiones de EDE.

7.5 MEDIDAS PARA LA PROTECCIÓN DE LA AVIFAUNA

Serán de aplicación al diseño de las líneas que afecten o se proyecten en las zonas de protección definidas en el artículo 4 del R.D. 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

Se cumplirán los requerimientos indicados en el R.D. así como los especificados en la legislación de las distintas Comunidades Autónomas. En el caso de discrepancia, se seguirá el criterio más restrictivo.

Anti-electrocución

Se cumplirán los siguientes requisitos:

- En el caso de líneas con armado en tresbolillo, en bandera o hexagonal, la distancia entre la semicruceta inferior y el conductor superior no será inferior a 1,5 metros.
- En el caso de líneas con crucetas en bóveda mantener una distancia de al menos 0,88 m entre la cabecera del apoyo y el conductor central.
- La longitud de las cadenas de suspensión no será inferior a 600 mm, y la longitud de las cadenas de amarre no será inferior a 1.000 mm

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- Como criterio general se instalarán aisladores de composite.
- En los apoyos de las líneas de 66 kV y 45 kV con cadenas de amarre se podrá instalar el aislador normalizado CS 120 SB 325 / 2.250 – L, con distancia de aislamiento de 1 metro, para cumplir con las distancias requeridas tanto en el Real decreto 1432/2008, en el que se establecen medidas para la protección de la avifauna, como en los decretos autonómicos que apliquen.

Anti-colisión

Se cumplirá lo indicado en el artículo 7 del R.D. 1432/2008:

“Los nuevos tendidos eléctricos se proveerán de salvapájaros cuando así lo determine el órgano competente de la comunidad autónoma

Los salvapájaros se han de colocar en los cables de tierra. Si estos últimos no existieran, en las líneas en las que únicamente exista un conductor por fase, se colocarán directamente sobre aquellos conductores que su diámetro sea inferior a 20 mm. Los salvapájaros estarán dispuestos cada 10 metros (si el cable de tierra es único) o alternadamente, cada 20 metros (si son dos cables de tierra paralelos o, en su caso, en los conductores). La señalización en conductores se realizará de modo que generen un efecto visual equivalente a una señal cada 10 metros, para lo cual se dispondrán de forma alterna en cada conductor y con una distancia máxima de 20 metros entre señales contiguas en un mismo conductor”

En aquellos tramos más peligrosos debido a la presencia de niebla o por visibilidad limitada, el órgano competente de la comunidad autónoma podrá reducir las anteriores distancias.

Los conductores contemplados en esta especificación con diámetro inferior a 20 mm a los que aplica esta medida anti - colisión serían: LA 180, LARL 180, D 145, D 180.

Sólo se podrá prescindir de la colocación de salvapájaros en los cables de tierra cuando el diámetro propio, o conjuntamente con un cable adosado de fibra óptica o similar, no sea inferior a 20 mm.

8 CÁLCULOS MECÁNICOS

8.1 CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSES

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

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

Donde:

E = Módulo de elasticidad en daN/mm².

α = Coeficiente de dilatación lineal en °C⁻¹.

S = Sección del conductor en mm².

a = Vano en m.

T1, T2 = Tenses en daN en los estados 1 y 2.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

p_1, p_2 = Peso aparente del conductor en los estados 1 y 2 en daN /m.

θ_1, θ_2 = Temperaturas del conductor en los estados 1 y 2 en °C.

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

Así se calcula el valor de T_2 dados unos valores de T_1, p_1, θ_1, p_2 y θ_2 . En los puntos 5 y 6 del presente documento se presentan las tracciones máximas para cada tipo de conductor o cable de tierra que serán usadas como datos iniciales para resolver la ecuación del cambio de condiciones y obtener las tracciones en cualquier otra condición.

Las tracciones máximas para cada tipo de conductor o cable de tierra se indican en el punto 6 de este documento, no en los puntos 5 y 6 como se indica en el párrafo anterior.

Conocido el valor de T_2 , se calcula la flecha correspondiente con la ecuación siguiente:

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

La presión del viento sobre el conductor se calcula para la velocidad especificada V de la forma siguiente: (apartado 3.1.2.1 de la ITC-LAT 07).

$$P_v = \left[\frac{V}{120} \right]^2 * 50 \text{ daN / m}^2 \quad ; d > 16 \text{ mm}$$

$$P_v = \left[\frac{V}{120} \right]^2 * 60 \text{ daN / m}^2 \quad ; d \leq 16 \text{ mm}$$

En las tablas de tendido de los conductores y cables de tierra se indicarán los valores del E.D.S. comprobándose que se encuentran dentro de límites en los que previsiblemente no plantean problemas de vibraciones (apartado 3.2.2 de la ITC-LAT 07).

En el punto 6.1.3 hemos definido los tenses máximos de los conductores y los valores admisibles de EDS con las condiciones específicas para cada zona. Se deberá comprobar, además, que la tracción horizontal a 15 °C en zona A o 10 °C en zonas B y C (EDS) no supere el 20% de la carga de rotura del conductor considerado.

El valor denominado E.D.S. es abreviadamente el “every day stress” y representa la carga media de todos los días, situación en la que a lo largo del año están los cables un mayor período de tiempo, y que se mide como porcentaje respecto a la carga de rotura:

$$E.D.S(\%) = 100 \cdot \frac{\text{Traccion del cable a temperatura media y calma}}{\text{Carga de rotura del cable}}$$

En las líneas es más general tener, en vez de un vano “a” entre dos puntos fijos, una serie de vanos $a_1, a_2, \dots, a_{n-1}, a_n$, con los cables sujetos con cadenas horizontales en los extremos, y suspendidos con cadenas verticales entre éstos.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

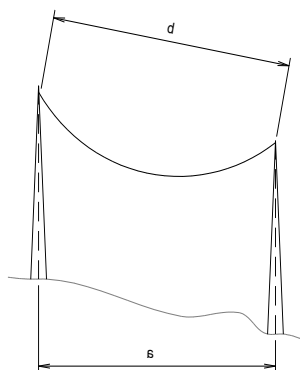
Como las cadenas verticales no asumen diferencias de tracciones, sino que se inclinan según la situación de cada caso, se demuestra en Mecánica de cables, que la serie de apoyos funciona tensionalmente como un vano único, denominado “vano ideal” o “vano regulador”, de valor:

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

Siendo:

b_i = Distancia en línea recta entre los puntos de fijación del conductor en el vano “i”.

a_i = Proyección horizontal de b_i



En el caso de apoyos a nivel se tiene:

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

Este valor es el indicado en las tablas. Para cada uno de ellos y en cada estado, la tracción horizontal es constante, por lo que la flecha individual de un vano concreto “ a_i ”, perteneciente a un cantón cuyo vano de regulación es “ a_r ” se indica como:

$$f_i = f_r \left(\frac{a_i}{a_r} \right)^2$$

Para cada proyecto concreto se deberá verificar que la carga de rotura del conductor o cable de tierra es como mínimo 2,5 veces superior a la tracción máxima del conductor en las condiciones más desfavorables según la Tabla 4 “condiciones de las hipótesis que limitan la tracción máxima admisible” de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión. La hipótesis de tracción máxima de hielo + viento (mínimo 60

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

km/h) sólo se aplica a líneas de categoría especial. Sin embargo, en aquellas situaciones excepcionales donde el proyectista considere que la línea pueda encontrarse sometida a esta carga combinada se deberá tener en cuenta.

Hay que comprobar que la tracción máxima del conductor cumple con los valores de la tabla del punto 6.1.3 de esta EP.

Se tomará la tracción máxima total del conductor en esta comprobación, no el tense horizontal en esas condiciones, por lo que se utilizarán la siguiente ecuación para su cálculo:

$$T_{\max} = T_{\text{hor}} \frac{\sqrt{a^2 + d^2}}{a} + p \left(\frac{d}{2} + f \right)$$

Donde:

Tmax = Tense del conductor en el punto de engrape en daN.

Thor = Tense horizontal del conductor a lo largo del vano en daN.

a = Vano en m.

p= peso unitario del cable en daN /m.

d = desnivel entre el punto de engrape y el punto más bajo de la catenaria que forma el conductor en m.

f = flecha del conductor en m.

Una vez calculada la tracción máxima del conductor se calculará la flecha máxima, conforme a los cálculos detallados en este apartado, como lo indica el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07, en las siguientes hipótesis:

1. *Hipótesis de viento: para V=120km/h a la temperatura de +15°C.*

2. *Hipótesis de temperatura: a 75°C.*

La temperatura de 75 °C es la indicada en el apartado 7.3 de esta especificación “Reparto de Apoyos” para definir la catenaria con la que se realizará el reparto de apoyos de la línea y la temperatura a la que se calcula la intensidad máxima de los conductores.

3. *Hipótesis de hielo: sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el apartado 3.1.3, a la temperatura de 0°C.*

8.2 CÁLCULO DE LOS APOYOS

8.2.1 Acciones a considerar en los cálculos.

El cálculo de los apoyos se efectuará bajo la acción de cargas y sobrecargas fijadas en la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y combinadas en la forma y condiciones especificadas en el apartado 6.3.3 de dicha instrucción.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

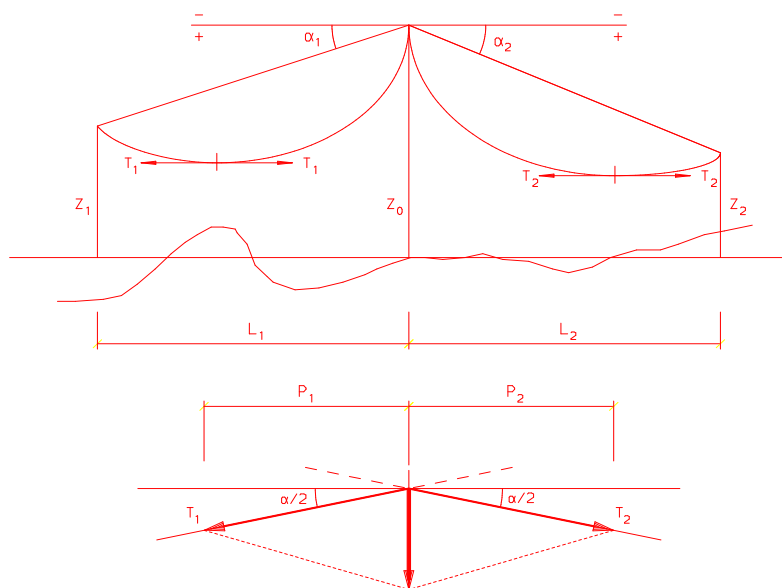
Los esfuerzos individuales que actúan sobre cada apoyo dependen de:

- Situación en el terreno.
- Peso de los conductores, cables de tierra, aislamiento, y propio del apoyo.
- Sobrecargas que por condiciones atmosféricas actúan en los cables y son transmitidas al apoyo.
- Sobrecargas que por condiciones atmosféricas actúan directamente sobre el apoyo.
- Esfuerzos que las tracciones de los cables transmiten al apoyo.

Los pesos son cargas permanentes, verticales, fijas y concretas para cada caso. Las sobrecargas por condiciones atmosféricas son consecuencia del viento, horizontales, y del manguito de hielo, verticales.

Las tracciones de los cables dependen del estado exterior que se considere, sobrecargas y temperaturas.

La situación de un apoyo entre sus dos adyacentes es la representada en la figura 4.



	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

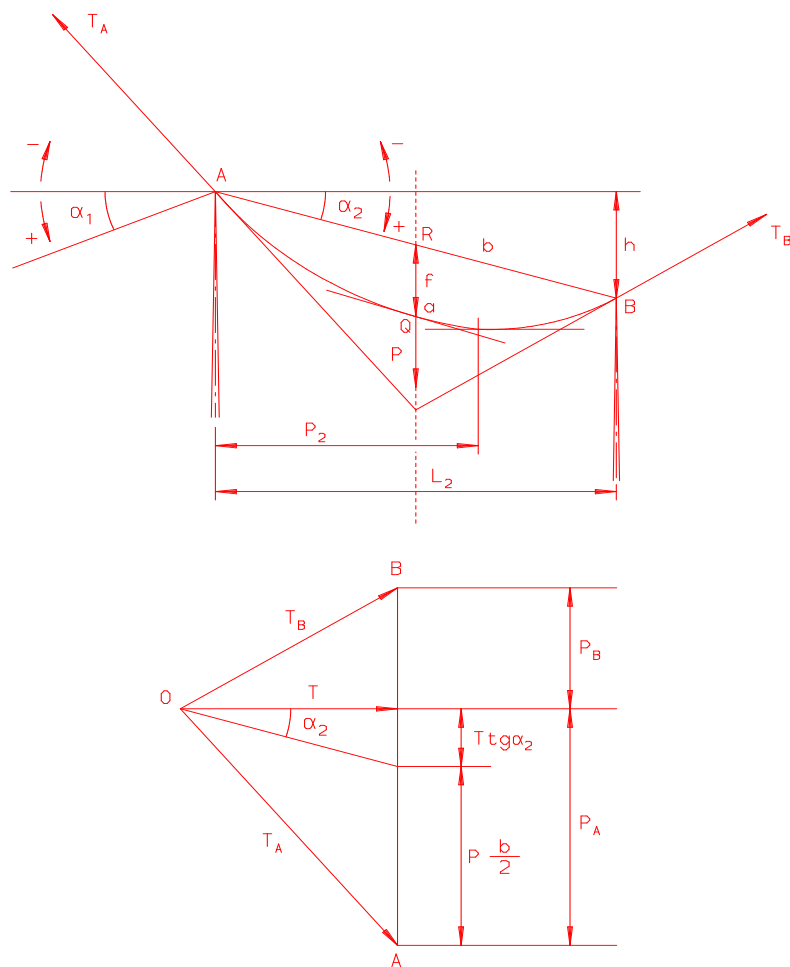


Fig 4. Distancia de un apoyo y sus adyacentes

Las notaciones son:

T_X = Tracción en el cable en el punto X (daN).

T_i = Tracción horizontal en el cable (daN).

Z_i = Cota del conductor en el apoyo, respecto a un plano de comparación horizontal (m).

α_i = Ángulo por diferencia de cota entre dos apoyos consecutivos ($^\circ$).

L_i = Distancia reducida entre dos apoyos o vano (m).

P_i = Vano de peso en el vano i (m).

L = Vano de viento o longitud de cable sobre la que los esfuerzos de viento originan los esfuerzos que transmiten al apoyo.

$$L = \frac{L_1 + L_2}{2} \quad (m)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_i = \frac{Z_i - Z_0}{L}$$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

α = Ángulo del apoyo en la traza. Nulo en el caso de apoyos de alineación. En ángulos normalmente se sitúa en la bisectriz de las dos alineaciones coincidentes.

P= Vano de peso cuyas cargas solicitan el apoyo, aproximadamente:

$$P = P_1 + P_2 = \left(\frac{L_1}{2} + \frac{T_1}{p} \operatorname{tg} \alpha_1 \right) + \left(\frac{L_2}{2} + \frac{T_2}{p} \operatorname{tg} \alpha_2 \right)$$

Las acciones unitarias a considerar son:

Viento:

Las acciones del viento sobre los elementos de las líneas se considera que actúan en sentido horizontal actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide y con presiones dadas por fórmulas que dependen de la velocidad, de la densidad del aire, de la temperatura ambiente y de la forma de las superficies incididas.

Las fuerzas ejercidas sobre los distintos elementos de la línea se determinarán utilizando las expresiones del apartado 3.1.2 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

En esta instrucción se considera una velocidad de viento de al menos 120 km/h, equivalente a 33,3 m/s, que será la considerada en las líneas diseñadas por EDE, salvo estar justificado el uso de una velocidad superior. En estos casos el valor de la velocidad del viento será fijado por el proyectista en función de las velocidades registradas en las estaciones meteorológicas más próximas.

Las presiones que se consideran sobre cables son las siguientes:

- En composiciones de un diámetro igual o inferior a 16 mm, 60 daN/m².
- En composiciones de un diámetro superior a 16 mm, 50 daN /m².

Las fuerzas a tener en cuenta sobre las cadenas de aisladores son las siguientes:

$$F_c = 70 \text{ daN/m}^2 \cdot X A_i$$

, donde A_i es el área de la cadena de aisladores proyectada horizontalmente en un plano vertical paralelo al eje d la cadena de aisladores en m².

Las fuerzas a tener en cuenta sobre los apoyos de celosía son las siguientes:

$$F_c = 170 \text{ daN/m}^2 \cdot X A_T$$

, donde A_T es el área que resulta de proyectar sobre un plano perpendicular a la dirección del viento todos y cada uno de los elementos del apoyo, incluyendo crucetas, cartelas o placas e independientemente de la cara del apoyo en la que se encuentren, en m².

La fuerza del viento sobre los apoyos es la presión de viento multiplicada por el área del apoyo expuesta al viento. Se considerará como área de apoyo expuesta al viento la superficie real de la cara de barlovento del apoyo en el plano normal a la dirección del viento.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Las fuerzas a tener en cuenta sobre las superficies planas son las siguientes:

$$F_c = 100 \text{ daN/m}^2 \cdot A_p$$

, donde A_p es el área proyectada en el plano normal a la dirección del viento en m^2 .

Las fuerzas a tener en cuenta sobre las superficies cilíndricas son las siguientes:

$$F_c = 70 \text{ daN/m}^2 \cdot A_{pol}$$

donde A_{pol} es el área proyectada en el plano normal a la dirección del viento en m^2 .

Cuando la velocidad del viento a considerar en el cálculo del apoyo es distinta a la considerada (120 km/h) las presiones a aplicar son las que corresponderían a 120 km/h multiplicadas por un coeficiente K, cuyo valor es:

$$K = \left(\frac{V}{120} \right)^2$$

Cuando la altura es superior a 40 m sobre el terreno circundante, se aplica la expresión:

$$V = V_o \left(\frac{h}{40} \right)^{\frac{1}{7}}$$

siendo " V_o " la velocidad aplicable a cotas inferiores a 40 m, y " V " la aplicable a cotas superiores.

Hielo:

Los valores que indica la ITC-LAT 07 son los siguientes:

$$0,18 \sqrt{d} \text{ daN/m para zona B.}$$

$$0,36 \sqrt{d} \text{ daN/m para zona C.}$$

siendo " d " el diámetro del cable en milímetros.

En altitudes superiores a 1.500 m se realizarán estudios específicos para determinar la sobrecarga motivada por el hielo, no pudiendo ser nunca inferior a la indicada para la zona C.

En caso de ser necesario el cálculo de las dimensiones del manguito de hielo, se utilizará un peso volumétrico específico de 750 daN/m³.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Los valores de sobrecargas a considerar podrán ser aumentados siempre que el proyectista considere la zona sometida a condiciones de viento o hielo superiores a su zona reglamentaria o incluso expuesta a cargas combinadas.

Las acciones a considerar para cada tipo de apoyo según su función, de acuerdo con las prescripciones de la ITC-LAT 07, son:

Apoyos de suspensión:

- Cargas permanentes verticales de peso.
- Sobrecargas verticales de manguito.
- Sobrecargas horizontales transversales de viento.
- Esfuerzos longitudinales del 15% de la tracción de todos los conductores y cables de tierra aplicados en los puntos de fijación de los mismos.
- Esfuerzo longitudinal de rotura del 50% de la tracción máxima de un conductor cualquiera o del 100% del cable de tierra. Este esfuerzo se aplicará en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable para cualquier elemento del apoyo.

Apoyos de anclaje y alineación:

- Cargas verticales de peso.
- Sobrecargas verticales de manguito.
- Sobrecargas horizontales transversales de viento.
- Esfuerzos longitudinales del 50% de la tracción de todos los conductores y cables de tierra aplicados en los puntos de fijación de los mismos.
- Esfuerzos longitudinales de rotura de un conductor cualquiera al 100% de la tracción máxima, o de un cable de tierra también a la tracción máxima. Este esfuerzo se aplicará en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable para cualquier elemento del apoyo.

Apoyos de anclaje y ángulo:

- Cargas verticales de peso.
- Sobrecargas verticales de manguito.
- Sobrecargas horizontales de viento teniendo en cuenta la influencia del cambio en la dirección de línea.
- Esfuerzos longitudinales del 50% de la tracción de todos los conductores y cables de tierra aplicados en los puntos de fijación de los mismos.
- Esfuerzos longitudinales de rotura de un conductor cualquiera al 100% de la tracción máxima, o de un cable de tierra también a la tracción máxima. Este esfuerzo se aplicará en el punto que produzca la sollicitación más desfavorable para cualquier elemento del apoyo.

En todos los casos se tendrá también en cuenta el esfuerzo transversal por ángulo, con las tracciones que corresponden a cada hipótesis.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Apoyos de fin de línea:

- Cargas verticales de peso.
- Sobrecargas verticales de manguito.
- Sobrecargas horizontales transversales de viento.
- Esfuerzos longitudinales por tiro de todos los cables a sus tracciones máximas.
- Esfuerzos longitudinales por falta de una fase cualquiera.

Las acciones a considerar para los diferentes tipos de apoyos, que se combinan según el apartado 3.5.3 de la ITC-LAT 07 se resumen en la **Tabla 38**: Acciones a considerar en el cálculo

Tabla 38: Acciones a considerar en el cálculo

ACCIONES	VALORES	TIPO DE APOYO
CARGAS PERMANENTES	Peso propio de apoyos, cimentaciones, conductores, cables de tierra, aisladores, herrajes y accesorios.	TODOS
SOBRECARGAS DE HIELO	Manguito = $0,18 \sqrt{d}$ daN/m en zona B Manguito = $0,36 \sqrt{d}$ daN/m en zona C	TODOS
SOBRECARGAS DE VIENTO DE 120 Km/h	60*d daN/m, d expresado en m, sobre cables con $d \leq 16$ mm 50*d daN/m, d expresado en m, sobre cables con $d > 16$ mm 70 daN/m ² sobre aisladores 100 daN/m ² sobre superficies planas 70 daN/m ² sobre superficies cilíndricas 170 daN/m ² sobre el área expuesta al viento proyectada en el plano normal a la dirección del viento en apoyos de celosía	TODOS
DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	15% de las tracciones máximas de todos los cables	SUSPENSIÓN
	50% de las tracciones máximas de todos los cables	ANCLAJE
	100% de las tracciones máximas de todos los cables	FIN DE LÍNEA
ROTURA DE CONDUCTORES	50% de la tracción máxima de un conductor de líneas Sx y de un subconductor en líneas Dx en apoyos con cadenas verticales.	SUSPENSIÓN
	100% de la tracción máxima de un conductor en líneas Sx y de un subconductor en líneas Dx en apoyos con cadenas horizontales.	ANCLAJE
	Falta de una fase.	FIN DE LÍNEA
ROTURA DE CABLE DE TIERRA	100% de la rotura de un cable de tierra	TODOS
RESULTANTE DE ÁNGULO	Resultante transversal de ángulo por las tracciones de conductores y cables de tierra.	ÁNGULO

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Todos estos valores podrán ser aumentados por el proyectista en aquellas situaciones excepcionales donde sea necesario considerar sobrecargas de hielo superiores a su zona, velocidades de viento superiores a 120 km/h o cargas combinadas en zonas B y C (hielo + viento min. 60 km/h). EDE podrá facilitar información sobre las zonas donde conoce, por su experiencia en la operación y mantenimiento de la red, que puede darse alguna de estas circunstancias.

Todos los esfuerzos se aplicarán en los puntos de sujeción de conductores y cables de tierra.

Si el cable de tierra es OPGW debe ser posible instalar una caja de FO en cualquier apoyo, por lo que todos deben estar dimensionados para soportar este cable con cadenas de amarre.

8.2.2 Dimensionamiento.

Los apoyos se calculan para las hipótesis de cálculo que combinan las acciones antes indicadas según el apartado 3.1 de la ITC-LAT 07 y para la función de cada apoyo, y que son:

Hipótesis 1ª : Viento:	Cargas permanentes. Viento. Temperatura -5 °C en zona A, -10°C en zona B y -15°C en zona C.
Hipótesis 2ª: Hielo:	Solamente para zonas B y C. Cargas permanentes. Hielo. Temperatura -15 °C en zona B y -20 °C en zona C.
Hipótesis 3ª: Desequilibrio:	Cargas permanentes. Hielo en Zonas B y C. Desequilibrio de tracciones.
Hipótesis 4ª: Rotura:	Cargas permanentes. Hielo en Zonas B y C. Rotura de un conductor o cable de tierra.

Las hipótesis 1ª y 2ª son normales y representan las situaciones de cargas más frecuentes de la línea. El coeficiente de seguridad reglamentario es 1,5, excepto en las situaciones especiales de cruce indicadas en la ITC-LAT 07, que será 1,875.

Las hipótesis 3ª y 4ª son excepcionales, y el coeficiente exigido es 1, 2.

El criterio de fallo para los apoyos metálicos de celosía es de fallo al límite de fluencia, no aceptándose por lo tanto deformaciones permanentes de los elementos que los componen.

El cálculo de barras se realiza para esfuerzos axiales de tracción o compresión y, salvo situaciones singulares que deben analizarse, se desprecian los momentos secundarios originados por excentricidades en los nudos.

Para los esfuerzos a tracción, la carga de fallo de la barra es la correspondiente a la sección neta del angular multiplicada por el límite de fluencia del acero. Para los esfuerzos a compresión la carga de fallo tiene que tener en cuenta el fenómeno de inestabilidad o flexión lateral.

8.3 CÁLCULO DE CIMENTACIONES

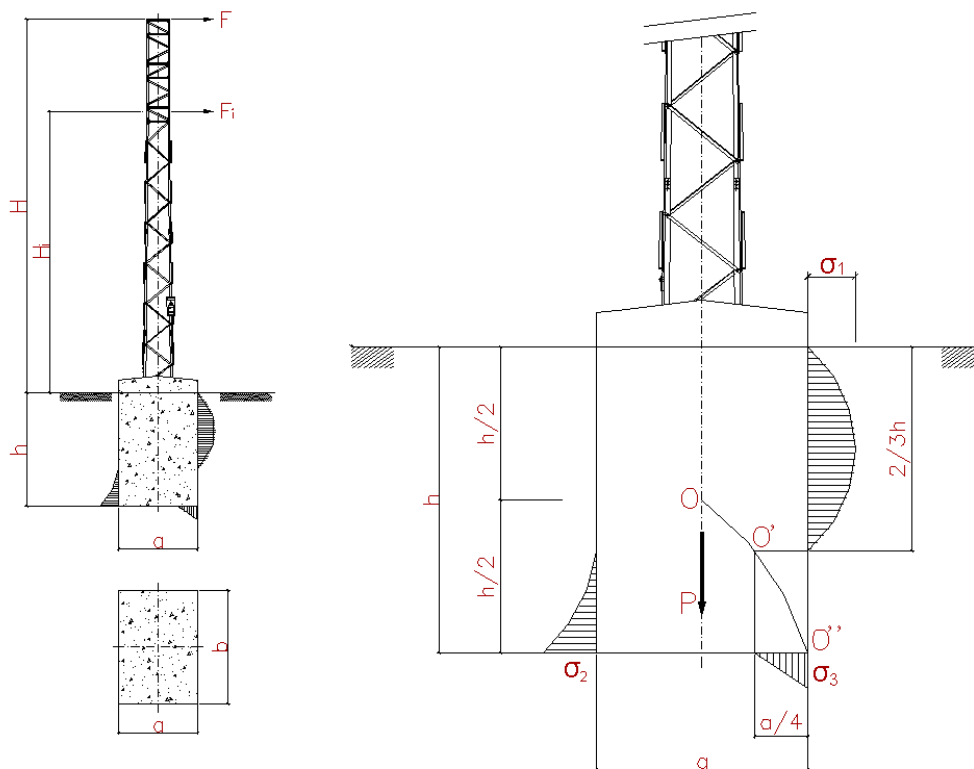
8.3.1 Cimentación tipo monobloque

La estabilidad de la cimentación tipo monobloque está fundamentalmente confiada a las reacciones horizontales del terreno, será la ingeniería la que defina y calcule la cimentación particularizada para cada apoyo en base a la tipología del apoyo y el tipo de terreno, siguiendo el método de Sulzberger, y teniendo en cuenta el tipo de terreno de la línea.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Para el cálculo de estas cimentaciones no será necesario utilizar el coeficiente 1,5; pudiendo ser 1,2 para todas las hipótesis, añadiendo el requisito de que el ángulo de giro de la cimentación no tenga una tangente superior a 0,01.

El método de Sulzberger se basa en aceptar que el centro de giro de la cimentación está, para terrenos medios de tipo plástico y elástico, a un tercio de la profundidad y a un cuarto de la base, según indica la figura.



Para otros tipos de terreno el centro de giro O' varía entre el punto O en el eje de la cimentación, para terrenos muy blandos, y el punto O'' en el borde de ésta, para terrenos muy duros, tipo roca.

El momento exterior de vuelco para un esfuerzo exterior "F" en punta y otros esfuerzos "Fi" repartidos a lo largo del apoyo es:

$$M_v = F \cdot \left(H + \frac{2}{3} \cdot h \right) + \sum F_i \cdot \left(H_i + \frac{2}{3} \cdot h \right)$$

El momento estabilizador de vuelco que equilibra el momento exterior es el resultante de las fatigas que aporta la resistencia del terreno, y que se han indicado en la figura anterior, y el peso propio del bloque.

Según los estudios de la fórmula de Sulzberger el momento estabilizador tiene la expresión:

$$M_e = \frac{b \cdot h^3}{36} \cdot C_h \cdot \operatorname{tg} \alpha + P \cdot a \cdot \left[0,5 - \frac{2}{3} \cdot \sqrt{\frac{P}{2 \cdot a^2 \cdot b \cdot C_k \cdot 10^6 \cdot \operatorname{tg} \alpha}} \right]$$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Siendo:

- M_e : Momento estabilizador ($\text{daN}\cdot\text{m}$)
- ... M_{eh} : Momento estabilizador debido a las reacciones horizontales del terreno sobre las paredes del macizo de la cimentación ($\text{daN}\cdot\text{m}$)
- M_{ev} : Momento estabilizador debido a las reacciones verticales del terreno sobre el fondo de macizo de la cimentación ($\text{daN}\cdot\text{m}$)
- C_h : Coeficiente de compresibilidad del terreno en las paredes laterales del macizo a “h” metros de profundidad (daN/m^3)
- C_k : Coeficiente de compresibilidad del terreno en el fondo de la excavación (daN/m^3)
- $\text{tg}\alpha$: Tangente del máximo ángulo de rotación admisible ($\text{tg}\alpha=0,01^\circ$ - $\alpha=34' 22''$)
- a: Anchura del macizo en la dirección longitudinal de los esfuerzos F (m)
- b: Anchura del macizo en la dirección transversal de los esfuerzos F (m)
- h: Profundidad del macizo.
- P: Peso propio del apoyo, del macizo del hormigón y esfuerzo vertical de los conductores (daN)

Sus dimensiones son las calculadas según coeficiente de compresibilidad k del terreno. Los valores de los coeficientes de compresibilidad (K) se deducen de estudios de suelos o se adoptan los de la Tabla 10 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión. En caso de tener un terreno con coeficiente de compresibilidad inferior al indicado por el fabricante se deberá proceder a su validación.

8.3.2 Cimentación tipo cuatro patas

Las dimensiones de las cimentaciones deberán ser calculadas por la propia ingeniería según el terreno donde se vayan a implantar.

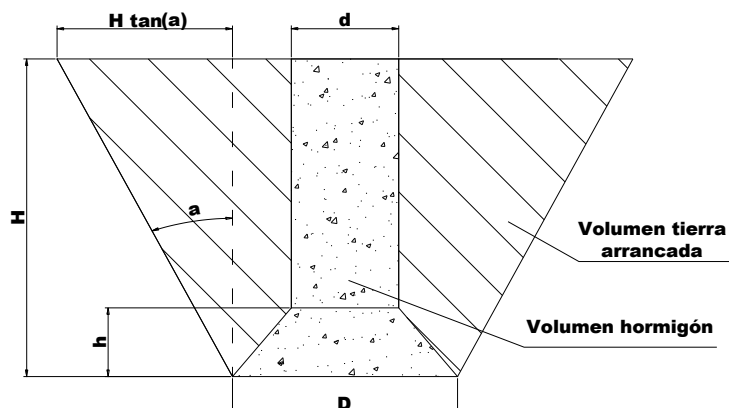
El cálculo de la cimentación particularizada para cada apoyo se realizará según el método del talud natural o ángulo de arrastre de tierras y teniendo en cuenta el tipo de terreno de la línea.

La tierra arrastrada por el bloque de la cimentación es la comprendida en un tronco de cono/pirámide truncado/truncada (depende de si la cimentación es cuadrada o circular) cuya superficie está limitada por una generatriz que partiendo de la arista inferior del macizo de hormigón tiene una inclinación hacia el exterior definida por el ángulo de arranque de tierras.

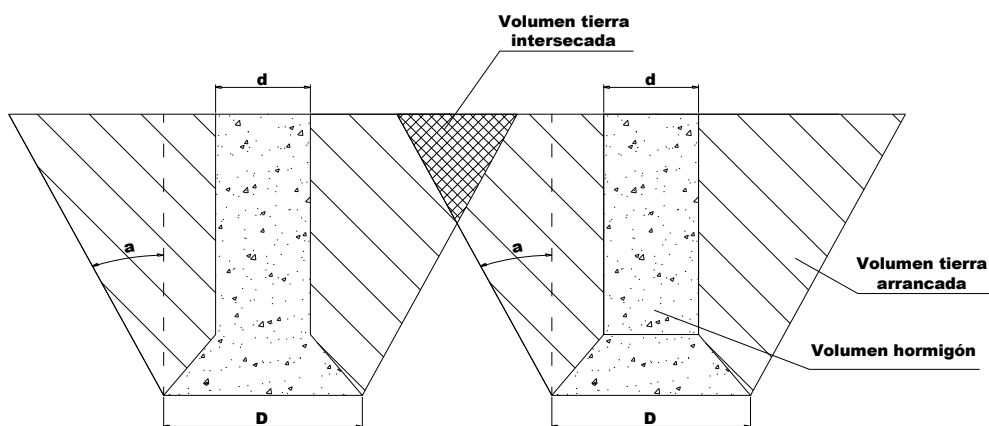
Para el método de cálculo basado en el cono de arranque de tierras, se recomienda emplear como valor del ángulo de arrastre, 2/3 del valor del ángulo de fricción interna del terreno.

En la siguiente figura se muestra un esquema del volumen de tierras que es arrancada por cada una de las patas.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025



Al este volumen habría que restarle, si procede, la mitad del volumen de interferencia que se produce cuando los volúmenes de tierras de dos patas se intersectan puesto que no aportan estabilidad a los macizos.



La comprobación a compresión de la zapata se realiza calculando todas las cargas que actúan sobre la base de la zapata y que son:

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

El total de estas cargas, dividido por la superficie de la solera no debe sobrepasar la sigma admisible del terreno.

*En el párrafo anterior hay una errata, pone sigma en vez de carga, el párrafo correcto quedaría:
El total de estas cargas, dividido por la superficie de la solera, no debe sobrepasar la carga admisible del terreno.*

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Los valores de ángulo de arranque de tierra y carga admisible del terreno se deducen de estudios de suelos o se adoptan los de la Tabla 10 de la ITC-LAT 07 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

En base al coeficiente de compresibilidad k del terreno, las dimensiones de las cimentaciones deberán ser calculadas por la propia ingeniería.

El coeficiente de seguridad al vuelco para las distintas hipótesis no es inferior a:

- Hipótesis normales 1,5 (SN) / 1,875 (SR)
- Hipótesis anormales 1,2

Finalmente se comprueba la adherencia entre el anclaje del apoyo y el hormigón de la zapata de manera que se cumpla que de la carga mayor que transmite el anclaje a la zapata, normalmente la de compresión, se considera que el 50% de esta carga la absorbe la adherencia entre el anclaje y la cimentación, y la otra mitad los casquillos del anclaje por la cortadura de los tornillos de unión entre casquillos y anclaje. Los coeficientes de seguridad de ambas cargas opuestas a que el anclaje deslice de la cimentación, no deberán ser inferiores a 1,5.

9 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

9.1 DENSIDAD MÁXIMA

La potencia máxima se calculará en función de las densidades de corriente fijadas en el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07 que establece las densidades máximas en régimen permanente y cuyos valores no deben ser sobrepasados.

Las intensidades máximas permitidas en conductores de líneas de EDE, teniendo en cuenta las densidades de corriente máximas establecidas en la ITC-LAT 07 son las indicadas en la *Tabla 39*: Intensidades máximas

Tabla 39: Intensidades máximas

Conductor		Intensidad máxima (A)
147-AL1/34-ST1A (LA 180)	147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	431
242-AL1/39-ST1A (LA 280)	242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	581
337-AL1/44-ST1A (LA 380)	337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	720
402-AL1/52-ST1A (LA 455)	402-AL1/52-A20SA (LARL 455)	806,7
188-AL3 (D180)		443,9
279-AL3 (D280)		575,4
381-AL3 (D400)		701
454-AL3 (D450)		793,4

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

Estos datos están calculados en función de las densidades de corriente máxima indicadas en la ITC - LAT - 07, apartado 4.2.1.

Resolviendo la ecuación de equilibrio térmico para el cálculo de la intensidad máxima admisible se demuestra que las densidades de corriente máxima establecidas en la ITC-LAT-07, apartado 4.2.1 corresponden a una temperatura de servicio máxima aproximada de 75°C considerando las siguientes condiciones:

- Temperatura ambiente: 20°C
- Velocidad del viento: 0,6-07 m/s
- Angulo de incidencia del viento sobre el conductor: 45°
- Radiación solar: 900 W/m²
- Coeficiente de absorción y emisividad: 0,6.

Se podrán permitir intensidades superiores siempre que se disponga de un sistema de monitorización que permita mantener un control adecuado sobre la temperatura del conductor.

Si se permiten intensidades superiores se monitorizará la Tª para que no sobrepase la de diseño de la instalación y se dimensionará la misma (cálculos mecánicos (flechas) y eléctricos) para la Tª máxima calculada con las nuevas intensidades máximas y con el resto de condiciones específicas de la instalación (ubicación, coeficientes, radiación etc). Esta situación deberá ser validada por e-distribución.

9.2 POTENCIA A TRANSPORTAR

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá dada por la intensidad máxima de cada conductor anteriormente calculada y la siguiente expresión:

$$S_{\max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \text{ MVA}$$

Por tanto, los valores correspondientes a cada tensión y conductor son los de la *Tabla 40*: Potencias máximas

Tabla 40: Potencias máximas

Conductor		Potencia máxima (MVA)			
		45 kV	66 kV	110 kV	132 kV
147-AL1/34-ST1A (LA 180)	147-AL1/ 34-A20SA (LARL 180)	33,6	49,3	82,1	98,6
242-AL1/39-ST1A (LA 280)	242-AL1/ 39-A20SA (LARL 280)	45,3	66,4	110,7	132,9
337-AL1/44-ST1A (LA 380)	337-AL1/ 44-A20SA (LARL 380)	56,1	82,3	137,2	164,6
402-AL1/52-ST1A (LA 455)	402-AL1/52-A20SA (LARL 455)	-	-	153,7	184,4
188-AL3 (D180)		34,5	50,7	84,5	101,5
279-AL3 (D280)		44,8	65,7	109,6	131,5
381-AL3 (D400)		54,6	80,1	133,5	160,2
454-AL3 (D450)		61,8	90,7	151,1	181,4

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

9.3 REACTANCIA MEDIA POR KILÓMETRO

La reactancia kilométrica de la línea se calcula mediante la fórmula:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot M \quad \Omega / km$$

Siendo M el coeficiente de inducción mutua

$$M = (K + 4,605 \cdot \log(2D/d)) \cdot 10^{-4} \quad H / km$$

Donde:

X = reactancia en ohmios por kilómetro

f = Frecuencia en hertzios

D = Separación media geométrica entre conductores en mm

d = Diámetro del conductor en mm

K = constante que toma el valor de 0,5 para conductores masivos y 0,53 para conductores cableados

La separación media entre conductores (D) se calcula mediante la fórmula:

$$D = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}}$$

donde Dij es la distancia geométrica entre las fases i-j.

La separación media entre conductores, D, calculada anteriormente sería para una línea simple circuito.

Para una línea doble circuito la separación media entre conductores, D, se calcula mediante la fórmula:

$$D = \sqrt[3]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3}$$

$$d_1 = \frac{\sqrt{d_{1-2} \cdot d_{1-2'} \cdot d_{1-3} \cdot d_{1-3'}}}{d_{1-1'}}$$

$$d_2 = \frac{\sqrt{d_{2-1} \cdot d_{2-1'} \cdot d_{2-3} \cdot d_{2-3'}}}{d_{2-2'}}$$

$$d_3 = \frac{\sqrt{d_{3-1} \cdot d_{3-1'} \cdot d_{3-2} \cdot d_{3-2'}}}{d_{3-3'}}$$

9.4 RESISTENCIA ELÉCTRICA

La resistencia en Ω de la línea vendrá dada por la siguiente fórmula:

$$R_T = R \cdot l$$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

siendo R la resistencia kilométrica del conductor y l la longitud de la línea.

Para el cálculo de la caída de tensión y pérdida de potencia (9.9) se deberá tomar la resistencia kilométrica del conductor a la temperatura máxima de diseño de la línea (75 ° C en esta EP).

9.5 IMPEDANCIA POR KILÓMETRO

La impedancia kilométrica en Ω / km de la línea vendrá dada por los valores de resistencia y reactancia kilométrica, dado por la siguiente fórmula:

$$Z = R + jX (\Omega / km)$$

9.6 SUSCEPTANCIA POR KILÓMETRO

El valor de la susceptancia kilométrica de la línea se calcula mediante la fórmula:

$$B = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C (S / km)$$

sustituyendo C (capacidad kilométrica) por la expresión:

$$C = \frac{0,0242}{\log \frac{D}{r}} \cdot 10^{-6} (\text{Faradios} / km)$$

Tendremos

$$B = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{0,0242}{\log \frac{D}{r}} \cdot 10^{-6} (S / km)$$

Donde:

B = Susceptancia en Siemens/km

f = Frecuencia de la red en Herzios

D = Separación media geométrica entre conductores en mm.

r = Radio del conductor en mm.

9.7 PERDITANCIA POR KILÓMETRO

La perditancia o conductancia kilométrica de la línea vendrá dada por los valores de las pérdidas por efecto corona y por las pérdidas en los aisladores:

$$G = [P_A + P_{EC}] \cdot \frac{10^{-3}}{V^2} (S / km)$$

Donde:

P_A = pérdidas en los aisladores en kW/km

P_{EC} = pérdidas por efecto corona en kW/km

V = tensión de servicio por fase de la línea en kV

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

El valor de la conductancia se suele considerar cero, salvo en líneas muy largas, debido a que, tanto las pérdidas por efecto corona, como las pérdidas en los aisladores, resultan prácticamente despreciables.

9.8 ADMITANCIA POR KILÓMETRO

La admitancia kilométrica de la línea vendrá dada por los valores de conductancia y susceptancia kilométrica, mediante la ecuación:

$$Y = G + jB(S/km)$$

Efecto corona

La tensión crítica disruptiva es la tensión compuesta crítica eficaz a partir de la cual comienza a producirse el efecto corona, generando pérdidas de energía importantes. La expresión por la cual se calcula es la siguiente:

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot r \cdot n \cdot \ln \frac{D}{r} \text{ en kV}$$

siendo:

- m_c : coeficiente de rugosidad de la superficie del conductor (0,85 para cables)
- δ : factor de corrección de la densidad del aire, en función de la altura sobre el nivel del mar según la fórmula de Halley
- m_t : coeficiente que depende del estado del tiempo (1 tiempo seco, 0,8 tiempo húmedo)
- n : Número de conductores del haz de cada fase
- r : radio del conductor en cm.
- D : distancia media geométrica entre fases de un circuito en cm.

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

siendo:

- h : presión barométrica en cm. de columna de mercurio
- θ : temperatura en °C

$$\lg h = \lg 76 - \frac{y}{18336}$$

- y : altura sobre el nivel del mar en metros

El proyectista, con arreglo a la técnica deberá de comprobar si se produce efecto corona y si es así, debe evaluar las pérdidas producidas por dicho efecto, P_{EC} .

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

9.9 CAIDA DE TENSIÓN Y PÉRDIDA DE POTENCIA

Se calcularán por las fórmulas aproximadas que se indican a continuación, en función de la resistencia del conductor, indicada en las normas UNE correspondientes, y de la reactancia media deducida de la expresión:

La resistencia del conductor será la calculada en el apartado 9.4 a la temperatura máxima de diseño de la línea (75 ° C en esta EP).

$$X = 2 \pi f L \quad (\text{ohm} / \text{km})$$

donde L es el coeficiente de autoinducción que se obtiene, para líneas de simple circuito y un conductor por fase, por la expresión:

$$L = \left(0,5 + 4,605 \log \frac{D}{r} \right) 10^{-4} \quad (\text{Henrios} / \text{km})$$

Resulta el valor de:

$$X = 2 \pi f \left(0,5 + 4,605 \log \frac{D}{r} \right) 10^{-4} \quad (\text{ohm} / \text{km})$$

donde:

X = Reactancia en ohmios/km.

f = Frecuencia de la red en Hertzios = 50.

D = Separación media geométrica entre conductores.

r = Radio del conductor en mm.

La separación media geométrica entre las fases se calcula por la expresión:

$$D = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}}$$

siendo D_{ij} la distancia geométrica entre las fases i-j.

La separación media entre conductores, D, calculada anteriormente sería para una línea simple circuito.

Para una línea doble circuito la separación media entre conductores, D, se calcula mediante la fórmula:

$$D = \sqrt[3]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3}$$

$$d_1 = \frac{\sqrt{d_{1-2} \cdot d_{1-2'} \cdot d_{1-3} \cdot d_{1-3'}}}{d_{1-1'}}$$

$$d_2 = \frac{\sqrt{d_{2-1} \cdot d_{2-1'} \cdot d_{2-3} \cdot d_{2-3'}}}{d_{2-2'}}$$

$$d_3 = \frac{\sqrt{d_{3-1} \cdot d_{3-1'} \cdot d_{3-2} \cdot d_{3-2'}}}{d_{3-3'}}$$

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

La caída de tensión se obtendrá de la fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \ell$$

donde:

ΔU = caída de la tensión compuesta en voltios.

I = Intensidad de la línea en Amperios.

R = Resistencia por fase y km en ohmios.

X = Reactancia por fase y km en ohmios.

φ = Ángulo de fase.

ℓ = longitud en km.

El valor de la intensidad de corriente puede obtenerse de:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} \text{ (A)}$$

donde:

P = Potencia transportada en kilovatios.

U = Tensión compuesta en kilovoltios.

Por último, la caída de tensión expresada en porcentaje de la tensión compuesta resulta:

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

La pérdida de potencia expresada en porcentaje de la potencia transportada es:

$$\Delta P \% = \frac{PIR}{10U^2 \cos^2 \varphi}$$

En los cálculos de cada línea se determinarán las pérdidas de potencia porcentuales para la potencia de transporte prevista con valores del factor de potencia de 1 y 0,8.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

10 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.

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.
- No se utilizarán materiales usados o reutilizados.
- EDE solicitará Informe técnico de las verificaciones previas a la puesta en servicio, realizado por la empresa titular de la instalación según se especifica en la ITC-LAT 05, previo a su cambio de titularidad.
- 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 LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

- 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.

11 REFERENCIA A NORMAS EDE

LDZ001 - Criterios de Diseño de Líneas Aéreas de Alta Tensión.

La norma LDZ001 – Criterios de Diseño de Líneas Aéreas de AT queda derogada y sustituida por la norma WKI-PMYC-PDD-22-1727-EDIB ex IO 1727 Criterios de Diseño de Líneas Aéreas de Alta Tensión

LME001 – Criterios Constructivos de líneas aéreas de AT.

LNE001 – Conductores desnudos para líneas eléctricas aéreas de alta tensión, de tensión nominal superior a 30 kV.

La norma LNE001 - Conductores desnudos para líneas eléctricas aéreas de alta tensión, de tensión nominal superior a 30 kV queda derogada y sustituida por la norma GSC003 – Concentric-Lay- Stranded Bare Conductors

LNE002 – Aisladores compuestos para cadenas de líneas aéreas de AT, de tensión superior a 30kV.

La norma LNE002 – Aisladores compuestos para cadenas de líneas aéreas de AT, de tensión superior a 30kV queda derogada y sustituida por la norma GSCH004 – Technical specification of HV composite insulators (HVC)

LNE003 – Aisladores de vidrio para cadenas de líneas aéreas de AT, de tensión superior a 30 kV.

LNE004 – Cables de tierra para líneas aéreas de AT, de tensión superior a 30 kV.

La norma LNE004 – Cables de tierra para líneas aéreas de AT, de tensión superior a 30 kV queda derogada y sustituida por GSC005 - High voltage line overhead ground wire.

LNE005 – Norma de herrajes y accesorios para líneas eléctricas aéreas de alta tensión, de tensión superior a 30 kV.

LNE006 – Norma de cadenas de herrajes para líneas aéreas de alta tensión.

LNE008 – Norma de apoyos de celosía para líneas eléctricas aéreas de AT, de tensión superior a 30 kV.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

La norma LNE008 – Norma de apoyos de celosía para líneas eléctricas aéreas de AT, de tensión superior a 30 kV queda derogada y sustituida por la GSCS001 - Lattice steel supports for high voltage lines.

GSCH007 – High capacity bare conductors.

NNJ001 – Norma de cables compuestos tierra – ópticos (OPGW) para líneas eléctricas de AT.

La norma NNJ001 – Norma de cables compuestos tierra – ópticos (OPGW) para líneas eléctricas de AT.

La norma NNJ001 - Norma de cables compuestos tierra – ópticos (OPGW) para líneas eléctricas de AT queda derogada y sustituida por GSC005 - High voltage line overhead ground wire.

NNJ002 – Norma de cables ópticos autoportados para líneas aéreas.

AGD002 – Guía de soluciones para la Protección de la Avifauna en las Líneas Aéreas de Distribución.

NDZ001 – Estándar de conversiones aéreo-subterráneas.

GSCH005 – Norma de pararrayos de óxido metálico recubierto de material polimérico 12 - 245 kV.

LPZ003 – Especificación para la realización de estudios topográficos de LAT>30 kV.

	Especificaciones Particulares Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	Guía LRZ001
	Guía de Interpretación Líneas Aéreas de Alta Tensión > 36 kV	Edición 3ª 11-2025

ANEXO A. DIAGRAMAS DE UTILIZACIÓN NORMALIZADOS DE APOYOS.

Gráfico 1. Viento en la estructura para apoyos tipo L y M.

Gráfico 1. Viento en la estructura para apoyos tipo G y F.

Gráfico 1 bis. Viento en la estructura con seguridad reforzada para apoyos tipo L y M.

Gráfico 1 bis. Viento en la estructura con seguridad reforzada para apoyos tipo G y F.

Gráfico 2. Desequilibrio para apoyos tipo L y M.

Gráfico 2. Desequilibrio para apoyos tipo G y F.

Gráfico 3. Rotura de conductor para apoyos tipo L y M.

Gráfico 3. Rotura de conductor para apoyos tipo G y F.

Gráfico 3 bis. Rotura de conductor para apoyos con función de fin de línea tipo F.

Gráfico 4. Rotura de un cable de tierra para apoyos tipo L y M.

Gráfico 4. Rotura de un cable de tierra para apoyos tipo G y F.

Gráfico 4 bis. Rotura de un cable de tierra para apoyos con función de fin de línea tipo F.

Los diagramas de utilización normalizados quedan sustituidos por los definidos en la siguiente tabla:

Graphic Title	Load Case	C.S.	Types of Tower
Graph 1: Tower Type L and M	Load Case 1 (Wind)	1,5	L-0, L-1, L-2, L-3, M-0, M-1, M-2, M-3, M-4
Graph 1: Tower Type G and F	Load Case 1 (Wind)	1,5	G-1, G-2, G-3, G-5, G-6, F-1, F-2, F-3, F-4, F-5
Graph 1 bis: Tower Type L and M	Load Case 1 (Wind)	1,875	L-0, L-1, L-2, L-3, M-0, M-1, M-2, M-3, M-4
Graph 1 bis: Tower Type G and F	Load Case 1 (Wind)	1,875	G-1, G-2, G-3, G-5, G-6, F-1, F-2, F-3, F-4, F-5
Graph 2: Tower Type L and M	Load Case 2 (Ice, unbalanced tension)	1,2	L-0, L-1, L-2, L-3, M-0, M-1, M-2, M-3, M-4
Graph 2: Tower Type G and F	Load Case 2 (Ice, unbalanced tension)	1,2	G-1, G-2, G-3, G-5, G-6, F-1, F-2, F-3, F-4, F-5
Graph 3: Tower Type L and M	Load Case 3 (break of conductor)	1,2	L-0, L-1, L-2, L-3, M-0, M-1, M-2, M-3, M-4
Graph 3: Tower Type G and F	Load Case 3 (break of conductor)	1,2	G-1, G-2, G-3, G-5, G-6, F-1, F-2, F-3, F-4, F-5
Graph 4: Tower Type L and M	Load Case 4 (break of earth wire)	1,2	L-0, L-1, L-2, L-3, M-0, M-1, M-2, M-3, M-4
Graph 4: Tower Type G and F	Load Case 4 (break of earth wire)	1,2	G-1, G-2, G-3, G-5, G-6, F-1, F-2, F-3, F-4, F-5
Graph 3 (End of Line Function): Tower Type F	Load Case 3F (break of conductor, end of line function)	1,2	F-1, F-2, F-3, F-4, F-5
Graph 4 (End of Line Function): Tower Type F	Load Case 4F (break of earth wire, end of line function)	1,2	F-1, F-2, F-3, F-4, F-5

Gráfico 1: Apoyos tipo L y M

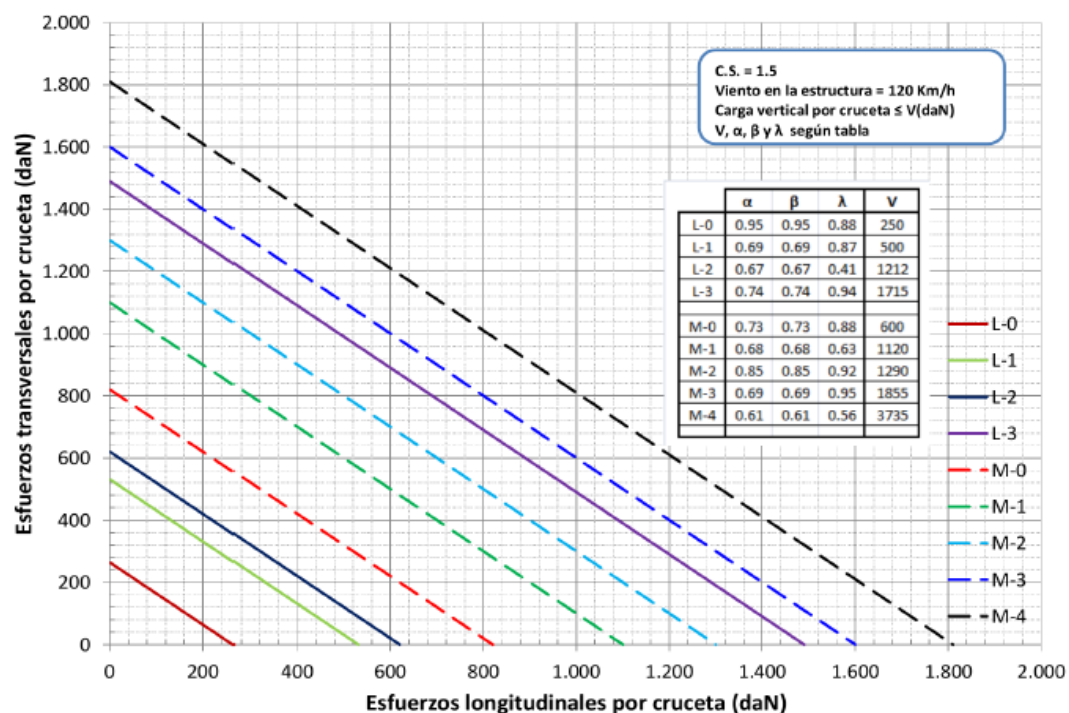


Gráfico 1: Apoyos tipo G y F

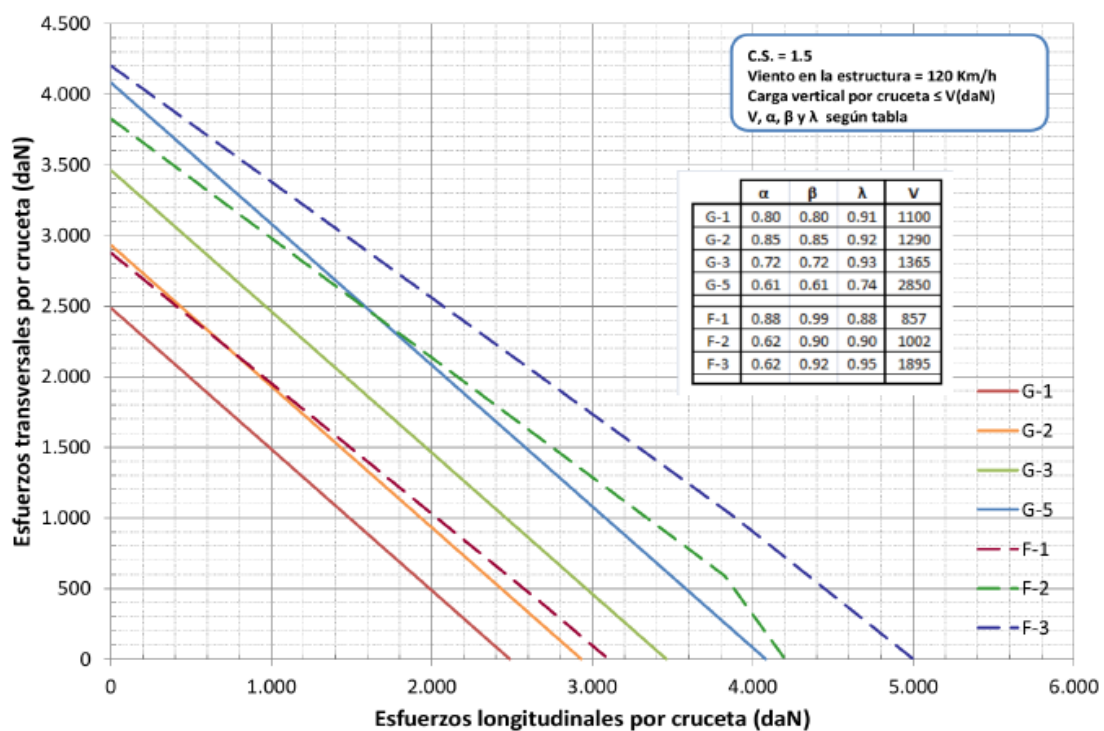


Gráfico 1 bis: Apoyos tipo L y M

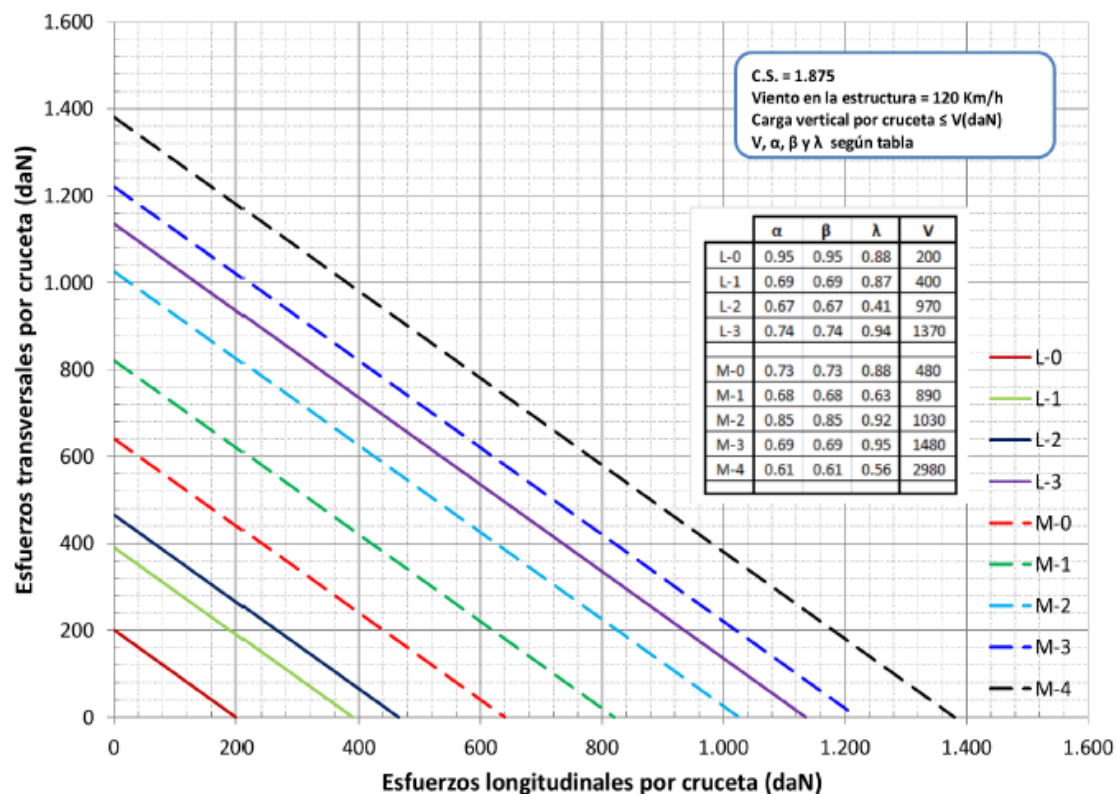


Gráfico 1 bis: Apoyos tipo G y F

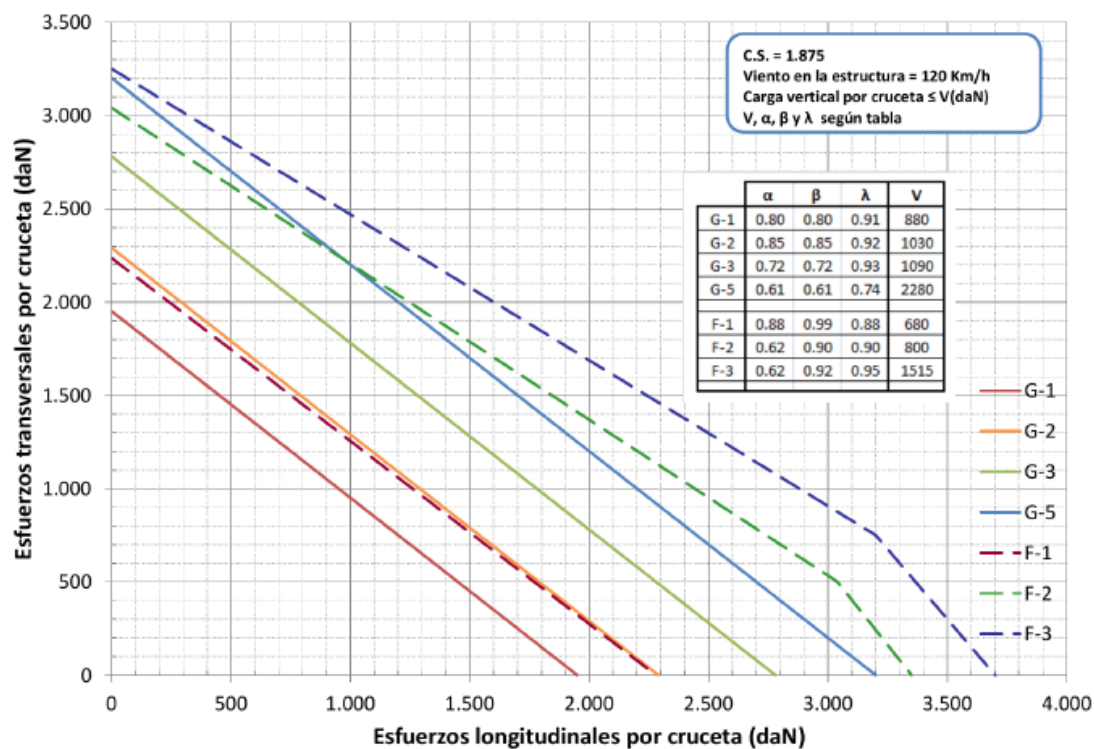


Gráfico 2: Apoyos tipo L y M

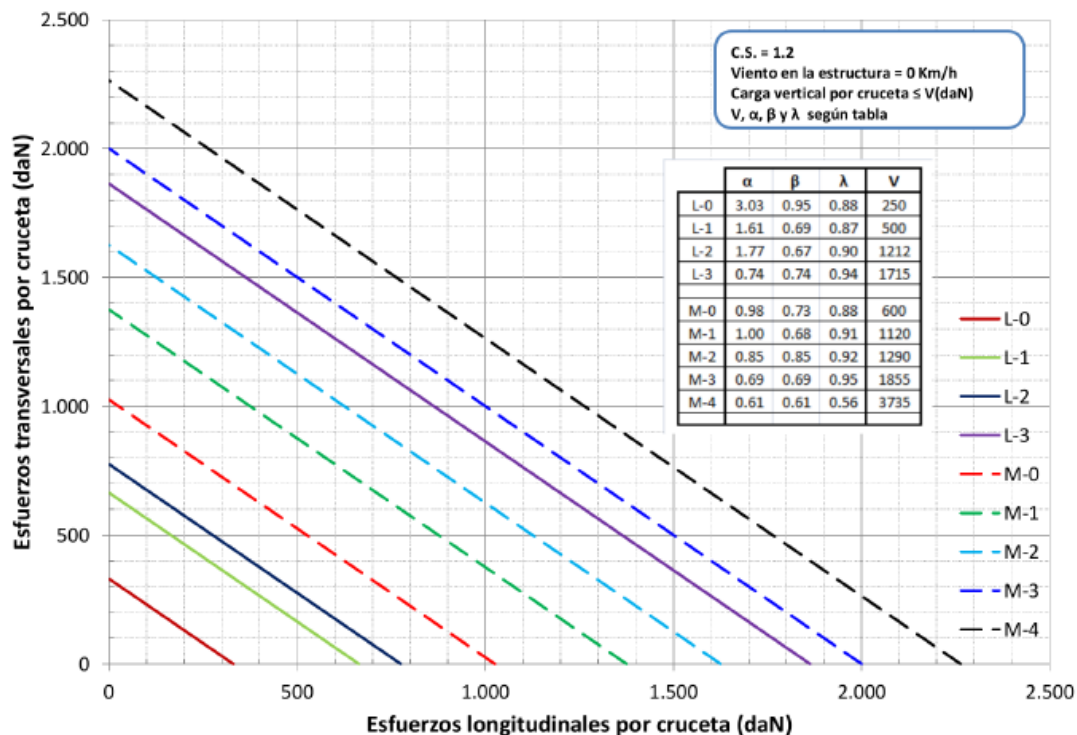


Gráfico 2: Apoyos tipo G y F

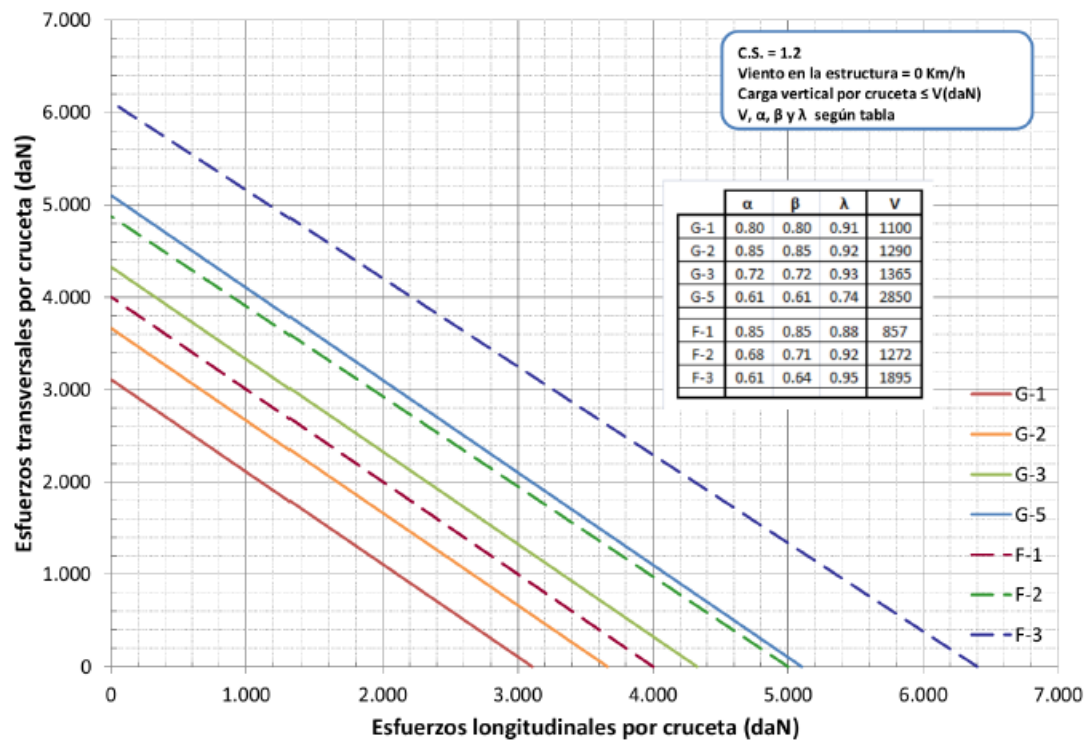


Gráfico 3: Apoyos tipo L y M

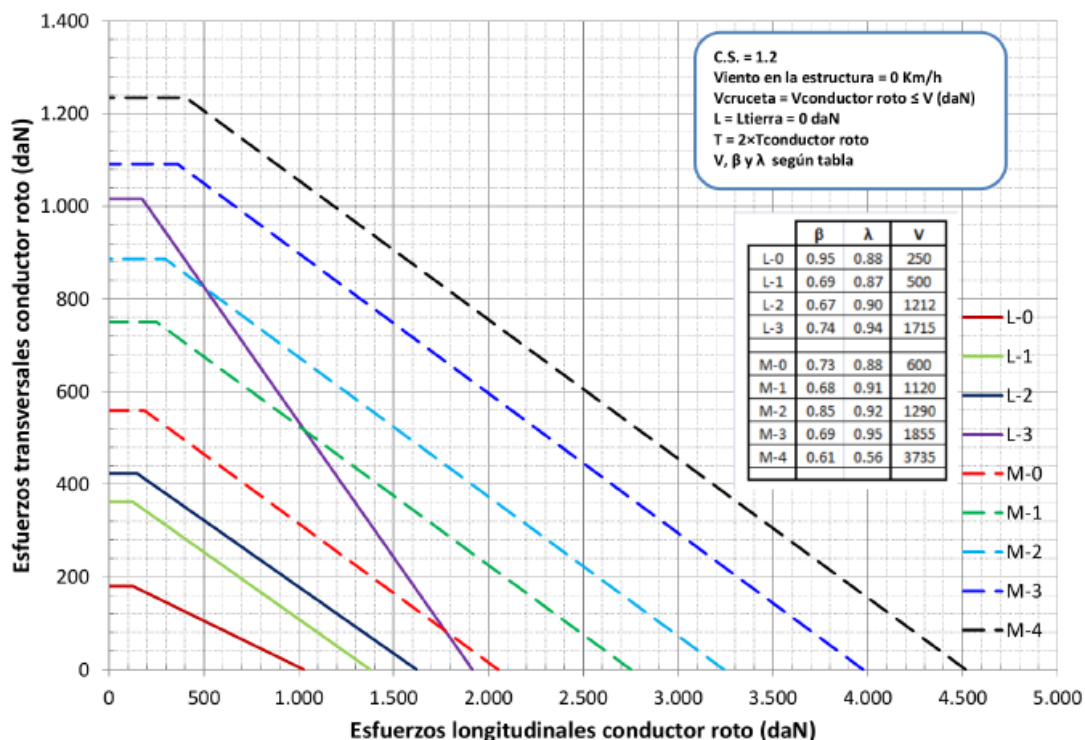


Gráfico 3: Apoyos tipo G y F

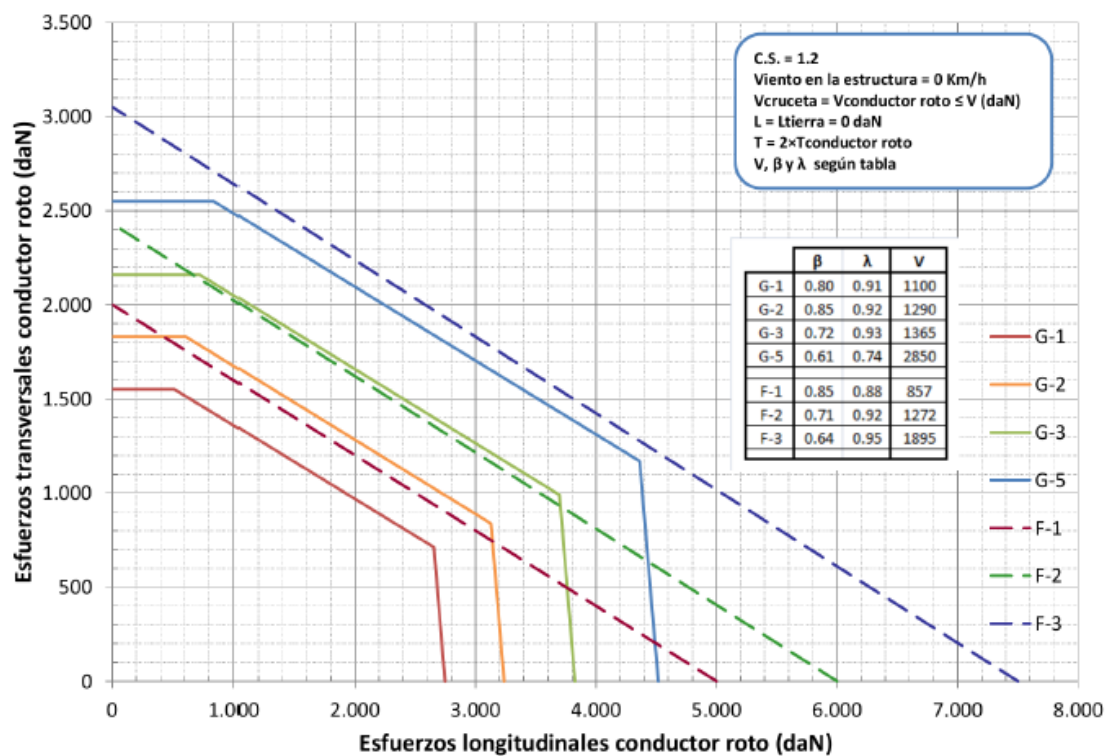


Gráfico 3 bis. Función Fin de línea: Apoyos tipo F

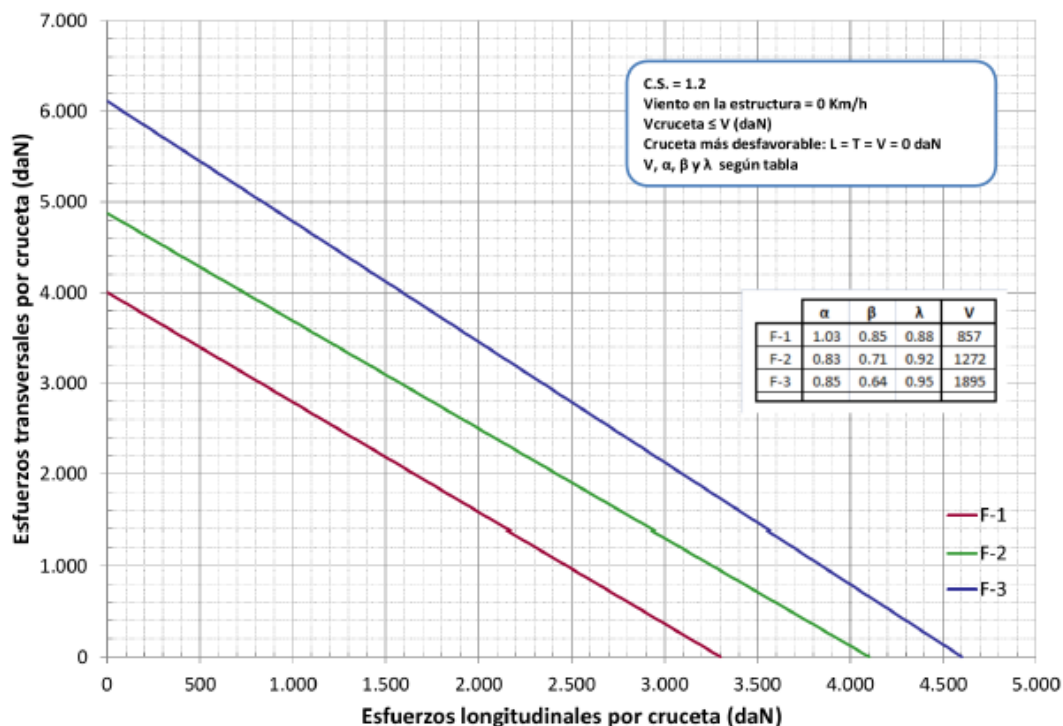


Gráfico 4: Apoyos tipo L y M

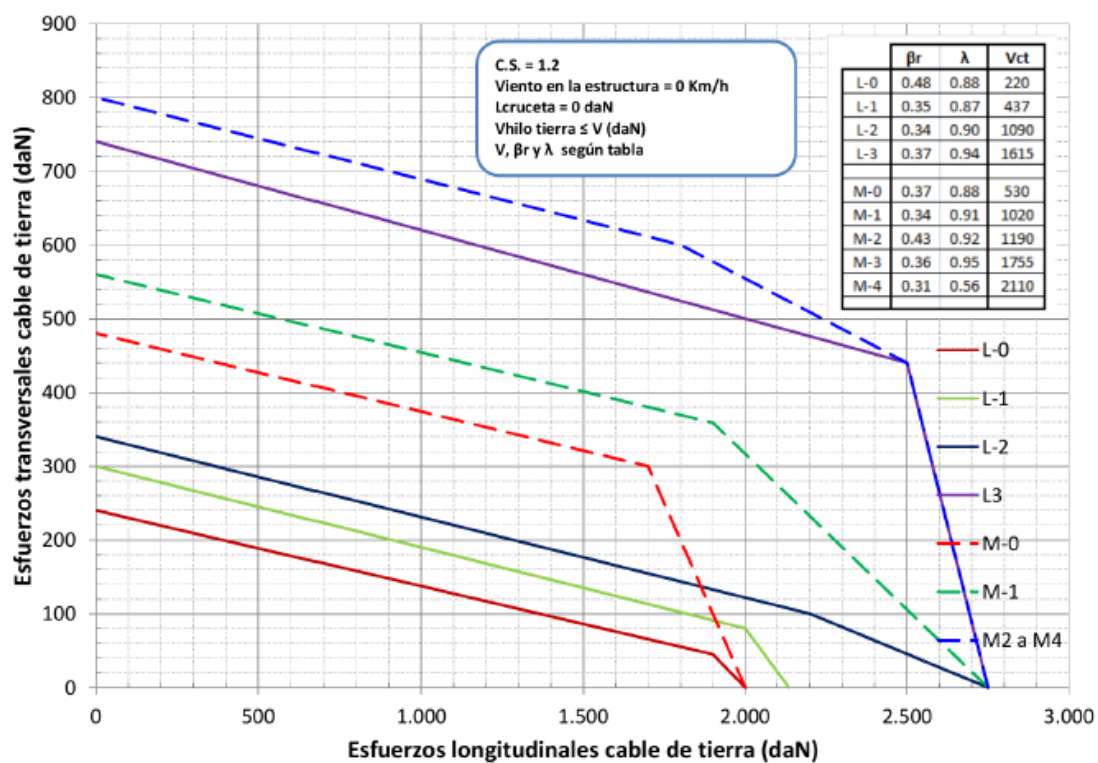


Gráfico 4: Apoyos tipo G y F

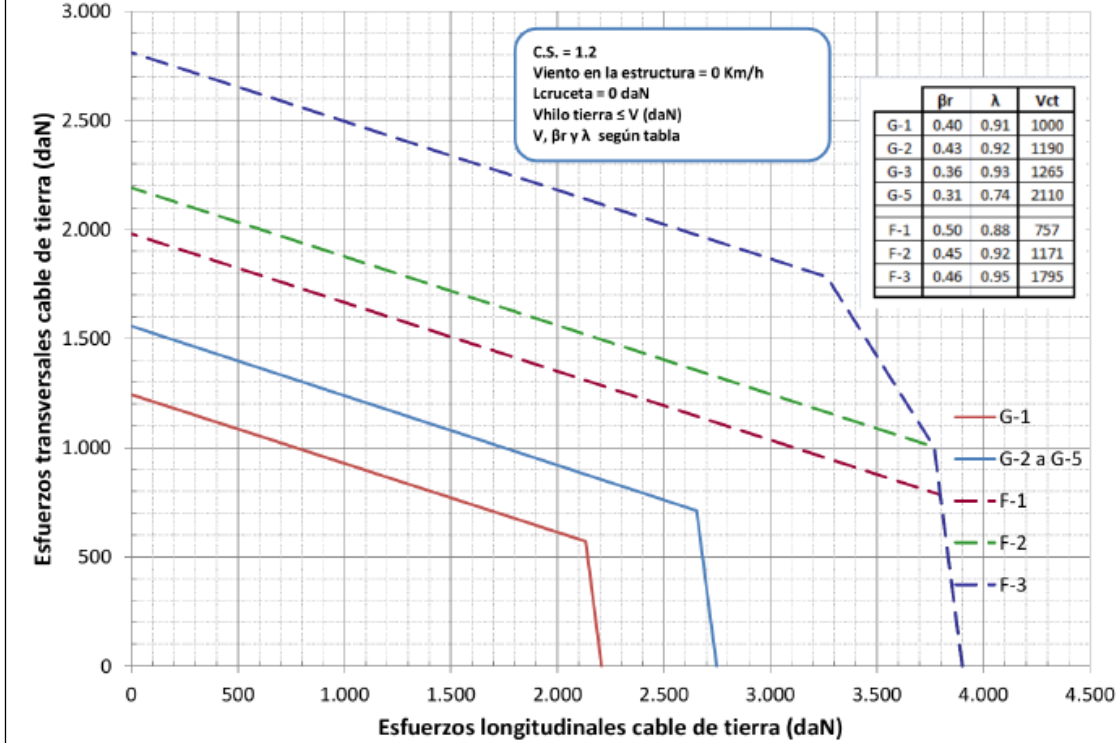
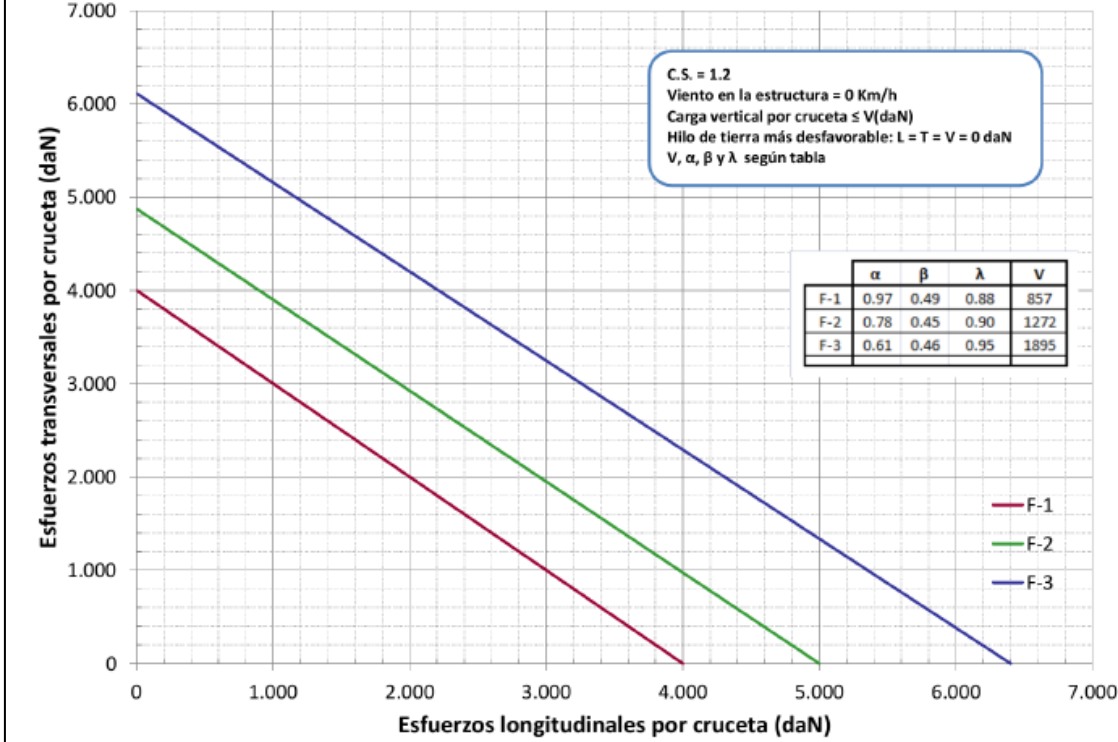
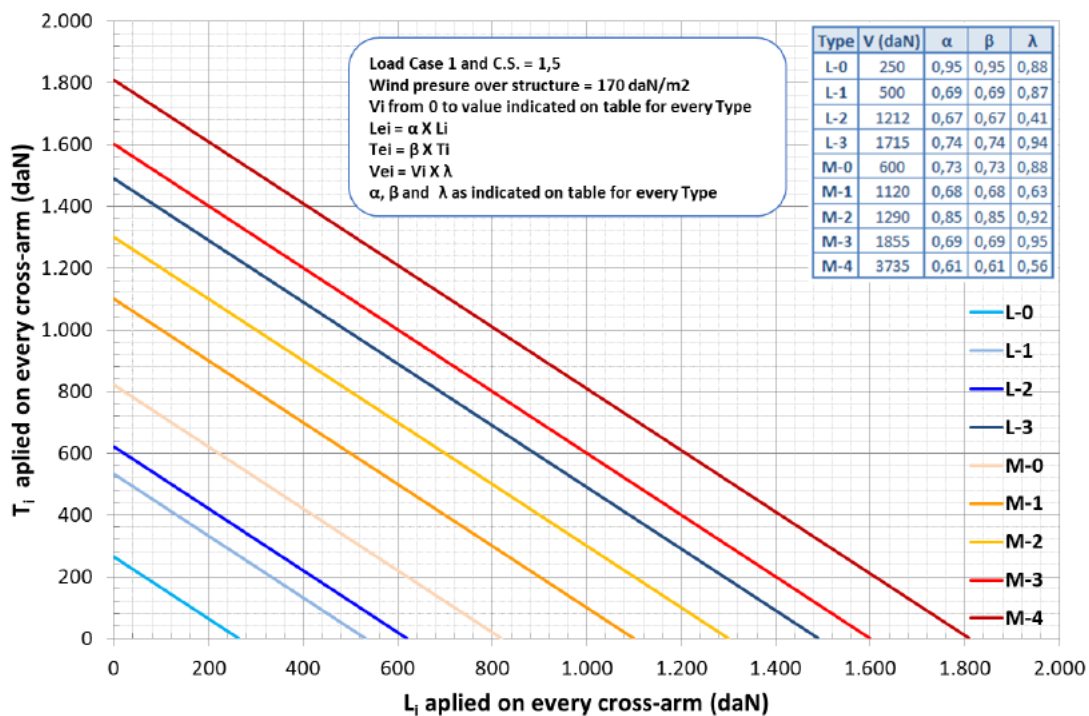


Gráfico 4 bis. Función Fin de línea: Apoyos tipo F

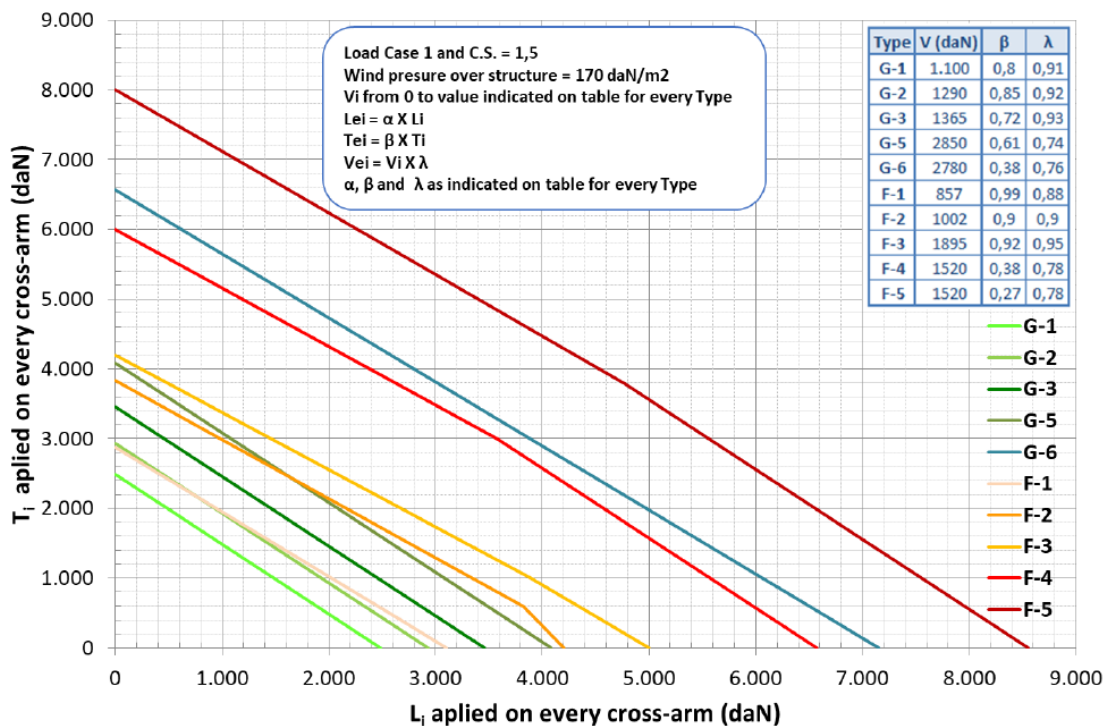


Los gráficos de utilización normalizados quedan sustituidos por los siguientes:

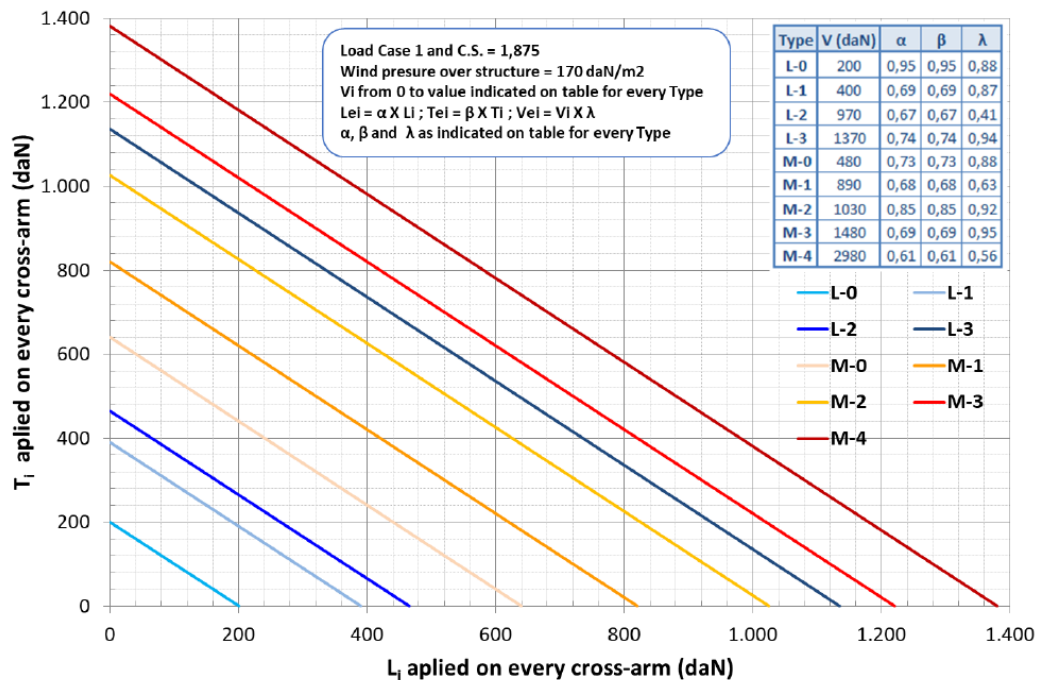
Graph 1: Tower Type L and M



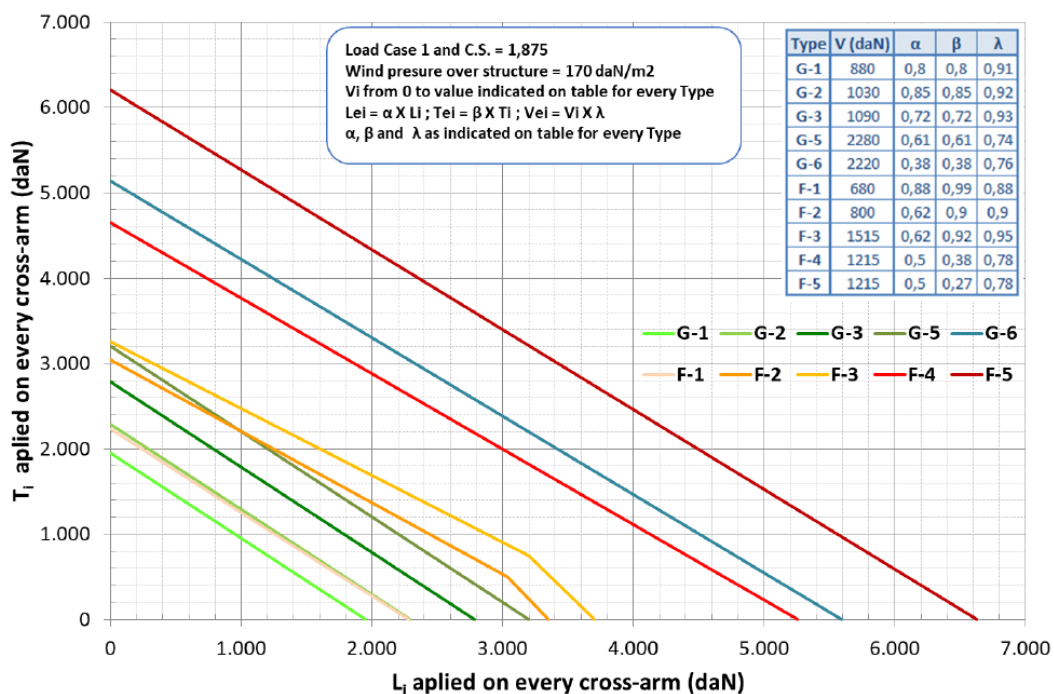
Graph 1: Tower Type G and F



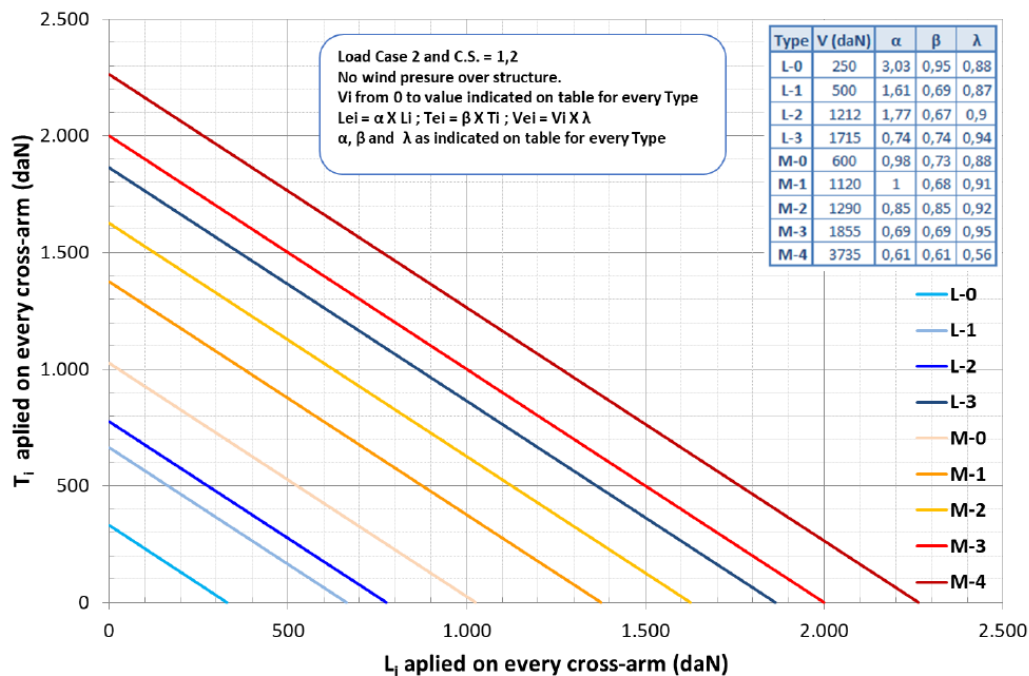
Graph 1 bis: Tower Type L and M



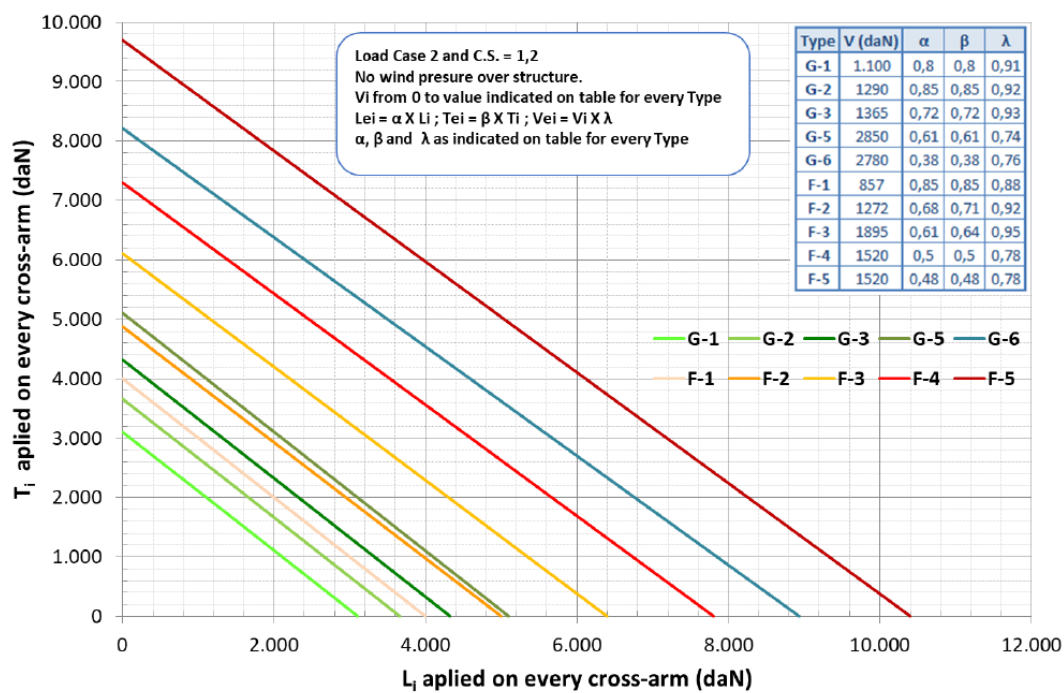
Graph 1 bis: Tower Type G and F



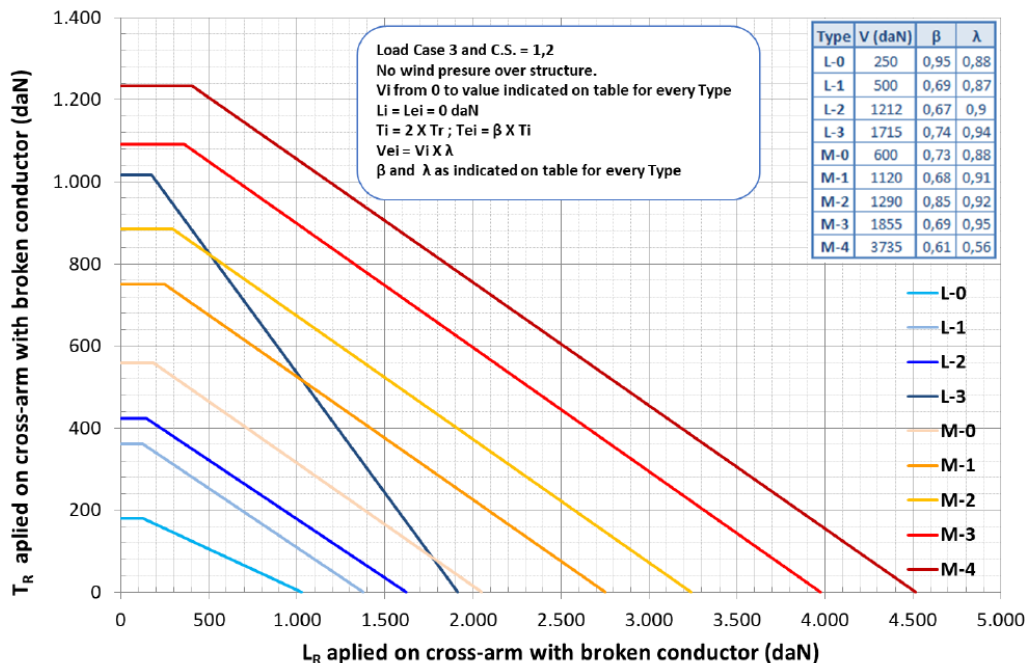
Graph 2: Tower Type L and M



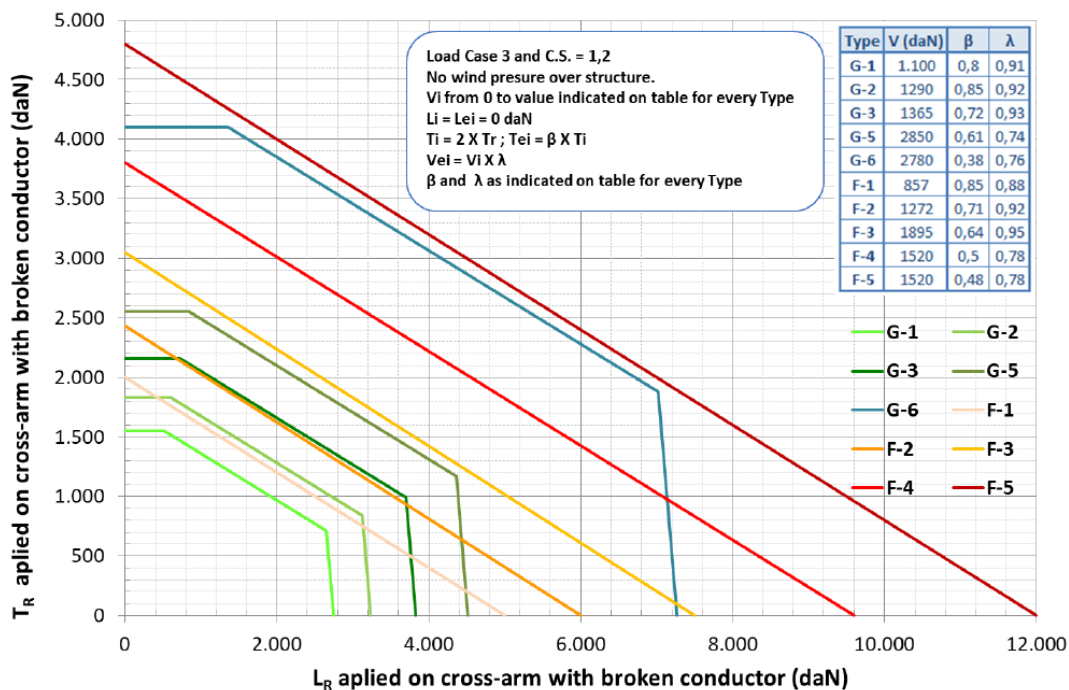
Graph 2: Tower Type G and F



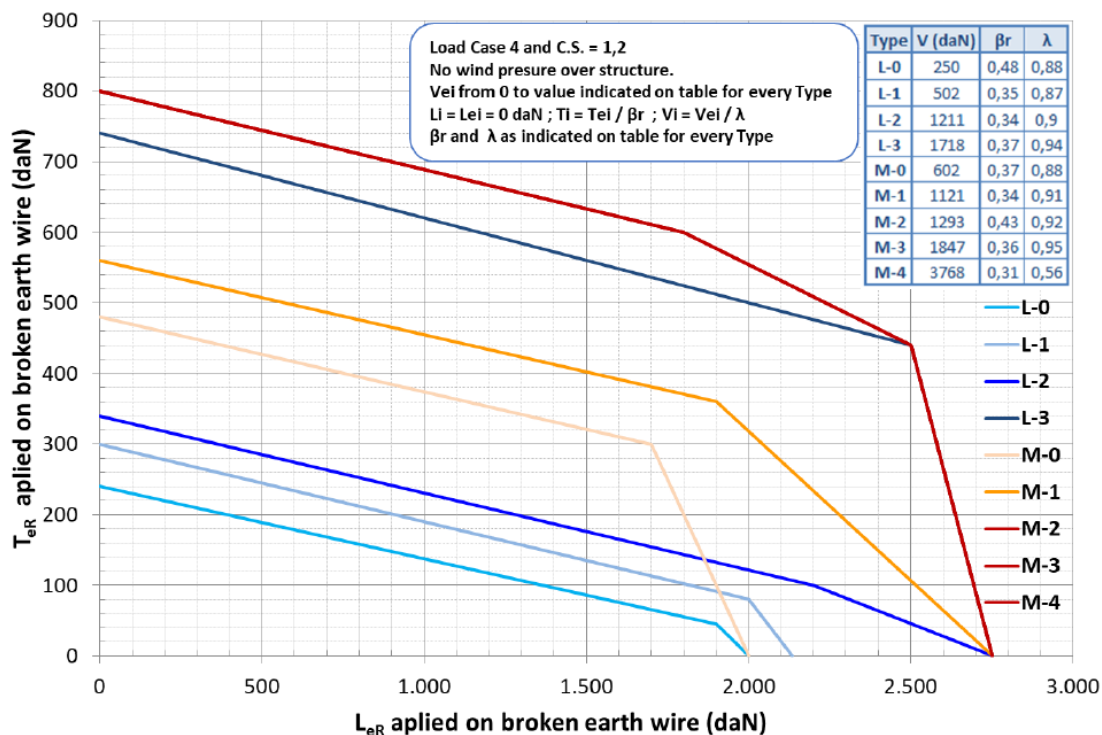
Graph 3: Tower Type L and M



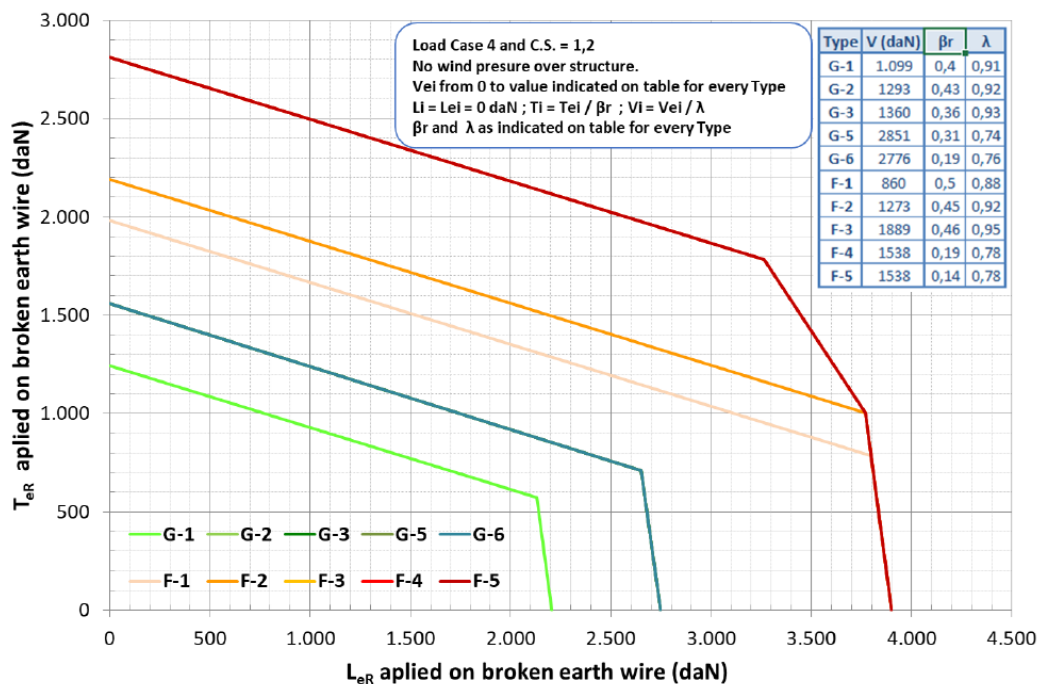
Graph 3: Tower Type G and F



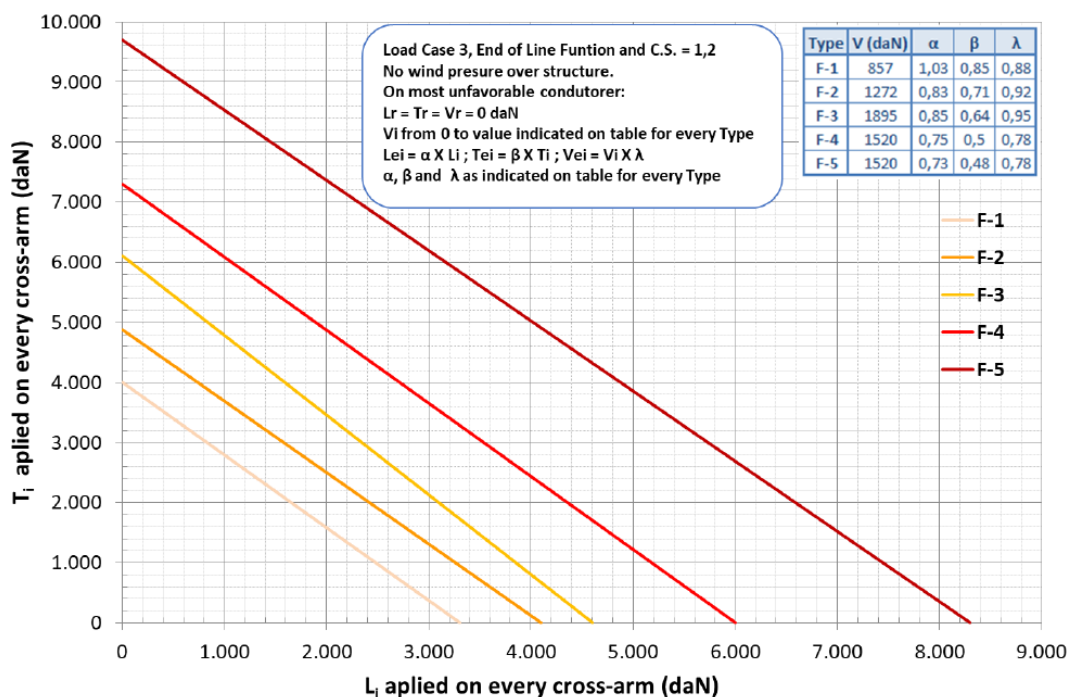
Graph 4: Tower Type L and M



Graph 4: Tower Type G and F



Graph 3 (End of Line Funtion): Tower Type F



Graph 4 (End of Line Funtion): Tower Type F

