

# DISEÑO DE UNA LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA DE ALTA TENSIÓN.

PROYECTO OFICIAL DE EJECUCIÓN.

Ana de Cuadra



**Directora de proyecto:** Inmaculada Blázquez  
García

**Alumna:** Ana de Cuadra Rabaneda

## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO**

### ***1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.***

El autor D. Ana de Cuadra Rabaneda DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: DISEÑO DE UNA LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA DE ALTA TENSIÓN. PROYECTO OFICIAL DE EJECUCIÓN, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

### ***2º. Objeto y fines de la cesión.***

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

### ***3º. Condiciones de la cesión y acceso***

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

### ***4º. Derechos del autor.***

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

### ***5º. Deberes del autor.***

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e

intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 16 de julio de 2018

**ACEPTA**



Fdo Ana de Cuadra Rabaneda

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
“DISEÑO DE UNA LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA DE ALTA TENSIÓN.  
PROYECTO OFICIAL DE EJECUCIÓN.” en la ETS de Ingeniería - ICAI de la  
Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2017/2018 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es  
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada  
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Ana de Cuadra Rabaneda Fecha: 16/07/2018



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

BLAZQUEZ  
GARCIA MARIA  
INMACULADA -  
46885278P

Firmado digitalmente  
por BLAZQUEZ GARCIA  
MARIA INMACULADA -  
46885278P  
Fecha: 2018.07.17  
10:54:04 +02'00'

Fdo.: Inmaculada Blázquez García

Fecha: 18/ 07/ 2018

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>13</b>
4.1	Resumen y organización del contenido.....	13
<b>5</b>	<b>MEMORIA.....</b>	<b>17</b>
5.1	Antecedentes.....	17
5.2	Emplazamiento de la línea .....	24
5.3	Características de la línea .....	32
<b>6</b>	<b>CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....</b>	<b>36</b>
6.1	Características de la línea .....	36
6.2	Capacidad de transporte .....	37
6.3	Efecto corona.....	40
6.4	Parámetros eléctricos.....	42
6.5	Pérdidas de la línea.....	48
6.6	Aislamiento .....	50
6.7	Herrajes y accesorios.....	55
6.8	Puesta a Tierra.....	57
<b>7</b>	<b>CÁLCULOS MECÁNICOS .....</b>	<b>72</b>
7.1	Cálculo mecánico del conductor .....	73
7.1.1	<i>Cargas y sobrecargas en el conductor.</i> .....	75
7.1.2	<i>Tracción máxima admisible del conductor</i> .....	78
7.1.3	<i>Tabla de regulación</i> .....	86
7.2	Cálculo mecánico del cable de tierra.....	95
7.2.2	<i>Tablas de regulación</i> .....	103
7.3	Distancias de seguridad.....	112
7.3.1	<i>Distancias internas</i> .....	115
7.3.2	<i>Distancias externas</i> .....	119
7.4	Cálculo mecánico de apoyos .....	126
7.4.1	<i>Árbol de cargas</i> .....	130
7.4.2	<i>Cimentaciones</i> .....	145

8	PRESUPUESTO .....	149
9	PLANOS .....	156
10	ANEXO .....	156
11	BIBLIOGRAFÍA .....	160

## 1 ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Potencia instalada en España 2017. ....	19
Figura 2: Subasta de renovables 26 de julio .....	22
Figura 3: Impactos ambientales asociados a líneas eléctricas.....	24
Figura 4: Emplazamiento de la instalación. ....	26
Figura 5: Emplazamiento de los parques eólicos. ....	27
Figura 6: Mapa cartográfico de la línea.....	29
Figura 7: Emplazamiento de la línea y aerogeneradores.....	30
Figura 8: Planta del trazado de la línea.....	31
Figura 9: Armado F41 serie DRAGO.....	33
Figura 10: Características de la línea especificadas. ....	36
Figura 11: Modelo en pi. ....	36
Figura 12: Distancias entre fases.....	46
Figura 13: Modelo de la línea. ....	49
Figura 14: Aisladores de disco.....	51
Figura 15: Tipos de herrajes de una línea.....	56
Figura 16: Resistividad del terreno. ....	58
Figura 17: Circuito equivalente de la línea en componentes de secuencia.....	59
Figura 18: Tiempo de despeje, resistividad del terreno y corriente de cortocircuito monofásica.....	62
Figura 19: Curva de la tensión de contacto aplicada.....	64
Figura 20: Circuito equivalente de puesta a tierra.....	66
Figura 21: Puesta a tierra.....	68
Figura 22: Conductor de aluminio y acero. ....	74
Figura 23: Ángulo de protección del cable de tierra. ....	96
Figura 24: Cable de tierra OPGW.....	97
Figura 25: Ángulo de oscilación en apoyo de suspensión.....	117
Figura 26: Distancia eléctrica en paso por zonas. ....	125
Figura 27: Altura útil del apoyo.....	127
Figura 28: Armado F41. ....	128
Figura 29: Pesos de los apoyos.....	129
Figura 30: Cadenas de aisladores de suspensión y amarre.....	130
Figura 31: Árbol de cargas.....	132



Figura 32: Vano de peso. ....	133
Figura 35: Esquema cimentación pata de elefante. ....	147

## 2 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Potencia eólica instalada acumulada en Andalucía. ....	20
Tabla 2: Parques eólicos proyectados. ....	25
Tabla 3: Polígonos catastrales afectados. ....	28
Tabla 4: Coordenadas UTM de los vértices de la línea. ....	32
Tabla 5: Características generales de la línea. ....	32
Tabla 6: Conductores propuestos para la línea. ....	38
Tabla 7: Densidad de corriente máxima admisible. ....	38
Tabla 8: Coeficientes de reducción. ....	39
Tabla 9: Tensión disruptiva de los conductores. ....	42
Tabla 10: Características del conductor. ....	42
Tabla 11: Resistencia del conductor. ....	44
Tabla 12: Parámetros eléctricos. ....	48
Tabla 13: Impedancia serie y admitancia paralelo. ....	48
Tabla 14: Pérdida de potencia de la línea. ....	50
Tabla 15: Caída de tensión en la línea. ....	50
Tabla 16: Niveles de aislamiento normalizados gama I. ....	52
Tabla 17: Niveles de aislamiento normalizado gama II. ....	53
Tabla 18: Rigidez de aislamiento. ....	54
Tabla 19: Modelos de aisladores normalizados. ....	55
Tabla 20: Tensión de contacto y paso calculadas. ....	65
Tabla 21: Composición y propiedades del conductor. ....	75
Tabla 22: Cargas y sobrecargas en el conductor. ....	81
Tabla 23: Flecha y tensión del conductor. ....	83
Tabla 24: Flecha y tensión del conductor. ....	84
Tabla 25: Flecha y tensión del conductor. ....	85
Tabla 26: Tabla de tendido del conductor. ....	95
Tabla 27: Características del cable de tierra OPGW. ....	98
Tabla 28: Cargas y sobrecargas tierra. ....	100

Tabla 29: Flecha y tensión del cable de tierra.....	101
Tabla 30: Flecha y tensión del cable de tierra.....	102
Tabla 31: Flecha y tensión del cable de tierra.....	103
Tabla 32: Tabla de tendido del cable de tierra. ....	112
Tabla 33: Distancias eléctricas mínimas reglamentarias.....	114
Tabla 34: Coeficiente de oscilación del conductor.....	115
Tabla 35: Ángulos de oscilación.....	118
Tabla 36: Distancia eléctrica al terreno, flecha.....	120
Tabla 37: Distancias eléctricas externas. ....	122
Tabla 38: Árbol de cargas en hipótesis de viento.....	140
Tabla 39: Árbol de cargas en hipótesis de hielo.....	141
Tabla 40: Árbol de cargas en hipótesis de hielo y viento.....	142
Tabla 41: Árbol de crgas en hipótesis de desequilibrio de tracciones.....	143
Tabla 42: Árbol de cargas en hipótesis de rotura de conductor. ....	144
Tabla 43: Árbol de cargas en hipótesis de rotura de cable de tierra.....	145
Tabla 44: Presupuesto de obra civil. ....	150
Tabla 45: Presupuesto de material de la línea.....	151
Tabla 46: Presupuesto de montaje. ....	153
Tabla 47: Presupuesto de otros elementos.....	153
Tabla 48: Presupuestos parciales totales.....	154
Tabla 49: Presupuesto de la parte afectada al término municipal de Tíjola.....	154
Tabla 50: Presupuesto de la parte afectada al término municipal de Serón. ....	154
Tabla 51: Presupuesto de la parte afectada al término municipal de Caniles. ....	155
Tabla 52: Presupuesto total de las partes de dominio público afectadas.....	155
Tabla 53: Presupuesto global final.....	155

# RESUMEN

### 3 RESUMEN EJECUTIVO

#### RESUMEN

El siguiente Proyecto de Fin de Grado consiste en el cálculo y diseño de una línea eléctrica aérea de alta tensión. Forma parte del Proyecto de Ejecución “LAT 220 kV PARRANCANAS” de la empresa Osprel S.L., contratada por Capital Energy Andalucía S.L.U. con la finalidad de evacuar la energía eléctrica procedente de tres de los nueve parques eólicos proyectos de esta empresa en las provincias de Almería y Granada. La línea aérea del proyecto conectará las futuras Subestación Parrancanas (220/30 kV) en Almería y Subestación Límite (400/220 kV) en Granada. La primera recogerá la energía eléctrica generada por los parques eólicos Arce, Parrancanas y Espilo, situados en los términos municipales de Tíjola y Lúcar en Almería y la segunda será colectora del resto de parques eólicos, evacuando la energía total generada a la Red de Transporte.

La línea eléctrica a diseñar será de 220 kV, 50 Hz, 9,6 km de longitud, transportará 111 MVA y tendrá 1.107 m de altitud máxima sobre nivel del mar. A partir de estas especificaciones se habrán realizado los cálculos necesarios para obtener la configuración óptima de la línea. Estos se habrán desarrollado en dos partes: diseño eléctrico y diseño mecánico.

En el primero, en función de las pérdidas de energía eléctrica se habrá escogido el conductor a emplear (LA-380 Gull-Aw, en Simple Circuito) y elementos necesarios para el aislamiento eléctrico de la línea. También se habrá realizado el diseño de la puesta a tierra de la instalación.

En los cálculos mecánicos se habrá analizado el comportamiento mecánico de los conductores de fase que transportan la corriente, del cable de tierra de protección, y se habrán calculado las sollicitaciones en los apoyos que sostienen los conductores, con el fin de escoger apoyos aptos para la instalación. Además, para garantizar la seguridad eléctrica de la línea se obtendrán las distancias al suelo que guardan los conductores de fase en cada tramo y con todo ello gracias al software

PLS-CADD se obtendrá la configuración óptima final de la instalación, resultando en un total de 29 apoyos que separan vanos de conductor de entre 200 y 400 m. Por último, se describirá brevemente el diseño de las cimentaciones de los apoyos de la línea, las estructuras que los fijan al terreno. No será objeto del proyecto por lo que no se realizarán cálculos.

Por último el proyecto incluirá los planos de los apoyos, perfil del diseño realizado de la línea y elementos, e incluirá un anexo con el catálogo de los apoyos seleccionados.

## **ABSTRACT**

The following Project consists in the detailed design of a high voltage overhead power line. The project is part of the Official Project "LAT 220 kV PARRANCANAS" of, assigned by the investment firm "Capital Energy Andalucía S.L.U." to the company Osprel S.L. The purpose of the line is evacuate the electrical energy produced by three of the nine wind farms projects of this company in the provinces of Almería and Granada.

The project airline will connect the future Parrancanas Substation (220/30 kV) in Almeria and Substation Limit (400/220 kV) in Granada. The first will collect the electric power generated by the Arce, Parrancanas and Espilo wind farms, located in the municipalities of Tíjola and Lúcar in Almería and the second will be collector of the energy of the rest of the wind farms, evacuating the total energy generated to the Transport Network.

The electrical line designed will be 220 kV, 50 Hz, 9.6 km long and 1,107 m maximum altitude above sea level. Based on these specifications, certain calculations have been made to obtain the optimum configuration of the line.

The calculations are separated in two parts: electrical design and mechanical design. In first, depending on the power losses, the conductor to be used will be chosen (LA-380 Gull-Aw, in Simple Circuit) and necessary elements for electrical

isolation of the line. The design of the grounding of the installation will also have been carried out.

About mechanical calculations, the mechanical behavior of the phase conductors which transport the current and the protective earth cable, will have been analyzed as well as the loads on towers will have been calculated, in order to select suitable towers (from a catalogue) for the installation. In addition, to ensure the electrical safety of the line, the distances to the ground stored by the phase conductors in each part will be obtained too. With all this and thanks to the PLS-CADD software, the final optimum configuration of the installation will be obtained, resulting in a total of 29 supports that separate conductor spans of values between 200 and 400 metres. Finally, the design of the foundations of the towers of the line (structures that fix them to the ground) will be briefly described. The project will include at the end the plans of the supports, profile of the design made of the line and elements, and will include an annex with the catalogue of the selected towers for the line (MADE torres).

# **INTRODUCCIÓN**

## 4 INTRODUCCIÓN

### 4.1 Resumen y organización del contenido

Este Proyecto de Fin de Grado consiste en el diseño de una línea eléctrica aérea de alta tensión. Forma parte del Proyecto de Ejecución “LAT 220 kV PARRANCANAS” de la empresa Osprel S.L., contratada por Capital Energy S.L.U.

El diseño de la línea tiene como fin evacuar la energía eléctrica procedente de tres parques eólicos, proyectos de Capital Energy Andalucía S.L.U., en la comarca del Altiplano de Baza y Valle de Almanzora.

En este documento se describirán las características de la línea eléctrica y se realizarán y desarrollarán los cálculos necesarios para su construcción. Además se realizará una estimación del coste del proyecto basado en el presupuesto del proyecto real, y se dibujarán los planos de la instalación y elementos de la línea una vez realizado el diseño.

El contenido del documento se estructurará en los siguientes capítulos. Presenta algunos cambios respecto a la planificación inicial del proyecto.

#### 1. Memoria:

- Antecedentes. Una breve introducción sobre la aparición y evolución de las energías renovables en España, concretamente la energía eólica. Se contextualiza el proyecto.
- Emplazamiento y localización de la línea eléctrica. Situación geográfica tanto de la línea eléctrica como de los parques eólicos que generarán la energía. También los términos municipales y polígonos catastrales por los que discurrirá la línea.
- Características de la línea eléctrica. Aspectos generales de la instalación una vez finalizado el diseño.



## **2. Cálculos eléctricos:**

Se determinarán los parámetros eléctricos de la línea, la capacidad de transporte, la caída de tensión prevista, y las pérdidas previstas por efecto Joule y efecto corona (en caso de producirse). Se desarrollará el diseño eléctrico de aislamientos y se describirán brevemente los herrajes y accesorios de la línea. Por último se detallará el cálculo y diseño de la puesta a tierra de la instalación.

## **3. Cálculos mecánicos:**

Los cálculos necesarios para el diseño de una línea eléctrica aérea son en su mayoría mecánicos. Deberá realizarse el estudio del comportamiento mecánico de los conductores de fase que transportan la corriente, del cable de tierra de protección, y el análisis de solicitaciones en los apoyos que sostienen los conductores, de manera que se asegure la seguridad mecánica de la línea a lo largo del tiempo.

Para garantizar la seguridad eléctrica de la línea, se obtendrán las distancias al suelo que guardan los conductores de fase en cada tramo, y se obtendrá la configuración óptima que asegure una serie de distancias reglamentarias, con el mínimo coste posible. Por ello se incluirá un apartado detallando las distancias que el reglamento requiere con la correspondiente comprobación de cumplimiento.

Por último, se dedicará un apartado a las cimentaciones de los apoyos de la línea, es decir, las estructuras que los fijan al terreno. No será objeto del proyecto por lo que no se realizarán cálculos.

## **4. Presupuesto:**

Se estimará y redactará el gasto previsto en la construcción de la línea. El presupuesto incluirá la lista de materiales, obra civil, montaje necesario para la construcción de la línea, y el gasto administrativo correspondiente a la afectación de las provincias por donde discurre la línea.

## **5. Planos:**

Se incluirán en este documento los planos de la traza de la línea (planta y perfil) y de los apoyos, cadenas y herrajes, y del resto de accesorios (como por ejemplo los amortiguadores)

## **6. Anexo:**

Se incluirá un anexo con el catálogo de apoyos escogidos para la línea.

## **7. Bibliografía:**

Por último, se añadirá un apartado para las referencias utilizadas en la redacción del proyecto.

# **MEMORIA**

## 5 MEMORIA

### 5.1 Antecedentes

El sistema energético actual está basado en el uso intensivo de combustibles fósiles, cuya extracción es cada vez más difícil y costosa. Esta situación tiene una serie de consecuencias negativas (impacto medioambiental, desequilibrio socioeconómico,...) que han provocado una gran preocupación a nivel mundial. Es por esto que en las últimas décadas se han llevado a cabo medidas con el fin de definir un nuevo modelo de desarrollo sostenible.

Un modelo energético sostenible se define como aquél que satisface las necesidades energéticas actuales y las de las generaciones futuras. El modelo persigue una serie de objetivos que se organizarán en los tres ámbitos siguientes

- Nivel económico. Debe ser un modelo con el que se consiga un crecimiento y desarrollo económico. La creación de empleo y el desarrollo de nuevas tecnologías son ejemplos de ello.
- Nivel social. Para que un modelo sea sostenible debe buscar además el progreso social, buscando la equidad en el acceso a la energía. El agotamiento de recursos compromete la energía de generaciones futuras y la dependencia del petróleo, por ejemplo, perjudica a los países menos desarrollados.
- Nivel medioambiental. En este ámbito se encuentra la contaminación y el cambio climático que provocan el abuso de las energías convencionales. Son daños que afectan a toda la población y no sólo en los focos de emisiones, además compromete la disponibilidad de estos recursos para generaciones futuras por lo que será necesario un modelo energético que mitigue las consecuencias.

Las energías renovables son prácticamente inagotables, pues todas proceden directa o indirectamente del Sol. Reducen la dependencia energética del exterior, y suponen la alternativa con menor impacto medioambiental. Además, las ubicaciones de las instalaciones que permiten explotar estas energías suele ser zonas rurales, poco ocupadas, que contribuyen a diversificar de una manera más equilibrada la generación energética del país. Las energías renovables son limpias (no contaminantes) y por tanto contribuyen a frenar el cambio climático. Estas, (especialmente esta última) son algunas de las razones por las que la sustitución de energías convencionales por fuentes de energía renovables es una buena opción para la búsqueda de un modelo energético sostenible.

Durante las últimas décadas, y a partir de la toma de conciencia del problema del cambio climático, la mayoría de países han firmado una serie de acuerdos y medidas con el fin de frenar sus consecuencias. A continuación se mostrará la evolución del desarrollo de las energías renovables en España (y debido al objeto contexto de este proyecto, especialmente la eólica) a partir de las dos medidas más recientes contra el cambio climático. Son estudios predictivos sobre la energía generada en España.

- Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010. Con el objetivo de cubrir como mínimo un 12% del consumo total en el año 2010. Resultó ser del 11,3% frente al 6,3% en 2004.
- Plan de Energías Renovables en España (PER) 2011-2020. Este plan se elaboró siguiendo al anterior, con la diferencia de que en este caso el objetivo es conseguir un mínimo del 20% de energía generada por fuentes renovables. Actualmente el desarrollo de estas energías ya está consolidado. A partir de distintos estudios, se prevé un escenario en la evolución del consumo de energía en España como el siguiente:

### **Energía Renovable. Sector Eólico.**

Entre las fuentes de energía renovables, la eólica es actualmente una de las más importantes, ya que el viento es un recurso disponible, ecológico, sostenible y barato. Es la tecnología que experimentó el mayor crecimiento durante el periodo del PER 2005-2010. Algunas de las causas de este desarrollo son los planes energéticos e incentivos del gobierno para su inversión y promoción, y las innovaciones tecnológicas en los aerogeneradores que permiten mejorar su eficiencia y su compatibilidad con la red (estabilidad).

Concretamente España ha seguido una evolución muy positiva en los últimos años debido al enorme potencial del que dispone, colocándose como segundo país con mayor potencia eólica instalada en la UE y como séptima potencia mundial. Como se puede ver la siguiente gráfica del Avance del informe del Sistema Eléctrico Español de 2017 (Red Eléctrica), el 23% de la potencia total instalada en la península corresponden a energía eólica, que supone un 45% de la energía renovable.

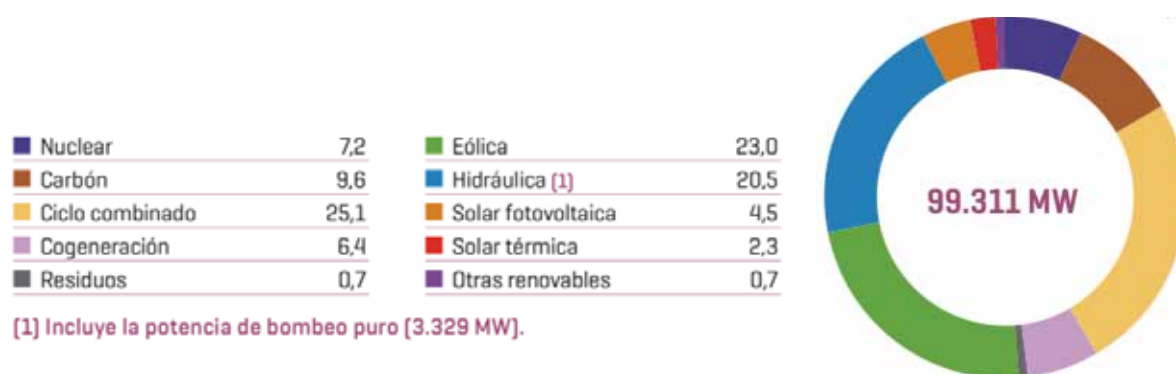


Figura 1: Potencia instalada en España 2017.

Ya que la infraestructura eléctrica descrita en este proyecto se ubica en las provincias de Almería y Granada, es importante destacar que Andalucía constituye la tercera comunidad autónoma con mayor potencia eólica instalada acumulada del país según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) de 2016. 3.338 MW que constituyen un 14,48% del total, con un número de 153 parques eólicos:

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Potencia instalada en 2016 (MW)	Acumulado a 31/12/2016 (MW)	% sobre total	Nº de parques
Castilla y León	31,50	5.593	24,19%	243
Castilla-La Mancha	0,00	3.807	16,56%	139
Andalucía	0,00	3.338	14,52%	153
Galicia	2,10	3.330	14,48%	161
Aragón	0,00	1.893	8,24%	87
Cataluña	0,00	1.269	5,52%	47
Comunidad Valenciana	0,00	1.189	5,17%	38
Navarra	0,00	1.004	4,37%	49
Asturias	0,00	518	2,26%	21
La Rioja	0,00	447	1,94%	14
Murcia	0,00	262	1,14%	14
Canarias	4,60	182	0,77%	57
País Vasco	0,00	153	0,67%	7
Cantabria	0,00	38	0,17%	4
Baleares	0,00	4	0,02%	46
<b>TOTAL</b>	<b>38,20</b>	<b>23.026</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.080</b>

Tabla 1: Potencia eólica instalada acumulada en Andalucía.

### Transporte de energía eléctrica. Líneas aéreas de transporte.

El incremento considerable de la demanda de energía eléctrica durante las últimas décadas hace que incrementar la producción y oferta de energía sea uno de los principales objetivos.

Ya se ha desarrollado al principio de este capítulo la necesidad del cambio del modelo energético convencional, que no resulta sostenible a largo plazo, y la sustitución de estas fuentes por energías renovables como mejor opción. El escenario ideal sería una sustitución total. Sin embargo, las renovables no son fuentes que garanticen una continuidad del servicio (dependencia de las condiciones atmosféricas), poniendo en riesgo la estabilidad de la red. Esta es la principal causa de la inviabilidad de un modelo de generación basado únicamente en fuentes renovables. Sin embargo el desarrollo y mejora de tecnologías permite un aprovechamiento cada vez mayor.

El funcionamiento del transporte de energía eléctrica en España se regula de la siguiente manera. Tras la Ley 54/97 del sector eléctrico, la entidad que se encarga de operar y gestionar la red de transporte es Red Eléctrica de España (REE). Ésta se convierte en único transportista con el fin de garantizar que las distintas empresas dedicadas a la generación y distribución de la energía se encuentren en libre competencia. Por otra parte, la planificación de la red de transporte será competencia del Gobierno, estableciendo cual será la demanda de energía eléctrica e infraestructuras necesarias para poder cubrirla. Así, el Gobierno realiza subastas públicas de plantas de energías renovables, donde se oferta una cantidad de megavatios a repartir entre las empresas que participen y que son destinadas a su venta a otras empresas y construcción de centros de generación de la energía (principalmente, parques eólicos e instalaciones de paneles fotovoltaicos).

El protagonismo de la energía eólica ha sido notorio en las últimas subastas de energías renovables, especialmente en la de mayo de 2017, en la que de los 3000 MW subastados la eólica se llevó más de 2900 MW.

En la última subasta de julio de 2017, la eólica sin embargo pierde protagonismo, adjudicándose a parques eólicos 1.128 MW de los 5.000 MW subastados (de los cuales 720 MW fueron adjudicados al grupo Capital Energy).





Figura 2: Subasta de renovables 26 de julio

Con esta potencia adjudicada la empresa, a través de Capital Energy Andalucía S.L.U, pondrá en marcha una serie de proyectos de construcción y explotación de parques eólicos situados en las provincias de Almería y Granada. Se describirán con más detalle en el capítulo siguiente.

Con el fin de evacuar la energía eléctrica producida por algunos de los parques, esta empresa contrata a la empresa Osprel S.L. para el diseño de una línea eléctrica de alta tensión que atravesará ambas provincias.

Este Proyecto Fin de Grado forma parte por tanto de un proyecto real (confidencial) de esta empresa, y consistirá en el cálculo y diseño de dicha línea aérea. En siguientes apartados se realizará una descripción breve de las características principales de la línea, para luego desarrollarla en detalle a lo largo de todo el proyecto.

## **El transporte eléctrico y su impacto ambiental.**

Las nuevas edificaciones y construcciones sobre el territorio crecen a medida que pasan los años, y ya que prácticamente toda instalación requiere alimentación eléctrica la construcción de nuevas redes de distribución para su abastecimiento conlleva un aumento del desarrollo de líneas de transporte de energía. Como sabemos el transporte de energía eléctrica se realiza en alta tensión (220 kV y 400 kV en España sin incluir las islas) de manera que se realice con eficiencia, minimizando las pérdidas eléctricas de las líneas (el llamado efecto Joule por el paso de corriente en los conductores).

El desarrollo de la red de transporte, como cualquier otra infraestructura, tendrá una serie de afecciones en el terreno y entorno donde se construye. El aumento de parques naturales y espacios protegidos, además de la presencia de núcleos urbanos, hace que sea imposible diseñar los trazados de las líneas sin afecciones. Debe tenerse en cuenta que no sólo se considera el emplazamiento estricto de la línea, sino también la franja de servidumbre y distancias mínimas que debe respetar en su entorno.

Además, la construcción de líneas eléctricas causa un rechazo social mayor que otras infraestructuras que, ocupando más superficie sobre el terreno, son percibidas con una utilidad directa por parte de población. Un ejemplo inmediato es el de las carreteras. Dicho de otra forma, la población no asocia de forma directa la construcción de infraestructuras eléctricas con la necesidad de electricidad en las casas.

Los impactos ambientales más importantes asociados a las líneas eléctricas se muestran en la siguiente figura:

Medio físico	Territorio	Ocupación del suelo
	Suelo	Riesgo de erosión y compactación
		Generación de excedentes de excavación
Topografía	Alteración del relieve	
Medio biótico	Vegetación	Cambios en la cobertura y estructura
		Riesgo de incendio forestal
	Fauna	Impacto sobre las aves (colisión)
		Alteración de hábitats
Afectación de la funcionalidad ecológica		
Valores patrimoniales	Paisaje	Impacto visual
	Espacios naturales protegidos	Alteración y fragmentación de áreas de interés naturalístico
	Patrimonio histórico y cultural	Afectación a elementos del patrimonio arqueológico y arquitectónico
	Población	Afectación potencial sobre la salud (campos electromagnéticos, ruido)
Medio socioeconómico	Actividades socioeconómicas	Afectación a actividades preexistentes (agrícola, ganadera, minera, etc.) e incompatibilidades por servidumbre
		Inducción de nuevas actividades o usos a escala regional/nacional (AVE, generación eléctrica, crecimientos urbanísticos, etc.)
Ambiente global	Huella ecológica	Extracción y procesamiento de recursos, uso de materiales, emisiones a la atmósfera, huella de carbono

Figura 3: Impactos ambientales asociados a líneas eléctricas.

## 5.2 Emplazamiento de la línea

La línea aérea que se diseñará en este proyecto conectará las futuras Subestación Parrancanas (220/30 kV) y Subestación Límite (400/220 kV). Éstas recogerán la energía eléctrica que generen una serie de parques eólicos, proyectos de la empresa Capital Energy Andalucía S.L.U.

Serán en concreto nueve parques eólicos situados en Granada y Almería que generarán potencias de entre 30 y 50 MW. Se muestran a continuación en forma de tabla:

PARQUE EÓLICO	UBICACIÓN		POTENCIA (MW)
Las 7 Fanegas	Cúllar	Granada	33
Melguizas	Caniles	Granada	50
Carricondo	Caniles	Granada	50
Blanco	Caniles	Granada	50
Los Balazos	Serón	Almería	42
La Colina	Serón	Almería	27
<b>Arce</b>	<b>Tíjola</b>	<b>Almería</b>	<b>36</b>
<b>Parrancanas</b>	<b>Tíjola</b>	<b>Almería</b>	<b>33</b>
<b>Espilo</b>	<b>Lúcar</b>	<b>Almería</b>	<b>36</b>

**Tabla 2: Parques eólicos proyectados.**

Los parques tienen su emplazamiento en la comarca granadina del Altiplano de Baza y el Valle de Almanzora, comarca situada en la zona interior de Almería.

Se trata de una región que presenta dos tipos de paisaje: altiplanicies y grandes llanuras que en el ámbito de Baza ocupa casi su totalidad, y Serranías y Macizos montañosos como las sierras de Lúcar, Estancias, Orce y Baza, siendo esta última la más relevante del ámbito, con altitudes superiores a los 2.000 m.

Las características más representativas del clima de la zona son la continentalidad y la aridez. En el Valle de Almanzora el clima es templado y árido, con veranos calurosos e inviernos suaves. El ámbito de Baza presenta un clima continental, donde los inviernos son más fríos, sobre todo en las zonas montañosas, con temperaturas mínimas bajo cero y una presencia importante de tormentas. Las precipitaciones son escasas en ambos sectores, concentrándose en invierno y primavera, a veces en forma de nieve.

Los factores meteorológicos anteriores, las grandes mesetas y llanuras sin obstáculos y elevaciones que facilitan la exposición al flujo de aire, y las variaciones de temperaturas de la zona, convierten al lugar en un emplazamiento óptimo para la ubicación de los parques eólicos.

La línea eléctrica objeto del proyecto, evacuará la energía eléctrica de los parques Arce, Parrancanas y Espilo (resaltadas en la tabla anterior). La energía que generen será recogida por la Subestación Parrancanas (Tíjola) y transportada hasta la Subestación Límite (Caniles). Ésta última será colectora además de la energía generada por el resto de parques eólicos. Finalmente, la Subestación Límite conectará con la futura Subestación Baza (400/220 kV) evacuando la energía total producida a la Red de Transporte.

A continuación se muestra en el mapa la ubicación orientativa de los parques, siendo los tres parques eólicos señalados los correspondientes a la energía evacuada por la línea.



Figura 4: Emplazamiento de la instalación.



Figura 5: Emplazamiento de los parques eólicos.

La ubicación de los apoyos de la línea, servidumbre de paso, servidumbre de vuelo y superficie de no edificabilidad, y la superficie temporal que ocuparán los apoyos en la construcción de la línea aérea, afectarán a distintos propietarios en función del terreno en el que se encuentre. En España, el catastro divide el terreno rural en polígonos y parcelas con fines organizativos. En este caso la construcción de la instalación afectará a los siguientes términos municipales, y ocupará los siguientes polígonos catastrales:

TÉRMINO MUNICIPAL	POLÍGONOS CATASTRALES
Tíjola	15, 16
Serón	1, 2, 3, 5
Caniles	11

### Tabla 3: Polígonos catastrales afectados.

El terreno de la zona será el mismo y por tanto las características serán similares a las ya descritas. La temperatura también presentará variaciones similares, donde se registran máximos y mínimos absolutos que varían desde 7°C en los puntos más altos a 40°C en zonas de interior. La temperatura media anual oscila entre los 12 y 16 °C en la zona de interior, y 8 y 12°C en la montaña. La altura del terreno se encuentra alrededor de los 700 m sobre el nivel del mar, pero ya que en su paso por sierras y zonas montañosas supera los 1.000 m de altitud, la línea se catalogará a efectos de cálculos como zona C en el Reglamento. Se desarrollará en capítulos posteriores.

La siguiente imagen es un mapa cartográfico de la zona, donde se puede observar el relieve del terreno. Más adelante se mostrará incluyendo el trazado de la línea sobre el terreno.



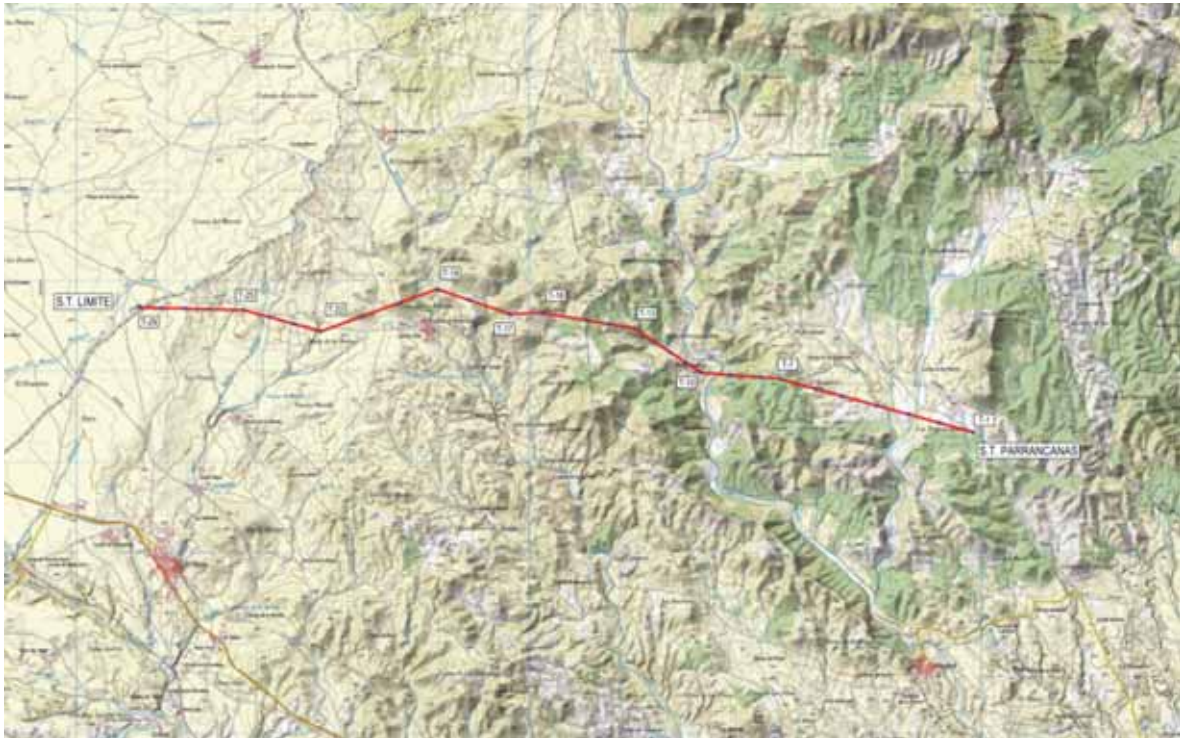
Figura 6: Mapa cartográfico de la línea.

A partir de la información proporcionada por los topógrafos sobre la ubicación de la instalación en el terreno, se realizará el diseño de la línea eléctrica en el software PLS-CADD (software de diseño de líneas eléctricas aéreas) y se obtendrá el trazado de la línea. Las siguientes imágenes muestran la planta de la línea extraída de PLS-CADD y representada sobre el mapa del emplazamiento. La primera incluye los aerogeneradores de los parques eólicos mencionados anteriormente.





Figura 7: Emplazamiento de la línea y aerogeneradores.



**Figura 8: Planta del trazado de la línea.**

El trazado de la línea viene definido en el plano por vértices que representan aquellos apoyos en los que existe un cambio de ángulo, y series o cantones que representan los tramos rectos de la línea. Así, como se puede observar en las imágenes, la línea queda definida por nueve alineaciones y diez vértices con las siguientes coordenadas UTM:

Vértices	X UTM	Y UTM
V1	544909,534	4140327,227
V2	542777,622	4140917,271
V3	541899,366	4140986,553
V4	541163,492	4141475,275
V5	540154,327	4141645,661
V6	539790,93	4141632,511

Vértices	X UTM	Y UTM
V7	538986,68	4141907,959
V8	537700,038	4141443,543
V9	536847,585	4141677,638
V10	535700,141	4141706,664

**Tabla 4: Coordenadas UTM de los vértices de la línea.**

### 5.3 Características de la línea

Las características generales de la línea eléctrica aérea de alta tensión se muestran en la siguiente tabla:

Longitud	9,63 km
Sistema	Corriente alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	220 kV
Tensión más elevada de la red	245 kV
T <sub>máx</sub> del conductor	85 °C
Capacidad de transporte	111 MVA
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	1
Tipo de conductor	GULL-AW
Tipo de cable de tierra/óptico	OPGW
Tipo de aislamiento	Vidrio
Altitud sobre el nivel del mar	1107 m

**Tabla 5: Características generales de la línea.**

La configuración forma parte del diseño y se desarrollará en los capítulos correspondientes de cálculo, y será Simple Circuito, con un conductor por fase. El conductor de fase y cable de tierra se escogerán de manera que el coste de la línea resulte el mínimo posible y garantizando la capacidad de transporte especificada

por el cliente. Por otro lado, la separación entre los conductores (importante en el diseño eléctrico de la línea) vendrá determinada por la configuración de los apoyos. Éstos serán normalizados y encargados a un fabricante (MADE Torres), siendo el modelo más repetido en la distribución de la línea la serie DRAGO y armado (cabeza del apoyo) f41. La configuración y dimensiones son las siguientes:

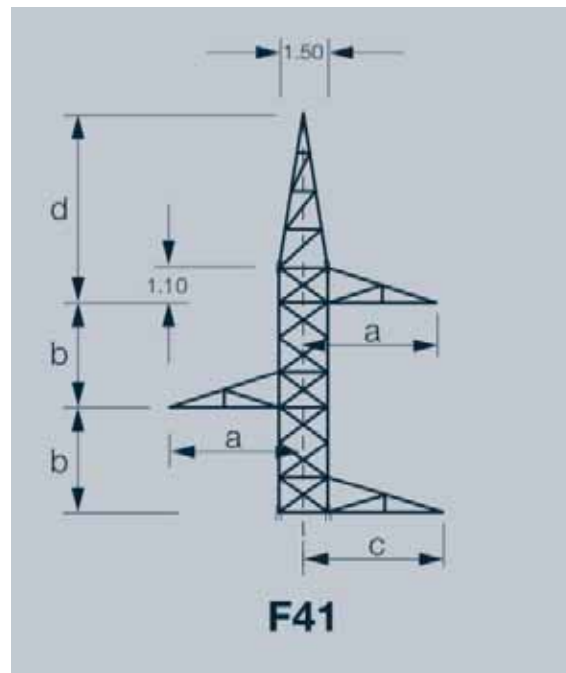


Figura 9: Armado F41 serie DRAGO.

La longitud de la línea, también requisito del proyecto, será de 9,6 km. La edificación de la instalación se realizará en un recorrido especificado, proporcionado por una serie de coordenadas con información del terreno y emplazamiento.

Se diseñará también el aislamiento de la línea, es decir, los elementos que separan las partes en tensión del resto de estructuras para evitar riesgos en la seguridad y continuidad en el transporte de la energía eléctrica. Su diseño ocupará un apartado dentro de los cálculos eléctricos de la línea.



# **CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

## 6 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### 6.1 Características de la línea

Se partirá de las siguientes especificaciones:

Sistema	Corriente alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	220 kV
Tensión más elevada de la red	245 kV
Temperatura máxima del conductor	85 °C
Capacidad de transporte por circuitos	111 MVA
Altitud sobre el nivel del mar	1107 m

Figura 10: Características de la línea especificadas.

Además de los datos de partida anteriores, será necesario un modelo físico a partir del cual podamos obtener el circuito eléctrico equivalente de la línea. El más utilizado será el **modelo en  $\pi$** , en la que, como se observa en la siguiente imagen, la admitancia en paralelo se reparte a ambos lados de la impedancia serie.

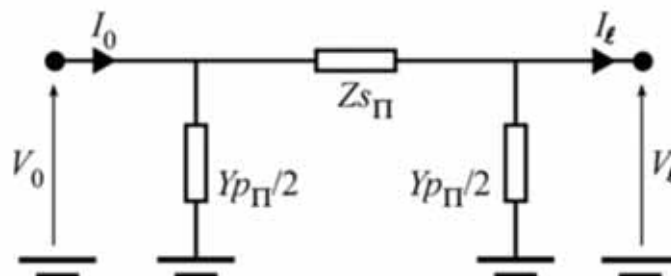


Figura 11: Modelo en pi.

Al ser una línea de poca extensión, la obtención de la impedancia y admitancia de la línea se aproximará multiplicando los parámetros unitarios por su longitud.

La línea se diseñará con un conductor por fase en Simple Circuito. Respecto al conductor, se elegirá la opción que minimice las pérdidas en la línea y cumpla con los requisitos. Se decidirá en función de la capacidad de transporte de la línea, y del efecto corona.

Una vez escogido el conductor, se procederá a realizar los siguientes cálculos eléctricos en la línea:

- Parámetros eléctricos
- Pérdida de potencia
- Caída de tensión
- Aislamiento
- Diseño de la puesta a tierra

## 6.2 Capacidad de transporte

La potencia de transporte requerida para la línea será 111 MW. Por tanto, su capacidad de transporte deberá ser mayor para un correcto funcionamiento de la instalación.

Para calcular la capacidad de transporte, el RLAT ofrece dos alternativas de cálculo. Ambos consistirán en calcular la corriente máxima admisible cuando el conductor se encuentra en el límite térmico, temperatura a partir de la cual las propiedades mecánicas se degradan (85°C establecido por el RLAT).

El primer método propuesto (Artículo 4.2.2. ITC-LAT 07) consiste en realizar el balance térmico del conductor. Sería el más exacto, ya que considera además las condiciones ambientales.



Para este caso se habrá optado por el segundo método: el cálculo de la densidad de corriente máxima admisible (Artículo 4.2.1. ITC-LAT 07). Será menos realista (no considera factores ambientales) pero válido para el proyecto.

Se propondrán dos opciones para el conductor de la línea y en función de los resultados, se escogerá uno de ellos.

Para el cálculo de la densidad admisible se partirá de la siguiente tabla del RLAT. En ella se define para cada sección, una densidad máxima de corriente admisible según el material del conductor:

Denominación	Sección (mm <sup>2</sup> )	Composición
LA-280 Hawk AW	281,2	26+7
LA-380 Gull AW	381	54+7

Tabla 6: Conductores propuestos para la línea.

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Densidad de corriente A/mm <sup>2</sup>		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		5,60
15	7,60	6,00	4,65
25	6,35	5,00	4,25
35	5,75	4,55	3,70
50	5,10	4,00	3,30
70	4,50	3,55	3,00
95	4,05	3,20	2,70
125	3,70	2,90	2,50
160	3,40	2,70	2,30
200	3,20	2,50	2,15
250	2,90	2,30	2,00
300	2,75	2,15	1,80
400	2,50	1,95	1,70
500	2,30	1,80	1,55
600	2,10	1,65	

Tabla 7: Densidad de corriente máxima admisible.

La mayoría de líneas aéreas emplean conductores formados por un núcleo de acero que proporcionará la resistencia mecánica necesaria, y capas exteriores de cables de aluminio que transportan la energía eléctrica.

Como la tabla anterior solo define valores para conductores de aluminio, se deberá aplicar un factor de corrección según la composición de acero en el conductor. La primera opción (*LA-380 Gull*) se compone de 7 cables de acero cubiertos por 54 de aluminio (composición 54+7), por lo que el coeficiente de reducción a aplicar será 0,95. La segunda opción tendrá una composición 26+7 y coeficiente 0,937 como se indica en la siguiente tabla.

Composición	Coficiente
30+7	0,916
6+1	0,937
26+7	0,937
54+7	0,95
45+7	0,97

Tabla 8: Coeficientes de reducción.

Interpolando para la sección de cada conductor y aplicando la corrección, se obtienen los siguientes resultados:

- LA-380 Gull

$$\delta_{m\acute{a}x.} = 2,112 \cdot 0,95 = 2,0064 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{m\acute{a}x} = \delta_{m\acute{a}x} \cdot S = 764,438 \text{ A}$$

$$S_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{m\acute{a}x} = 291,29 \text{ MVA}$$

- LA-280 Hawk

$$\delta_{m\acute{a}x.} = 2,206 \cdot 0,937 = 2,0670 \text{ A/mm}^2$$

$$I_{m\acute{a}x} = \delta_{m\acute{a}x} \cdot S = 581,24 \text{ A}$$

$$S_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{m\acute{a}x} = 221,48 \text{ MVA}$$

A partir del resultado se concluye que ambos conductores cumplen con los requisitos.

### 6.3 Efecto corona

Un fenómeno que ocurre en las líneas eléctricas y que se tratará de evitar, es el efecto corona.

Cuando la superficie de los conductores supera una determinada tensión se produce la ruptura dieléctrica del aire. Es decir, el aire se ioniza y deja de ser aislante, permitiendo que circule parte de la corriente de la línea.

Este fenómeno genera calor, luz, ruido audible y radiointerferencias que se traducen en pérdidas de energía. Por tanto, es un aspecto que se deberá tener en cuenta a la hora de diseñar líneas eléctricas.

La tensión a partir de la cual se producirá el efecto corona tiene el nombre de tensión disruptiva, y se obtiene gracias a la fórmula de Peek:

$$U_c = n \cdot 84 \cdot m_c \cdot m_t \cdot \delta \cdot r \cdot \log \frac{D}{r_{eq}}$$

Donde:

- $n$  es el número de subconductores, en este caso:

$$n=1$$

- $m_c$  es el coeficiente de rugosidad del conductor. Será menor a mayor irregularidad de la superficie y por tanto más propenso. El conductor estará formado por cables, por lo que será:

$$m_c = 0,85$$

- $m_t$  es el coeficiente ambiental. Será 0,8 en ambiente húmedo y 1 en tiempo seco, ya que el primer caso será un medio más favorable para la conductividad. Consideraremos:

$$m_t = 0,8$$

- $\delta$  representa la densidad relativa del aire, que se calculará:

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + T^{\circ}C}$$

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

Siendo  $h$  la presión relativa cm de mercurio, e  $y$  la altura topográfica en metros de la línea (se calculará con la máxima)

Como se puede ver, la tensión disruptiva dependerá de los factores ambientales de la ubicación y de la configuración de la línea. Esta última es la que se tratará de diseñar para evitar o disminuir este efecto (aumentar el radio, el número de subconductores o la separación entre las fases).

Se calculará entonces la tensión disruptiva que se tendría para cada conductor, escogiendo la opción que no provoque efecto corona o, si lo hubiera, aquel que minimice las pérdidas. Estas se calcularían gracias a la siguiente expresión:

$$P(kW) = \frac{241}{\delta} \cdot (f + 25) \cdot \sqrt{\frac{r}{De}} \cdot \left[ \frac{U_s}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right]^2 \cdot 10^{-5} \cdot N \cdot l$$

Donde N es el número de fases (N=3) y l la longitud de la línea.

La tensión disruptiva para cada alternativa resulta:

Conductor	Uc (kV)
LA-380 Gull	563,4
LA-280 Hawk	237,8

Tabla 9: Tensión disruptiva de los conductores.

Como la tensión más elevada para una tensión nominal de 220 kV son 245 kV, el conductor que se escogerá será LA-380 Gull. Con esta opción no se producirá efecto y corona ni por tanto, pérdidas.

#### 6.4 Parámetros eléctricos

El conductor escogido tendrá las siguientes características eléctricas:

Denominación	<b>LA-380 (Gull AW)</b>
Sección total	381 mm <sup>2</sup>
Diámetro total	25,38 mm
Coefficiente de dilatación lineal	19,3 x 10 <sup>-6</sup> °C <sup>-1</sup>
Resistencia eléctrica a 20°C	0,0857 Ω/km

Tabla 10: Características del conductor.

Las líneas eléctricas se caracterizan por cuatro parámetros fundamentales: Resistencia, inductancia, capacidad y conductancia.

Por un lado calcularemos los parámetros serie, de los que dependerá la caída de tensión a lo largo de la línea:

- **Resistencia**

La resistencia eléctrica es el valor que cuantifica la oposición al paso de corriente. Se define por unidad de longitud, como el cociente entre la resistividad eléctrica del material del conductor y la superficie que atraviesa la corriente.

$$R' = \frac{\rho}{S}$$

Sin embargo, para obtener el valor de la resistencia real se deberá tener en cuenta una serie de factores:

En primer lugar, en corriente alterna la densidad de corriente no es uniforme, tiende a circular por el exterior del conductor disminuyendo la sección efectiva y por tanto la resistencia. Este fenómeno se conoce como efecto pelicular.

Además, la resistividad eléctrica de los materiales aumenta con la temperatura, por lo que habrá que calcularla para temperaturas de operación superiores a 20°C.

El valor de la resistencia corregido para una temperatura de operación de 75 °C será:

$$R_T = R_{20^\circ C} \cdot [1 + \alpha(T - 20^\circ)] \Omega \text{ mm}^2 / \text{km}$$

Corregido por el efecto pelicular:

$$R' = R_T' \cdot (1 + ys) \Omega / \text{km}$$

Donde:

- $R_{20^{\circ}\text{C}}'$  es la resistencia del conductor medida a 20 °C en corriente continua. Es dato del fabricante.
- $\alpha$  es el coeficiente térmico de resistividad del material.
- $y_s$  es el coeficiente corrector por efecto pelicular, calculándose con las fórmulas del *standard IEC 287*:

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8 \cdot x_s^4}$$

$$x_s^2 = x^2 \cdot k_s$$

$$x = \sqrt{\frac{8 \pi f \cdot 10^{-7}}{R_T'}}$$

Por último, los conductores empleados en las líneas no son macizos, se componen de hilos trenzados que proporcionan una mayor flexibilidad. Por esto, la longitud real será mayor y la sección efectiva menor, lo que también aumentará la resistencia. En cualquier caso no se considerará por no ser una variación significativa.

R' 20°C DC	Ω/km	0,0857
R' 75°C DC	Ω/km	0,0858
R' 75°C AC	Ω/km	0,0867

**Tabla 11: Resistencia del conductor.**

El valor corregido resultará un 1,2% mayor. Finalmente se multiplicará por la longitud de la línea para obtener la resistencia total.

$$R = R' \left( \frac{\Omega}{\text{km}} \right) \cdot L(\text{km}) = 0,0867 \cdot 9,63 = 0,824 \Omega$$

- **Reactancia**

La corriente alterna que circula por los conductores genera campos magnéticos a su alrededor que, al variar, provocan caídas de tensión. Llamamos inductancia serie al coeficiente que mide la relación entre estas caídas de tensión y la variación de la corriente. El parámetro que mide esta relación para una frecuencia dada es la llamada reactancia serie.

El valor de la inductancia por unidad de longitud en una línea trifásica se calcula de la siguiente manera:

$$L = \frac{\mu}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{DMG}{RMG} = 0,00129 \left( \frac{H}{km} \right)$$

Por tanto la reactancia será:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \left( \frac{H}{km} \right) \cdot l(km) = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,00129 = 3,903 (\Omega)$$

Donde:

- $\mu$  es la permeabilidad en el vacío, de valor  $4\pi \cdot 10^{-4}$  H/km
- DMG es la distancia media geométrica entre fases, que se calcula de la siguiente forma:

$$DMG = \sqrt[3]{dRS \cdot dST \cdot dRT}$$

Si la línea es Simple Circuito, estas distancias entre las fases vienen dadas directamente por la geometría de la cabeza del apoyo. En caso de ser Doble Circuito, las distancias que aparecen en la ecuación anterior serían calculadas:

$$dR = \frac{\sqrt[2]{dRS \cdot dRT \cdot dRS' \cdot dRT'}}{dRR'}$$



$$dS = \frac{\sqrt[2]{dSR \cdot dST \cdot dSR' \cdot dST'}}{dSS'}$$

$$dT = \frac{\sqrt[2]{dTR \cdot dTS \cdot dTR' \cdot dTS'}}{dT'T'}$$

Donde R', S' y T' representarían las fases del segundo circuito.

Estaríamos por tanto en el primer caso. El apoyo que se habrá decidido emplear será de la serie DRAGO, fabricante MADE, con armado normalizado F41 (para Simple Circuito). Partiendo de las dimensiones del catálogo, se podrán resolver las distancias necesarias.

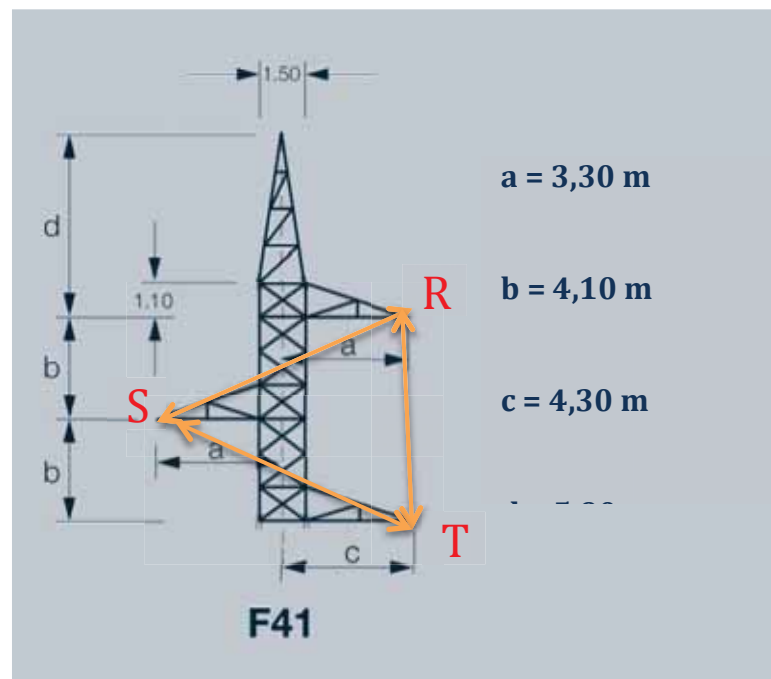


Figura 12: Distancias entre fases.

- Distancias entre fases:

$$dRS = \sqrt{b^2 + (2a)^2} = 7,77 \text{ m}$$

$$dST = \sqrt{b^2 + (a + c)^2} = 8,63 \text{ m}$$

$$dTR = \sqrt{(2b)^2 + (c - a)^2} = 8,26 \text{ m}$$

- Distancia media geométrica:

$$DMG = \sqrt[3]{dRS \cdot dST \cdot dTR} = \sqrt[3]{7,77 \cdot 8,63 \cdot 8,26} = 8,21 \text{ m}$$

- RMG es el radio medio geométrico de los conductores, que al ser configuración Simplex (un conductor por fase) será directamente el valor del radio del conductor:  $12,69 \cdot 10^{-3} \text{ m}$ .

#### - **Capacidad**

Los conductores de una línea eléctrica que transportan corriente alterna, se encontrarán a distinto potencial unos de otros. Separados además por aire u otro medio aislante, se comportarán entre ellos como condensadores que almacenan una determinada carga variable en el tiempo.

El coeficiente que mide la relación entre la variación de la carga y la tensión de los conductores es la llamada capacidad de la línea. Se calculará de la siguiente manera:

$$C' = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}{\ln \frac{DMG}{req}} = 8,59 \cdot 10^{-9} \text{ F/km}$$

Donde:

- $DMG$  será la distancia media geométrica entre los conductores, ya calculada antes.
- $r_{eq}$  el radio del conductor.
- $\epsilon_0$  es la permitividad eléctrica en el vacío. Su valor es  $8,85 \cdot 10^{-9}$  F/km.
- $\epsilon_r$  es la permitividad relativa del medio que separa a los conductores que, como serán cables desnudos, será el aire. Su valor es ..... F/km.

El parámetro que medirá la capacidad para una frecuencia determinada será la susceptancia capacitiva:

$$B' = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C' = 2,701 \cdot 10^{-6} \text{ S/km}$$

Los parámetros calculados tanto por kilómetro como en toda la línea viene recogido en la siguiente tabla:

Resistencia eléctrica	$R' (\Omega/\text{km}) / R (\Omega)$	0,0857 ( $\Omega/\text{km}$ ) / 0,834 ( $\Omega$ )
Reactancia de autoinducción	$X' (\Omega/\text{km}) / X (\Omega)$	0,406 ( $\Omega/\text{km}$ ) / 3,916 ( $\Omega$ )
Susceptancia	$B' (\text{S}/\text{km}) / B (\text{S})$	$8,59 \cdot 10^{-9}$ ( $\text{S}/\text{km}$ ) / $2,701 \cdot 10^{-6}$ ( $\text{S}$ )
Perditancia	$G (\text{S})$	0

Tabla 12: Parámetros eléctricos.

Por último, la impedancia serie y admitancia paralelo de la línea será:

Impedancia serie de la línea	$Z (\Omega)$	$0,834 + j3,916 (\Omega)$
Admitancia paralelo de la línea	$Y (\text{S})$	$j7,017 \cdot 10^{-5} (\text{S})$

Tabla 13: Impedancia serie y admitancia paralelo.

## 6.5 Pérdidas de la línea

Es necesario estimar las pérdidas que se producirán durante el funcionamiento de la línea. Para ello se realizarán los siguientes cálculos:

- Pérdida de potencia
- Caída de tensión

### PÉRDIDA DE POTENCIA

La principal fuente de pérdida de potencia en una línea será su resistencia. El paso de la corriente provoca que los conductores aumenten su temperatura y se disipe energía al exterior en forma de calor. Este fenómeno es conocido como efecto Joule.

Las pérdidas serán proporcionales al cuadrado de la intensidad, expresándose como:

$$P_{p\acute{e}rdidas} = I^2 \cdot R$$

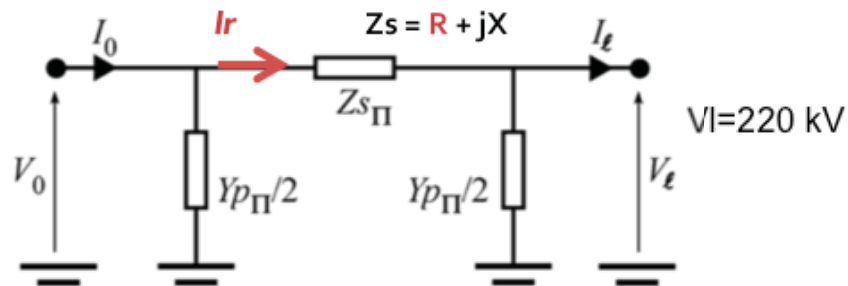


Figura 13: Modelo de la línea.

Las pérdidas previstas se calcularán como la diferencia entre potencia de entrada y de salida:

$$P_o = V_o \cdot I_o \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\phi_o$$

$$Pl = 111 \text{ MW (Requisito)}$$

Pérdida de potencia	0,631 MW	0,56 %
---------------------	----------	--------

Tabla 14: Pérdida de potencia de la línea.

## CAÍDA DE TENSIÓN

Los conductores que transportan la energía eléctrica no son elementos perfectos, producen pérdidas que provocan que la tensión al final de la línea sea menor que la esperada.

Esta diferencia sería la caída de tensión, y se calculará también a partir del circuito eléctrico equivalente de la línea.

La caída de tensión prevista será:

Caída de tensión	1,29 kV	0,58 %
------------------	---------	--------

Tabla 15: Caída de tensión en la línea.

## 6.6 Aislamiento

Por último, se realizará el diseño eléctrico de los aisladores. Estos elementos son los encargados de sujetar los conductores y mantenerlos a una distancia suficiente del apoyo para mantener la línea suficientemente alejada del apoyo

Para asegurar el correcto funcionamiento y seguridad de la línea, los conductores deben estar aislados de los apoyos que los soportan. Los elementos encargados de mantener una distancia adecuada y sujetar los conductores son los aisladores.

Estos elementos se fabrican de materiales aislantes como cerámica o vidrio, y se suelen disponer formando cadenas. Los aisladores que se emplearán en esta línea serán discos de vidrio, también llamados de caperuza y vástago:

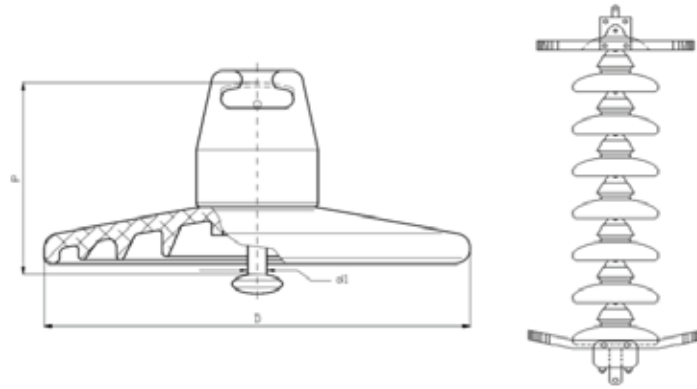


Figura 14: Aisladores de disco.

Para que cumplan correctamente con su función, se deberá realizar el diseño de aisladores para que soporten las sobrecargas eléctricas y mecánicas a las que se puedan exponer.

El diseño eléctrico se realizará en base a las sobretensiones que puedan aparecer y el nivel de contaminación de la zona donde discurra la línea, ya que un ambiente húmedo y contaminado favorecerá el contorneo de los aisladores si se produce arco eléctrico.

Las posibles sobretensiones serán:

- Tensión máxima de servicio: en este caso la tensión máxima normalizada será 245 kV.
- Sobretensiones internas temporales: provocadas por ejemplo por faltas a tierra.
- Sobretensiones internas de maniobra, por conexión y desconexión de interruptores

- Sobretensiones externas como son las causadas por impacto de rayos sobre la línea

El conjunto de tensiones normalizadas que soportará la línea en función de las sobrecargas anteriores queda descrito en la Coordinación de Aislamiento (artículo 4.4 de ITC-LAT 07).

El reglamento clasifica estas sobretensiones en dos grupos: Gama I y Gama II. El primer grupo incluye las tensiones de corta duración a frecuencia industrial e impulso tipo rayo. El segundo incluye, además del impulso tipo rayo, las tensiones a impulso tipo maniobra.

**Tabla 12. Niveles de aislamiento normalizados para la gama I  
(1 kV < U<sub>m</sub> ≤ 245 kV)**

Tensión más elevada para el material U <sub>m</sub> kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6		20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

NOTA: Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

**Tabla 16: Niveles de aislamiento normalizados gama I.**

**Tabla 13. Niveles de aislamiento normalizados para la gama II (U<sub>m</sub> > 245 kV)**

Tensión más elevada para el material U <sub>m</sub> kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo maniobra			Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo (NOTA 2) KV (valor de cresta)
	Aislamiento longitudinal (nota 1) kV (valor de cresta)	Fase-tierra kV (valor de cresta)	Entre fases (relación al valor de cresta fase-tierra)	
420	850	850	1,60	1 050 1 175
	950	950	1,50	1 175 1 300
	950	1 050	1,50	1 300 1 425

Nota 1: Valor de la componente de impulso del ensayo combinado aplicable mientras que la componente de frecuencia industrial en el borne opuesto alcanza el valor U<sub>m</sub> √2/3.

Nota 2: Para los ensayos del aislamiento longitudinal con impulsos tipo rayo sigase lo indicado en la UNE-EN 60071-1.

**Tabla 17: Niveles de aislamiento normalizado gama II.**

Para una tensión de 220 kV la máxima tensión de servicio a la que se someterá será 245 kV, por lo se contemplará la Gama I de sobretensiones. Diseñando siempre para el caso más desfavorable, se considerará una tensión a frecuencia industrial mayor a 460 kV y una tensión en choque mayor a 1050 kV.

Como se ha mencionado en este apartado, un fallo de aislamiento en las cadenas de aisladores puede dar lugar a un arco eléctrico entre sus extremos (descargadores) o puede incluir parte de los discos en su recorrido. El segundo caso se dará en ambientes con más contaminación y húmedos, como en presencia de lluvia. Por tanto es lógico que en estas condiciones sea necesario un mayor nivel de aislamiento, por riesgo de contorneo de los aisladores.

Como medida de seguridad ante riesgo de contorneo de aisladores, el Reglamento ofrece un grado de aislamiento recomendado en función del grado de contaminación de la zona. Establece para ello cuatro niveles según la descripción del entorno con la línea de fuga específica nominal recomendada. La línea de fuga total de la cadena se define como el recorrido medido en milímetros sobre la superficie de los aisladores dividida entre la tensión más elevada de la red (245 kV en este caso). La elección por tanto del modelo y número de aisladores de la cadena se escogerá para que cumpla la recomendación de la zona en la nos situemos.



Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV <sup>1)</sup>
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes.</li> <li>- Zonas agrícolas<sup>2)</sup></li> <li>- Zonas montañosas</li> <li>- Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos directos desde el mar<sup>3)</sup></li> </ul>	16,0
II Medio	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zona con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con elevada densidad de viviendas y/o industrias pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia.</li> <li>- Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (al menos distantes bastantes kilómetros)<sup>3)</sup>.</li> </ul>	20,0
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con elevada densidad de calefacción generando contaminación.</li> <li>- Zonas cercanas al mar o en cualquier caso, expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar<sup>3)</sup>.</li> </ul>	25,0
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas, generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos.</li> <li>- Zonas, generalmente de extensión moderada, muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminados desde el mar.</li> <li>- Zonas desérticas, caracterizadas por no tener lluvia durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular.</li> </ul>	31,0

<sup>1)</sup> Línea de fuga mínima de aisladores entre fase y tierra relativas a la tensión más elevada de la red (fase-fase).  
<sup>2)</sup> Empleo de fertilizantes por aspiración o quemado de residuos, puede dar lugar a un mayor nivel de contaminación por dispersión en el viento.  
<sup>3)</sup> Las distancias desde la costa marina dependen de la topografía costera y de las extremas condiciones del viento.

Tabla 18: Rigidez de aislamiento.

El nivel de contaminación que se considerará para esta línea será medio (nivel II) con una línea de fuga específica de 20 mm/kV.

El modelo de aislador que se considerará será U120BS, cuyas características se muestran a continuación:

AISLADORES NORMALES						
Designaciones	Carga de rotura electromecánica o mecánica (kN)	Diámetro máximo nominal de la parte aislante D (mm)	Paso nominal P (mm)	Línea de fuga mínima nominal (mm)	Norma de acoplamiento o según UNE 21009 d,	Conductor LA ó LARL utilizado, atendiendo a su Tensión máxima de Tendido
U 40 BS	40	175	100	185	11	56, 78
U 70 BS	70	255	127	280	16	110, 145, 180
U 100 BS	100	255	127	280	16	280 (HAWK)
U 120 BS	120	255	146	280	16	455 (CONDOR)
U 160 BS	160	280	146	300	20	545 (CARDINAL)
(*) U 160 BL	160	300	170	330	20	545 (CARDINAL)
AISLADORES ANTINEBLA						
U 100P BS	100	255	127	390	16	280 (HAWK)
U 120P BS	120	255	146	390	16	455 (CONDOR)
(*) U 160P BL	160	300	170	540	20	545 (CARDINAL)

(\*) Uso exclusivo en líneas de 220 y 380 kV.

Tabla 19: Modelos de aisladores normalizados.

Con estas características, se calculará el número de aisladores de la cadena:

$$N = \frac{20 \left( \frac{mm}{kV} \right) \cdot 245(kV)}{280 (mm)} = 17,55$$

Por tanto la cadena de aisladores tendrá 18 elementos.

## 6.7 Herrajes y accesorios

Los herrajes serán los elementos de la línea empleados para la fijación de las cadenas de aisladores tanto al apoyo como a los conductores y cable de tierra. Por otro lado se considerarán como accesorios de la línea los separadores de los conductores, antivibradores, amortiguadores,...

La siguiente imagen muestra cadenas y herrajes de amarre (bajante y pasante), suspensión y fin de línea para el cable de tierra. Aquellos empleados en la línea se mostrarán en detalle en los planos del proyecto.

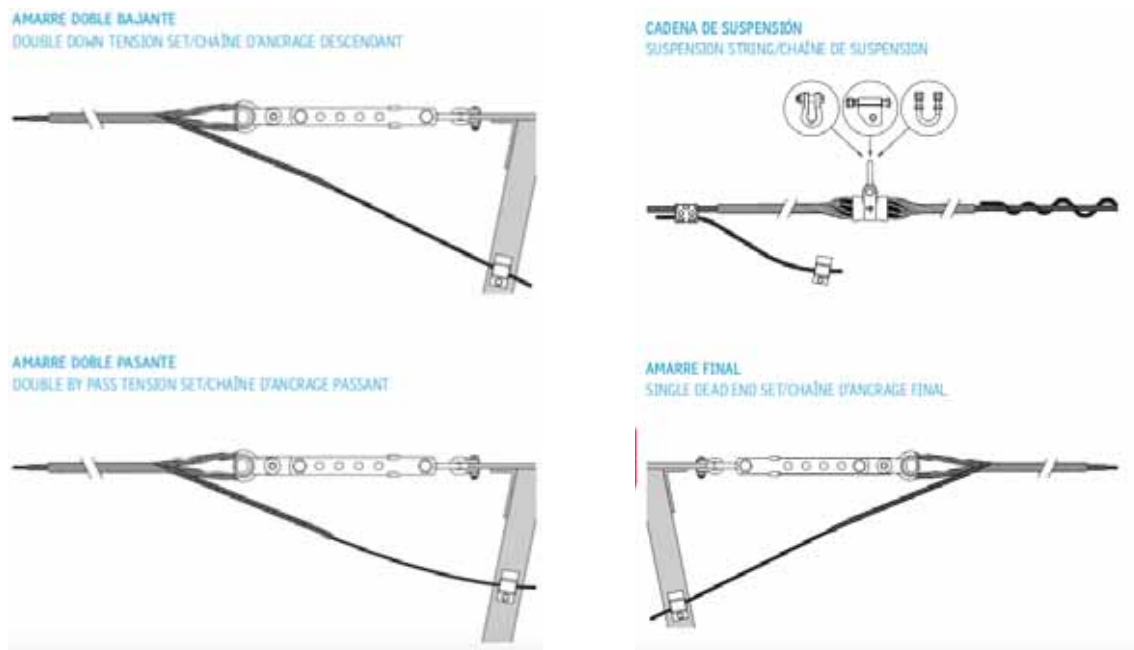


Figura 15: Tipos de herrajes de una línea.

Los herrajes y accesorios de la línea se someterán también a ciertas sollicitaciones, eléctricas y mecánicas, por lo que su diseño tendrá que ser compatible con el de la línea. Algunos de los requisitos son los siguientes:

- Los herrajes y accesorios en contacto con los conductores de fase no deberán presentar temperaturas superiores que los del propio conductor.
- La caída de tensión en los extremos de los herrajes que transportan corriente no debe ser mayor a aquella que se diera en los extremos del conductor a una longitud equivalente.
- También deberán ser diseñados para efecto corona de los conductores.
- Los herrajes y accesorios deberán soportar la carga de rotura correspondiente.
- En cuanto a la vida de estos elementos, deberán ser fabricados con materiales resistentes a la corrosión y a los esfuerzos de compresión (resistente a impacto).

- Los herrajes deben presentar superficies continuas y lisas, evitando la presencia de cantos vivos, juntas, solapamiento o irregularidades.

## 6.8 Puesta a Tierra

La puesta a tierra en cualquier sistema eléctrico es esencial para garantizar la seguridad de las personas y la protección de la propia instalación y equipos existentes. El objetivo de este método es proporcionar una vía de circulación a tierra (que se considera potencial nulo a una profundidad suficiente) de las corrientes elevadas que puedan aparecer en la línea cuando se produce una falta o descarga de un rayo.

Por ello, en este apartado se diseñará el sistema de puesta a tierra de la línea eléctrica. Consistirá en la elección y disposición de los elementos que constituyen la instalación, constará de los siguientes:

- Electrodos: los electrodos de puesta a tierra son materiales metálicos en forma de varillas, chapas, cables que presentan una alta resistencia a la corrosión (también se puede mejorar mediante protección adicional). Además deben presentar una buena conductividad para evacuar la corriente de forma eficaz. Su disposición puede ser de dos tipos: vertical, picas o varillas hincadas en el terreno, u horizontal, formando redes malladas o en anillo de cables o barras enterradas. También podría ser placas o chapas enterradas. En la puesta a tierra de las líneas eléctricas se suele escoger la primera opción.
- Líneas de tierra: son los conductores que conectan los elementos de la instalación que deban ser puestos a tierra con los electrodos enterrados en el terreno. Al igual que los electrodos deben presentar alta resistencia mecánica y a la corrosión, y su sección se dimensionará para que en caso de que circule la máxima corriente de falta, no se alcancen temperaturas que

fusiona o deteriora su composición. El material más empleado por su buena conductividad es el cobre.

Se comenzará con tres datos de partida: tiempo de duración de la falta, intensidad máxima de cortocircuito y características del terreno:

- Tiempo de duración de la falta: el tiempo de despeje de la falta será el tiempo en el que abren los interruptores de los relés de protección. Las líneas de transporte tienen protecciones de distancia, las cuales en función de la proximidad de la falta detectada, actuarán instantáneamente o en 400 ms. Por ello, será adecuado por prevención elegir un valor de 500 ms.
- Características del terreno: la corriente que se derive a tierra se encontrará naturalmente con la oposición del terreno, que dependerá de las características del suelo en el que se encuentre la línea. La resistividad del terreno depende de varios factores (humedad, contenido en sales, temperatura...) y se estimará en un valor u otro dependiendo del tipo de terreno que nos encontremos. Algunos de los componentes presentes en el terreno son arenas, arcillas, calizas o grava. Por tanto, a partir de la siguiente tabla orientativa se considerará un valor de 300  $\Omega$ m

Naturaleza del terreno	Resistividad $\Omega$ m
Terrenos pantanosos	10 a 30
Humus (tierra vegetal)	10 a 150
Limo (barro ó cieno)	5 a 100
Turba húmeda (material en descomposición)	10 a 150
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Calizas blandas (carbonato de cal)	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo (sílice o cristal de roca)	500 a 800
Granitos (piedra de cantera)	1500 a 10000
Hormigón (piedra y mortero)	2000 a 3000
Grava	3000 a 5000

Figura 16: Resistividad del terreno.

- Intensidad máxima de cortocircuito: el valor de la corriente de cortocircuito dependerá del tipo de falta que se produzca. Siendo la mas usual la falta monofásica (constituye mas del 80% de las faltas que se producen) y además la más restrictiva se realizarán los cálculos para este caso. Para poder calcular su valor se tendrá que resolver el siguiente circuito en componentes de secuencia equivalentes (al resultar un sistema eléctrico desequilibrado).

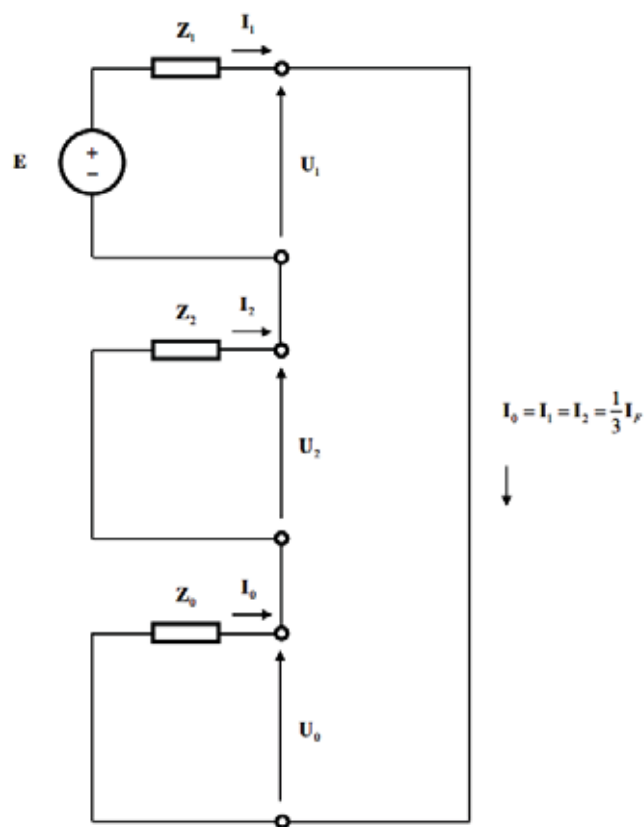


Figura 17: Circuito equivalente de la línea en componentes de secuencia.

Siendo los elementos que aparecen:

- $E$ : tensión fase neutro de operación de la línea (V)
- $Z_1$ : impedancia de secuencia directa ( $R_1 + jX_1$ ) ( $\Omega$ )

- $Z_2$ : impedancia de secuencia inversa ( $R_2 + jX_2$ ) ( $\Omega$ )
- $Z_o$ : impedancia de secuencia homopolar ( $R_o + jX_o$ ) ( $\Omega$ )
- $I_1, I_2$  e  $I_o$  corriente de secuencia directa, inversa y homopolar. La corriente de falta ( $I_F$ ) será tres veces este valor.

Así, la corriente de falta se calculará como:

$$I_F = 3 \cdot I_o = 3 \cdot \left[ \frac{E}{(R_1 + R_2 + R_o) + j(X_1 + X_2 + X_o)} \right]$$

Como se puede observar se ha supuesto falta monofásica franca, es decir, con impedancia de falta nula, ya que se calcula el caso más desfavorable.

Para poder obtener la corriente de falta se deberá calcular previamente dichas impedancias. Existen muchas posibilidades de cálculo y en este caso, se empleará una serie de ecuaciones empíricas obtenidas de un artículo concreto de cálculo de puesta a tierra de líneas eléctricas. Serán las siguientes:

$$Z_1 = Z_2 = r_a + j(x_a + x_d)$$

$$Z_o = r_a + r_e + j(x_a + x_e - 2 \cdot x_d)$$

$$x_d = 0,2794 \cdot \log \left( \frac{1}{RMG} \right)$$

$$r_e = 0,00477 \cdot f$$

$$x_e = 0,00695 \cdot f \cdot \log \left( 4,6655 \cdot 10^6 \cdot \frac{\rho_s}{f} \right)$$

Siendo los elementos que aparecen:

- RMG: radio medio geométrico entre los conductores (ft)

- $r_a$ : resistencia del conductor en corriente alterna con la frecuencia del sistema ( $\Omega/\text{mi}$ )
- $x_a$ : resistencia del conductor en corriente alterna con la frecuencia del sistema ( $\Omega/\text{mi}$ )
- $f$ : frecuencia del sistema (Hz)
- $\rho_s$ : resistividad del terreno ( $\Omega\text{m}$ )

Se observa que, dado que estas expresiones se han obtenido de un libro americano (*ABB T&D Reference Book Fourth Edition*) las unidades no corresponden con las del sistema internacional. Por ello, habrá que realizar las correspondientes conversiones de unidades antes de introducirlas en la ecuación. Los datos resultarán entonces:

$$RMG = 0,0416 \text{ ft}$$

$$r_a = 0,1395 \frac{\Omega}{\text{mi}}$$

$$x_a = 0,654 \frac{\Omega}{\text{mi}}$$

$$x_d = 0,385 \frac{\Omega}{\text{mi}}$$

$$x_e = 2,935 \frac{\Omega}{\text{mi}}$$

$$r_e = 0,238 \frac{\Omega}{\text{mi}}$$

Resultando en la ecuación:

$$I_F = 3 \cdot I_o = 3 \cdot \left[ \frac{\frac{E_n \cdot 10^3}{\sqrt{3}}}{(R_1 + R_2 + R_o) + j(X_1 + X_2 + X_o)} \right] = 17.477 \text{ A}$$



Los tres datos de partida obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

$t_F$ (s)	0,5
$\rho_s$ ( $\Omega m$ )	300
$I_F$ (kA)	17,47

Figura 18: Tiempo de despeje, resistividad del terreno y corriente de cortocircuito monofásica.

Una vez determinados se podrá empezar a dimensionar o diseñar el sistema de puesta a tierra.

El diseño del sistema se realizará atendiendo a cuatro requisitos principales que se deberán cumplir:

- El sistema de puesta a tierra debe resistir los esfuerzos mecánicos y a la corrosión.
- Que resista la temperatura correspondiente a la corriente de falta más elevada que pueda aparecer.
- Garantizar la seguridad de las personas ante las elevadas tensiones que aparecen cuando se produce una falta a tierra.
- Proteger de los daños ocasionados por la corriente de falta a propiedades y equipo, así como garantizar la fiabilidad de la propia línea.

Para los dos primeros puntos se realizará el dimensionamiento térmico y mecánico del sistema. Cuando se origina un corto circulan por los conductores corrientes muy elevadas que causan grandes incrementos de temperaturas. Esto tiene en consecuencia que, por un lado el material se pueda fundir y por otro que aparezcan solicitaciones mecánicas en los cables (además de las fuerzas electromecánicas originadas por interacción de los campos magnéticos de los cables, creados por las altas corrientes)

Por ello, será necesario determinar la sección mínima que debe tener el cable de tierra para la corriente de cortocircuito que circularía. La ecuación de la que se obtendrá dichos valores será la siguiente:

$$I = S \cdot \sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_F \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}$$

Donde:

- I: Valor eficaz de la corriente de cortocircuito calculada anteriormente (kA)
- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- T<sub>m</sub>: Temperatura máxima admisible (°C)
- T<sub>a</sub>: Temperatura ambiente (°C)
- T<sub>r</sub>: Temperatura de referencia del material (°C)
- α<sub>r</sub>: Coeficiente térmico de la resistividad a la temperatura de referencia (1/°C)
- α<sub>o</sub>: Coeficiente térmico de resistividad a 0°C (1/°C)
- ρ<sub>r</sub>: Resistividad del terreno a la temperatura de referencia (Ωm)
- K<sub>o</sub>: 1/ α<sub>o</sub> (°C)
- t<sub>F</sub>: duración de la corriente (s)
- TCAP: Capacidad térmica por unidad de volumen (J/cm<sup>3</sup>°C)

El valor de la sección mínima que corresponde a la corriente eficaz de cortocircuito calculada en el apartado anterior resultará:

$$S = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_F \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}}$$

$$S = \frac{I}{\sqrt{\left(\frac{3,2 \cdot 10^{-4}}{0,5 \cdot 0,00393 \cdot 1,78}\right) \cdot \ln\left(\frac{212,04 + 1084}{212,04 + 30}\right)}} = 88,44 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada que se escogerá para la línea de tierra será 95 mm<sup>2</sup>.

Para garantizar la seguridad de las personas, que es el fin último de un sistema de puesta a tierra, se deberá elegir los tipos y configuración de electrodos y cables de tierra que se emplearán para obtener una resistencia global que sea suficiente para que la tensión soportada por una persona en caso de una falta, no supere los valores límites establecidos.

Dichos límites consistirán en las tensiones de paso y de contacto máximas admisibles.

El reglamento ITC-07, basándose en una serie de hipótesis y aproximaciones ofrece la siguiente curva orientativa sobre los valores de contacto aplicada. Siendo la de paso 10 veces esta:

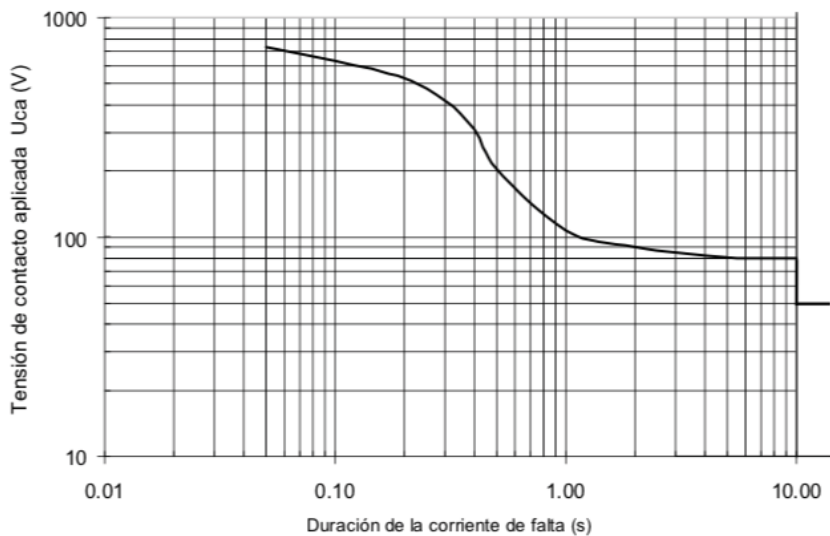


Figura 19: Curva de la tensión de contacto aplicada.

Sin embargo para realizar un cálculo aplicado a este caso en particular, emplearemos las siguientes expresiones para hallar estos dos valores. Las tensiones de contacto y de paso dependen del tiempo de duración de la falta:

$$U_{contacto} = (R_H + 6 \cdot \rho_s \cdot C_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$U_{paso} = (R_H + 1,5 \cdot \rho_s \cdot C_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

Siendo  $\rho_s$  la resistividad del terreno que pisa el ser humano, y  $C_s$  el coeficiente de corrección de la resistividad del terreno. Este último se calcula:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 \cdot h_s + 0,09}$$

Donde  $h_s$  es el grosor de la capa de material superficial que pisa el ser humano.

Las tensiones de contacto y de paso resultarán:

Uca (kV)	526,133
Upa (kV)	2.103,867

**Tabla 20: Tensión de contacto y paso calculadas.**

Para poder calcular la tensión aplicada en el cuerpo humano, será necesario modelar un circuito que tenga en cuenta todas las resistencias que intervienen en caso de que se produzca el contacto entre la mano de una persona y la estructura a tensión. Como se puede observar en la siguiente figura, el cuerpo humano se modelará como una resistencia en paralelo con el electrodo y la línea de tierra, y en serie con la resistencia que ofrece el terreno:

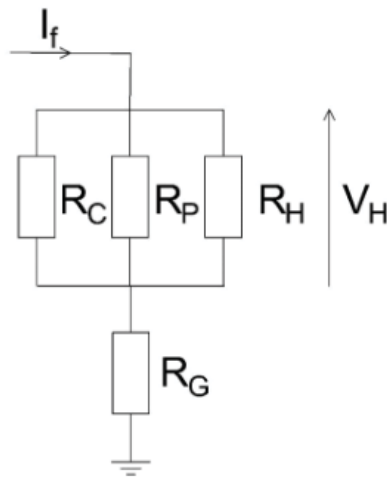


Figura 20: Circuito equivalente de puesta a tierra.

Los elementos que aparecen en el circuito son los siguientes:

- $R_H$ : Resistencia del cuerpo humano. Aunque sea un valor que varíe en función de cada individuo, normalmente se considera  $1000 \Omega$ . (para un peso estándar de 70 kg).
- $R_C$ : Resistencia del cable de tierra que une los elementos a tensión a los electrodos. Su valor se obtiene con la siguiente expresión:

$$R_C = \frac{2 \cdot \rho_s}{L}$$

Donde

- $\rho_s$ : Resistividad del terreno ( $\Omega m$ )
- $L$ : Longitud del cable (m)
- $R_P$ : Resistencia de la pica, que será el tipo de electrodo escogido para el diseño de la instalación:

$$R_p = \frac{\rho_s}{L}$$

Donde

- $\rho_s$ : Resistividad del terreno ( $\Omega\text{m}$ )
  - L: Longitud de la pica (m)
- $R_G$ : Resistencia del terreno. Se puede estimar su valor a partir del área total que ocuparía el sistema de puesta a tierra gracias a la siguiente expresión:

$$R_G = \frac{\rho_s}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

Donde

- $\rho_s$ : Resistividad del terreno ( $\Omega\text{m}$ )
  - A: Área total ocupada por el sistema de puesta a tierra ( $\text{m}^2$ )
- $R_C$ : Resistencia de la cimentación. Se calculará con la siguiente expresión:

$$R_C = 0,2 \cdot \frac{\rho_{\text{hormigón}}}{V}$$

Se deberán escoger por tanto valores para las dimensiones de los electrodos y línea de tierra que consiga una tensión aplicada inferior al valor admisible, que minimice a su vez el coste de la instalación.

La siguiente imagen muestra el sistema de puesta a tierra escogido de los apoyos. Se pueden observar algunas de las dimensiones:

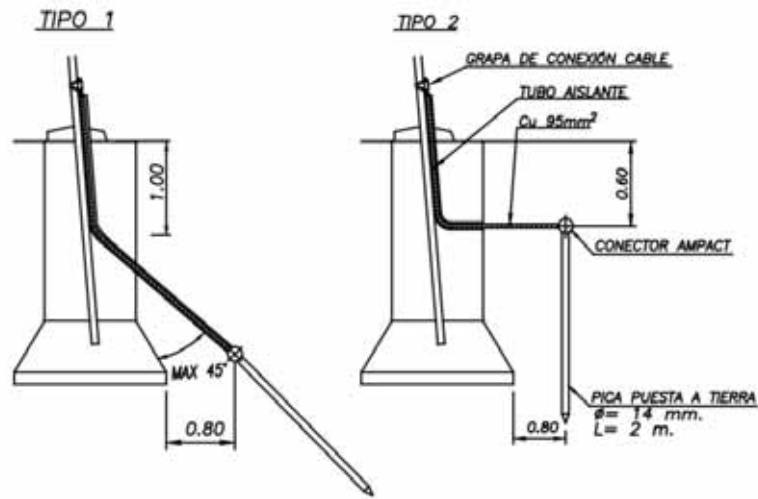


Figura 21: Puesta a tierra.

Para calcular dicha tensión, se aplicará un divisor de tensión. Se obtendrá el siguiente valor:

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_{H+C}} + \frac{1}{R_P} + \frac{1}{R_C}} = 36,76 \Omega$$

Siendo  $R_{H+C}$  la resistencia resultante del cuerpo humano y la cimentación, que quedan en serie.

$$I_H = I_F \cdot \frac{\frac{1}{R_H}}{\frac{1}{R_C} + \frac{1}{R_P} + \frac{1}{R_H}} = 4,62 A$$

$$U_H = I_H \cdot R_H = 6628,47 V$$

Por lo que se comprueba que con este diseño se obtienen tensiones de contacto inferiores y por tanto, se cumple. Los valores de la tensión de paso aplicada son siempre mayores que las de contacto admisible. Es por esto que si en el sistema de puesta a tierra diseñado se cumple que la tensión de contacto aplicada en el cuerpo

humano es menor que el valor límite, se puede considerar que no aparecerán tensiones de paso peligrosas.

Por último se describirá que apoyos deben cumplir con los cálculos anteriores. Establecer unos valores admisibles de tensión de contacto soportada tiene sentido en aquellos apoyos situados en zonas a las que las personas pueden acceder. Para determinar entonces en qué apoyos se debe garantizar el cumplimiento de las tensiones de contacto y de paso, la ITC-07 ofrece la siguiente clasificación:

- **Apoyos frecuentados:** se considerarán aquellos apoyos que se encuentren en zonas donde se espere presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica durante periodos de tiempo considerables. Son ejemplo áreas residenciales, campos de juego, fincas rústicas,... Los apoyos situados en suelos clasificados como urbanos o urbanizables también pertenecerán a este grupo.

Todos los apoyos frecuentados deberán garantizar el cumplimiento de la tensión de paso, pero quedarán exentos de cumplir la tensión de contacto aquellos apoyos cuya superficie expuesta haya sido aislada, y queden fuera del alcance a una distancia mínima horizontal de 1,25 m.

Por último, los apoyos frecuentados se clasifican en dos grupos:

- Apoyos frecuentados con calzado: para aquellos situados en zonas en los que se espera que las personas vayan calzadas (carreteras públicas, aparcamientos,...) Se incluirá en la resistencia del cuerpo humano una resistencia de calzado adicional con un valor de 1.000  $\Omega$ , resultando la resistencia final:

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

- Apoyos frecuentados sin calzado: aquellos situados en lugares donde es posible que las personas transiten con los pies desnudos. Se considerará únicamente la resistencia de contacto con el suelo:



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

- **Apoyos no frecuentados:** serán aquellos situados en lugares en los que la presencia de las personas es poco frecuente. Para estos apoyos no será necesario cumplir con las tensiones de contacto y paso, aunque sí con las verificaciones e inspecciones reglamentarias que le correspondan.

# **CÁLCULOS MECÁNICOS**

## 7 CÁLCULOS MECÁNICOS

El capítulo anterior se ha dedicado al cálculo eléctrico de la línea. Partiendo de las especificaciones del cliente se ha escogido una disposición y una serie de elementos que configurarán la línea para evacuar la energía eléctrica estimando y minimizando las pérdidas.

Además de evacuar la energía eléctrica, la línea deberá ser capaz de soportar las solicitaciones físicas a las que estará expuesta sin poner en riesgo su integridad a lo largo del tiempo. Además, por motivos de seguridad para las personas y la propia instalación, se deberá escoger una configuración que respete unas distancias suficientes entre elementos puestos en tensión y los que no (apoyos y resto del entorno)

Los cálculos mecánicos que se realizarán serán los siguientes:

- Cálculo mecánico del conductor: se estudiará y determinarán los esfuerzos a la que estará sometido el conductor con el fin de asegurar que la tensión mecánica máxima a la que se someta el cable no haga peligrar su estabilidad. Además, se calculará la flecha en los casos mas desfavorables para asegurar una distancia de seguridad al suelo resto de conductores de fase, así como para determinar la altura de los apoyos sobre los que se alce la línea.
- Cálculo mecánico del cable de tierra: al igual que el conductor, será necesario calcular la tensión mecánica máxima para su integridad, así como las distancias con los conductores para asegurar su seguridad eléctrica.
- Tablas de regulación: se realizará el estudio mecánico de los conductores y cable de tierra a diferentes temperaturas y sin sobrecarga, con el objetivo de determinar la flecha a la que se realizará el tendido de la línea en función de las condiciones climatológicas.

- Distancias de seguridad: la elección de la configuración y altura de los apoyos deberá ser lo más económica posible, manteniendo unas distancias mínimas reglamentarias con el fin de evitar descargas eléctricas y daños internos de la línea como son las faltas por contacto entre elementos a tensión y a tierra (como el propio apoyo).
- Cálculo mecánico de apoyos: los apoyos serán las estructuras encargadas de ejercer como soporte los conductores y el cable de tierra. Por esto, será necesario elegir unos apoyos que resistan las condiciones y sollicitaciones físicas a las que se exponen.
- Cimentaciones: aunque el diseño de las cimentaciones de apoyos no serán objeto de este proyecto, se dedicará un apartado a describir brevemente el tipo de cimentación que se habrá escogido y las correspondientes comprobaciones de su diseño.

## 7.1 Cálculo mecánico del conductor

Los conductores de fase son los elementos de las líneas eléctricas encargados de transportar la corriente. Al ser un sistema de corriente alterna trifásico y elegir una configuración simple circuito, el número de conductores que se dispondrán a lo largo de la línea será tres, uno por fase.

El diseño de toda línea eléctrica tendrá como fin que el transporte de energía se realice minimizando las pérdidas eléctricas y el coste. Para ello el conductor que se escoja debe tener una capacidad de transporte adecuada, y componentes que ofrezcan la menor resistencia posible al paso de la corriente. Por otro lado, los conductores de las líneas aéreas estarán sometidos a esfuerzos mecánicos que tendrán que resistir. Es por esto que además de presentar una conductividad adecuada, deberán ofrecer una resistencia mecánica y robustez suficiente.

Aunque el cobre sea un metal que presente una buena conductividad, el conductor utilizado en las líneas aéreas será el aluminio. A pesar de ser peor conductor y menos resistente a tracción, resulta bastante menos costoso.

Sin embargo, ninguno de estos metales será capaz de proporcionar la rigidez mecánica necesaria, por lo que la mejor opción en las líneas aéreas será el uso de conductores de núcleo de acero, material poco conductor, pero resistente.

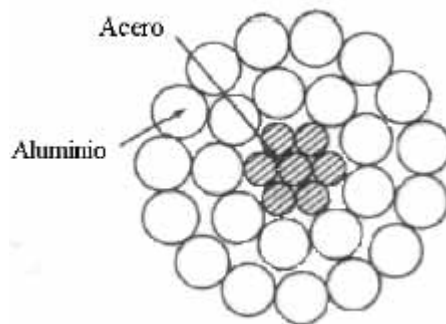


Figura 22: Conductor de aluminio y acero.

Entre los conductores de Aluminio y acero podemos encontrar varios tipos en función de la proporción de estos metales, y sus aleaciones. En función de requisitos eléctricos se ha escogido el conductor de denominación *LA-380 Gull*, formado de aluminio y acero galvanizado (ACSR, Aluminium Conductor Steel Reinforced).

En la siguiente tabla se puede ver su composición y propiedades mecánicas:

Sección (mm <sup>2</sup> )	Aluminio		337,3
	Acero		43,7
	Total		381
Diámetro (mm)	Alma		8,46
	Total		25,38
Composición	Alambres	Nº	54

	de aluminio	Diámetro (mm)	2,82
	Alambres de acero	Nº	7
		Diámetro (mm)	2,82
Carga de rotura (daN)			10663
Peso (Kg/km)	Aluminio		932
	Acero		343
	Total		1275
Módulo de elasticidad E (daN/mm <sup>2</sup> )			6867
Coeficiente de dilatación $\alpha \times 10^{-6}$ (C <sup>o</sup> -1)			19,3

**Tabla 21: Composición y propiedades del conductor.**

Las propiedades mecánicas vendrán dadas por el fabricante de cada conductor, por lo que no será necesario ningún cálculo para determinarlo. Aun así, es importante destacar que serán combinación de las propiedades de cada metal que lo componga en función de su proporción.

#### **7.1.1 Cargas y sobrecargas en el conductor.**

Los conductores de una línea aérea, irán tendidos en el aire soportados por apoyos. Formarán por tanto tramos (a los que se denomina vanos) de conductor sometidos a una carga y tracción mecánica. Su estudio se desarrollará a continuación.

Por un lado, el conductor estará sometido a cargas permanentes como son el peso propio del conductor y resto de accesorios de la línea. Para el cálculo mecánico del conductor, solo se tendrá en cuenta su propio peso y será dato de fabricante. Además, la línea estará expuesta a factores ambientales que introducen cargas adicionales aumentando la tensión del cable, llegando en muchas ocasiones a doblar y tirar apoyos. Por ello, para garantizar la seguridad mecánica de la línea los cálculos se realizarán para los casos más desfavorables.

El Reglamento de Líneas Aéreas (ITC-07) considerará las siguientes sobrecargas en conductores:

#### **- Fuerza del viento sobre conductores**

Al tratarse de una línea de 220 kV y por tanto de categoría especial, se realizarán los cálculos correspondientes a un viento mínimo de 140 km/h. La acción del viento provoca esfuerzos en los conductores que se traducen en un incremento de la tensión mecánica del conductor.

Los esfuerzos provocados por el viento, dependerán de su diámetro y de la velocidad del viento, calculándose:

$$Fv \left( \frac{daN}{km} \right) = q \cdot d_T$$

Donde  $d_T$  será el diámetro sobre el que incide el viento expresado en metros, y  $q$  la presión del viento:

$$q = 60 \cdot \left( \frac{Vv}{120} \right)^2 daN/m^2$$

$$q = 50 \cdot \left( \frac{Vv}{120} \right)^2 daN/m^2$$

La primera expresión corresponderá a conductores con diámetro menor o igual a 16 mm y la segunda, para diámetros mayores.

La presión del viento sobre el conductor de esta línea se calculará por tanto con la segunda expresión y una velocidad de 140 km/h.

#### **- Sobrecargas provocadas por el hielo**

La nieve que se deposita sobre los conductores se derrite debido al calor que desprenden por el paso de la corriente. Sin embargo, en presencia de un viento intenso gran parte de la nieve húmeda se convierte en hielo. Este hielo que se va acumulando alrededor del conductor, forma lo que se llama manguitos de hielo y supone una carga adicional al propio peso del conductor.

Además, el espesor del manguito de hielo hace que el diámetro de actuación del viento sea mayor, por lo que la sobrecarga por fuerza del viento aumentará y la sobrecarga total será aun mayor.

En función de la zona por la que se construya la línea, las consideraciones sobre el hielo serán diferentes. Por esto el Reglamento clasifica el país en tres zonas:

- Zona A: Aquella situada a una altura menor de 500 m. A esta altura no se considerará sobrecarga por hielo.
- Zona B: La situada entre 500 y 1000 m de altura. Se considerará una sobrecarga por hielo provocada por manguitos de hielo de peso:

$$Ph \left( \frac{daN}{m} \right) = 0,18 \cdot \sqrt{d_c(mm)}$$

- Zona C: situada a mas de 1000 m de altura. Se considerará el peso del manguito de hielo de:

$$Ph \left( \frac{daN}{m} \right) = 0,36 \cdot \sqrt{d_c(mm)}$$

La altura media sobre el nivel del mar de esta línea viene especificada para 1.107 m, por lo que nos encontraremos en zona C.



### 7.1.2 Tracción máxima admisible del conductor

Como ya se explicado, para que la línea funcione correctamente los conductores deberán ser capaces de resistir los esfuerzos a los que se vean expuestos.

Que el conductor resista, se traduce en que la tensión mecánica no deberá superar la carga de rotura del cable. Para garantizarlo, el coeficiente de seguridad que se introducirá será de 2,5. Es decir, el diseño de la línea se realizará para que la tensión sea siempre inferior al 40% de la carga de rotura del conductor de nuestra línea.

Este factor no será el único a considerar en la seguridad de la línea. La acción del viento podría acercar peligrosamente los conductores al apoyo, o el sobrepeso en los conductores bajarlos provocando daños en la línea y a su alrededor. Para que esto no ocurra, los elementos en tensión deberán guardar cierta distancia entre sí y con el resto del entorno. Por esto, además de la tensión mecánica será necesario estudiar la flecha del conductor, es decir, la distancia . Ésta se define como la distancia entre la recta que pasa por los dos puntos de sujeción del cable en dos apoyos consecutivos, y el punto más bajo.

Al igual que en el estudio eléctrico de la línea necesitábamos modelar un circuito eléctrico equivalente sobre el que poder realizar los cálculos, la curva que representará el comportamiento del conductor en cada vano será la catenaria.

Gracias a este modelo, se pueden obtener ecuaciones matemáticas con las que hallar las variables necesarias. Se describirán a continuación sin entrar en demasiado detalle.

Para empezar, se definirán varios parámetros que aparecerán en las ecuaciones:

- $a$ : vano. Como se ha mencionado, se llama vano a la distancia horizontal entre dos apoyos consecutivos.
- $P$ : representa la carga total por unidad de longitud en el conductor.

- $T$ : es la tracción que sufre el cable.
- $t$ : temperatura del conductor en grados centígrados.

Para poder obtener el valor de la flecha en cada escenario, se aplicaría la siguiente expresión:

$$f(m) = \frac{a^2 \cdot P}{8 \cdot T}$$

La tensión del conductor dependerá en cada situación de todos los factores definidos anteriormente. La ecuación que relaciona dos estados diferentes de la línea será la siguiente:

$$\frac{a^2 \cdot P_1^2}{24 \cdot T_1^2} - \alpha \cdot t_1 - \frac{T_1}{S \cdot E} = \frac{a^2 \cdot P_2^2}{24 \cdot T_2^2} - \alpha \cdot t_2 - \frac{T_2}{S \cdot E}$$

Conocidas todas las variables de un escenario y las condiciones de otro diferente, se podrá hallar la tensión desconocida del segundo.

Lo más común es introducir como situación inicial unas condiciones normales de operación de la línea. Se considera condiciones normales a ausencia de sobrecarga, temperatura media del año, y una tensión del cable adecuada. A esta tensión se le llama EDS (tensión de cada día) y suele estar entre un 16% y 22% de la carga de rotura del conductor. La elección de un EDS adecuado tendrá importancia a la hora de prevenir la vibración en los conductores, si se instala sistemas amortiguadores, permite un EDS mayor aunque no se recomienda que supere un 22%. El EDS escogido en esta ocasión es del 18%, 5,5 veces menos su carga de rotura.

- EDS: tracción del 18%

$$t = 15 \text{ } ^\circ\text{C} \qquad P_T = P_C \qquad T = 0,18 \cdot CR = 1.919,34 \text{ daN}$$

Como situación final, interesará estudiar los escenarios más desfavorables, es decir, aquellos en los que la tensión sea la máxima que pueda aparecer. Estos escenarios se formularán como hipótesis cuyas condiciones vienen recogidas en el Reglamento para cada zona. En zona C y en esta línea se considerarán las siguientes:

- Tracción máxima por viento: además del peso propio del conductor se tendrá en cuenta la carga de viento.

$$t = -15 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = \sqrt{P_C^2 + F_{v=140\text{km/h}}^2}$$

- Tracción máxima por hielo: incluirá el peso del manguito de hielo.

$$t = -20 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = P_C + P_H$$

- Tracción máxima por viento y hielo: esta hipótesis es específica para líneas de categoría especial, considerando un viento de 60 km/h en vez de 140 km/h.

$$t = -20 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = \sqrt{(P_C + P_H)^2 + F_{v=60 \text{ km/h}}^2}$$

- Tracción máxima a 50°C sin sobrecarga:

$$t = 50 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = P_C$$

- Flecha máxima a 85°C sin sobrecarga:

$$t = 85 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = P_C$$

- Flecha máxima por hielo:

$$t = 0 \text{ } ^\circ\text{C} \qquad P_T = P_c + P_H$$

- Flecha mínima a temperatura mínima

$$t = -20 \text{ } ^\circ\text{C} \qquad P_T = P_c$$

- Desviación de cadenas con viento mitad: correspondiente a la acción de un viento mitad que el mínimo para categoría especial.

$$t = -15 \text{ } ^\circ\text{C} \qquad P_T = \sqrt{P_c^2 + F_{v=70 \text{ km/h}}^2}$$

Los resultados se resumen en la siguiente tabla:

Hipótesis	P (daN/m)	t (°C)
EDS (18%)	1,25	15
T máx viento	3,41	-15
T máx hielo	2,15	-20
T máx viento + hielo	2,23	-20
T a 50°C sin sobrecarga	1,25	50
Flecha máxima a 85°C	1,25	85
Flecha máxima por hielo	2,15	0
Flecha mínima a temperatura mínima	1,25	-20
Desviación de cadenas con viento mitad	2,30	-15

**Tabla 22: Cargas y sobrecargas en el conductor.**

Si se impone un vano medio de por ejemplo 500 m, podríamos obtener la tracción del conductor para cada hipótesis. También podría ser impuesta la tracción máxima y ser la longitud del vano la incógnita y así diseñar el trazado de la línea.

Sin embargo, en la práctica este método resulta demasiado largo y acaba siendo de prueba y error, sin buscar la solución óptima que es lo que realmente se busca

para un proyecto. Afortunadamente, programas como PLS-CADD facilitan este trabajo, siendo el método de cálculo principal para obtener el trazado de la línea en función de los datos que se introducirán de terreno e hipótesis anteriores.

El resultado de todas las fuerzas del conductor en cada vano y para cada hipótesis descrita se resume en forma de tabla:

Apoyo		Vano (m)	Tracción máxima viento			Tracción máxima hielo			Tracción máxima viento+hielo		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)
1	2	382,59	2377	23	16,47	3320	32	16,94	3410	33	17
2	3	367,97	2377	23	15,23	3320	32	15,67	3410	33	15,72
3	4	357,36	2377	23	14,36	3320	32	14,77	3410	33	14,82
4	5	401,47	2377	23	18,17	3320	32	18,69	3410	33	18,76
5	6	308,14	2377	23	10,77	3320	32	11,08	3410	33	11,12
6	7	394,53	2377	23	17,6	3320	32	18,11	3410	33	18,17
7	8	214,2	2408	23	5,14	3325	32	5,35	3410	33	5,38
8	9	347,39	2408	23	13,49	3325	33	14,04	3410	33	14,11
9	10	319,39	2408	23	11,24	3325	32	11,7	3410	33	11,76
10	11	203,06	2364	23	4,63	3308	32	4,76	3398	33	4,77
11	12	197,82	2364	22	4,42	3308	31	4,54	3398	32	4,55
12	13	482,51	2364	23	26,51	3308	32	27,23	3398	33	27,33
13	14	284,03	2399	23	9,04	3357	32	9,28	3448	33	9,31
14	15	248,22	2399	23	6,86	3357	32	7,04	3448	33	7,07
15	16	491,2	2399	23	26,98	3357	32	27,71	3448	33	27,8
16	17	363,63	2398	23	14,77	3343	32	15,22	3432	33	15,28
17	18	482,9	2374	23	26,22	3340	32	26,78	3433	33	26,85
18	19	367,21	2374	23	15,3	3340	32	15,63	3433	33	15,67
19	20	422,01	2351	23	20,39	3314	32	20,79	3407	33	20,84
20	21	467,65	2351	23	24,9	3314	32	25,38	3407	33	25,44
21	22	478,23	2351	23	25,96	3314	32	26,46	3407	33	26,52
22	23	309,26	2491	24	10,17	3416	33	10,66	3501	33	10,72
23	24	282,82	2491	24	8,57	3416	32	8,98	3501	33	9,03
24	25	291,93	2491	24	9,17	3416	32	9,6	3501	33	9,66
25	26	385,36	2474	24	16,08	3404	33	16,8	3489	33	16,89
26	27	257,05	2474	23	7,13	3404	32	7,44	3489	33	7,48

Apoyo		Vano (m)	Tracción máxima viento			Tracción máxima hielo			Tracción máxima viento+hielo		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)
27	28	268,35	2474	24	7,78	3404	32	8,12	3489	33	8,17
28	29	237,05	2474	23	6,07	3404	32	6,34	3489	33	6,37

**Tabla 23: Flecha y tensión del conductor.**

Apoyo		Vano (m)	Flecha máxima por viento			Flecha máxima a 85°C			Flecha máxima por hielo		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)
1	2	382,59	1905	18	17,17	1213	12	18,95	3210	31	17,53
2	3	367,97	1905	18	15,88	1213	12	17,52	3210	31	16,21
3	4	357,36	1905	18	14,97	1213	12	16,51	3210	31	15,28
4	5	401,47	1905	18	18,94	1213	12	20,90	3210	31	19,34
5	6	308,14	1905	18	11,23	1213	12	12,39	3210	31	11,47
6	7	394,53	1905	18	18,35	1213	12	20,25	3210	31	18,73
7	8	214,2	1898	18	5,45	1164	11	6,24	3173	31	5,61
8	9	347,39	1898	18	14,30	1164	11	16,37	3173	31	14,71
9	10	319,39	1898	18	11,92	1164	11	13,65	3173	30	12,26
10	11	203,06	1899	18	4,82	1214	12	5,29	3203	31	4,92
11	12	197,82	1899	18	4,60	1214	12	5,05	3203	30	4,69
12	13	482,51	1899	19	27,58	1214	12	30,31	3203	31	28,14
13	14	284,03	1929	18	9,39	1236	12	10,29	3252	31	9,58
14	15	248,22	1929	18	7,13	1236	12	7,81	3252	31	7,27
15	16	491,2	1929	19	28,03	1236	12	30,73	3252	31	28,6
16	17	363,63	1917	19	15,43	1214	12	17,13	3225	31	15,78
17	18	482,9	1924	19	27,04	1253	12	29,16	3255	32	27,49
18	19	367,21	1924	18	15,78	1253	12	17,01	3255	31	16,04
19	20	422,01	1910	18	20,97	1253	12	22,46	3238	31	21,28
20	21	467,65	1910	18	25,61	1253	12	27,42	3238	31	25,99
21	22	478,23	1910	19	26,69	1253	12	28,59	3238	32	27,09
22	23	309,26	1949	19	10,86	1178	11	12,62	3243	31	11,23
23	24	282,82	1949	18	9,15	1178	11	10,64	3243	31	9,46
24	25	291,93	1949	19	9,79	1178	11	11,37	3243	31	10,12
25	26	385,36	1944	19	17,10	1185	11	19,72	3241	31	17,65
26	27	257,05	1944	18	7,58	1185	11	8,73	3241	31	7,82
27	28	268,35	1944	19	8,27	1185	11	9,53	3241	31	8,53
28	29	237,05	1944	18	6,45	1185	11	7,44	3241	31	6,66

Tabla 24: Flecha y tensión del conductor.

Apoyo		Vano (m)	Flecha mínima a temperatura mínima			Desviación de cadenas a viento mitad		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)
1	2	382,59	1467	14	15,65	1615	15	15,93
2	3	367,97	1467	14	14,47	1615	15	14,74
3	4	357,36	1467	14	13,64	1615	15	13,89
4	5	401,47	1467	14	17,26	1615	16	17,58
5	6	308,14	1467	14	10,24	1615	16	10,42
6	7	394,53	1467	14	16,72	1615	16	17,03
7	8	214,2	1524	15	4,76	1663	16	4,9
8	9	347,39	1524	15	12,50	1663	16	12,85
9	10	319,39	1524	15	10,42	1663	16	10,71
10	11	203,06	1455	14	4,42	1604	15	4,49
11	12	197,82	1455	14	4,21	1604	15	4,29
12	13	482,51	1455	14	25,26	1604	16	25,7
13	14	284,03	1475	14	8,62	1627	15	8,77
14	15	248,22	1475	14	6,54	1627	15	6,65
15	16	491,2	1475	14	25,73	1627	16	26,16
16	17	363,63	1486	14	13,98	1634	16	14,26
17	18	482,9	1445	14	25,26	1600	15	25,59
18	19	367,21	1445	14	14,74	1600	15	14,93
19	20	422,01	1425	14	19,73	1579	15	19,96
20	21	467,65	1425	14	24,09	1579	15	24,37
21	22	478,23	1425	14	25,11	1579	15	25,41
22	23	309,26	1599	15	9,29	1736	16	9,6
23	24	282,82	1599	15	7,83	1736	16	8,09
24	25	291,93	1599	15	8,37	1736	16	8,65
25	26	385,36	1577	15	14,79	1716	16	15,24
26	27	257,05	1577	15	6,56	1716	16	6,76
27	28	268,35	1577	15	7,15	1716	16	7,37
28	29	237,05	1577	15	5,58	1716	16	5,75

Tabla 25: Flecha y tensión del conductor.



### 7.1.3 Tabla de regulación

El apartado anterior recoge los cálculos mecánicos del conductor para en las condiciones más desfavorables (hipótesis finales) partiendo de una hipótesis inicial EDS que supone condiciones normales, sin sobrecarga y a una temperatura media anual de 15°C. El tendido de los cables de la línea también se realizará en ausencia de sobrecarga, pero las condiciones climatológicas no tienen porqué ser las mismas.

Debido a que para realizar el tendido de la línea es necesario conocer tanto la tracción a la que se debe instalar los conductores como la flecha en cada vano, se obtendrá la siguiente tabla de tendido en la que se calcula la tensión mecánica para diferentes temperaturas posibles sin sobrecarga.

El método de cálculo será el mismo que para las hipótesis anteriores, solo que en este caso el único parámetro que variará en la condición final será la temperatura. Afortunadamente, igual que en el apartado anterior contaremos con el programa PLS-CADD para realizar dichos cálculos.

Por último, habrá que tener en cuenta que la tracción de los conductores que forman las series (tramos de línea comprendidos entre dos torres de amarre) resultará la misma, ya que los cables cuelgan de las cadenas de suspensión sin interrumpir la continuidad de los conductores. Así, se puede observar en la tabla de tendido que en las alineaciones (apoyos 1 al 7 por ejemplo) la tracción se mantiene constante para cada temperatura.

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
1	2	-10	371,55	382,59	15,99	1436,02
		-5	371,55	382,59	16,15	1421,13
		0	371,55	382,59	16,32	1407
		5	371,55	382,59	16,48	1392,87
		10	371,55	382,59	16,64	1379,51
		15	371,55	382,59	16,81	1366,15

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		20	371,55	382,59	16,97	1353,56
		25	371,55	382,59	17,13	1340,96
		30	371,55	382,59	17,29	1328,62
		35	371,55	382,59	17,44	1316,8
		40	371,55	382,59	17,6	1305,23
		45	371,55	382,59	17,75	1293,92
		50	371,55	382,59	17,9	1283,12
2	3	-10	371,55	367,97	14,78	1436,02
		-5	371,55	367,97	14,94	1421,13
		0	371,55	367,97	15,09	1407
		5	371,55	367,97	15,24	1392,87
		10	371,55	367,97	15,39	1379,51
		15	371,55	367,97	15,54	1366,15
		20	371,55	367,97	15,69	1353,56
		25	371,55	367,97	15,84	1340,96
		30	371,55	367,97	15,99	1328,62
		35	371,55	367,97	16,13	1316,8
		40	371,55	367,97	16,27	1305,23
		45	371,55	367,97	16,42	1293,92
		50	371,55	367,97	16,56	1283,12
3	4	-10	371,55	357,36	13,94	1436,02
		-5	371,55	357,36	14,08	1421,13
		0	371,55	357,36	14,23	1407
		5	371,55	357,36	14,37	1392,87
		10	371,55	357,36	14,51	1379,51
		15	371,55	357,36	14,65	1366,15
		20	371,55	357,36	14,79	1353,56
		25	371,55	357,36	14,93	1340,96
		30	371,55	357,36	15,07	1328,62
		35	371,55	357,36	15,2	1316,8
		40	371,55	357,36	15,34	1305,23
		45	371,55	357,36	15,47	1293,92
		50	371,55	357,36	15,61	1283,12
4	5	-10	371,55	401,47	17,64	1436,02
		-5	371,55	401,47	17,82	1421,13
		0	371,55	401,47	18	1407
		5	371,55	401,47	18,19	1392,87
		10	371,55	401,47	18,36	1379,51
		15	371,55	401,47	18,54	1366,15
		20	371,55	401,47	18,72	1353,56
		25	371,55	401,47	18,89	1340,96

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		30	371,55	401,47	19,07	1328,62
		35	371,55	401,47	19,24	1316,8
		40	371,55	401,47	19,41	1305,23
		45	371,55	401,47	19,58	1293,92
		50	371,55	401,47	19,75	1283,12
5	6	-10	371,55	308,14	10,46	1436,02
		-5	371,55	308,14	10,57	1421,13
		0	371,55	308,14	10,67	1407
		5	371,55	308,14	10,78	1392,87
		10	371,55	308,14	10,89	1379,51
		15	371,55	308,14	10,99	1366,15
		20	371,55	308,14	11,1	1353,56
		25	371,55	308,14	11,2	1340,96
		30	371,55	308,14	11,31	1328,62
		35	371,55	308,14	11,41	1316,8
		40	371,55	308,14	11,51	1305,23
		45	371,55	308,14	11,61	1293,92
		50	371,55	308,14	11,71	1283,12
6	7	-10	371,55	394,68	17,06	1436,02
		-5	371,55	394,68	17,24	1421,13
		0	371,55	394,68	17,41	1407
		5	371,55	394,68	17,59	1392,87
		10	371,55	394,68	17,76	1379,51
		15	371,55	394,68	17,94	1366,15
		20	371,55	394,68	18,11	1353,56
		25	371,55	394,68	18,28	1340,96
		30	371,55	394,68	18,45	1328,62
		35	371,55	394,68	18,61	1316,8
		40	371,55	394,68	18,78	1305,23
		45	371,55	394,68	18,94	1293,92
50	371,55	394,68	19,11	1283,12		
7	8	-10	307,79	214,35	4,91	1476,13
		-5	307,79	214,35	4,98	1453,83
		0	307,79	214,35	5,06	1432,04
		5	307,79	214,35	5,13	1411,28
		10	307,79	214,35	5,21	1391,54
		15	307,79	214,35	5,28	1372,56
		20	307,79	214,35	5,35	1354,1
		25	307,79	214,35	5,42	1336,4
		30	307,79	214,35	5,49	1319,21
35	307,79	214,35	5,56	1302,8		

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		40	307,79	214,35	5,63	1286,89
		45	307,79	214,35	5,7	1271,49
		50	307,79	214,35	5,77	1256,61
8	9	-10	307,79	347,39	12,9	1476,13
		-5	307,79	347,39	13,1	1453,83
		0	307,79	347,39	13,3	1432,04
		5	307,79	347,39	13,5	1411,28
		10	307,79	347,39	13,69	1391,54
		15	307,79	347,39	13,88	1372,56
		20	307,79	347,39	14,07	1354,1
		25	307,79	347,39	14,26	1336,4
		30	307,79	347,39	14,44	1319,21
		35	307,79	347,39	14,63	1302,8
		40	307,79	347,39	14,81	1286,89
		45	307,79	347,39	14,99	1271,49
		50	307,79	347,39	15,17	1256,61
9	10	-10	307,79	319,03	10,8	1476,13
		-5	307,79	319,03	10,97	1453,83
		0	307,79	319,03	11,14	1432,04
		5	307,79	319,03	11,3	1411,28
		10	307,79	319,03	11,46	1391,54
		15	307,79	319,03	11,62	1372,56
		20	307,79	319,03	11,78	1354,1
		25	307,79	319,03	11,93	1336,4
		30	307,79	319,03	12,09	1319,21
		35	307,79	319,03	12,24	1302,8
		40	307,79	319,03	12,4	1286,89
		45	307,79	319,03	12,55	1271,49
		50	307,79	319,03	12,7	1256,61
10	11	-10	380,51	202,7	4,54	1426,06
		-5	380,51	202,7	4,58	1412,18
		0	380,51	202,7	4,62	1398,82
		5	380,51	202,7	4,67	1385,71
		10	380,51	202,7	4,71	1372,86
		15	380,51	202,7	4,75	1360,53
		20	380,51	202,7	4,8	1348,19
		25	380,51	202,7	4,84	1336,36
		30	380,51	202,7	4,88	1325,04
		35	380,51	202,7	4,92	1313,73
		40	380,51	202,7	4,97	1302,67
45	380,51	202,7	5,01	1291,87		

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		50	380,51	202,7	5,05	1281,58
11	12	-10	380,51	197,82	4,3	1426,06
		-5	380,51	197,82	4,34	1412,18
		0	380,51	197,82	4,38	1398,82
		5	380,51	197,82	4,42	1385,71
		10	380,51	197,82	4,46	1372,86
		15	380,51	197,82	4,51	1360,53
		20	380,51	197,82	4,55	1348,19
		25	380,51	197,82	4,59	1336,36
		30	380,51	197,82	4,63	1325,04
		35	380,51	197,82	4,67	1313,73
		40	380,51	197,82	4,71	1302,67
		45	380,51	197,82	4,75	1291,87
				50	380,51	197,82
12	13	-10	380,51	482,8	25,72	1426,06
		-5	380,51	482,8	25,97	1412,18
		0	380,51	482,8	26,22	1398,82
		5	380,51	482,8	26,47	1385,71
		10	380,51	482,8	26,72	1372,86
		15	380,51	482,8	26,97	1360,53
		20	380,51	482,8	27,22	1348,19
		25	380,51	482,8	27,46	1336,36
		30	380,51	482,8	27,7	1325,04
		35	380,51	482,8	27,94	1313,73
		40	380,51	482,8	28,18	1302,67
		45	380,51	482,8	28,41	1291,87
				50	380,51	482,8
13	14	-10	391,34	284,33	8,76	1446,57
		-5	391,34	284,33	8,84	1432,69
		0	391,34	284,33	8,92	1419,33
		5	391,34	284,33	9,01	1406,48
		10	391,34	284,33	9,09	1393,88
		15	391,34	284,33	9,17	1381,54
		20	391,34	284,33	9,25	1369,46
		25	391,34	284,33	9,33	1357,88
		30	391,34	284,33	9,41	1346,31
		35	391,34	284,33	9,49	1335,25
		40	391,34	284,33	9,57	1324,19
		45	391,34	284,33	9,64	1313,64
				50	391,34	284,33
14	15	-10	391,34	248,22	6,67	1446,57

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		-5	391,34	248,22	6,74	1432,69
		0	391,34	248,22	6,8	1419,33
		5	391,34	248,22	6,86	1406,48
		10	391,34	248,22	6,93	1393,88
		15	391,34	248,22	6,99	1381,54
		20	391,34	248,22	7,05	1369,46
		25	391,34	248,22	7,11	1357,88
		30	391,34	248,22	7,17	1346,31
		35	391,34	248,22	7,23	1335,25
		40	391,34	248,22	7,29	1324,19
		45	391,34	248,22	7,35	1313,64
		50	391,34	248,22	7,41	1303,09
15	16	-10	391,34	491,36	26,2	1446,57
		-5	391,34	491,36	26,45	1432,69
		0	391,34	491,36	26,71	1419,33
		5	391,34	491,36	26,95	1406,48
		10	391,34	491,36	27,2	1393,88
		15	391,34	491,36	27,44	1381,54
		20	391,34	491,36	27,69	1369,46
		25	391,34	491,36	27,92	1357,88
		30	391,34	491,36	28,17	1346,31
		35	391,34	491,36	28,4	1335,25
		40	391,34	491,36	28,64	1324,19
		45	391,34	491,36	28,87	1313,64
50	391,34	491,36	29,11	1303,09		
16	17	-10	362,06	363,53	14,32	1452,16
		-5	362,06	363,53	14,48	1436,24
		0	362,06	363,53	14,63	1420,84
		5	362,06	363,53	14,79	1405,69
		10	362,06	363,53	14,95	1391,05
		15	362,06	363,53	15,1	1376,92
		20	362,06	363,53	15,26	1363,31
		25	362,06	363,53	15,41	1349,95
		30	362,06	363,53	15,56	1336,85
		35	362,06	363,53	15,71	1324,26
		40	362,06	363,53	15,86	1311,92
		45	362,06	363,53	16	1299,84
50	362,06	363,53	16,15	1288,02		
17	18	-10	436,41	482,64	25,7	1423,2
		-5	436,41	482,64	25,9	1412,65
		0	436,41	482,64	26,09	1402,35

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		5	436,41	482,64	26,28	1392,05
		10	436,41	482,64	26,48	1382,01
		15	436,41	482,64	26,67	1372,22
		20	436,41	482,64	26,85	1362,69
		25	436,41	482,64	27,04	1353,41
		30	436,41	482,64	27,23	1344,14
		35	436,41	482,64	27,42	1334,86
		40	436,41	482,64	27,6	1326,1
		45	436,41	482,64	27,79	1317,34
		50	436,41	482,64	27,97	1308,83
18	19	-10	436,41	367,68	14,9	1423,2
		-5	436,41	367,68	15,01	1412,65
		0	436,41	367,68	15,12	1402,35
		5	436,41	367,68	15,23	1392,05
		10	436,41	367,68	15,34	1382,01
		15	436,41	367,68	15,45	1372,22
		20	436,41	367,68	15,56	1362,69
		25	436,41	367,68	15,67	1353,41
		30	436,41	367,68	15,78	1344,14
		35	436,41	367,68	15,89	1334,86
		40	436,41	367,68	15,99	1326,1
		45	436,41	367,68	16,1	1317,34
		50	436,41	367,68	16,21	1308,83
19	20	-10	457,47	422,49	19,92	1405,42
		-5	457,47	422,49	20,05	1396,14
		0	457,47	422,49	20,19	1386,86
		5	457,47	422,49	20,32	1377,84
		10	457,47	422,49	20,45	1369,08
		15	457,47	422,49	20,59	1360,31
		20	457,47	422,49	20,72	1351,8
		25	457,47	422,49	20,85	1343,29
		30	457,47	422,49	20,98	1335,04
		35	457,47	422,49	21,11	1327,04
		40	457,47	422,49	21,23	1319,05
		45	457,47	422,49	21,36	1311,31
		50	457,47	422,49	21,49	1303,56
20	21	-10	457,47	467,65	24,43	1405,42
		-5	457,47	467,65	24,59	1396,14
		0	457,47	467,65	24,76	1386,86
		5	457,47	467,65	24,92	1377,84
		10	457,47	467,65	25,08	1369,08

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		15	457,47	467,65	25,24	1360,31
		20	457,47	467,65	25,4	1351,8
		25	457,47	467,65	25,56	1343,29
		30	457,47	467,65	25,72	1335,04
		35	457,47	467,65	25,88	1327,04
		40	457,47	467,65	26,04	1319,05
		45	457,47	467,65	26,19	1311,31
		50	457,47	467,65	26,35	1303,56
21	22	-10	457,47	477,8	25,55	1405,42
		-5	457,47	477,8	25,72	1396,14
		0	457,47	477,8	25,89	1386,86
		5	457,47	477,8	26,06	1377,84
		10	457,47	477,8	26,23	1369,08
		15	457,47	477,8	26,4	1360,31
		20	457,47	477,8	26,57	1351,8
		25	457,47	477,8	26,74	1343,29
		30	457,47	477,8	26,9	1335,04
		35	457,47	477,8	27,07	1327,04
		40	457,47	477,8	27,23	1319,05
		45	457,47	477,8	27,4	1311,31
		50	457,47	477,8	27,56	1303,56
22	23	-10	295,15	308,83	9,69	1540,69
		-5	295,15	308,83	9,87	1513,8
		0	295,15	308,83	10,04	1487,92
		5	295,15	308,83	10,21	1463,07
		10	295,15	308,83	10,38	1439,75
		15	295,15	308,83	10,54	1416,95
		20	295,15	308,83	10,71	1395,42
		25	295,15	308,83	10,87	1374,66
		30	295,15	308,83	11,03	1354,66
		35	295,15	308,83	11,19	1335,43
		40	295,15	308,83	11,34	1317,23
		45	295,15	308,83	11,5	1299,53
50	295,15	308,83	11,65	1282,35		
23	24	-10	295,15	282,82	8,13	1540,69
		-5	295,15	282,82	8,27	1513,8
		0	295,15	282,82	8,42	1487,92
		5	295,15	282,82	8,56	1463,07
		10	295,15	282,82	8,7	1439,75
		15	295,15	282,82	8,84	1416,95
		20	295,15	282,82	8,98	1395,42



Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		25	295,15	282,82	9,11	1374,66
		30	295,15	282,82	9,25	1354,66
		35	295,15	282,82	9,38	1335,43
		40	295,15	282,82	9,51	1317,23
		45	295,15	282,82	9,64	1299,53
		50	295,15	282,82	9,77	1282,35
24	25	-10	295,15	292,11	8,67	1540,69
		-5	295,15	292,11	8,83	1513,8
		0	295,15	292,11	8,98	1487,92
		5	295,15	292,11	9,13	1463,07
		10	295,15	292,11	9,28	1439,75
		15	295,15	292,11	9,43	1416,95
		20	295,15	292,11	9,58	1395,42
		25	295,15	292,11	9,72	1374,66
		30	295,15	292,11	9,87	1354,66
		35	295,15	292,11	10,01	1335,43
		40	295,15	292,11	10,15	1317,23
		45	295,15	292,11	10,29	1299,53
		50	295,15	292,11	10,42	1282,35
25	26	-10	305,06	385,53	15,28	1523,92
		-5	305,06	385,53	15,54	1499,06
		0	305,06	385,53	15,79	1475,23
		5	305,06	385,53	16,04	1452,42
		10	305,06	385,53	16,29	1430,63
		15	305,06	385,53	16,53	1409,87
		20	305,06	385,53	16,77	1389,62
		25	305,06	385,53	17	1370,39
		30	305,06	385,53	17,24	1351,67
		35	305,06	385,53	17,47	1333,97
		40	305,06	385,53	17,7	1316,53
		45	305,06	385,53	17,93	1299,86
		50	305,06	385,53	18,16	1283,95
26	27	-10	305,06	257,05	6,79	1523,92
		-5	305,06	257,05	6,9	1499,06
		0	305,06	257,05	7,01	1475,23
		5	305,06	257,05	7,12	1452,42
		10	305,06	257,05	7,23	1430,63
		15	305,06	257,05	7,34	1409,87
		20	305,06	257,05	7,44	1389,62
		25	305,06	257,05	7,55	1370,39
30	305,06	257,05	7,65	1351,67		

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		35	305,06	257,05	7,76	1333,97
		40	305,06	257,05	7,86	1316,53
		45	305,06	257,05	7,96	1299,86
		50	305,06	257,05	8,06	1283,95
27	28	-10	305,06	268,35	7,41	1523,92
		-5	305,06	268,35	7,53	1499,06
		0	305,06	268,35	7,65	1475,23
		5	305,06	268,35	7,77	1452,42
		10	305,06	268,35	7,89	1430,63
		15	305,06	268,35	8,01	1409,87
		20	305,06	268,35	8,12	1389,62
		25	305,06	268,35	8,24	1370,39
		30	305,06	268,35	8,35	1351,67
		35	305,06	268,35	8,46	1333,97
		40	305,06	268,35	8,57	1316,53
		45	305,06	268,35	8,68	1299,86
		50	305,06	268,35	8,79	1283,95
28	29	-10	305,06	237,05	5,78	1523,92
		-5	305,06	237,05	5,87	1499,06
		0	305,06	237,05	5,97	1475,23
		5	305,06	237,05	6,06	1452,42
		10	305,06	237,05	6,16	1430,63
		15	305,06	237,05	6,25	1409,87
		20	305,06	237,05	6,34	1389,62
		25	305,06	237,05	6,43	1370,39
		30	305,06	237,05	6,52	1351,67
		35	305,06	237,05	6,6	1333,97
		40	305,06	237,05	6,69	1316,53
		45	305,06	237,05	6,78	1299,86
		50	305,06	237,05	6,86	1283,95

Tabla 26: Tabla de tendido del conductor.

## 7.2 Cálculo mecánico del cable de tierra

Un elemento esencial para la protección de las líneas aéreas de alta tensión es el cable de tierra o cable de guarda. Son cables sin tensión ubicados en la parte superior de la estructura para poder cubrir o apantallar los conductores de fase.

El impacto de rayos sobre los conductores de fase provoca la fusión y degradación de los materiales, haciendo que sus propiedades se deterioren y pierdan resistencia mecánica. Para que sea el cable de tierra el que capte la descarga eléctrica y la elimine a tierra, éste se coloca por encima y a una distancia tal que el ángulo que forma la línea vertical que pasa por el cable de tierra y el conductor más alejado sea suficiente para el apantallamiento. Este ángulo es el llamado ángulo de protección, y se representa en la siguiente figura:

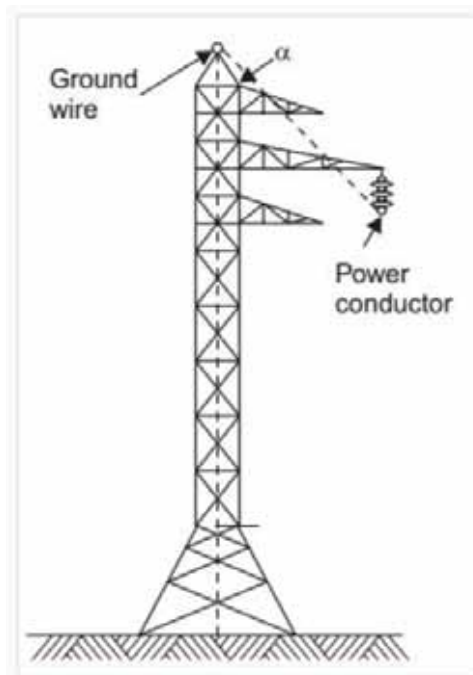


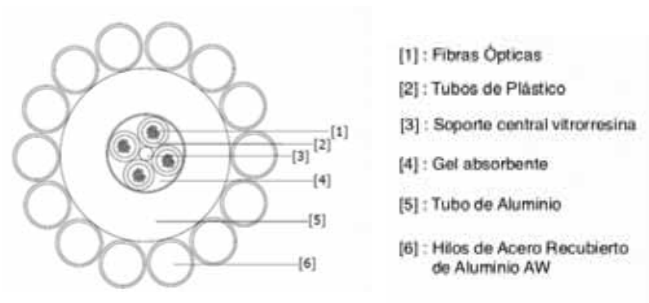
Figura 23: Ángulo de protección del cable de tierra.

En este caso, contando con las dimensiones del apoyo y la longitud de la cadena de aisladores, tendremos un ángulo de  $18,8^\circ$ . Suficiente, ya que según el Reglamento este ángulo no deberá exceder de los  $35^\circ$  para que realice su función.

Al no transportar corriente, los criterios de diseño del cable de tierra son exclusivamente mecánicos, por lo que suelen componerse de hilos de acero galvanizado, suficientemente resistente, y tendidos tal que se respeten las distancias de seguridad mínimas a conductores y apoyos.

Además de proteger, los cables de tierra de las líneas de alta tensión son aprovechadas en telecomunicación para transmitir datos a alta velocidad o bien utilizadas para la comunicación que requieren las protecciones propias de la línea.

El cable empleado será OPGW (Optical Ground Wire) compuesto por en su interior uno o varios tubos de acero que encierran las fibras ópticas en su interior. Se cubren de capas de acero y alambres de aluminio para cumplir con la protección eléctrica de la línea por el impacto de rayos. En la siguiente imagen se muestra la composición del cable:



**Figura 24: Cable de tierra OPGW.**

En configuración de simple circuito se utiliza un solo cable de guarda, ubicado en la cúpula de la torre. Las características principales del cable de tierra serán las siguientes:

Sección (mm <sup>2</sup> )	118,7
Diámetro (mm)	15,3
Peso (Kg/m)	0,67

Carga de rotura (daN)	9967
Módulo de elasticidad E (daN/mm <sup>2</sup> )	11804
Coefficiente de dilatación $\alpha \times 10^{-6}$ (C <sup>o</sup> -1)	14,1

Tabla 27: Características del cable de tierra OPGW.

Al igual que el conductor de fase, para que el cable de tierra cumpla su función deberá resistir las sollicitaciones a las que se exponga y cumplir los requisitos que dicta el reglamento. Por ello se realizará el mismo estudio mecánico descrito en el apartado anterior para el cable de tierra.

### 7.2.1.1 Tracción máxima del cable de tierra

El procedimiento para determinar la tracción y flecha máxima del cable de tierra será el mismo que para el conductor de fase.

La elección de un EDS será la misma que para el conductor:

- EDS: tracción del 18%

$$t = 15 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = P_C \quad T = 0,18 \cdot CR = 1794,06 \text{ daN}$$

Las hipótesis en zona C consideradas para el cable de tierra serán las siguientes:

- Tracción máxima por viento:

$$t = -15 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = \sqrt{P_C^2 + F_{v=140\text{km/h}}^2}$$

- Tracción máxima por hielo:

$$t = -20 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = P_C + P_H$$

- Tracción máxima por viento y hielo:

$$t = -20 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = \sqrt{P_c^2 + F_{v=60 \text{ km/h}}^2}$$

- Tracción máxima a 50°C sin sobrecarga

$$t = 50 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = P_c$$

- Flecha máxima por hielo

$$t = 0 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = P_c + P_H$$

- Flecha mínima a temperatura mínima

$$t = -20 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = P_c$$

- Desviación de cadenas con viento mitad

$$t = -15 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad P_T = \sqrt{P_c^2 + F_{v=70 \text{ km/h}}^2}$$

Los resultados se resumen en la siguiente tabla:

Hipótesis	P (daN/m)	t (°C)
EDS (18%)	0,67	15
T máx viento	2,66	-15
T máx hielo	1,37	-20
T máx viento + hielo	1,45	-20
T a 50°C sin sobrecarga	0,67	50

Hipótesis	P (daN/m)	t (°C)
Flecha máxima por hielo	1,37	0
Flecha mínima a temperatura mínima	0,67	-20
Desviación de cadenas con viento mitad	1,52	-15

Tabla 28: Cargas y sobrecargas tierra.

Una vez introducidos los datos necesarios en el programa PLS-CADD, podremos obtener los siguientes valores:

Apoyo		Vano (m)	Tracción máxima viento			Tracción máxima hielo			Tracción máxima viento+hielo		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)
1	2	382,59	2113	21	10,74	3088	31	12,34	3230	33	12,58
2	3	367,97	2113	21	9,93	3088	31	11,41	3230	33	11,63
3	4	357,36	2113	21	9,36	3088	31	10,76	3230	33	10,97
4	5	401,47	2113	21	11,84	3088	32	13,61	3230	33	13,87
5	6	308,14	2113	21	7,03	3088	32	8,07	3230	33	8,23
6	7	394,53	2113	21	11,45	3088	32	13,15	3230	33	13,41
7	8	214,2	2237	23	3,19	3108	32	3,86	3232	33	3,96
8	9	347,39	2237	23	8,42	3108	32	10,17	3232	33	10,43
9	10	319,39	2237	23	7,07	3108	31	8,54	3232	33	8,75
10	11	203,06	2109	21	3,05	3095	32	3,49	3238	33	3,55
11	12	197,82	2109	21	2,88	3095	31	3,29	3238	33	3,35
12	13	482,51	2109	21	17,15	3095	32	19,63	3238	33	20
13	14	284,03	2125	21	5,89	3127	32	6,71	3273	33	6,84
14	15	248,22	2125	21	4,49	3127	32	5,13	3273	33	5,22
15	16	491,2	2125	22	17,61	3127	32	20,09	3273	33	20,46
16	17	363,63	2148	22	9,58	3111	32	11,1	3251	33	11,33
17	18	482,9	2056	21	17,59	3103	32	19,58	3257	33	19,89
18	19	367,21	2056	21	10,16	3103	32	11,31	3257	33	11,49
19	20	422,01	2021	20	13,66	3081	31	15,04	3238	33	15,26
20	21	467,65	2021	21	16,78	3081	31	18,48	3238	33	18,75
21	22	478,23	2021	21	17,59	3081	32	19,37	3238	33	19,65
22	23	309,26	2340	24	6,33	3181	32	7,82	3301	33	8,03
23	24	282,82	2340	24	5,29	3181	32	6,54	3301	33	6,72

Apoyo		Vano (m)	Tracción máxima viento			Tracción máxima hielo			Tracción máxima viento+hielo		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)
24	25	291,93	2340	24	5,64	3181	32	6,97	3301	33	7,16
25	26	385,36	2306	23	9,98	3168	32	12,19	3291	33	12,51
26	27	257,05	2306	23	4,44	3168	32	5,42	3291	33	5,56
27	28	268,35	2306	23	4,84	3168	32	5,91	3291	33	6,07
28	29	237,05	2306	23	3,78	3168	32	4,62	3291	33	4,74

Tabla 29: Flecha y tensión del cable de tierra.

Apoyo		Vano (m)	Tracción 50°C sin sobrecarga			Flecha máxima por hielo			Flecha mínima a temperatura mínima		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)
1	2	382,59	1093	11	11,24	2975	30	12,81	1372	14	8,95
2	3	367,97	1093	11	10,39	2975	30	11,85	1372	14	8,28
3	4	357,36	1093	11	9,79	2975	30	11,17	1372	14	7,80
4	5	401,47	1093	11	12,39	2975	30	14,13	1372	14	9,87
5	6	308,14	1093	11	7,35	2975	31	8,38	1372	14	5,86
6	7	394,53	1093	11	11,97	2975	31	13,65	1372	14	9,54
7	8	214,2	1147	12	3,37	2963	30	4,05	1606	16	2,41
8	9	347,39	1147	12	8,89	2963	31	10,67	1606	16	6,34
9	10	319,39	1147	12	7,46	2963	30	8,96	1606	16	5,33
10	11	203,06	1092	11	3,19	2985	30	3,62	1358	14	2,56
11	12	197,82	1092	11	3,00	2985	30	3,41	1358	14	2,42
12	13	482,51	1092	11	17,92	2985	31	20,35	1358	14	14,41
13	14	284,03	1103	11	6,13	3018	31	6,96	1361	14	4,97
14	15	248,22	1103	11	4,68	3018	31	5,31	1361	14	3,80
15	16	491,2	1103	11	18,35	3018	31	20,81	1361	14	14,87
16	17	363,63	1110	11	10,02	2992	31	11,54	1418	14	7,85
17	18	482,9	1074	11	18,23	3012	31	20,17	1262	13	15,50
18	19	367,21	1074	11	10,53	3012	31	11,65	1262	13	8,96
19	20	422,01	1057	11	14,13	2997	30	15,46	1220	12	12,24
20	21	467,65	1057	11	17,36	2997	31	19	1220	12	15,03
21	22	478,23	1057	11	18,19	2997	31	19,91	1220	12	15,75
22	23	309,26	1205	12	6,65	3021	31	8,23	1757	18	4,56



Apoyo		Vano (m)	Tracción 50°C sin sobrecarga			Flecha máxima por hielo			Flecha mínima a temperatura mínima		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)	T (daN)	%	Flecha (m)
23	24	282,82	1205	12	5,56	3021	30	6,88	1757	18	3,81
24	25	291,93	1205	12	5,93	3021	30	7,33	1757	18	4,06
25	26	385,36	1187	12	10,49	3015	31	12,81	1693	17	7,35
26	27	257,05	1187	12	4,66	3015	30	5,7	1693	17	3,27
27	28	268,35	1187	12	5,09	3015	31	6,22	1693	17	3,57
28	29	237,05	1187	12	3,97	3015	31	4,85	1693	17	2,79

Tabla 30: Flecha y tensión del cable de tierra.

Apoyo		Vano (m)	Desviación de cadenas a viento mitad		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)
1	2	382,59	1495	15	9,46
2	3	367,97	1495	15	8,74
3	4	357,36	1495	15	8,24
4	5	401,47	1495	15	10,43
5	6	308,14	1495	15	6,19
6	7	394,53	1495	15	10,08
7	8	214,2	1693	17	2,63
8	9	347,39	1693	17	6,93
9	10	319,39	1693	17	5,81
10	11	203,06	1484	15	2,7
11	12	197,82	1484	15	2,55
12	13	482,51	1484	15	15,18
13	14	284,03	1490	15	5,23
14	15	248,22	1490	15	3,99
15	16	491,2	1490	15	15,64
16	17	363,63	1537	16	8,34
17	18	482,9	1401	14	16,08
18	19	367,21	1401	14	9,29
19	20	422,01	1362	14	12,63
20	21	467,65	1362	14	15,52
21	22	478,23	1362	14	16,26
22	23	309,26	1826	18	5,05

Apoyo		Vano (m)	Desviación de cadenas a viento mitad		
Inicial	Final		T (daN)	%	Flecha (m)
23	24	282,82	1826	18	4,22
24	25	291,93	1826	18	4,5
25	26	385,36	1772	18	8,09
26	27	257,05	1772	18	3,6
27	28	268,35	1772	18	3,92
28	29	237,05	1772	18	3,06

Tabla 31: Flecha y tensión del cable de tierra.

### 7.2.2 Tablas de regulación

La instalación del cable de tierra se realizará exactamente igual que los conductores de fase. El resultado de la tabla de tendido se muestra a continuación.

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
1	2	-10	371,53	382,59	9,29	1322,1
		-5	371,53	382,59	9,45	1298,82
		0	371,53	382,59	9,62	1276,08
		5	371,53	382,59	9,79	1254,43
		10	371,53	382,59	9,95	1233,87
		15	371,53	382,59	10,12	1213,85
		20	371,53	382,59	10,28	1194,38
		25	371,53	382,59	10,44	1175,99
		30	371,53	382,59	10,6	1158,15
		35	371,53	382,59	10,77	1140,85
		40	371,53	382,59	10,92	1124,63
		45	371,53	382,59	11,08	1108,42
50	371,53	382,59	11,24	1093,3		
2	3	-10	371,53	367,97	8,59	1322,1
		-5	371,53	367,97	8,74	1298,82
		0	371,53	367,97	8,9	1276,08
		5	371,53	367,97	9,05	1254,43
		10	371,53	367,97	9,2	1233,87
		15	371,53	367,97	9,36	1213,85
		20	371,53	367,97	9,51	1194,38

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		25	371,53	367,97	9,66	1175,99
		30	371,53	367,97	9,81	1158,15
		35	371,53	367,97	9,96	1140,85
		40	371,53	367,97	10,1	1124,63
		45	371,53	367,97	10,25	1108,42
		50	371,53	367,97	10,39	1093,3
3	4	-10	371,53	357,36	8,1	1322,1
		-5	371,53	357,36	8,24	1298,82
		0	371,53	357,36	8,39	1276,08
		5	371,53	357,36	8,53	1254,43
		10	371,53	357,36	8,68	1233,87
		15	371,53	357,36	8,82	1213,85
		20	371,53	357,36	8,96	1194,38
		25	371,53	357,36	9,1	1175,99
		30	371,53	357,36	9,24	1158,15
		35	371,53	357,36	9,39	1140,85
		40	371,53	357,36	9,52	1124,63
		45	371,53	357,36	9,66	1108,42
		50	371,53	357,36	9,79	1093,3
		4	5	-10	371,53	401,47
-5	371,53			401,47	10,43	1298,82
0	371,53			401,47	10,61	1276,08
5	371,53			401,47	10,8	1254,43
10	371,53			401,47	10,98	1233,87
15	371,53			401,47	11,16	1213,85
20	371,53			401,47	11,34	1194,38
25	371,53			401,47	11,52	1175,99
30	371,53			401,47	11,7	1158,15
35	371,53			401,47	11,87	1140,85
40	371,53			401,47	12,04	1124,63
45	371,53			401,47	12,22	1108,42
50	371,53			401,47	12,39	1093,3
5	6			-10	371,53	308,14
		-5	371,53	308,14	6,19	1298,82
		0	371,53	308,14	6,3	1276,08
		5	371,53	308,14	6,41	1254,43
		10	371,53	308,14	6,51	1233,87
		15	371,53	308,14	6,62	1213,85
		20	371,53	308,14	6,73	1194,38
		25	371,53	308,14	6,83	1175,99
		30	371,53	308,14	6,94	1158,15

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		35	371,53	308,14	7,04	1140,85
		40	371,53	308,14	7,15	1124,63
		45	371,53	308,14	7,25	1108,42
		50	371,53	308,14	7,35	1093,3
6	7	-10	371,53	394,53	9,9	1322,1
		-5	371,53	394,53	10,07	1298,82
		0	371,53	394,53	10,25	1276,08
		5	371,53	394,53	10,43	1254,43
		10	371,53	394,53	10,61	1233,87
		15	371,53	394,53	10,78	1213,85
		20	371,53	394,53	10,96	1194,38
		25	371,53	394,53	11,13	1175,99
		30	371,53	394,53	11,3	1158,15
		35	371,53	394,53	11,47	1140,85
		40	371,53	394,53	11,64	1124,63
		45	371,53	394,53	11,81	1108,42
		50	371,53	394,53	11,97	1093,3
7	8	-10	307,97	214,2	2,54	1520,04
		-5	307,97	214,2	2,61	1479,91
		0	307,97	214,2	2,68	1441,96
		5	307,97	214,2	2,75	1406,18
		10	307,97	214,2	2,82	1371,49
		15	307,97	214,2	2,89	1337,89
		20	307,97	214,2	2,96	1306,46
		25	307,97	214,2	3,03	1277,2
		30	307,97	214,2	3,1	1247,95
		35	307,97	214,2	3,17	1220,87
		40	307,97	214,2	3,24	1194,87
		45	307,97	214,2	3,3	1170,51
		50	307,97	214,2	3,37	1146,69
8	9	-10	307,97	347,39	6,7	1520,04
		-5	307,97	347,39	6,88	1479,91
		0	307,97	347,39	7,07	1441,96
		5	307,97	347,39	7,25	1406,18
		10	307,97	347,39	7,43	1371,49
		15	307,97	347,39	7,62	1337,89
		20	307,97	347,39	7,8	1306,46
		25	307,97	347,39	7,98	1277,2
		30	307,97	347,39	8,17	1247,95
		35	307,97	347,39	8,35	1220,87
		40	307,97	347,39	8,53	1194,87

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		45	307,97	347,39	8,71	1170,51
		50	307,97	347,39	8,89	1146,69
9	10	-10	307,97	319,39	5,63	1520,04
		-5	307,97	319,39	5,78	1479,91
		0	307,97	319,39	5,93	1441,96
		5	307,97	319,39	6,08	1406,18
		10	307,97	319,39	6,24	1371,49
		15	307,97	319,39	6,39	1337,89
		20	307,97	319,39	6,55	1306,46
		25	307,97	319,39	6,7	1277,2
		30	307,97	319,39	6,85	1247,95
		35	307,97	319,39	7,01	1220,87
		40	307,97	319,39	7,16	1194,87
		45	307,97	319,39	7,31	1170,51
		50	307,97	319,39	7,46	1146,69
		10	11	-10	380,27	203,06
-5	380,27			203,06	2,7	1288,33
0	380,27			203,06	2,75	1266,68
5	380,27			203,06	2,79	1246,11
10	380,27			203,06	2,84	1226,64
15	380,27			203,06	2,88	1207,71
20	380,27			203,06	2,93	1189,32
25	380,27			203,06	2,97	1171,47
30	380,27			203,06	3,01	1154,72
35	380,27			203,06	3,06	1138,23
40	380,27			203,06	3,1	1122,29
45	380,27			203,06	3,14	1107,17
50	380,27			203,06	3,19	1092,31
11	12			-10	380,27	197,82
		-5	380,27	197,82	2,55	1288,33
		0	380,27	197,82	2,59	1266,68
		5	380,27	197,82	2,63	1246,11
		10	380,27	197,82	2,68	1226,64
		15	380,27	197,82	2,72	1207,71
		20	380,27	197,82	2,76	1189,32
		25	380,27	197,82	2,8	1171,47
		30	380,27	197,82	2,84	1154,72
		35	380,27	197,82	2,88	1138,23
		40	380,27	197,82	2,92	1122,29
		45	380,27	197,82	2,96	1107,17
		50	380,27	197,82	3	1092,31

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
12	13	-10	380,27	482,51	14,93	1310,52
		-5	380,27	482,51	15,19	1288,33
		0	380,27	482,51	15,45	1266,68
		5	380,27	482,51	15,7	1246,11
		10	380,27	482,51	15,95	1226,64
		15	380,27	482,51	16,2	1207,71
		20	380,27	482,51	16,45	1189,32
		25	380,27	482,51	16,71	1171,47
		30	380,27	482,51	16,95	1154,72
		35	380,27	482,51	17,2	1138,23
		40	380,27	482,51	17,44	1122,29
		45	380,27	482,51	17,68	1107,17
		50	380,27	482,51	17,92	1092,31
13	14	-10	391,18	284,03	5,14	1315,25
		-5	391,18	284,03	5,23	1293,59
		0	391,18	284,03	5,31	1273,03
		5	391,18	284,03	5,4	1253,01
		10	391,18	284,03	5,48	1234,08
		15	391,18	284,03	5,57	1215,69
		20	391,18	284,03	5,65	1197,84
		25	391,18	284,03	5,73	1180,54
		30	391,18	284,03	5,81	1164,33
		35	391,18	284,03	5,89	1148,11
		40	391,18	284,03	5,97	1132,71
		45	391,18	284,03	6,05	1117,86
		50	391,18	284,03	6,13	1103,28
14	15	-10	391,18	248,22	3,93	1315,25
		-5	391,18	248,22	3,99	1293,59
		0	391,18	248,22	4,06	1273,03
		5	391,18	248,22	4,12	1253,01
		10	391,18	248,22	4,19	1234,08
		15	391,18	248,22	4,25	1215,69
		20	391,18	248,22	4,31	1197,84
		25	391,18	248,22	4,38	1180,54
		30	391,18	248,22	4,44	1164,33
		35	391,18	248,22	4,5	1148,11
		40	391,18	248,22	4,56	1132,71
		45	391,18	248,22	4,62	1117,86
		50	391,18	248,22	4,68	1103,28
15	16	-10	391,18	491,2	15,38	1315,25
		-5	391,18	491,2	15,64	1293,59

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		0	391,18	491,2	15,9	1273,03
		5	391,18	491,2	16,15	1253,01
		10	391,18	491,2	16,4	1234,08
		15	391,18	491,2	16,65	1215,69
		20	391,18	491,2	16,9	1197,84
		25	391,18	491,2	17,14	1180,54
		30	391,18	491,2	17,38	1164,33
		35	391,18	491,2	17,63	1148,11
		40	391,18	491,2	17,87	1132,71
		45	391,18	491,2	18,11	1117,86
		50	391,18	491,2	18,35	1103,28
16	17	-10	362,16	363,63	8,17	1362,01
		-5	362,16	363,63	8,33	1336,01
		0	362,16	363,63	8,49	1311,1
		5	362,16	363,63	8,65	1286,73
		10	362,16	363,63	8,8	1263,99
		15	362,16	363,63	8,96	1242,34
		20	362,16	363,63	9,12	1220,69
		25	362,16	363,63	9,27	1200,68
		30	362,16	363,63	9,42	1181,2
		35	362,16	363,63	9,58	1162,27
		40	362,16	363,63	9,73	1144,43
		45	362,16	363,63	9,87	1127,13
		50	362,16	363,63	10,02	1110,37
17	18	-10	436,44	482,9	15,91	1230,47
		-5	436,44	482,9	16,11	1215,07
		0	436,44	482,9	16,31	1200,21
		5	436,44	482,9	16,51	1185,9
		10	436,44	482,9	16,7	1171,86
		15	436,44	482,9	16,9	1158,36
		20	436,44	482,9	17,09	1145,13
		25	436,44	482,9	17,29	1132,45
		30	436,44	482,9	17,48	1120,04
		35	436,44	482,9	17,67	1107,9
		40	436,44	482,9	17,86	1096,31
		45	436,44	482,9	18,05	1084,99
		50	436,44	482,9	18,23	1073,94
18	19	-10	436,44	367,21	9,19	1230,47
		-5	436,44	367,21	9,31	1215,07
		0	436,44	367,21	9,42	1200,21
		5	436,44	367,21	9,54	1185,9

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		10	436,44	367,21	9,65	1171,86
		15	436,44	367,21	9,76	1158,36
		20	436,44	367,21	9,88	1145,13
		25	436,44	367,21	9,99	1132,45
		30	436,44	367,21	10,1	1120,04
		35	436,44	367,21	10,21	1107,9
		40	436,44	367,21	10,32	1096,31
		45	436,44	367,21	10,42	1084,99
		50	436,44	367,21	10,53	1073,94
19	20	-10	457,47	422,01	12,52	1192,94
		-5	457,47	422,01	12,66	1179,98
		0	457,47	422,01	12,79	1167,3
		5	457,47	422,01	12,93	1154,89
		10	457,47	422,01	13,07	1142,75
		15	457,47	422,01	13,2	1131,15
		20	457,47	422,01	13,34	1119,83
		25	457,47	422,01	13,47	1108,78
		30	457,47	422,01	13,6	1098
		35	457,47	422,01	13,74	1087,49
		40	457,47	422,01	13,87	1076,99
		45	457,47	422,01	14	1067,02
		50	457,47	422,01	14,13	1057,33
20	21	-10	457,47	467,65	15,38	1192,94
		-5	457,47	467,65	15,55	1179,98
		0	457,47	467,65	15,72	1167,3
		5	457,47	467,65	15,89	1154,89
		10	457,47	467,65	16,06	1142,75
		15	457,47	467,65	16,22	1131,15
		20	457,47	467,65	16,39	1119,83
		25	457,47	467,65	16,55	1108,78
		30	457,47	467,65	16,71	1098
		35	457,47	467,65	16,87	1087,49
		40	457,47	467,65	17,04	1076,99
		45	457,47	467,65	17,2	1067,02
		50	457,47	467,65	17,36	1057,33
21	22	-10	457,47	478,23	16,12	1192,94
		-5	457,47	478,23	16,29	1179,98
		0	457,47	478,23	16,47	1167,3
		5	457,47	478,23	16,65	1154,89
		10	457,47	478,23	16,83	1142,75
		15	457,47	478,23	17	1131,15



Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		20	457,47	478,23	17,17	1119,83
		25	457,47	478,23	17,34	1108,78
		30	457,47	478,23	17,52	1098
		35	457,47	478,23	17,69	1087,49
		40	457,47	478,23	17,86	1076,99
		45	457,47	478,23	18,03	1067,02
		50	457,47	478,23	18,19	1057,33
22	23	-10	295,28	309,26	4,84	1654,02
		-5	295,28	309,26	4,99	1606,28
		0	295,15	308,83	10,04	1487,92
		5	295,15	308,83	10,21	1463,07
		10	295,15	308,83	10,38	1439,75
		15	295,15	308,83	10,54	1416,95
		20	295,15	308,83	10,71	1395,42
		25	295,15	308,83	10,87	1374,66
		30	295,15	308,83	11,03	1354,66
		35	295,15	308,83	11,19	1335,43
		40	295,15	308,83	11,34	1317,23
		45	295,15	308,83	11,5	1299,53
		50	295,15	308,83	11,65	1282,35
23	24	-10	295,15	282,82	8,13	1540,69
		-5	295,15	282,82	8,27	1513,8
		0	295,28	309,26	5,13	1560,73
		5	295,28	309,26	5,29	1516,25
		10	295,28	309,26	5,43	1475,04
		15	295,28	309,26	5,58	1434,92
		20	295,28	309,26	5,74	1396,97
		25	295,28	309,26	5,89	1361,19
		30	295,28	309,26	6,04	1326,5
		35	295,28	309,26	6,19	1293,99
		40	295,28	309,26	6,35	1262,56
		45	295,28	309,26	6,5	1233,31
		50	295,28	309,26	6,65	1205,14
24	25	-10	295,28	282,82	4,05	1654,02
		-5	295,28	282,82	4,17	1606,28
		0	295,28	282,82	4,29	1560,73
		5	295,28	282,82	4,42	1516,25
		10	295,28	282,82	4,54	1475,04
		15	295,28	282,82	4,67	1434,92
		20	295,28	282,82	4,8	1396,97
		25	295,28	282,82	4,92	1361,19

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		30	295,28	282,82	5,05	1326,5
		35	295,28	282,82	5,18	1293,99
		40	295,28	282,82	5,31	1262,56
		45	295,28	282,82	5,43	1233,31
		50	295,28	282,82	5,56	1205,14
25	26	-10	295,28	291,93	4,32	1654,02
		-5	295,28	291,93	4,44	1606,28
		0	295,28	291,93	4,57	1560,73
		5	295,28	291,93	4,71	1516,25
		10	295,28	291,93	4,84	1475,04
		15	295,28	291,93	4,98	1434,92
		20	295,28	291,93	5,11	1396,97
		25	295,28	291,93	5,25	1361,19
		30	295,28	291,93	5,38	1326,5
		35	295,28	291,93	5,52	1293,99
		40	295,28	291,93	5,66	1262,56
		45	295,28	291,93	5,79	1233,31
		50	295,28	291,93	5,93	1205,14
26	27	-10	304,95	385,36	7,79	1598,42
		-5	304,95	385,36	8,01	1553,95
		0	304,95	385,36	8,23	1511,65
		5	304,95	385,36	8,46	1471,53
		10	304,95	385,36	8,68	1433,57
		15	304,95	385,36	8,9	1397,8
		20	304,95	385,36	9,13	1363,11
		25	304,95	385,36	9,36	1329,5
		30	304,95	385,36	9,59	1298,07
		35	304,95	385,36	9,81	1268,82
		40	304,95	385,36	10,04	1239,56
		45	304,95	385,36	10,27	1212,48
		50	304,95	385,36	10,49	1187,04
27	28	-10	304,95	257,05	3,46	1598,42
		-5	304,95	257,05	3,56	1553,95
		0	304,95	257,05	3,66	1511,65
		5	304,95	257,05	3,76	1471,53
		10	304,95	257,05	3,86	1433,57
		15	304,95	257,05	3,96	1397,8
		20	304,95	257,05	4,06	1363,11
		25	304,95	268,35	4,54	1329,5
		30	304,95	268,35	4,65	1298,07
		35	304,95	268,35	4,76	1268,82

Apoyo		Temperatura (°C)	Vano de Regulación (m)	Vano (m)	Flecha (m)	Tensión Horizontal (daN)
Inicial	Final					
		40	304,95	268,35	4,87	1239,56
		45	304,95	268,35	4,98	1212,48
		50	304,95	268,35	5,09	1187,04
28	29	-10	304,95	237,05	2,95	1598,42
		-5	304,95	237,05	3,03	1553,95
		0	304,95	237,05	3,12	1511,65
		5	304,95	237,05	3,2	1471,53
		10	304,95	237,05	3,29	1433,57
		15	304,95	237,05	3,37	1397,8
		20	304,95	237,05	3,46	1363,11
		25	304,95	237,05	3,55	1329,5
		30	304,95	237,05	3,63	1298,07
		35	304,95	237,05	3,72	1268,82
		40	304,95	237,05	3,8	1239,56
		45	304,95	237,05	3,89	1212,48
		50	304,95	237,05	3,97	1187,04

Tabla 32: Tabla de tendido del cable de tierra.

### 7.3 Distancias de seguridad

A la hora de diseñar una línea eléctrica habrá que tener en cuenta el entorno donde se construye. Los conductores de las líneas aéreas serán cables desnudos, es decir, que no estarán aislados del entorno que les rodea y por tanto deberá de mantenerse a una distancia suficiente del resto de elementos para evitar descargas eléctricas y faltas.

Por ello, el Reglamento establece una serie de distancias mínimas que se deberán cumplir y asegurar. Estas se definirán a continuación:

- Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada ( $D_{el}$ ):
  - **Distancias internas:** los conductores expuestos a sobrecargas y a altas temperaturas, aumentan su flecha y se balancean. Esto puede

llegar a hacer que la distancia que los separa sea suficientemente pequeña para que se produzca una falta entre dos fases. Además los conductores suspendidos por una cadena de aisladores al apoyo, pueden balancearse por la acción de sobrecargas y aproximarse al apoyo u otros elementos sin tensión provocando también descargas y faltas a tierras.

- **Distancias externas:** Por otra parte también se definirán distancias externas mínimas entre los conductores y elementos en tensión y el suelo y demás elementos del entorno que rodea a la línea. Para reforzar la seguridad, a las distancias externas habrá que añadir una distancia de aislamiento adicional de valor:

$$D_{add} = 5,3 \text{ m}$$

Tanto las distancias internas como las externas se considerarán para condiciones normales de la línea.

- Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada ( $D_{pp}$ ): se refiere a la distancia mínima que los conductores deberán mantener para evitar descargas eléctricas entre las fases durante maniobras y sobretensiones debidas al impacto de rayos sobre los conductores.

Los valores de las distancias eléctricas mínimas en función de la tensión más elevada de la línea se recogen en el reglamento:

Tensión más elevada de la red $U_S$ (kV)	$D_{el}$ (m)	$D_{pp}$ (m)
3,6	0,08	0,10
7,2	0,09	0,10
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,20
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,40
52	0,60	0,70
72,5	0,70	0,80
123	1,00	1,15
145	1,20	1,40
170	1,30	1,50
245	1,70	2,00
420	2,80	3,20

Tabla 33: Distancias eléctricas mínimas reglamentarias.

La tensión más alta normalizada para 220 kV es 245 kV, por lo que:

$$D_{el} = 1,7 \text{ m}$$

$$D_{pp} = 2 \text{ m}$$

Por último, se define la mínima distancia de descarga de la cadena de aisladores ( $a_{som}$ ), que consiste en la distancia más corta en línea recta entre el extremo de la cadena en contacto con el conductor en tensión y el extremo puesto a tierra. Al ser la mínima distancia entre ambos puntos, las probabilidades de descarga por dicho camino deberá ser siempre mayor que la descarga por otro camino alternativo. Es por esto que para cadenas de aisladores largas, las distancias externas al entorno (contando con las adicionales de seguridad) deberán cumplir lo siguiente:

$$(D_{add} + D_{el}) > 1,1 \cdot a_{som}$$

### 7.3.1 Distancias internas

Una vez descritas las distancias correspondientes, se analizarán las que aparecen en la línea.

#### - Distancias entre conductores

La fórmula que determinará la separación mínima entre conductores será la siguiente:

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

Donde:

- $D$  es la separación entre los conductores (sean del mismo circuitos u otros si hay mas de uno)
- $K$  será un coeficiente que dependerá de la oscilación del conductor y cuyo valor se obtendrá de la siguiente tabla del reglamento:

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

Tabla 34: Coeficiente de oscilación del conductor.

El ángulo de oscilación se obtendrá a partir de la sobrecarga de viento y el peso propio del conductor, siguiendo la siguiente expresión:

$$\alpha = \arctg\left(\frac{P_v}{P_c}\right) = \arctg\left(\frac{1,27}{1,25}\right) = 45,45^\circ$$

Por tanto utilizaremos un valor de  $K = 0,65$  según la tabla superior.

- $K'$  será un coeficiente que dependerá de la tensión de la línea. Para líneas de categoría especial como es la de este proyecto, se tomará un valor de  $K'=0,85$ . Para el resto  $K'=0,75$ . Si se da el caso anterior, se podrá considerar un valor de  $K'=1$ .
- $F$  será el valor de la flecha máxima del conductor. Se obtendrá de los cálculos realizados en cálculos mecánicos del conductor.
- $L$  será la longitud en metros de la cadena de suspensión. En caso de que el apoyo que soporte el conductor no sea de suspensión,  $L = 0$ .
- $D_{pp}$  será la distancia mínima definida anteriormente.

- Distancias entre conductores y a partes puestas a tierra:

Las distancias mínimas serán las definidas en la tabla del apartado anterior. A partir del diseño en el programa, se calculará la distancia máxima a la que se encontrará el conductor del apoyo (caso más desfavorable).

En los apoyos de amarre esta distancia será la existente entre el puente flojo y el apoyo, mientras que en los apoyos de suspensión habrá que estudiar la máxima desviación de las cadenas de suspensión.

La máxima desviación de la cadena de suspensión será considerada por el Reglamento bajo la mitad de una presión de vientos de 120 km/h. Conocidas las dimensiones de la cabeza del apoyo, la distancias al apoyo y los ángulos máximos de desviación se podrán calcular por trigonometría en la cruceta de menor longitud (caso mas desfavorable).

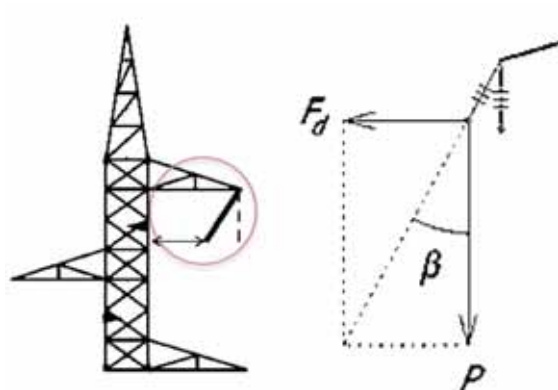


Figura 25: Ángulo de oscilación en apoyo de suspensión.

Donde P representará el peso del aislador y la carga vertical en dicha hipótesis de viento sobre la torre, y  $F_d$  la carga tangencial.

Teniendo en cuenta las dimensiones del armado de los apoyos (cuya cruceta mide 4,10 m) y la distancia mínima que debe guardar el conductor al apoyo ( 1,7 m según la tabla anterior) el máximo ángulo de oscilación de las cadenas de suspensión será de  $44,84^\circ$ .

Este ángulo se calculará en cada apoyo según la siguiente expresión:

$$\beta = \arctg \left( \frac{F_{v \text{ apoyo}} + \frac{F_{v \text{ aisladores}}}{2}}{P_{\text{apoyo}} + \frac{P_{\text{aisladores}}}{2}} \right)$$

Cálculo que será facilitado por PLS-CADD, obteniéndose los siguientes resultados:

Nº	Apoyo	Función	Ángulo de oscilación
1	DRAGO F41 3200 21	Fin de línea	0
2	DRAGO F41 450 33	Suspensión	21,56804



Nº	Apoyo	Función	Ángulo de oscilación
3	DRAGO F41 450 21	Suspensión	29,63924
4	DRAGO F41 450 27	Suspensión	29,05632
5	DRAGO F41 450 33	Suspensión	35,37876
6	DRAGO F41 450 33	Suspensión	20,35736
7	DRAGO F41 450 30	Anclaje	0
8	DRAGO F41 450 27	Suspensión	23,40648
9	DRAGO F41 450 21	Suspensión	38,7866
10	DRAGO F41 450 30	Anclaje	0
11	DRAGO F41 450 24	Suspensión	18,42924
12	DRAGO F41 450 24	Suspensión	27,71112
13	DRAGO F41 1000 21	Anclaje	0
14	DRAGO F41 450 21	Anclaje	25,42428
15	DRAGO F41 450 24	Suspensión	23,89972
16	TEJO H52 6000 25	Anclaje	0
17	DRAGO F41 1000 36	Suspensión	0
18	DRAGO F41 450 30	Suspensión	26,18656
19	DRAGO F41 1000 27	Anclaje	0
20	DRAGO F41 450 33	Suspensión	25,46912
21	DRAGO F41 450 27	Suspensión	23,63068
22	DRAGO F41 3200 33	Anclaje	0
23	DRAGO F41 450 27	Suspensión	27,5766
24	DRAGO F41 450 27	Suspensión	26,4556
25	DRAGO F41 1000 24	Anclaje	0
26	DRAGO F41 450 27	Suspensión	26,85916
27	DRAGO F41 450 27	Suspensión	19,46056
28	DRAGO F41 450 21	Suspensión	24,79652
29	DRAGO F41 3200 18	Fin de línea	0

**Tabla 35: Ángulos de oscilación.**

Como se puede observar, todos los apoyos cumplen con lo impuesto por el Reglamento.

### 7.3.2 Distancias externas

Dentro de las distancias externas analizaremos las siguientes:

- Distancia al terreno:

La elección de la altura de los apoyos vendrá dada en función de la distancia que deban mantener los conductores de fase con el terreno y resto de elementos del paisaje.

Como ya se describió en el apartado anterior, la altura mínima a la que deberán mantenerse los conductores del suelo, en función de la zona que atraviese la línea, se calculará de la siguiente manera:

$$D_{\min} = D_{add} + D_{el}$$

La distancia adicional tendrá un valor de 5,3 m, mientras que el valor de  $D_{el}$  vendrá definido en el reglamento en función de la tensión más elevada de la línea y deberá ser como mínimo 0,2 m.

Además, la distancia mínima total deberá superar los 6 m, excepto ciertas excepciones que se definirán en función de la ubicación de la línea:

- Las distancias mínimas se reducirán en un metro cuando la zona sea de difícil acceso.
- En caso de atravesar explotaciones agrícolas o ganaderas, la distancia al terreno no deberá superar los 7 m.
- Bajo la acción del viento se considerará que el conductor se desviará y tenderá a menos altura, por lo que la distancia mínima se podrá reducir a 5 m.

La altura mínima a la que se encuentren los conductores en esta línea, se obtendrá a partir de la flecha en aquellas condiciones más desfavorable, es decir, en las

hipótesis de Flecha máxima por temperatura máxima y Flecha máxima por viento para considerar la máxima desviación.

Apoyo inicial	Función	Apoyo final	Función	Vano (m)	Flecha máx. t 85°C (m)	Flecha máx. viento (m)	Distancia (m)
1	Fin de línea	2	Suspensión	382,59	18,95	17,17	4,70
2	Suspensión	3	Suspensión	367,97	17,52	15,88	4,60
3	Suspensión	4	Suspensión	357,36	16,51	14,97	4,52
4	Suspensión	5	Suspensión	401,47	20,9	18,94	4,83
5	Suspensión	6	Suspensión	308,14	12,39	11,23	4,19
6	Suspensión	7	Anclaje	394,53	20,25	18,35	4,79
7	Anclaje	8	Suspensión	214,2	6,24	5,45	3,60
8	Suspensión	9	Suspensión	347,39	16,37	14,3	4,51
9	Suspensión	10	Anclaje	319,39	13,65	11,92	4,30
10	Anclaje	11	Suspensión	203,06	5,29	4,82	3,50
11	Suspensión	12	Suspensión	197,82	5,05	4,6	3,47
12	Suspensión	13	Anclaje	482,51	30,31	27,58	5,41
13	Anclaje	14	Anclaje	284,03	10,29	9,39	4,01
14	Anclaje	15	Suspensión	248,22	7,81	7,13	3,77
15	Suspensión	16	Anclaje	491,2	30,73	28,03	5,44
16	Anclaje	17	Suspensión	363,63	17,13	15,43	4,57
17	Suspensión	18	Suspensión	482,9	29,16	27,04	5,35
18	Suspensión	19	Anclaje	367,21	17,01	15,78	4,56
19	Anclaje	20	Suspensión	422,01	22,46	20,97	4,94
20	Suspensión	21	Suspensión	467,65	27,42	25,61	5,25
21	Suspensión	22	Anclaje	478,23	28,59	26,69	5,31
22	Anclaje	23	Suspensión	309,26	12,62	10,86	4,21
23	Suspensión	24	Suspensión	282,82	10,64	9,15	4,04
24	Suspensión	25	Anclaje	291,93	11,37	9,79	4,11
25	Anclaje	26	Suspensión	385,36	19,72	17,1	4,75
26	Suspensión	27	Suspensión	257,05	8,73	7,58	3,86
27	Suspensión	28	Suspensión	268,35	9,53	8,27	3,94
28	Suspensión	29	Fin de línea	237,05	7,44	6,45	3,73

Tabla 36: Distancia eléctrica al terreno, flecha.

Como se puede comprobar en la tabla anterior, las distancias obtenidas en PLS-CADD cumplen lo establecido en el reglamento.

- Distancias a otras líneas eléctricas aéreas o líneas aéreas de telecomunicación.

Para definir estas distancias se diferencia entre cruzamientos y paralelismos a otras líneas:

- **Cruzamientos:**

Cuando dos líneas aéreas se encuentran, el cruce debe seguir una serie de normas definidas en el Reglamento.

La primera será que la línea de mayor tensión deberá situarse por encima, mientras que si son de la misma, la que se haya instalado después. Por otro lado, se procurará que la distancia entre los conductores superiores de la línea inferior y los conductores inferiores de la que transcurre por encima sea la máxima posible. Por esto, se procurará que el cruce se realice próximo a un apoyo de la línea superior (que es el punto más alto del sus conductores).

La distancia entre ese apoyo y el conductor que lo cruce supere los 7 m (por ser de 220 kV).

Esta distancia se calculará de la misma manera anterior:

$$D_{min} = D_{add} + D_{el}$$

En este caso la distancia adicional será de 1,5 m y el valor de  $D_{el}$  obtenido de la tabla del reglamento.

La mínima distancia vertical entre el conductor de la línea inferior y el de la superior se calculará:

$$D_{\min} = D_{add} + D_{pp}$$

Donde  $D_{pp}$  se sacará de la tabla descrita anteriormente, y  $D_{add}$  será de valor de 3,5 según la siguiente tabla del reglamento:

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (kV)	$D_{add}$ (m)	
	Para distancias del apoyo de la línea superior al punto de cruce $\leq 25$ m	Para distancia del apoyo de la línea superior al punto de cruce $> 25$ m
De 3 a 30	1,8	2,5
45 o 66		2,5
110, 132, 150		3
220		3,5
400		4

Tabla 37: Distancias eléctricas externas.

En cuanto a la distancia entre el apoyo de una línea aérea y una línea de telecomunicación será de 2 m.

- **Paralelismos:**

La distancia entre dos líneas aéreas se calculará de la misma manera que para distancias entre conductores de fase. Los parámetros en este caso se calcularán para la línea de mayor tensión de las dos.

La distancia a líneas de telecomunicación deberá ser mayor a 1,5 veces la altura del apoyo más alto, ya que el peligro que se querrá evitar es falta entre conductores por caída de un apoyo.

- Distancias a carreteras

Las líneas eléctricas deberán estar situadas suficientemente alejadas de las carreteras.

En caso de autopistas y autovías deberá encontrarse a más de 50 m. Para el resto de carreteras, las Carreteras del estado deberán guardar más de 25 m de distancia y las que no son del estado dependerán de las normas de la comunidad autónoma por la que transcurra. En cualquier caso, habrá circunstancias especiales para las cuales puedan minimizar estas distancias.

La distancia mínima vertical del conductor a la carretera deberá superar los 7 m en caso de líneas de categoría especial como es el caso.

#### - Distancias a ferrocarriles, tranvías y trolebuses

La distancia mínima que establece el Reglamento para la edificación de la línea eléctrica es de 50 m.

La distancia mínima entre conductores y carriles de los ferrocarriles sin electrificar será la misma que a las carreteras. Sin embargo en el caso de que estén electrificados, la distancia mínima entre los conductores inferiores y el cable electrificado será:

$$D_{min} = D_{add} + D_{el}$$

Esta no deberá ser inferior a 4 m, y la distancia adicional será de 3,5 m.

#### - Distancias a teleféricos y cables transportadores

La mínima distancia vertical entre conductor inferior de la línea y parte más alta de un teleférico, teniendo en cuenta la desviación de conductores, se calculará con la misma ecuación:

$$D_{min} = D_{add} + D_{el}$$

Cuya distancia adicional será de 4,5 y la distancia mínima total de 5 m.

- Distancias a ríos y canales, navegables y flotables

Es esencial que la línea eléctrica se sitúe alejada de zonas con agua por motivos lógicos de riesgo. Por esto, la edificación de la línea se realizará de manera que los apoyos se encuentren a una distancia mínima de 25 metros, y que no sea menor de 1,5 veces la altura del apoyo de mas altura desde el cauce fluvial. Igual que en las distancias a carreteras, se podrán permitir distancias menores en caso de situación excepcional.

En cuanto a la distancia vertical entre conductores y el agua cuando la línea cruza un río o canal (previsto para navegación), se calculará de la siguiente forma para líneas de categoría especial:

$$D_{min} = G + D_{add} + D_{el}$$

Donde G se refiere al gálibo (distancia que deja la parte inferior de una estructura al nivel medio del curso de agua). Será igual a 4,7 metros si no hay medida definida, y la distancia adicional de 3,5 metros.

- Paso por zonas

La edificación de la línea no podrá realizarse por cualquier parte de la zona, sino que tendrá que discurrir por zonas aptas respetando el entorno que le rodea.

Se define zona de servidumbre de vuelo de la línea a la franja del terreno definida por la proyección de los conductores extremos y sus cadenas de aislamiento en las condiciones más desfavorables. Estas condiciones serán las que hagan que esta franja sea mayor y por tanto, máxima desviación de conductores para una velocidad de viento de 120 km/h.

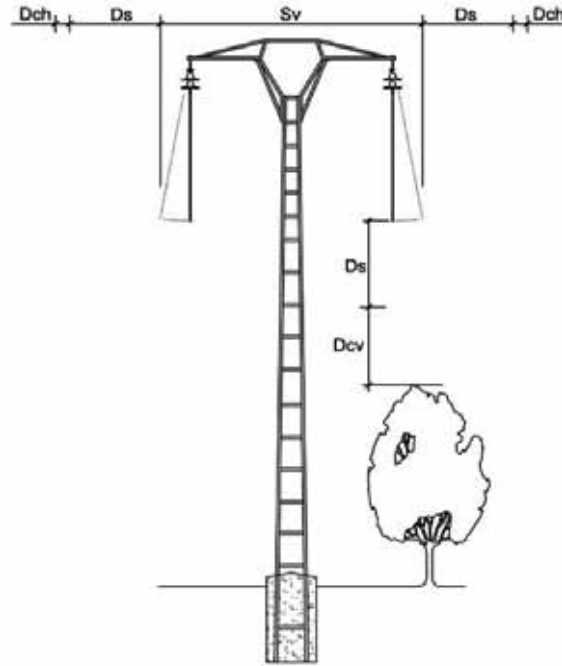


Figura 26: Distancia eléctrica en paso por zonas.

Esta zona será la que deberá respetar distancias a los elementos del entorno por la que discurre, como son bosques y árboles, edificios, aeropuertos, parques eólicos y demás construcciones.

Para evitar riesgos de incendio, la zona de servidumbre de vuelo deberá mantenerse a una cierta distancia del arbolado que le rodea. Ésta no deberá ser inferior a 2 metros y se calculará:

$$D_{min} = D_{add} + D_{el}$$

Con una distancia adicional de seguridad de 1,5 metros.

También se deberá cumplir esta distancia cuando la línea sobrepase los árboles, considerando los conductores a su máxima flecha.



Se deberá evitar que el trazado de la línea atraviese zonas edificadas por motivos de seguridad. Atendiendo a la clasificación del terreno dichas zonas son calificadas como suelo urbano. En ellas se deberán respetar unas distancias mínimas a edificios incrementada, como en el resto de casos, con una distancia adicional de 3,3 metros a la zona de servidumbre de vuelo de la línea.

$$D_{min} = D_{add} + D_{el}$$

En este caso la distancia mínima notal no podrá ser inferior a los 5 metros. Por norma general no se permitirá el tendido de la línea por encima de edificios e instalaciones industriales que ocupen dicha franja. Sin embargo, en casos en los que haya acuerdos que lo aprueben se deberá respetar una distancia mínima de:

$$D_{min} = D_{add} + D_{el}$$

La distancia adicional que se dejará en este caso será de 5,5 metros para lugares accesibles por las personas, y de 3,3 metros para los sitios no frecuentados.

#### 7.4 Cálculo mecánico de apoyos

Los apoyos o torres son estructuras de gran altura, cuya función principal es ser soporte de los conductores de una línea eléctrica aérea mediante cadenas de aislamiento. Están fabricados de materiales que proporcionen una resistencia mecánica adecuada ante las solicitaciones atmosféricas a las que se vean expuestos. En redes de Alta Tensión los apoyos más utilizados se componen por perfiles laminados de acero, galvanizados en caliente para proporcionar una mayor resistencia a la torre.

Gracias al programa PLS TOWER, se podrán modelar torres de celosía de acero en función de las cargas previstas. Sin embargo, es común recurrir a fabricantes de torres de líneas de transmisión. En este caso, la mayoría de los apoyos de la línea serán los normalizados del fabricante MADE, en concreto la serie DRAGO.

La alternativa más común es recurrir a fabricantes de torres homologadas para líneas de transmisión. En este caso, la mayor parte de los apoyos de la línea pertenecerán a la serie DRAGO del fabricante MADE torres.

El fuste o cuerpo de los apoyos de este tipo, se compone de tramos troncopiramidales que se montarán hasta obtener la altura deseada. En función del número de montantes del que se componga, se obtendrán las siguientes medidas en función de la altura útil deseada:

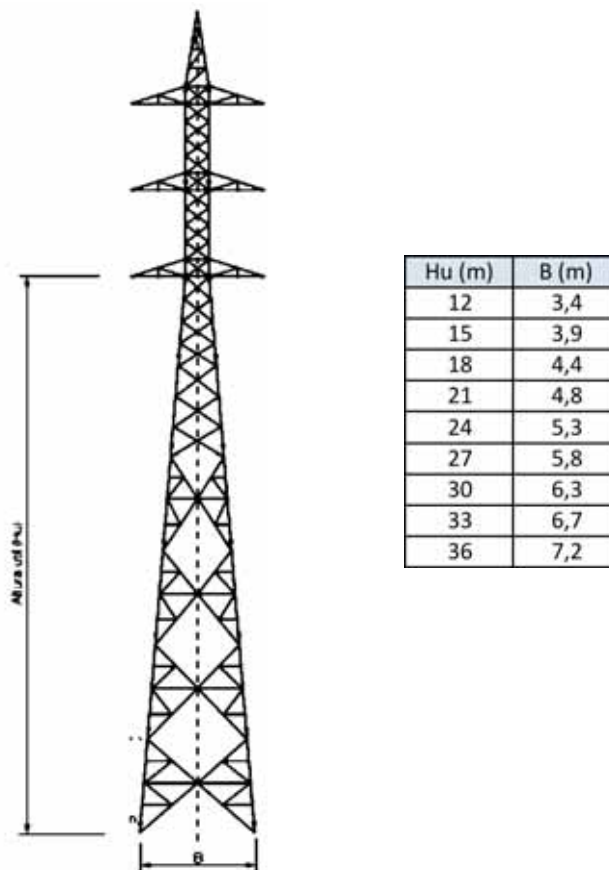


Figura 27: Altura útil del apoyo.

Por otro lado, el armado o cabeza de las torres se escogerá en función de la configuración de la línea. La serie DRAGO del catálogo solo ofrecerá el armado F41 para líneas en Simple Circuito, cuyas dimensiones serán las siguientes:

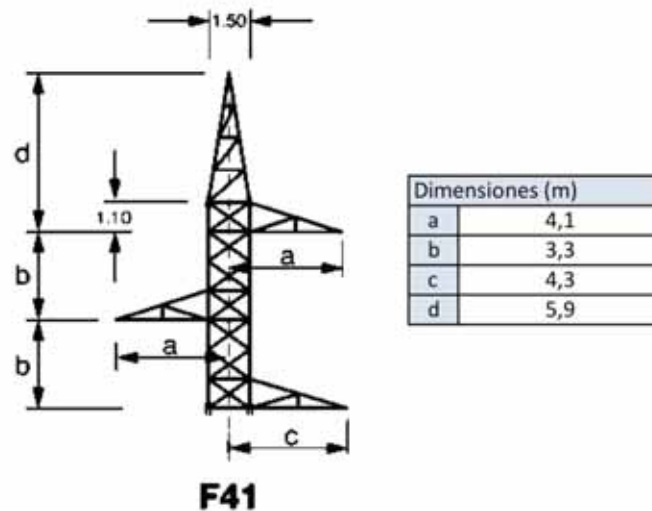


Figura 28: Armado F41.

Para cada armado de la serie, el catálogo MADE ofrece distintos tipos de apoyo en función de la robustez. En las siguientes tablas obtenidas del catálogo se recogen los pesos en kilogramos del fuste y el armado en función de la altura útil y robustez:

**PESOS DE LOS FUSTES:**

		Altura de fuste								
		12 m	15 m	18 m	21 m	24 m	27 m	30 m	33 m	36 m
Tipo de apoyo	300	1.161	1.361	1.682	2.196	2.535	3.088	3.461	4.174	4.632
	450	1.295	1.531	1.878	2.400	2.779	3.367	3.778	4.494	4.972
	630	1.374	1.670	2.033	2.634	3.050	3.661	4.125	4.888	5.395
	900	1.900	2.349	2.796	3.446	3.918	4.898	5.121	6.230	6.481
	1000	2101	2.592	3.072	3.737	4.222	4.946	5.456	6.334	6.914
	1600	2557	3.137	3.731	4.542	5.142	6.011	6.637	7.612	8.284
	2500	3304	4.105	4.875	5.876	6.596	7.661	8.428	9.584	10.397
3200	3.690	4.599	5.421	6.522	7.321	8.487	9.335	10.594	11.491	

**PESOS DE LOS ARMADOS:**

		Tipo de apoyo							
		300	450	630	900	1000	1600	2500	3200
Armado	F41	1.338	1.366	1.410	1.849	1.967	2.020	2.365	2.396
	H4	1.407	1.435	1.436	2.043	2.066	2.139	2.240	2.505
	H5	1.862	1.914	1.967	2.410	2.500	2.676	3.410	3.467
	H502	1.916	1.968	2.021	2.464	2.608	2.744	3.486	3.563
	H51	1.999	2.026	2.150	2.660	2.784	3.028	3.700	3.817
	H52	2.053	2.080	2.204	2.718	2.852	3.096	3.776	3.913

Figura 29: Pesos de los apoyos.

En función de cómo vaya unido el conductor al apoyo, se podrá hacer la siguiente clasificación de apoyos:

- **Apoyo de suspensión:** en los tramos rectos o alineaciones de una línea aérea, el conductor es sostenido por el apoyo gracias a cadenas verticales de aisladores. Aunque suelen ser apoyos de alineación, también podrá ser colocado en un ángulo del trazado de la línea siempre y cuando este ángulo sea muy pequeño.
- **Apoyo de amarre:** las cadenas de aislamiento de los apoyos de amarre será horizontal. Como consecuencia, el conductor será cortado en el punto de fijación de la torre y unidas ambas partes por puentes flojos para mantener la continuidad del conductor de fase.

- **Apoyo de anclaje:** serán apoyos de amarre destinados a proporcionar un punto de fijación en la línea. Por tanto, los criterios de diseño serán más estrictos.
- **Apoyo fin de línea:** serán los apoyos destinados a cerrar el trazado de la línea y, al soportar conductor en un único sentido, sufrirá por completo las solicitaciones de los conductores y cable de tierra que soporta. Las cadenas de aislamiento serán horizontales o de amarre.

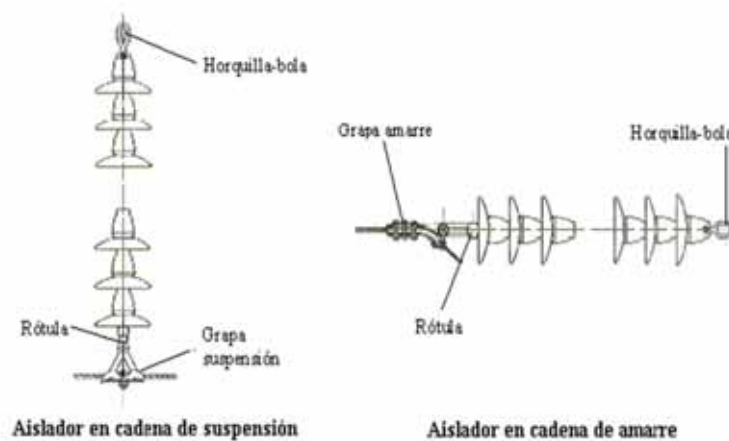


Figura 30: Cadenas de aisladores de suspensión y amarre.

Una vez escogido el modelo de apoyo que se utilizará en la línea, se tendrá que analizar los esfuerzos a los que se expondrán estos apoyos y así seleccionar el modelo específico para cada caso.

Los esfuerzos que actuarán sobre el apoyo serán aquellos que transmitan los conductores en punta de cruceta y presión de viento sobre el apoyo y cadenas de aisladores. El análisis de estos esfuerzos e implicaciones sobre el apoyo, constituirá el estudio mecánico de los apoyos.

#### 7.4.1 Árbol de cargas

Al igual que en el estudio mecánico de los conductores, el Reglamento formula una serie de hipótesis en las que se calcularán los esfuerzos en el apoyo en las condiciones atmosféricas más desfavorables. Por otro lado, también se deberá estudiar las consecuencias mecánicas debidas a factores no ambientales. Se estudiarán por tanto cuatro hipótesis de cálculo de apoyos divididas en dos grupos:

- Hipótesis normales: el Reglamento define hipótesis normales a la hipótesis de viento y hielo (en caso de zonas B y C como es el caso)
- Hipótesis anormales: se consideran hipótesis anormales la rotura de uno de los conductores y desequilibrio de tracciones en punta de cruceta.

En cada una de estas hipótesis el apoyo soportará una determinada carga. Estos esfuerzos aplicados en punta de cruceta, se analizarán descomponiéndolos en los ejes siguientes:

- Fuerza vertical: la carga vertical aplicada vendrá definida por el peso del conductor que soporte, y el peso del manguito de hielo cuando se considere en hipótesis de hielo.
- Fuerza tangencial: existirá esfuerzo en esta dirección cuando se considere la acción del viento sobre conductores y el propio apoyo. Además, en caso de ser un apoyo en ángulo, aparecerá una carga adicional como resultado de los esfuerzos longitudinales sobre el conductor que sujeta.
- Fuerza longitudinal: es resultado de la tracción del conductor. Al considerar que el conductor está en equilibrio, en hipótesis normales se considerará de valor nulo. Solo existirá esfuerzo en esta dirección bajo hipótesis anormales o apoyos fin de línea (que soportará toda la tracción del conductor en vez de repartirla a cada lado)

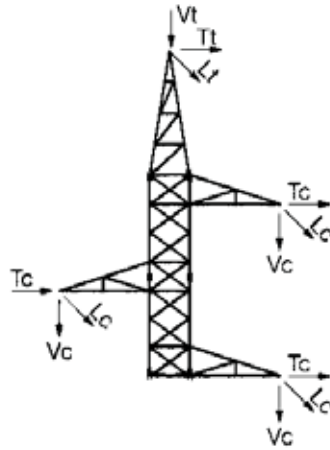


Figura 31: Árbol de cargas

Para determinar el valor de estos tres esfuerzos en cada hipótesis, se describirán y calcularán las cargas que actúen sobre el apoyo. Éstas se definen en el reglamento (capítulo 3 ITC-07) y son las siguientes:

- **Cargas permanentes:** se considerará carga permanente el peso de los conductores y cable de tierra, aisladores, herrajes y resto de accesorios de la línea. El peso de los conductores y cable de tierra se habrá definido por unidad de longitud, por lo que se deberá multiplicar por la longitud del conductor para obtener el peso total de conductor que soporta el apoyo. En ambos casos, la carga que le corresponda a cada apoyo dependerá de la altura sobre la que éste se sitúe respecto a sus adyacentes. Así, se definirá el vano de peso como el tramo de conductor a soportar que corresponde al apoyo.

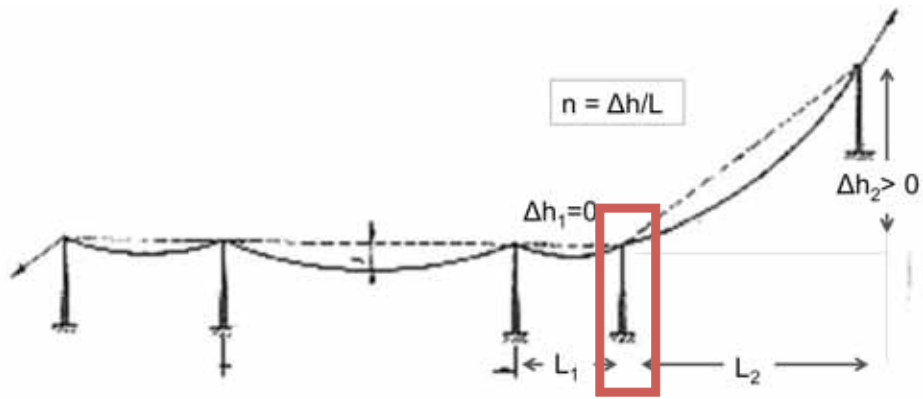


Figura 32: Vano de peso.

$$V_P = \frac{L_1 + L_2}{2} + \frac{T}{P} \cdot (tg(n_1) + tg(n_2))$$

Siendo T y P la tracción y peso por unidad de longitud del conductor. Conocida la longitud de los vanos y la altura a la que se sitúan los apoyos, será posible calcular la carga por peso de los conductores que actuará sobre la torre. A efectos de cálculo, solo se considerará el peso de los conductores y cable de tierra como carga permanente sobre el apoyo.

- **Sobrecarga por viento:** se considerará la acción de la presión de un viento horizontal de 140 km/h sobre la línea. La presión del viento sufrida por los conductores y cable de tierra se transmitirá al apoyo en punta de cruceta. Una vez más será necesario calcular el tramo de conductor que afectará al apoyo en el que se realice el cálculo, que se supondrá la mitad de cada vano adyacente por considerar un viento uniforme sobre los conductores. Se definirá entonces el vano de viento como:

$$V_V = \frac{L_1 + L_2}{2}$$



Una vez calculado, se multiplicará por la fuerza de viento calculada previamente en el estudio mecánico de los conductores y cable de tierra. Además, se deberá calcular la fuerza del viento sobre el propio apoyo y cadena de aisladores que sujetan los conductores:

$$F_{apoyo} = 170 \cdot \left(\frac{v_V}{120}\right) \cdot A_{T(apoyo)}$$

$$F_{cadena} = 70 \cdot \left(\frac{v_V}{120}\right) \cdot A_{T(cadena)}$$

Donde AT se refiere al área afectada por el viento proyectada.

- **Sobrecarga por hielo:** al clasificarse el emplazamiento de la línea zona C, se deberá considerar posible sobrecarga por la formación de manguitos de hielo alrededor de conductores y cable de tierra. El peso de esta carga habrá sido calculado previamente por unidad de longitud, por lo que para obtener la fracción correspondiente de cada apoyo se multiplicará por el vano de peso.
- **Desequilibrio de tracciones:** un apoyo que sujeta un conductor en reposo no sufre esfuerzo en la dirección de este, ya que la tensión del conductor se considera constante y por tanto queda anulada en el punto de fijación del apoyo. Sin embargo, el conductor de uno de los vanos adyacentes puede soportar una carga mayor que el otro y estar más tenso. Como resultado actuará una fuerza longitudinal que podría llegar a inclinar o tirar el apoyo, por lo que habrá que tener en cuenta este hecho a la hora de dimensionar. Esta fuerza no solo dependerá de la tracción del conductor, en función del tipo de apoyo se tomarán unas suposiciones u otras:
  - Apoyo de suspensión: el conductor irá colgado mediante cadenas de aisladores, por lo que estará expuesto a unos esfuerzos menores en comparación a los apoyos de amarre. Se considerará una fuerza igual al 15% de la tracción máxima del conductor.

- Apoyo de amarre: se considerará un 25% de la tracción máxima del conductor.
  - Apoyo de anclaje: al tener menos movilidad que un apoyo de amarre se considerará el doble de fuerza, un 50%.
  - Apoyo fin de línea: al soportar solo un tramo de conductor, se considerará el 100% de la tracción.
- **Rotura de conductor**: la rotura del conductor en el punto de fijación del apoyo, introducirá esfuerzos longitudinales en punta de cruceta que podrán llegar a torsionar la propia torre. Esta fuerza tendrá el valor de la tensión máxima del conductor en apoyos de amarre y anclaje, mientras que en apoyos de suspensión se considerará un 50% en configuración simplex.
  - **Fuerzas resultantes en apoyos en ángulo**: cuando el conductor realiza un cambio de dirección en un apoyo, aparecen fuerzas en el eje transversal a la tracción del propio conductor y fuerza de viento sobre éste. Dicha fuerza será la resultante de ángulo y se calculará de la siguiente manera:

$$R_{tracción} = 2 \cdot T \cdot \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

Las dos páginas siguientes corresponden a las tablas reglamentarias de la ITC-07 en las que se describen todas las cargas y esfuerzos que actúan para cada hipótesis en función del tipo de apoyo descrito anteriormente. Se habrá mostrado la correspondiente a zona B y C ya que la zona A no aplica en este caso.

**Tabla 7. APOYOS DE LÍNEAS SITUADAS EN ZONAS B Y C (I)**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)		2ª HIPÓTESIS (Hielo)		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)		4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
		(Hielo)	(Hielo+Viento)	(Hielo)	(Hielo+Viento)	(Hielo)	(Hielo+Viento)	
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)
		No aplica.		No aplica.		Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.1)		Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)
		Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.		Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).		Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).		Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)
		Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)		Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)

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

1ª Hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -15°C en zona B y -20°C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de viento, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2ª Hipótesis (Hielo+Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

Figura 33: Solicitaciones mecánicas en punta de cruceta.

**Tabla 8. APOYOS DE LÍNEAS SITUADAS EN ZONAS B Y C (II)**

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)		2ª HIPÓTESIS (Hielo)		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
		(Hielo+Viento)	(Hielo)	(Hielo+Viento)	(Hielo)		
Anclaje de Alineación o Anclaje de Angulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una velocidad mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2).
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)
Fin de línea	L	No aplica.	No aplica.	No aplica.	No aplica.	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3.)
	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3) y a una velocidad mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.3).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2).
Fin de línea	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).	No aplica.	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.	No aplica.	No aplica.	No aplica.
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.4.)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerará:  
**1ª Hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -10°C en zona B y -15°C en zona C.  
**Resto hipótesis:** Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15 °C en zona B y -20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2ª Hipótesis (Hielo+Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

V = Esfuerzo vertical

L = Esfuerzo longitudinal

T = Esfuerzo transversal

Figura 34: Solicitaciones mecánicas en punta de cruceta.

En resumen, el árbol de cargas consistirá en el conjunto de esfuerzos verticales, longitudinales y transversales en cada punto de fijación del conductor (llamado punto de cruceta). Habrá que considerar también estos esfuerzos en la cúpula del apoyo, punto de fijación del cable de tierra.

El catálogo del fabricante MADE de los apoyos normalizados ofrece para cada tipo de torre y cada hipótesis reglamentaria, los esfuerzos máximos que soportará en punta de cruceta y cúpula. Dichos esfuerzos llevarán implícito un coeficiente de seguridad que dependerá de la hipótesis considerada (hipótesis normales 1,5 e hipótesis anormales 1,2)

Las reacciones anteriores se encuentran en el catálogo agrupadas a su vez en un plano vertical y otro horizontal, que incluirá la carga longitudinal y transversal.

Introduciendo los datos necesarios de carga para cada hipótesis, y seleccionando los tipos y ubicación de los apoyos de la línea, el programa PLS-CADD contará con las herramientas necesarias para el cálculo de esfuerzos de cada apoyo. También se podrá optar por suponer un vano medio y realizar los cálculos manualmente. En ambos casos los resultados obtenidos determinarán el tipo y altura del apoyo, ya que se escogerán los apoyos que soporten los esfuerzos en todas las hipótesis, con la mínima robustez y por tanto mínimo coste posible.

Tras este proceso, se obtendrán los siguientes resultados:

- **Hipótesis de viento**

Hipótesis 1ª			Solicitaciones						CS					
			Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
1	DRAGO F41 3200 21	N O	213	2402	332	41	2120	200	>3	2,84	>3	>3	1,6	>3
2	DRAGO F41 450 33	N O	677	0	652	396	1	392	>3	-	2,23	1,82	>3	>3

Hipótesis 1ª			Solicitaciones						CS					
			Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
3	DRAGO F41 450 21	NO	423	0	663	156	0	399	>3	>3	2,31	>3	>3	>3
4	DRAGO F41 450 27	NO	474	1	659	202	1	396	>3	>3	2,21	>3	>3	>3
5	DRAGO F41 450 33	NO	183	21	585	-36	20	352	>3	>3	2,35	>3	>3	>3
6	DRAGO F41 450 33	NO	748	20	618	464	19	369	>3	>3	2,36	2	>3	>3
7	TEJO H52 6000 30	NO	916	86	1004	535	123	733	>3	-	>3	2,45	-	>3
8	DRAGO F41 450 27	NO	479	5	497	268	6	295	>3	>3	2,92	>3	>3	>3
9	DRAGO F41 450 21	NO	231	12	581	19	11	349	>3	>3	2,5	>3	>3	>3
10	DRAGO F41 1000 30	NO	124	99	1664	-150	125	1359	>3	>3	2,28	>3	2,81	2,76
11	DRAGO F41 450 24	NO	462	8	351	294	9	210	>3	>3	>3	2,57	>3	>3
12	DRAGO F41 450 24	NO	426	2	592	186	2	355	>3	>3	2,46	>3	>3	>3
13	DRAGO F41 1000 21	NO	680	74	1663	303	40	1283	>3	>3	2,27	2,48	>3	2,94
14	DRAGO F41 450 21	NO	377	1	464	184	0	278	>3	>3	>3	>3	>3	>3
15	DRAGO F41 450 24	NO	602	2	646	326	1	386	>3	>3	2,25	2,31	>3	>3
16	TEJO H52 6000 25	NO	906	13	1244	497	25	884	>3	-	>3	>3	-	>3
17	DRAGO F41 1000 36	NO	351	52	1611	12	105	1208	>3	>3	2,34	>3	>3	>3
18	DRAGO F41 450 30	NO	580	1	742	298	0	444	>3	>3	1,96	2,52	>3	>3
19	DRAGO F41 1000 27	SI	737	42	2238	349	45	1754	>3	>3	2,11	2,69	>3	2,68
20	DRAGO F41 450 21	SI	633	0	776	323	0	465	>3	>3	2,34	2,9	>3	>3
21	DRAGO F41 450 33	NO	754	3	827	414	3	495	2,99	>3	1,76	1,82	>3	2,94
22	DRAGO F41 3200 33	NO	508	227	2149	151	221	1684	>3	>3	2,62	>3	>3	1,62
23	DRAGO F41 450 27	NO	382	1	517	174	0	310	>3	>3	2,82	>3	>3	>3
24	DRAGO F41 450 27	NO	389	0	498	186	0	300	>3	>3	2,92	>3	-	>3
25	DRAGO F41 1000 24	NO	572	30	1202	225	19	893	>3	>3	>3	>3	>3	>3
26	DRAGO F41 450 27	NO	423	0	557	196	0	335	>3	>3	2,61	>3	>3	>3
27	DRAGO F41 450 27	NO	541	2	455	313	2	274	>3	>3	>3	2,37	>3	>3
28	DRAGO F41 450 21	NO	378	0	438	195	1	264	>3	>3	>3	>3	>3	>3

Hipótesis 1ª			Solicitaciones						CS					
			Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
29	DRAGO F41 3200 18	NO	79	2549	205	-54	2249	124	>3	2,73	>3	>3	1,53	>3

Tabla 38: Árbol de cargas en hipótesis de viento.

- Hipótesis de hielo**

Hipótesis 2ª (Viento)			Solicitaciones						CS					
			Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
1	DRAGO F41 3200 21	NO	529	3410	147	271	3230	147	>3	2,07	>3	>3	A.C.	2,65
2	DRAGO F41 450 33	NO	1447	0	288	1000	0	290	1,87	-	>3	1,5	-	>3
3	DRAGO F41 450 21	NO	994	0	278	589	0	279	2,72	-	>3	2,55	-	>3
4	DRAGO F41 450 27	NO	1064	0	291	641	1	292	2,54	-	>3	2,34	-	>3
5	DRAGO F41 450 33	NO	908	2	273	513	3	275	2,97	-	>3	2,92	-	>3
6	DRAGO F41 450 33	NO	1352	2	276	950	3	272	2	-	>3	1,58	-	>3
7	TEJO H52 6000 30	NO	1748	8	648	1242	20	592	>3	>3	>3	1,81	>3	>3
8	DRAGO F41 450 27	NO	943	0	226	628	1	218	2,86	-	>3	2,39	-	>3
9	DRAGO F41 450 21	NO	753	2	257	408	3	257	>3	-	>3	>3	-	>3
10	DRAGO F41 1000 30	NO	483	16	1905	75	15	1819	>3	>3	2,13	>3	>3	2,23
11	DRAGO F41 450 24	NO	885	1	156	662	2	155	>3	-	>3	2,27	-	>3
12	DRAGO F41 450 24	NO	1025	0	261	648	0	262	2,64	-	>3	2,32	-	>3
13	DRAGO F41 1000 21	NO	1416	48	1388	870	31	1294	2,12	>3	2,92	1,72	>3	>3
14	DRAGO F41 450 21	NO	856	0	204	562	0	205	>3	-	>3	2,67	-	>3
15	DRAGO F41 450 24	NO	1306	0	288	888	0	285	2,07	-	>3	1,69	-	>3
16	TEJO H52 6000 25	NO	1786	21	690	1209	29	634	>3	>3	>3	1,53	>3	>3
17	DRAGO F41 1000 36	NO	1011	8	1575	486	8	1505	2,97	>3	2,57	>3	>3	2,69
18	DRAGO F41 450 30	NO	1353	0	329	907	0	328	2	-	>3	1,65	-	>3
19	DRAGO F41 1000 27	SI	1510	25	2212	955	21	2052	2,48	>3	2,29	1,96	>3	2,47
2	DRAGO F41 450 21	SI	1454	0	343	967	0	343	2,32	-	>3	1,94	-	>3

Hipótesis 2ª (Viento)			Solicitaciones						CS					
			Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
0														
21	DRAGO F41 450 33	NO	1662	0	366	1141	1	366	1,62	-	>3	A.C.	-	>3
22	DRAGO F41 3200 33	NO	1184	109	2379	645	95	2266	2,53	>3	2,49	>3	>3	2,61
23	DRAGO F41 450 27	NO	904	0	229	580	0	228	2,99	-	>3	2,59	-	>3
24	DRAGO F41 450 27	NO	904	0	220	590	0	221	2,99	-	>3	2,54	-	>3
25	DRAGO F41 1000 24	NO	1202	12	826	702	12	769	2,5	>3	>3	2,14	>3	>3
26	DRAGO F41 450 27	NO	996	0	246	642	0	247	2,71	-	>3	2,34	-	>3
27	DRAGO F41 450 27	NO	1071	0	201	747	0	202	2,52	-	>3	2,01	-	>3
28	DRAGO F41 450 21	NO	839	0	193	564	0	195	>3	-	>3	2,66	-	>3
29	DRAGO F41 3200 18	NO	252	3489	91	59	3291	91	>3	2,02	>3	>3	A.C.	>3

Tabla 39: Árbol de cargas en hipótesis de hielo.

- **Hipótesis de hielo y viento**

Hipótesis 2ª (V+H)			Solicitaciones						CS					
			Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
1	DRAGO F41 3200 21	NO	525	3410	147	265	3230	147	>3	2,07	>3	>3	A.C.	2,65
2	DRAGO F41 450 33	NO	1454	0	288	1000	0	290	1,86	-	>3	1,5	-	>3
3	DRAGO F41 450 21	NO	989	0	278	582	0	279	2,73	-	>3	2,58	-	>3
4	DRAGO F41 450 27	NO	1060	0	291	634	1	292	2,55	-	>3	2,37	-	>3
5	DRAGO F41 450 33	NO	901	2	273	503	3	275	3	-	>3	2,98	-	>3
6	DRAGO F41 450 33	NO	1357	2	276	950	3	272	1,99	-	>3	1,58	-	>3
7	TEJO H52 6000 30	NO	1766	8	900	1242	8	852	>3	-	>3	1,81	-	>3
8	DRAGO F41 450 27	NO	943	0	226	628	1	218	2,86	-	>3	2,39	-	>3
9	DRAGO F41 450 21	NO	745	2	257	397	3	257	>3	-	>3	>3	-	>3
10	DRAGO F41 1000 30	NO	471	24	1905	54	15	1819	>3	>3	2,09	>3	>3	2,19



Hipótesis 2ª (V+H)			Solicitaciones						CS					
			Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
11	DRAGO F41 450 24	NO	891	1	156	662	2	155	>3	-	>3	2,27	-	>3
12	DRAGO F41 450 24	NO	1022	0	262	645	0	262	2,64	-	>3	2,33	-	>3
13	DRAGO F41 1000 21	NO	1419	66	1714	870	51	1644	2,11	>3	2,33	1,72	>3	2,43
14	DRAGO F41 450 21	NO	856	0	205	562	0	205	>3	-	>3	2,67	-	>3
15	DRAGO F41 450 24	NO	1309	0	288	888	0	285	2,06	-	>3	1,69	-	>3
16	TEJO H52 6000 25	NO	1795	21	1037	1209	29	991	>3	-	>3	1,86	-	>3
17	DRAGO F41 1000 36	NO	1001	11	1575	468	16	1505	3	>3	2,53	>3	>3	2,65
18	DRAGO F41 450 30	NO	1353	0	330	907	0	328	2	-	>3	1,65	-	>3
19	DRAGO F41 1000 27	SI	1515	32	2558	955	25	2442	2,48	>3	1,95	1,96	>3	2,04
20	DRAGO F41 450 21	SI	1454	0	344	967	0	343	2,32	-	>3	1,94	-	>3
21	DRAGO F41 450 33	NO	1666	0	366	1141	1	366	1,62	-	>3	A.C.	-	>3
22	DRAGO F41 3200 33	NO	1180	109	2379	636	80	2266	2,54	>3	2,96	2,36	>3	2,29
23	DRAGO F41 450 27	NO	902	0	229	579	0	228	2,99	-	>3	2,59	-	>3
24	DRAGO F41 450 27	NO	903	0	220	589	0	221	2,99	-	>3	2,54	-	>3
25	DRAGO F41 1000 24	NO	1203	16	1104	702	14	1057	2,49	>3	>3	2,14	>3	>3
26	DRAGO F41 450 27	NO	995	0	246	641	0	247	2,71	-	>3	2,34	-	>3
27	DRAGO F41 450 27	NO	1077	0	201	747	0	202	2,51	-	>3	2,01	-	>3
28	DRAGO F41 450 21	NO	839	0	193	564	0	195	>3	-	>3	2,66	-	>3
29	DRAGO F41 3200 18	NO	248	3489	91	51	3291	91	>3	2,02	>3	>3	A.C.	>3

Tabla 40: Árbol de cargas en hipótesis de hielo y viento.

- **Desequilibrio de tracciones**

Hipótesis 3ª			Solicitaciones						CS					
			Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
1	DRAGO F41 3200 21	NO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Hipótesis 3ª			Solicitaciones						CS					
			Conductor			OPGW			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T
2	DRAGO F41 450 33	NO	1437	512	289	998	485	290	1,5	1,79	>3	1,2	1,89	>3
3	DRAGO F41 450 21	NO	1008	512	278	599	485	279	2,14	1,79	>3	2	1,89	>3
4	DRAGO F41 450 27	NO	1095	512	291	667	485	293	1,97	1,79	>3	1,8	1,89	>3
5	DRAGO F41 450 33	NO	974	513	274	572	487	275	2,22	1,79	>3	2,1	1,89	>3
6	DRAGO F41 450 33	NO	1399	513	276	987	487	273	1,54	1,79	>3	1,22	1,89	>3
7	TEJO H52 6000 30	NO	1638	1704	263	1125	1613	227	2,67	>3	2,74	1,6	>3	2,64
8	DRAGO F41 450 27	NO	1004	512	227	682	485	218	2,15	1,79	>3	1,76	1,89	>3
9	DRAGO F41 450 21	NO	808	513	258	457	487	258	2,67	1,79	>3	2,63	1,88	>3
10	DRAGO F41 1000 30	NO	656	1649	1478	250	1579	1414	>3	1,36	1,52	>3	1,42	1,59
11	DRAGO F41 450 24	NO	914	511	156	684	488	155	2,36	1,8	>3	1,75	1,88	>3
12	DRAGO F41 450 24	NO	1060	510	261	677	486	262	2,04	1,8	>3	1,77	1,89	>3
13	DRAGO F41 1000 21	NO	1484	1693	778	943	1601	724	1,62	1,33	2,89	1,27	1,41	>3
14	DRAGO F41 450 21	NO	878	517	205	583	491	205	2,46	1,77	>3	2,06	1,87	>3
15	DRAGO F41 450 24	NO	1317	518	288	892	491	286	1,64	1,77	>3	1,34	1,87	>3
16	TEJO H52 6000 25	NO	1794	1728	201	1206	1645	167	2,44	>3	>3	1,49	>3	>3
17	DRAGO F41 1000 36	NO	1160	1697	1266	617	1602	1211	2,07	1,33	1,78	1,95	1,4	1,86
18	DRAGO F41 450 30	NO	1373	515	330	922	489	329	1,57	1,78	2,78	1,3	1,88	2,79
19	DRAGO F41 1000 27	SI	1503	1624	1419	945	1538	1329	1,6	1,39	1,59	1,27	1,46	1,69
20	DRAGO F41 450 21	SI	1463	511	344	972	486	344	1,48	1,8	2,67	1,23	1,89	2,67
21	DRAGO F41 450 33	NO	1678	511	367	1152	486	366	1,29	1,8	2,5	A.C.	1,89	2,51
22	DRAGO F41 3200 33	NO	1302	1734	1867	751	1624	1779	1,84	>3	>3	1,6	>3	>3
23	DRAGO F41 450 27	NO	912	525	229	584	495	228	2,37	1,75	>3	2,05	1,85	>3
24	DRAGO F41 450 27	NO	910	525	220	591	495	221	2,37	1,75	>3	2,03	1,85	>3
25	DRAGO F41 1000 24	NO	1209	1738	377	712	1638	339	1,98	1,29	>3	1,68	1,37	>3
26	DRAGO F41 450 27	NO	1002	523	246	647	494	248	2,16	1,75	>3	1,85	1,86	>3
27	DRAGO F41 450 27	NO	1070	524	201	741	494	203	2,02	1,75	>3	1,62	1,86	>3
28	DRAGO F41 450 21	NO	864	523	193	588	494	195	2,5	1,75	>3	2,04	1,86	>3
29	DRAGO F41 3200 18	NO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 41: Árbol de cargas en hipótesis de desequilibrio de tracciones.

- Rotura de conductor

Hipótesis 4ªA			Solicitaciones									CS								
			Conductor Fase Rota			Conductor			OPGW			Conductor Fase Rota			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T	V	L	T
1	DRAGO F41 3200 21	NO	525	3410	147	525	3410	147	525	3410	147	>3	1,76	>3	>3	1,76	>3	>3	-	>3
R	DRAGO F41 450 33	NO	1454	1705	288	1454	0	288	1000	0	290	1,49	1,41	2,29	1,49	-	2,29	1,2	-	2,28

Hipótesis 4ªA			Solicitaciones									CS								
			Conductor Fase Rota			Conductor			OPGW			Conductor Fase Rota			Conductor			OPGW		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V (daN)	L (daN)	T (daN)	V	L	T	V	L	T	V	L	T
3	DRAGO F41 450 21	NO	989	1705	278	989	0	278	582	0	279	2,18	1,41	2,38	2,18	-	2,38	2,06	-	2,36
4	DRAGO F41 450 27	NO	1060	1705	291	1060	0	291	634	1	292	2,04	1,41	2,27	2,04	-	2,27	1,89	-	2,26
5	DRAGO F41 450 33	NO	901	1705	273	901	2	273	503	3	275	2,4	1,41	2,41	2,4	-	2,41	2,38	-	2,4
6	DRAGO F41 450 33	NO	1347	1705	274	1350	2	274	950	3	272	1,6	1,41	2,41	1,6	-	2,41	1,26	-	2,42
7	TEJO H52 6000 30	NO	953	3408	249	1766	8	426	1242	6	382	>3	>3	2,89	2,48	>3	1,69	1,45	-	1,57
8	DRAGO F41 450 27	NO	926	1704	223	931	0	223	628	1	218	2,33	1,41	2,96	2,32	-	2,96	1,91	-	>3
9	DRAGO F41 450 21	NO	742	1706	255	745	2	257	397	3	257	2,91	1,41	2,59	2,9	-	2,56	>3	-	2,57
10	DRAGO F41 1000 30	NO	466	3270	975	471	2	1905	54	15	1819	>3	1,47	2,93	>3	-	1,5	>3	-	1,57
11	DRAGO F41 450 24	NO	891	1699	152	891	1	156	662	2	155	2,42	1,41	>3	2,42	-	>3	1,81	-	>3
12	DRAGO F41 450 24	NO	1022	1699	261	1022	0	261	645	0	262	2,11	1,41	2,53	2,11	-	2,53	1,86	-	2,52
13	DRAGO F41 1000 21	NO	1049	3395	609	1419	33	1137	870	18	1064	2,29	1,41	>3	1,69	-	2,51	1,38	-	2,68
14	DRAGO F41 450 21	NO	856	1724	203	856	0	204	562	0	205	2,52	1,39	>3	2,52	-	>3	2,14	-	>3
15	DRAGO F41 450 24	NO	1301	1724	287	1304	0	287	888	0	285	1,66	1,39	2,3	1,66	-	2,3	1,35	-	2,31
16	TEJO H52 6000 25	NO	937	3449	213	1795	21	377	1209	29	333	>3	>3	>3	2,44	>3	1,91	1,49	-	1,8
17	DRAGO F41 1000 36	NO	690	3348	808	999	8	1573	468	1	1505	>3	1,43	>3	2,4	-	1,82	2,56	-	1,9
18	DRAGO F41 450 30	NO	1353	1717	325	1353	0	329	907	0	328	1,6	1,4	2,03	1,6	-	2,01	1,32	-	2,01
19	DRAGO F41 1000 27	SI	761	3286	1003	1515	18	1988	955	11	1868	>3	1,46	2,85	1,58	-	1,44	1,26	-	1,53
20	DRAGO F41 450 21	SI	1454	1704	341	1454	0	343	967	0	343	1,49	1,41	1,93	1,49	-	1,92	1,24	-	1,92
21	DRAGO F41 450 33	NO	1663	1704	363	1666	0	366	1141	1	366	1,3	1,41	1,82	1,3	-	1,8	A.C.	-	1,8
22	DRAGO F41 3200 33	NO	595	3300	1206	1180	109	2379	636	80	2266	>3	1,82	>3	2,03	>3	2,02	>3	-	2,12
23	DRAGO F41 450 27	NO	898	1750	225	902	0	229	579	0	228	2,41	1,37	2,94	2,39	-	2,88	2,07	-	2,9
24	DRAGO F41 450 27	NO	903	1750	220	903	0	220	589	0	221	2,39	1,37	>3	2,39	-	>3	2,04	-	2,98
25	DRAGO F41 1000 24	NO	658	3488	312	1203	7	590	702	5	539	>3	1,38	>3	1,99	-	>3	1,71	-	>3
26	DRAGO F41 450 27	NO	995	1745	246	995	0	246	641	0	247	2,17	1,38	2,68	2,17	-	2,68	1,87	-	2,67
27	DRAGO F41 450 27	NO	1077	1745	201	1077	0	201	747	0	202	2,01	1,38	>3	2,01	-	>3	1,61	-	>3
28	DRAGO F41 450 21	NO	839	1745	193	839	0	193	564	0	195	2,57	1,38	>3	2,57	-	>3	2,13	-	>3
29	DRAGO F41 3200 18	NO	248	3489	91	248	3489	91	248	3489	91	>3	1,72	>3	>3	1,72	>3	>3	-	>3

Tabla 42: Árbol de cargas en hipótesis de rotura de conductor.

- Rotura de cable de tierra

Hipótesis 4ªB			Solicitaciones						CS				
			Conductor			OPGW Roto			Conductor		OPGW Roto		
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	T (daN)	L (daN)	V (daN)	T (daN)	L (daN)	V	T	L	V	T+L
1	DRAGO F41 3200 21	NO	525	3410	147	-	-	-	>3	>3	>3	-	-

Hipótesis 4ªB			Solicitaciones						CS				
			Conductor			OPGW Roto			Conductor			OPGW Roto	
Nº	Apoyo	SR	V (daN)	T (daN)	L (daN)	V (daN)	T (daN)	L (daN)	V	T	L	V	T+L
2	DRAGO F41 450 33	NO	1454	0	288	1000	1615	290	1,49	-	2,29	1,2	1,58
3	DRAGO F41 450 21	NO	989	0	278	582	1615	279	2,18	>3	2,38	2,06	1,58
4	DRAGO F41 450 27	NO	1060	0	291	634	1615	292	2,04	>3	2,27	1,89	1,57
5	DRAGO F41 450 33	NO	901	2	273	503	1616	275	2,4	>3	2,41	2,38	1,59
6	DRAGO F41 450 33	NO	1350	2	274	950	1616	272	1,6	>3	2,41	1,26	1,59
7	TEJO H52 6000 30	NO	1766	8	426	658	3229	226	2,48	>3	1,69	1,82	2,78
8	DRAGO F41 450 27	NO	931	0	223	628	1615	218	2,32	>3	2,96	1,91	1,64
9	DRAGO F41 450 21	NO	745	2	257	397	1617	257	2,9	>3	2,56	>3	1,6
10	DRAGO F41 1000 30	NO	471	2	1905	234	3112	930	>3	>3	1,5	>3	1,34
11	DRAGO F41 450 24	NO	891	1	156	662	1620	155	2,42	>3	>3	1,81	1,69
12	DRAGO F41 450 24	NO	1022	0	261	645	1619	262	2,11	>3	2,53	1,86	1,59
13	DRAGO F41 1000 21	NO	1419	33	1137	719	3224	574	1,69	>3	2,51	1,67	1,42
14	DRAGO F41 450 21	NO	856	0	204	562	1636	205	2,52	>3	>3	2,14	1,63
15	DRAGO F41 450 24	NO	1304	0	287	888	1637	285	1,66	>3	2,3	1,35	1,56
16	TEJO H52 6000 25	NO	1795	21	377	676	3276	190	2,44	>3	1,91	1,78	2,77
17	DRAGO F41 1000 36	NO	999	8	1573	383	3169	776	2,4	>3	1,82	>3	1,37
18	DRAGO F41 450 30	NO	1353	0	329	907	1629	328	1,6	>3	2,01	1,32	1,53
19	DRAGO F41 1000 27	SI	1515	18	1988	485	3119	947	1,58	>3	1,44	2,48	1,33
20	DRAGO F41 450 21	SI	1454	0	343	967	1619	343	1,49	>3	1,92	1,24	1,53
21	DRAGO F41 450 33	NO	1666	0	366	1141	1619	366	1,3	>3	1,8	A.C.	1,51
22	DRAGO F41 3200 33	NO	1180	109	2379	358	3110	1155	2,03	>3	2,02	>3	1,55
23	DRAGO F41 450 27	NO	902	0	229	579	1650	228	2,39	>3	2,88	2,07	1,6
24	DRAGO F41 450 27	NO	903	0	220	589	1650	221	2,39	-	>3	2,04	1,6
25	DRAGO F41 1000 24	NO	1203	7	590	388	3290	288	1,99	>3	>3	>3	1,51
26	DRAGO F41 450 27	NO	995	0	246	641	1646	247	2,17	-	2,68	1,87	1,58
27	DRAGO F41 450 27	NO	1077	0	201	747	1646	202	2,01	>3	>3	1,61	1,62
28	DRAGO F41 450 21	NO	839	0	193	564	1646	195	2,57	-	>3	2,13	1,63
29	DRAGO F41 3200 18	NO	248	3489	91	-	-	-	>3	>3	>3	-	-

Tabla 43: Árbol de cargas en hipótesis de rotura de cable de tierra.

#### 7.4.2 Cimentaciones

Las cimentaciones son las estructuras que sujetan los apoyos de las líneas aéreas al terreno. Su diseño se realizará en función de la tensión de la línea y por tanto el tamaño del apoyo, y del tipo de terreno en el que se construya.

Las cimentaciones de los apoyos de baja y media tensión, apoyos tubulares y de celosía de pequeña dimensión, serán cimentaciones monobloque. Estas estarán formadas por un solo cimiento de hormigón en masa.

Sin embargo en líneas de alta tensión, las dimensiones de los apoyos serán mayores y necesitará una cimentación para cada una de las cuatro patas.

Para ambos casos el material de las cimentaciones será hormigón. En función de la presencia de roca en el terreno y la profundidad a la que se encuentre se distinguen tres tipos de cimentaciones:

- Cimentación en roca: en presencia de roca en la superficie del terreno y que además ocupe una profundidad suficiente, el bloque de hormigón irá anclado a la roca mediante pernos.
- Cimentación convencional: empleada en terrenos sin roca como es este caso.
- Cimentación mixta: será el caso de terrenos en los que la roca se encuentre a una profundidad conveniente y por tanto, estos pernos no soportarán tanto como en cimentación en roca.

Las cimentaciones para esta línea serán de patas separadas y tipo “Pata de Elefante”. Cada cimentación será un macizo de hormigón formado por un tramo de sección cuadrada y expansión troncónica en la base.

El diseño mecánico, que no será objeto del proyecto, se realizará en base a las solicitaciones que soporte en cada uno de los apoyos. De la misma manera que en apoyos y conductores se diseñaba para soportar las reacciones de los casos más desfavorables, las comprobaciones que se realizarán serán:

- Comprobación al arranque: se calculará las fuerzas que impide el arranque del apoyo: el peso de la zapata o base de la cimentación, y el peso del cono de tierra que se arrastraría al ser arrancado. El volumen de este cono de tierra dependerá de la consistencia del terreno, clasificado en terreno

normal y flojo. El ángulo de arranque, que se aprecia en la siguiente figura, se considerará de  $30^\circ$  para normal y  $20^\circ$  para terreno flojo. El coeficiente de seguridad para este cálculo será 1,5 en hipótesis normales del apoyo y 1,2 en las anormales.

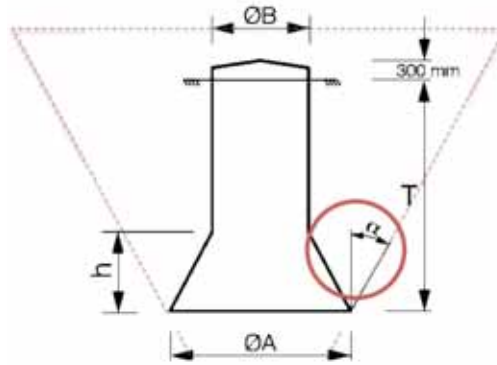


Figura 35: Esquema cimentación pata de elefante.

- Comprobación a compresión: se deberá comprobar que todo el peso de la cimentación, incluidas las cargas que transmita la torre y peso de la zapata y tierras que actúan sobre ella, no sobrepase la capacidad admisible del terreno, es decir, que la torre no se hunda.
- Adherencia anclaje-zapata: el anclaje que une el apoyo a la cimentación, deberá soportar las reacciones a las que se someta y no deslizar. El coeficiente de seguridad de cálculo será como mínimo de 1,5.

# **PRESUPUESTO**

## 8 PRESUPUESTO

Este proyecto forma parte de un proyecto oficial y por tanto, se incluirá a continuación un presupuesto que contiene el coste económico de la construcción y ejecución del proyecto. Los costes que aparecerán se habrán estimado en base al proyecto oficial de esta línea, conteniendo solo los elementos mas representativos.

El presupuesto se dividirá en dos apartados:

- Presupuestos parciales:
  - Obra civil.
  - Material de la línea.
  - Montaje.
  - Otros.
- Presupuesto de la parte afectada de dominio público:
  - Provincia de Almería
    - Término Municipal de Tíjola.
    - Término Municipal de Serón.
  - Provincia de Granada
    - Término Municipal de Caniles.

En las siguientes tablas se mostrará el listado de materiales, mano de obra y resto de elementos que componen la construcción de la instalación excepto los elementos referentes a las cimentaciones, que no son objeto del proyecto. Se dividirán en los siguientes grupos:

- **Obra civil**

Designación	Unidades	Coste unitario	Coste total (€)
-------------	----------	----------------	-----------------



		<b>(€/u)</b>	
Volumen de terreno excavado para los apoyos (m3)	415	132,10	54.784,15
Nuevos accesos a apoyos, adecuación de los accesos existentes y su restitución una vez finalizado el montaje de apoyos.	1	8.500,00	8.500,00

**Tabla 44: Presupuesto de obra civil.**

- Materiales de la línea**

<b>Designación</b>	<b>Unidades</b>	<b>Coste unitario (€/u)</b>	<b>Coste total (€)</b>
DRAGO F41 450 21	5	6.402,20	32.011,00
DRAGO F41 450 24	3	7.046,50	21.139,50
DRAGO F41 450 27	6	8.046,10	48.276,60
DRAGO F41 450 30	1	8.774,80	8.774,80
DRAGO F41 450 33	4	9.962,00	39.848,00
DRAGO F41 1000 21	1	9.696,80	9.696,80
DRAGO F41 1000 24	1	10.521,30	10.521,30
DRAGO F41 1000 27	1	11.752,10	11.752,10
DRAGO F41 1000 30	1	12.619,10	12.619,10
DRAGO F41 1000 36	1	15.097,70	15.097,70
DRAGO F41 3200 18	1	13.288,90	13.288,90

<b>Designación</b>	<b>Unidades</b>	<b>Coste unitario (€/u)</b>	<b>Coste total (€)</b>
DRAGO F41 3200 21	1	15.160,60	15.160,60
DRAGO F41 3200 33	1	22.083,00	22.083,00
TEJO H52 6000 25	1	36.519,40	36.519,40
TEJO H52 6000 30	1	31.104,90	31.104,90
Unidades de puesta a tierra normalizada en apoyo tipo zona normal para cuatro patas	29	75,60	2.192,40
Amortiguador para Cable conductor LA-380	69	26,00	1.794,00
Amortiguador para Cable de tierra OPGW 52G68Z	104	26,76	2.783,04
Kg de Cable conductor LA-380 (1,275 Kg/m)	36.856	2,50	92.140,00
Km Cable de tierra OPGW 53G68Z	9,65	13,40	129,31
Cadena de amarre	40	690,28	27.611,20
Cadena de suspensión	67	289,18	19.375,06
Herrajes amarre	10	289,00	2.890,00
Herrajes suspensión	10	31,25	312,50

**Tabla 45: Presupuesto de material de la línea.**

- **Montaje**

<b>Designación</b>	<b>Unidades.</b>	<b>Coste unitario (€/u)</b>	<b>Coste total (€)</b>
--------------------	------------------	---------------------------------	----------------------------

<b>Designación</b>	<b>Unidades.</b>	<b>Coste unitario (€/u)</b>	<b>Coste total (€)</b>
DRAGO F41 450 21	5	4.067,28	20.336,40
DRAGO F41 450 24	3	4.476,60	13.429,80
DRAGO F41 450 27	6	5.111,64	30.669,84
DRAGO F41 450 30	1	5.555,52	5.555,52
DRAGO F41 450 33	4	6.328,80	25.315,20
DRAGO F41 1000 21	1	6.160,32	6.160,32
DRAGO F41 1000 24	1	6.684,10	6.684,10
DRAGO F41 1000 27	1	7.466,04	7.466,04
DRAGO F41 1000 30	1	8.016,84	8.016,84
DRAGO F41 1000 36	1	9.591,48	9.591,48
DRAGO F41 3200 18	1	8.442,36	8.442,36
DRAGO F41 3200 21	1	9.631,44	9.631,44
DRAGO F41 3200 33	1	14.029,20	14.029,20
TEJO H52 6000 25	1	19.760,76	19.760,76
TEJO H52 6000 30	1	23.200,56	23.200,56
Montaje de Puesta a tierra normalizada en apoyo tipo zona normal cuatro patas	29	189,00	5.481,00
Km. Tendido S/C circuito conductor LA-380	9,6	6.549,60	62.876,16
Colocación Amortiguador para conductor LA-380	29	33,10	959,90
Km. Tendido cable de tierra OPGW 53G68Z,	9,6	5.346,00	51.321,60

Designación	Unidades.	Coste unitario (€/u)	Coste total (€)
Colocación Amortiguador para Cable de tierra OPGW 53G68Z	104	33,10	3.442,40
Montaje en apoyo y operaciones ópticas (de cable de tierra con fibra óptica)	4	5.346,00	21.384,00
Montaje Cadena de amarre	24	537,08	12.889,92
Montaje Cadena suspensión,	57	124,50	7.096,50
Trabajos auxiliares de montaje.	1	20.000,00	20.000,00
Trabajos auxiliares de montaje.	1	20.000,00	20.000,00

**Tabla 46: Presupuesto de montaje.**

- **Otros**

Designación	Unidades	Coste unitario (€/u)	Coste total (€)
DRAGO F41 450 21	4	9.962,00	39.848,00
DRAGO F41 1000 21	1	9.696,80	9.696,80

**Tabla 47: Presupuesto de otros elementos.**

El resultado orientativo del coste global de la construcción de la instalación será:

Presupuestos parciales	Presupuesto total (€)
------------------------	-----------------------

Presupuestos parciales	Presupuesto total (€)
Obra civil	527.116,46
Material de la línea	413.741,34
Montaje	463.832,31
Otros	49.544,8
<b>TOTAL</b>	<b>1.036.734,50</b>

Tabla 48: Presupuestos parciales totales.

El emplazamiento de la línea afecta a distintos términos municipales de las provincias de Almería y Granada. Se realizará por tanto una estimación del presupuesto de la parte afectada de dominio publico para cada término municipal.

- **Provincia de Almería**

- Término Municipal de Tíjola

Designación	Unidades	Coste unitario (€/u)	Coste total (€)
Volumen de terreno excavado para los apoyos (m3)	181,38	132,00	23.942,20

Tabla 49: Presupuesto de la parte afectada al término municipal de Tíjola.

- Término Municipal de Serón

Designación	Unidades	Coste unitario (€/u)	Coste total (€)
Volumen de terreno excavado para los apoyos (m3).	200,78	132,00	26.502,96

Tabla 50: Presupuesto de la parte afectada al término municipal de Serón.

- **Provincia de Granada**

- Término Municipal de Caniles

Designación	Unidades	Coste unitario (€/u)	Coste total (€)
Volumen de terreno excavado para los apoyos (m3).	32,50	132,00	4.290,00

Tabla 51: Presupuesto de la parte afectada al término municipal de Caniles.

El resultado del coste total será el siguiente:

Términos Municipales	Presupuesto total (€)
Tíjola	23.942,20
Serón	26.502,96
Caniles	4.290,00
<b>Coste total</b>	<b>54.735,16</b>

Tabla 52: Presupuesto total de las partes de dominio público afectadas.

El coste global sería el siguiente:

Presupuestos parciales	1.036.734,50
Presupuesto de la parte afectada de dominio público	54.735,16
<b>Presupuesto global</b>	<b>1.091.469,60</b>

Tabla 53: Presupuesto global final.

## 9 PLANOS

En las páginas siguientes se incluirán los planos de los elementos principales de la línea. Ya que es un proyecto real de la empresa Osprel S. L. y los planos han sido realizados en conjunto, se incluirán los **planos originales del proyecto oficial de ejecución**.

- Apoyos empleados en la línea:
  - DRAGO 450 ARMADO F41
  - DRAGO 1000 ARMADO F41
  - DRAGO 3200 ARMADO F41
  - TEJO 6000 ARMADO H52
- Amortiguadores
- Cadenas de aisladores y herrajes
  - CADENAS AISLAMIENTO AMARRE SIMPLE
  - CADENAS DE AISLAMIENTO AMARRE LA-380 220KV
  - CADENAS DE AISLAMIENTO SUSPENSION LA-380 220KV
  - CADENAS Y HERRAJES CABLE DE TIERRA OPGW AMARRE BAJANTE
  - CADENAS Y HERRAJES CABLE DE TIERRA OPGW AMARRE PASANTE
  - CADENAS Y HERRAJES CABLE DE TIERRA OPGW SUSPENSION
- Perfil del trazado de la línea eléctrica.

## 10 ANEXO

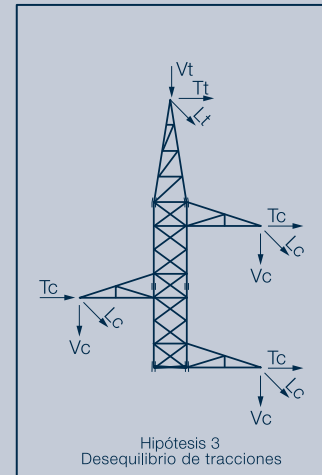
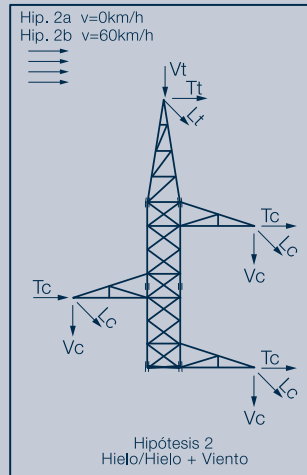
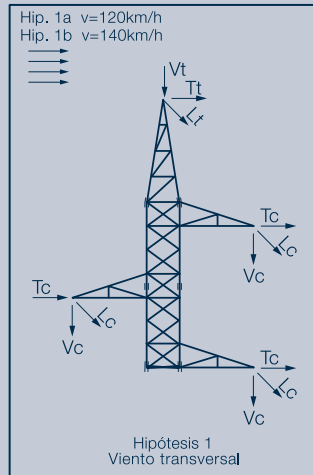
Se incluye en las siguientes páginas el catálogo del fabricante MADE torres de la serie DRAGO, ya que es el modelo de apoyo principal utilizado en la línea.

# **ANEXO**



# SERIE DRAGO

## HIPÓTESIS 1 ARMADOS F41 300/450



				DRAGO 300 F41					DRAGO 450 F41					
	Verticales	R	L/T en % de H	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	
Hipótesis 1ª 120 km/h viento transversal	Vc=1500 Vt=500	R=0	L=0/T=100	F=4.200	0	1.400	0	0	F=6.300	0	2.100	0	0	
			L=10/T=90	F=4.200	140	1.260	0	0	F=6.300	210	1.890	0	0	
			L=25/T=75	F=4.200	350	1.050	0	0	F=6.300	520	1.580	0	0	
			L=50/T=50	F=4.200	700	700	0	0	F=6.300	1.050	1.050	0	0	
			L=75/T=25	F=4.200	1.050	350	0	0	F=6.000	1.500	500	0	0	
			L=90/T=10	F=4.200	1.260	140	0	0	F=5.160	1.550	170	0	0	
		L=100/T=0	F=4.200	1.400	0	0	0	F=4.800	1.600	0	0	0		
		R=0,7	L=0/T=100	F=3.700	0	1.000	0	700	F=5.180	0	1.400	0	980	
			L=10/T=90	F=3.700	100	900	70	630	F=5.180	140	1.260	100	880	
			L=25/T=75	F=3.700	250	750	175	525	F=5.180	350	1.050	245	735	
			L=50/T=50	F=3.700	500	500	350	350	F=5.180	700	700	490	490	
			L=75/T=25	F=3.700	750	250	525	175	F=5.180	1.050	350	735	245	
			L=90/T=10	F=3.700	900	100	630	70	F=5.180	1.260	140	880	100	
		L=100/T=0	F=3.700	1.000	0	700	0	F=5.180	1.400	0	980	0		
		R=1	L=0/T=100	F=3.280	0	820	0	820	F=4.600	0	1.150	0	1.150	
			L=10/T=90	F=3.280	80	740	80	740	F=4.600	110	1.040	110	1.040	
			L=25/T=75	F=3.280	200	620	200	620	F=4.600	290	860	290	860	
			L=50/T=50	F=3.280	410	410	410	410	F=4.640	580	580	580	580	
	L=75/T=25		F=3.300	620	205	620	205	F=4.580	860	285	860	285		
	L=90/T=10		F=3.280	740	80	740	80	F=4.620	1.040	115	1.040	115		
	L=100/T=0	F=3.280	820	0	820	0	F=4.600	1.150	0	1.150	0			
	Hipótesis 1ª 140 km/h viento transversal	Vc=1500 Vt=500	R=0	L=0/T=100	F=3.690	0	1.230	0	0	F=5.700	0	1.900	0	0
				L=10/T=90	F=3.690	120	1.110	0	0	F=5.700	190	1.710	0	0
				L=25/T=75	F=3.690	310	920	0	0	F=5.700	470	1.430	0	0
L=50/T=50				F=3.720	620	620	0	0	F=5.700	950	950	0	0	
L=75/T=25				F=3.675	920	305	0	0	F=5.715	1.430	475	0	0	
L=90/T=10				F=3.705	1.110	125	0	0	F=5.160	1.550	170	0	0	
L=100/T=0			F=3.690	1.230	0	0	0	F=4.800	1.600	0	0	0		
R=0,7			L=0/T=100	F=3.440	0	930	0	650	F=4.885	0	1.320	0	925	
			L=10/T=90	F=3.445	90	840	65	590	F=4.885	130	1.190	90	835	
			L=25/T=75	F=3.440	230	700	160	490	F=4.885	330	990	230	695	
			L=50/T=50	F=3.480	470	470	330	330	F=4.880	660	660	460	460	
			L=75/T=25	F=3.460	700	235	490	165	F=4.885	990	330	695	230	
			L=90/T=10	F=3.460	840	95	590	65	F=4.885	1.190	130	835	90	
L=100/T=0			F=3.440	930	0	650	0	F=4.885	1.320	0	925	0		
R=1			L=0/T=100	F=3.040	0	760	0	760	F=4.320	0	1.080	0	1.080	
			L=10/T=90	F=3.040	80	680	80	680	F=4.320	110	970	110	970	
			L=25/T=75	F=3.040	190	570	190	570	F=4.320	270	810	270	810	
			L=50/T=50	F=3.040	380	380	380	380	F=4.320	540	540	540	540	
		L=75/T=25	F=3.040	570	190	570	190	F=4.320	810	270	810	270		
		L=90/T=10	F=3.020	680	75	680	75	F=4.320	970	110	970	110		
L=100/T=0		F=3.040	760	0	760	0	F=4.320	1.080	0	1.080	0			

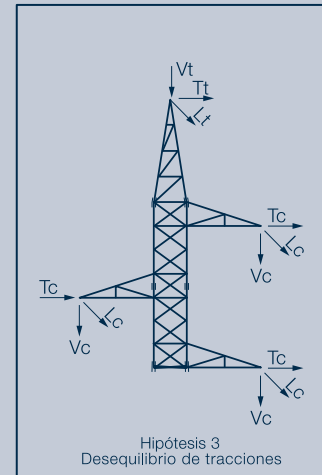
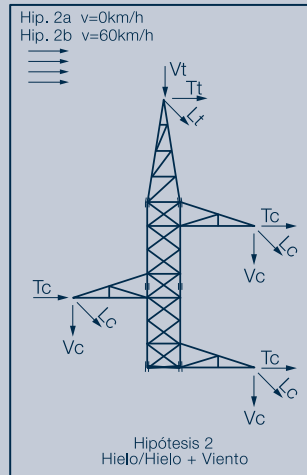
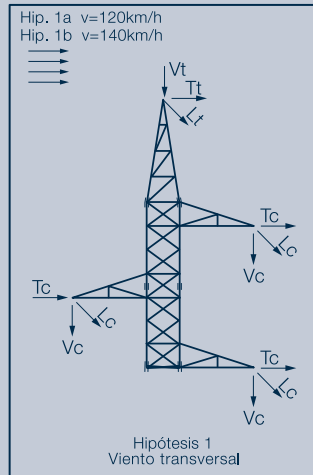
# SERIE DRAGO

## HIPÓTESIS 2 y 3 ARMADOS F41 300/450

	Verticales	R	L/T en % de H	DRAGO 300 F41					DRAGO 450 F41					
				F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	
Hipótesis 2ª hielo	Vc=1800 Vt=1000	R=0	L=0/T=100	F=4.950	0	1.650	0	0	F=6.900	0	2.300	0	0	
			L=10/T=90	F=4.950	160	1.490	0	0	F=6.900	230	2.070	0	0	
			L=25/T=75	F=4.950	410	1.240	0	0	F=6.900	570	1.730	0	0	
			L=50/T=50	F=4.980	830	830	0	0	F=6.900	1.150	1.150	0	0	
			L=75/T=25	F=4.965	1.240	415	0	0	F=6.000	1.500	500	0	0	
			L=90/T=10	F=4.965	1.490	165	0	0	F=5.160	1.550	170	0	0	
		L=100/T=0	F=4.800	1.600	0	0	0	F=4.800	1.600	0	0	0		
		R=0,7	L=0/T=100	F=3.885	0	1.050	0	735	F=5.550	0	1.500	0	1.050	
			L=10/T=90	F=3.885	100	950	70	665	F=5.550	150	1.350	105	945	
			L=25/T=75	F=3.885	260	790	180	555	F=5.550	370	1.130	260	790	
			L=50/T=50	F=3.920	530	530	370	370	F=5.550	750	750	525	525	
			L=75/T=25	F=3.905	790	265	555	185	F=5.570	1.130	375	790	265	
			L=90/T=10	F=3.905	950	105	665	75	F=5.550	1.350	150	945	105	
		L=100/T=0	F=3.885	1.050	0	735	0	F=5.550	1.500	0	1.050	0		
		R=1	L=0/T=100	F=3.520	0	880	0	880	F=4.880	0	1.220	0	1.220	
			L=10/T=90	F=3.520	90	790	90	790	F=4.880	120	1.100	120	1.100	
			L=25/T=75	F=3.520	220	660	220	660	F=4.880	300	920	300	920	
			L=50/T=50	F=3.520	440	440	440	440	F=4.880	610	610	610	610	
	L=75/T=25		F=3.300	620	205	620	205	F=4.900	920	305	920	305		
	L=90/T=10		F=3.280	740	80	740	80	F=4.880	1.100	120	1.100	120		
	L=100/T=0	F=3.280	820	0	820	0	F=4.880	1.220	0	1.220	0			
	Hipótesis 2ª hielo + viento 60 km/h	Vc=1800 Vt=1000	R=0	L=0/T=100	F=4.800	0	1.600	0	0	F=6.750	0	2.250	0	0
				L=10/T=90	F=4.800	160	1.440	0	0	F=6.750	220	2.030	0	0
				L=25/T=75	F=4.800	400	1.200	0	0	F=6.750	560	1.690	0	0
L=50/T=50				F=4.800	800	800	0	0	F=6.780	1.130	1.130	0	0	
L=75/T=25				F=4.800	1.200	400	0	0	F=6.000	1.500	500	0	0	
L=90/T=10				F=4.800	1.440	160	0	0	F=5.160	1.550	170	0	0	
L=100/T=0			F=4.800	1.600	0	0	0	F=4.800	1.600	0	0	0		
R=0,7			L=0/T=100	F=3.735	0	1.010	0	705	F=5.400	0	1.460	0	1.020	
			L=10/T=90	F=3.735	100	910	70	635	F=5.400	150	1.310	105	915	
			L=25/T=75	F=3.735	250	760	175	530	F=5.400	360	1.100	250	770	
			L=50/T=50	F=3.770	510	510	355	355	F=5.400	730	730	510	510	
			L=75/T=25	F=3.755	760	255	530	180	F=5.420	1.100	365	770	255	
			L=90/T=10	F=3.735	910	100	635	70	F=5.380	1.310	145	915	100	
L=100/T=0			F=3.735	1.010	0	705	0	F=5.400	1.460	0	1.020	0		
R=1			L=0/T=100	F=3.360	0	840	0	840	F=4.720	0	1.180	0	1.180	
			L=10/T=90	F=3.360	80	760	80	760	F=4.720	120	1.060	120	1.060	
			L=25/T=75	F=3.360	210	630	210	630	F=4.720	290	890	290	890	
			L=50/T=50	F=3.360	420	420	420	420	F=4.720	590	590	590	590	
		L=75/T=25	F=3.360	630	210	630	210	F=4.740	890	295	890	295		
		L=90/T=10	F=3.380	760	85	760	85	F=4.720	1.060	120	1.060	120		
L=100/T=0		F=3.360	840	0	840	0	F=4.720	1.180	0	1.180	0			
Hipótesis 3ª desequilibrio de tracciones		Vc=1800 Vt=1000	R=0	L=0/T=100	F=6.195	0	2.065	0	0	F=8.625	0	2.875	0	0
				L=10/T=90	F=6.195	200	1.865	0	0	F=8.640	290	2.590	0	0
				L=25/T=75	F=6.195	515	1.550	0	0	F=8.640	715	2.165	0	0
	L=50/T=50			F=6.240	1.040	1.040	0	0	F=8.640	1.440	1.440	0	0	
	L=75/T=25			F=6.210	1.550	520	0	0	F=7.500	1.875	625	0	0	
	L=90/T=10			F=6.210	1.865	205	0	0	F=6.465	1.940	215	0	0	
	L=100/T=0		F=6.000	2.000	0	0	0	F=6.000	2.000	0	0	0		
	R=0,7		L=0/T=100	F=4.865	0	1.315	0	920	F=6.940	0	1.875	0	1.315	
			L=10/T=90	F=4.865	125	1.190	90	830	F=6.950	190	1.690	130	1.180	
			L=25/T=75	F=4.865	325	990	225	695	F=6.955	465	1.415	325	990	
			L=50/T=50	F=4.920	665	665	465	465	F=6.950	940	940	655	655	
			L=75/T=25	F=4.885	990	330	695	230	F=6.975	1.415	470	990	330	
			L=90/T=10	F=4.885	1.190	130	830	95	F=6.950	1.690	190	1.180	130	
	L=100/T=0		F=4.865	1.315	0	920	0	F=6.940	1.875	0	1.315	0		
	R=1		L=0/T=100	F=4.400	0	1.100	0	1.100	F=6.100	0	1.525	0	1.525	
			L=10/T=90	F=4.420	115	990	115	990	F=6.100	150	1.375	150	1.375	
			L=25/T=75	F=4.400	275	825	275	825	F=6.100	375	1.150	375	1.150	
			L=50/T=50	F=4.400	550	550	550	550	F=6.120	765	765	765	765	
		L=75/T=25	F=4.120	775	255	775	255	F=6.120	1.150	380	1.150	380		
		L=90/T=10	F=4.100	925	100	925	100	F=6.100	1.375	150	1.375	150		
	L=100/T=0	F=4.100	1.025	0	1.025	0	F=6.100	1.525	0	1.525	0			

# SERIE DRAGO

## HIPÓTESIS 1 ARMADOS F41 630/900



				DRAGO 630 F41					DRAGO 900 F41					
	Verticales	R	L/T en % de H	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	
Hipótesis 1 <sup>a</sup> 120 km/h viento transversal	Vc=1500 Vt=500	R=0	L=0/T=100	F=8.400	0	2.800	0	0	F=10.500	0	3.500	0	0	
			L=10/T=90	F=8.400	280	2.520	0	0	F=10.500	350	3.150	0	0	
			L=25/T=75	F=8.400	700	2.100	0	0	F=10.500	870	2.630	0	0	
			L=50/T=50	F=8.400	1.400	1.400	0	0	F=10.500	1.750	1.750	0	0	
			L=75/T=25	F=6.000	1.500	500	0	0	F=10.515	2.630	875	0	0	
			L=90/T=10	F=5.160	1.550	170	0	0	F=10.500	3.150	350	0	0	
		L=100/T=0	F=4.800	1.600	0	0	0	F=10.500	3.500	0	0	0		
		R=0,7	L=0/T=100	F=7.400	0	2.000	0	1.400	F=9.805	0	2.650	0	1.855	
			L=10/T=90	F=7.400	200	1.800	140	1.260	F=9.805	260	2.390	180	1.675	
			L=25/T=75	F=7.400	500	1.500	350	1.050	F=9.805	660	1.990	460	1.395	
			L=50/T=50	F=7.400	1.000	1.000	700	700	F=9.840	1.330	1.330	930	930	
			L=75/T=25	F=7.400	1.500	500	1.050	350	F=9.825	1.990	665	1.395	465	
			L=90/T=10	F=6.365	1.550	170	1.085	120	F=9.825	2.390	265	1.675	185	
		L=100/T=0	F=5.920	1.600	0	1.120	0	F=9.805	2.650	0	1.855	0		
		R=1	L=0/T=100	F=6.480	0	1.620	0	1.620	F=9.080	0	2.270	0	2.270	
			L=10/T=90	F=6.480	160	1.460	160	1.460	F=9.080	230	2.040	230	2.040	
			L=25/T=75	F=6.480	400	1.220	400	1.220	F=9.080	570	1.700	570	1.700	
			L=50/T=50	F=6.480	810	810	810	810	F=9.120	1.140	1.140	1.140	1.140	
	L=75/T=25		F=6.500	1.220	405	1.220	405	F=9.060	1.700	565	1.700	565		
	L=90/T=10		F=6.480	1.460	160	1.460	160	F=9.060	2.040	225	2.040	225		
	L=100/T=0	F=6.400	1.600	0	1.600	0	F=9.080	2.270	0	2.270	0			
	Hipótesis 1 <sup>a</sup> 140 km/h viento transversal	Vc=1500 Vt=500	R=0	L=0/T=100	F=7.800	0	2.600	0	0	F=9.960	0	3.320	0	0
				L=10/T=90	F=7.800	260	2.340	0	0	F=9.960	330	2.990	0	0
				L=25/T=75	F=7.800	650	1.950	0	0	F=9.960	830	2.490	0	0
L=50/T=50				F=7.800	1.300	1.300	0	0	F=9.960	1.660	1.660	0	0	
L=75/T=25				F=6.000	1.500	500	0	0	F=9.960	2.490	830	0	0	
L=90/T=10				F=5.160	1.550	170	0	0	F=9.960	2.990	330	0	0	
L=100/T=0			F=4.800	1.600	0	0	0	F=9.960	3.320	0	0	0		
R=0,7			L=0/T=100	F=7.105	0	1.920	0	1.345	F=9.360	0	2.530	0	1.770	
			L=10/T=90	F=7.105	190	1.730	135	1.210	F=9.360	250	2.280	175	1.595	
			L=25/T=75	F=7.105	480	1.440	335	1.010	F=9.360	630	1.900	440	1.330	
			L=50/T=50	F=7.100	960	960	670	670	F=9.400	1.270	1.270	890	890	
			L=75/T=25	F=7.105	1.440	480	1.010	335	F=9.380	1.900	635	1.330	445	
			L=90/T=10	F=6.365	1.550	170	1.085	120	F=9.380	2.280	255	1.595	180	
L=100/T=0			F=5.920	1.600	0	1.120	0	F=9.360	2.530	0	1.770	0		
R=1			L=0/T=100	F=6.160	0	1.540	0	1.540	F=8.880	0	2.220	0	2.220	
			L=10/T=90	F=6.160	150	1.390	150	1.390	F=8.880	220	2.000	220	2.000	
			L=25/T=75	F=6.160	380	1.160	380	1.160	F=8.880	550	1.670	550	1.670	
			L=50/T=50	F=6.160	770	770	770	770	F=8.880	1.110	1.110	1.110	1.110	
		L=75/T=25	F=6.180	1.160	385	1.160	385	F=8.900	1.670	555	1.670	555		
		L=90/T=10	F=6.180	1.390	155	1.390	155	F=8.880	2.000	220	2.000	220		
L=100/T=0		F=6.160	1.540	0	1.540	0	F=8.880	2.220	0	2.220	0			

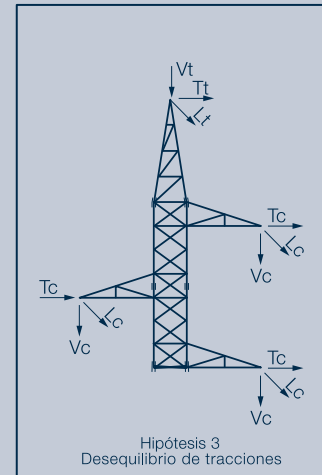
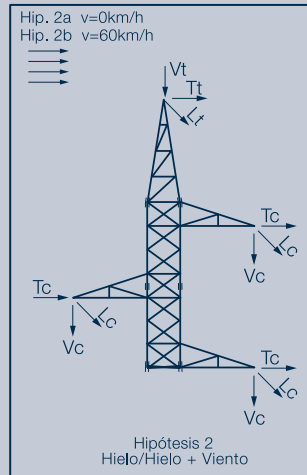
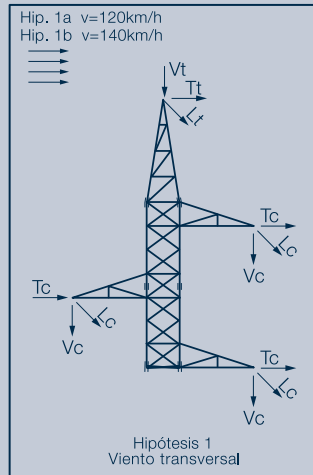
# SERIE DRAGO

## HIPÓTESIS 2 y 3 ARMADOS F41 630/900

				DRAGO 630 F41					DRAGO 900 F41					
	Verticales	R	L/T en % de H	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	
Hipótesis 2ª hielo	Vc=1800 Vt=1000	R=0	L=0/T=100	F=7.800	0	2.600	0	0	F=11.850	0	3.950	0	0	
			L=10/T=90	F=7.800	260	2.340	0	0	F=11.850	390	3.560	0	0	
			L=25/T=75	F=7.800	650	1.950	0	0	F=11.850	990	2.960	0	0	
			L=50/T=50	F=7.800	1.300	1.300	0	0	F=11.880	1.980	1.980	0	0	
			L=75/T=25	F=6.000	1.500	500	0	0	F=11.835	2.960	985	0	0	
			L=90/T=10	F=5.160	1.550	170	0	0	F=11.340	3.400	380	0	0	
		L=100/T=0	F=4.800	1.600	0	0	0	F=10.500	3.500	0	0	0		
		R=0,7	L=0/T=100	F=6.845	0	1.850	0	1.295	F=10.805	0	2.920	0	2.045	
			L=10/T=90	F=6.845	180	1.670	125	1.170	F=10.805	290	2.630	205	1.840	
			L=25/T=75	F=6.845	460	1.390	320	975	F=10.805	730	2.190	510	1.535	
			L=50/T=50	F=6.880	930	930	650	650	F=10.800	1.460	1.460	1.020	1.020	
			L=75/T=25	F=6.865	1.390	465	975	325	F=10.805	2.190	730	1.535	510	
			L=90/T=10	F=6.365	1.550	170	1.085	120	F=10.805	2.630	290	1.840	205	
		L=100/T=0	F=5.920	1.600	0	1.120	0	F=10.805	2.920	0	2.045	0		
		R=1	L=0/T=100	F=6.800	0	1.700	0	1.700	F=9.600	0	2.400	0	2.400	
			L=10/T=90	F=6.800	170	1.530	170	1.530	F=9.600	240	2.160	240	2.160	
			L=25/T=75	F=6.800	420	1.280	420	1.280	F=9.600	600	1.800	600	1.800	
			L=50/T=50	F=6.800	850	850	850	850	F=9.600	1.200	1.200	1.200	1.200	
	L=75/T=25		F=6.820	1.280	425	1.280	425	F=9.600	1.800	600	1.800	600		
	L=90/T=10		F=6.800	1.530	170	1.530	170	F=9.600	2.160	240	2.160	240		
	L=100/T=0	F=6.400	1.600	0	1.600	0	F=9.600	2.400	0	2.400	0			
	Hipótesis 2ª hielo + viento 60 km/h	Vc=1800 Vt=1000	R=0	L=0/T=100	F=7.650	0	2.550	0	0	F=11.550	0	3.850	0	0
				L=10/T=90	F=7.650	250	2.300	0	0	F=11.550	380	3.470	0	0
				L=25/T=75	F=7.650	640	1.910	0	0	F=11.550	960	2.890	0	0
L=50/T=50				F=7.680	1.280	1.280	0	0	F=11.580	1.930	1.930	0	0	
L=75/T=25				F=6.000	1.500	500	0	0	F=11.565	2.890	965	0	0	
L=90/T=10				F=5.160	1.550	170	0	0	F=11.340	3.400	380	0	0	
L=100/T=0			F=4.800	1.600	0	0	0	F=10.500	3.500	0	0	0		
R=0,7			L=0/T=100	F=6.660	0	1.800	0	1.260	F=10.655	0	2.880	0	2.015	
			L=10/T=90	F=6.660	180	1.620	125	1.135	F=10.660	290	2.590	205	1.815	
			L=25/T=75	F=6.660	450	1.350	315	945	F=10.655	720	2.160	505	1.510	
			L=50/T=50	F=6.660	900	900	630	630	F=10.660	1.440	1.440	1.010	1.010	
			L=75/T=25	F=6.660	1.350	450	945	315	F=10.655	2.160	720	1.510	505	
			L=90/T=10	F=6.365	1.550	170	1.085	120	F=10.660	2.590	290	1.815	205	
L=100/T=0			F=5.920	1.600	0	1.120	0	F=10.655	2.880	0	2.015	0		
R=1			L=0/T=100	F=6.600	0	1.650	0	1.650	F=9.480	0	2.370	0	2.370	
			L=10/T=90	F=6.600	160	1.490	160	1.490	F=9.480	240	2.130	240	2.130	
			L=25/T=75	F=6.600	410	1.240	410	1.240	F=9.480	590	1.780	590	1.780	
			L=50/T=50	F=6.640	830	830	830	830	F=9.520	1.190	1.190	1.190	1.190	
		L=75/T=25	F=6.620	1.240	415	1.240	415	F=9.500	1.780	595	1.780	595		
		L=90/T=10	F=6.620	1.490	165	1.490	165	F=9.460	2.130	235	2.130	235		
L=100/T=0		F=6.400	1.600	0	1.600	0	F=9.480	2.370	0	2.370	0			
Hipótesis 3ª desequilibrio de tracciones		Vc=1800 Vt=1000	R=0	L=0/T=100	F=9.750	0	3.250	0	0	F=14.820	0	4.940	0	0
				L=10/T=90	F=9.750	325	2.925	0	0	F=14.820	490	4.450	0	0
				L=25/T=75	F=9.765	815	2.440	0	0	F=14.820	1.240	3.700	0	0
	L=50/T=50			F=9.750	1.625	1.625	0	0	F=14.850	2.475	2.475	0	0	
	L=75/T=25			F=7.500	1.875	625	0	0	F=14.790	3.700	1.230	0	0	
	L=90/T=10			F=6.465	1.940	215	0	0	F=14.175	4.250	475	0	0	
	L=100/T=0		F=6.000	2.000	0	0	0	F=13.125	4.375	0	0	0		
	R=0,7		L=0/T=100	F=8.565	0	2.315	0	1.620	F=13.505	0	3.650	0	2.555	
			L=10/T=90	F=8.565	225	2.090	155	1.465	F=13.520	365	3.290	255	2.300	
			L=25/T=75	F=8.565	575	1.740	400	1.220	F=13.525	915	2.740	640	1.920	
			L=50/T=50	F=8.620	1.165	1.165	815	815	F=13.500	1.825	1.825	1.275	1.275	
			L=75/T=25	F=8.585	1.740	580	1.220	405	F=13.525	2.740	915	1.920	640	
			L=90/T=10	F=7.970	1.940	215	1.355	150	F=13.520	3.290	365	2.300	255	
	L=100/T=0		F=7.400	2.000	0	1.400	0	F=13.505	3.650	0	2.555	0		
	R=1		L=0/T=100	F=8.500	0	2.125	0	2.125	F=12.000	0	3.000	0	3.000	
			L=10/T=90	F=8.520	215	1.915	215	1.915	F=12.000	300	2.700	300	2.700	
			L=25/T=75	F=8.500	525	1.600	525	1.600	F=12.000	750	2.250	750	2.250	
			L=50/T=50	F=8.520	1.065	1.065	1.065	1.065	F=12.000	1.500	1.500	1.500	1.500	
		L=75/T=25	F=8.520	1.600	530	1.600	530	F=12.000	2.250	750	2.250	750		
		L=90/T=10	F=8.520	1.915	215	1.915	215	F=12.000	2.700	300	2.700	300		
	L=100/T=0	F=8.000	2.000	0	2.000	0	F=12.000	3.000	0	3.000	0			

# SERIE DRAGO

## HIPÓTESIS 1 ARMADOS F41 1000/1600



				DRAGO 1000 F41					DRAGO 1600 F41					
	Verticales	R	L/T en % de H	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	
Hipótesis 1ª 120 km/h viento transversal	Vc=2000 Vt=500	R=0	L=0/T=100	F=13.050	0	4.350	0	0	F=19.050	0	6.350	0	0	
			L=10/T=90	F=13.050	430	3.920	0	0	F=19.050	630	5.720	0	0	
			L=25/T=75	F=13.050	1.090	3.260	0	0	F=19.050	1.590	4.760	0	0	
			L=50/T=50	F=13.080	2.180	2.180	0	0	F=19.050	3.175	3.175	0	0	
			L=75/T=25	F=13.035	3.260	1.085	0	0	F=13.200	3.300	1.100	0	0	
			L=90/T=10	F=11.340	3.400	380	0	0	F=11.340	3.400	380	0	0	
		L=100/T=0	F=10.500	3.500	0	0	0	F=10.500	3.500	0	0	0		
		R=0,7	L=0/T=100	F=12.285	0	3.320	0	2.325	F=15.320	0	4.140	0	2.900	
			L=10/T=90	F=12.285	330	2.990	230	2.095	F=15.315	410	3.730	285	2.610	
			L=25/T=75	F=12.285	830	2.490	580	1.745	F=15.315	1.030	3.110	720	2.175	
			L=50/T=50	F=12.280	1.660	1.660	1.160	1.160	F=15.320	2.070	2.070	1.450	1.450	
			L=75/T=25	F=12.285	2.490	830	1.745	580	F=15.335	3.110	1.035	2.175	725	
			L=90/T=10	F=12.285	2.990	330	2.095	230	F=13.985	3.400	380	2.380	265	
		L=100/T=0	F=12.285	3.320	0	2.325	0	F=12.950	3.500	0	2.450	0		
		R=1	L=0/T=100	F=11.320	0	2.830	0	2.830	F=13.760	0	3.440	0	3.440	
			L=10/T=90	F=11.320	280	2.550	280	2.550	F=13.760	340	3.100	340	3.100	
			L=25/T=75	F=11.320	710	2.120	710	2.120	F=13.760	860	2.580	860	2.580	
			L=50/T=50	F=11.360	1.420	1.420	1.420	1.420	F=13.760	1.720	1.720	1.720	1.720	
	L=75/T=25		F=11.300	2.120	705	2.120	705	F=12.000	2.250	750	2.250	750		
	L=90/T=10		F=11.340	2.550	285	2.550	285	F=12.000	2.700	300	2.700	300		
	L=100/T=0	F=11.320	2.830	0	2.830	0	F=12.000	3.000	0	3.000	0			
	Hipótesis 1ª 140 km/h viento transversal	Vc=2000 Vt=500	R=0	L=0/T=100	F=12.450	0	4.150	0	0	F=18.600	0	6.200	0	0
				L=10/T=90	F=12.450	410	3.740	0	0	F=18.600	620	5.580	0	0
				L=25/T=75	F=12.450	1.040	3.110	0	0	F=18.600	1.550	4.650	0	0
L=50/T=50				F=12.480	2.080	2.080	0	0	F=18.600	3.100	3.100	0	0	
L=75/T=25				F=12.435	3.110	1.035	0	0	F=13.200	3.300	1.100	0	0	
L=90/T=10				F=11.340	3.400	380	0	0	F=11.340	3.400	380	0	0	
L=100/T=0			F=10.500	3.500	0	0	0	F=10.500	3.500	0	0	0		
R=0,7			L=0/T=100	F=11.690	0	3.160	0	2.210	F=15.060	0	4.070	0	2.850	
			L=10/T=90	F=11.695	320	2.840	225	1.990	F=15.055	410	3.660	285	2.560	
			L=25/T=75	F=11.695	790	2.370	555	1.660	F=15.060	1.020	3.050	715	2.135	
			L=50/T=50	F=11.690	1.580	1.580	1.105	1.105	F=15.100	2.040	2.040	1.430	1.430	
			L=75/T=25	F=11.695	2.370	790	1.660	555	F=13.525	2.740	915	1.920	640	
			L=90/T=10	F=11.675	2.840	315	1.990	220	F=13.985	3.400	380	2.380	265	
L=100/T=0			F=11.690	3.160	0	2.210	0	F=12.950	3.500	0	2.450	0		
R=1			L=0/T=100	F=11.080	0	2.770	0	2.770	F=13.480	0	3.370	0	3.370	
			L=10/T=90	F=11.080	280	2.490	280	2.490	F=13.480	340	3.030	340	3.030	
			L=25/T=75	F=11.080	690	2.080	690	2.080	F=13.480	840	2.530	840	2.530	
			L=50/T=50	F=11.120	1.390	1.390	1.390	1.390	F=13.520	1.690	1.690	1.690	1.690	
		L=75/T=25	F=11.100	2.080	695	2.080	695	F=12.000	2.250	750	2.250	750		
		L=90/T=10	F=11.060	2.490	275	2.490	275	F=12.000	2.700	300	2.700	300		
L=100/T=0		F=11.080	2.770	0	2.770	0	F=12.000	3.000	0	3.000	0			

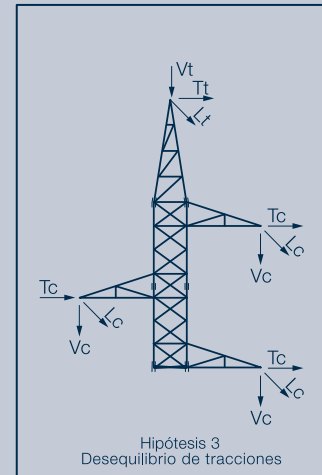
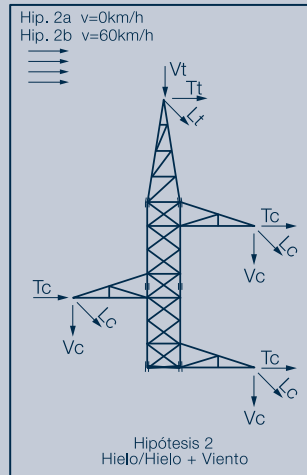
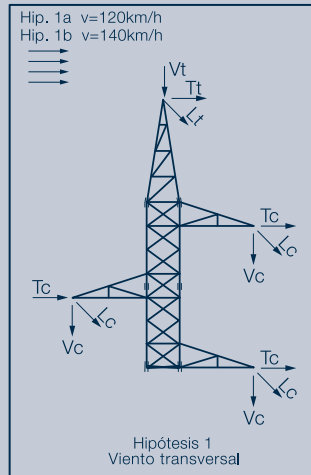
# SERIE DRAGO

## HIPÓTESIS 2 y 3 ARMADOS F41 1000/1600

	Verticales	R	L/T en % de H	DRAGO 1000 F41					DRAGO 1600 F41				
				F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt
Hipótesis 2ª hielo	Vc=2000 Vt=1000	R=0	L=0/T=100	F=14.850	0	4.950	0	0	F=20.250	0	6.750	0	0
			L=10/T=90	F=14.850	490	4.460	0	0	F=20.250	670	6.080	0	0
			L=25/T=75	F=14.850	1.240	3.710	0	0	F=20.250	1.690	5.060	0	0
			L=50/T=50	F=14.880	2.480	2.480	0	0	F=19.200	3.200	3.200	0	0
			L=75/T=25	F=13.200	3.300	1.100	0	0	F=13.200	3.300	1.100	0	0
			L=90/T=10	F=11.340	3.400	380	0	0	F=11.340	3.400	380	0	0
		L=100/T=0	F=10.500	3.500	0	0	0	F=10.500	3.500	0	0	0	
		R=0,7	L=0/T=100	F=13.505	0	3.650	0	2.555	F=16.205	0	4.380	0	3.065
			L=10/T=90	F=13.505	360	3.290	250	2.305	F=16.210	440	3.940	310	2.760
			L=25/T=75	F=13.505	910	2.740	635	1.920	F=16.210	1.090	3.290	765	2.305
			L=50/T=50	F=13.540	1.830	1.830	1.280	1.280	F=16.210	2.190	2.190	1.535	1.535
			L=75/T=25	F=13.525	2.740	915	1.920	640	F=16.225	3.290	1.095	2.305	765
			L=90/T=10	F=13.985	3.400	380	2.380	265	F=13.985	3.400	380	2.380	265
		L=100/T=0	F=12.950	3.500	0	2.450	0	F=12.950	3.500	0	2.450	0	
		R=1	L=0/T=100	F=12.000	0	3.000	0	3.000	F=14.480	0	3.620	0	3.620
			L=10/T=90	F=12.000	300	2.700	300	2.700	F=14.480	360	3.260	360	3.260
			L=25/T=75	F=12.000	750	2.250	750	2.250	F=14.480	900	2.720	900	2.720
			L=50/T=50	F=12.000	1.500	1.500	1.500	1.500	F=14.480	1.810	1.810	1.810	1.810
L=75/T=25	F=12.000		2.250	750	2.250	750	F=12.000	2.250	750	2.250	750		
L=90/T=10	F=12.000		2.700	300	2.700	300	F=12.000	2.700	300	2.700	300		
L=100/T=0	F=12.000	3.000	0	3.000	0	F=12.000	3.000	0	3.000	0			
Hipótesis 2ª hielo + viento 60 km/h	Vc=2000 Vt=1000	R=0	L=0/T=100	F=14.400	0	4.800	0	0	F=19.800	0	6.600	0	0
			L=10/T=90	F=14.400	480	4.320	0	0	F=19.800	660	5.940	0	0
			L=25/T=75	F=14.400	1.200	3.600	0	0	F=19.800	1.650	4.950	0	0
			L=50/T=50	F=14.400	2.400	2.400	0	0	F=19.200	3.200	3.200	0	0
			L=75/T=25	F=13.200	3.300	1.100	0	0	F=13.200	3.300	1.100	0	0
			L=90/T=10	F=11.340	3.400	380	0	0	F=11.340	3.400	380	0	0
		L=100/T=0	F=10.500	3.500	0	0	0	F=10.500	3.500	0	0	0	
		R=0,7	L=0/T=100	F=13.320	0	3.600	0	2.520	F=15.650	0	4.230	0	2.960
			L=10/T=90	F=13.320	360	3.240	250	2.270	F=15.650	420	3.810	295	2.665
			L=25/T=75	F=13.320	900	2.700	630	1.890	F=15.650	1.060	3.170	740	2.220
			L=50/T=50	F=13.320	1.800	1.800	1.260	1.260	F=15.690	2.120	2.120	1.485	1.485
			L=75/T=25	F=13.320	2.700	900	1.890	630	F=13.525	2.740	915	1.920	640
			L=90/T=10	F=13.320	3.240	360	2.270	250	F=13.985	3.400	380	2.380	265
		L=100/T=0	F=12.950	3.500	0	2.450	0	F=12.950	3.500	0	2.450	0	
		R=1	L=0/T=100	F=11.840	0	2.960	0	2.960	F=13.880	0	3.470	0	3.470
			L=10/T=90	F=11.840	300	2.660	300	2.660	F=13.880	350	3.120	350	3.120
			L=25/T=75	F=11.840	740	2.220	740	2.220	F=13.880	870	2.600	870	2.600
			L=50/T=50	F=11.840	1.480	1.480	1.480	1.480	F=13.920	1.740	1.740	1.740	1.740
L=75/T=25	F=11.840		2.220	740	2.220	740	F=11.420	2.140	715	2.140	715		
L=90/T=10	F=11.820		2.660	295	2.660	295	F=11.420	2.570	285	2.570	285		
L=100/T=0	F=11.840	2.960	0	2.960	0	F=11.400	2.850	0	2.850	0			
Hipótesis 3ª desequilibrio de tracciones	Vc=2000 Vt=1000	R=0	L=0/T=100	F=18.570	0	6.190	0	0	F=25.320	0	8.440	0	0
			L=10/T=90	F=18.570	615	5.575	0	0	F=25.320	840	7.600	0	0
			L=25/T=75	F=18.570	1.550	4.640	0	0	F=25.320	2.115	6.325	0	0
			L=50/T=50	F=18.600	3.100	3.100	0	0	F=24.000	4.000	4.000	0	0
			L=75/T=25	F=16.500	4.125	1.375	0	0	F=16.500	4.125	1.375	0	0
			L=90/T=10	F=14.175	4.250	475	0	0	F=14.175	4.250	475	0	0
		L=100/T=0	F=13.125	4.375	0	0	0	F=13.125	4.375	0	0	0	
		R=0,7	L=0/T=100	F=16.890	0	4.565	0	3.195	F=20.255	0	5.475	0	3.830
			L=10/T=90	F=16.890	450	4.115	315	2.880	F=20.265	550	4.925	390	3.450
			L=25/T=75	F=16.890	1.140	3.425	795	2.400	F=20.275	1.365	4.115	955	2.880
			L=50/T=50	F=16.940	2.290	2.290	1.600	1.600	F=20.280	2.740	2.740	1.920	1.920
			L=75/T=25	F=16.910	3.425	1.145	2.400	800	F=20.290	4.115	1.370	2.880	955
			L=90/T=10	F=17.480	4.250	475	2.975	330	F=17.480	4.250	475	2.975	330
		L=100/T=0	F=16.190	4.375	0	3.065	0	F=16.190	4.375	0	3.065	0	
		R=1	L=0/T=100	F=15.000	0	3.750	0	3.750	F=18.100	0	4.525	0	4.525
			L=10/T=90	F=15.000	375	3.375	375	3.375	F=18.100	450	4.075	450	4.075
			L=25/T=75	F=15.020	940	2.815	940	2.815	F=18.100	1.125	3.400	1.125	3.400
			L=50/T=50	F=15.000	1.875	1.875	1.875	1.875	F=18.120	2.265	2.265	2.265	2.265
L=75/T=25	F=15.020		2.815	940	2.815	940	F=15.020	2.815	940	2.815	940		
L=90/T=10	F=15.000		3.375	375	3.375	375	F=15.000	3.375	375	3.375	375		
L=100/T=0	F=15.000	3.750	0	3.750	0	F=15.000	3.750	0	3.750	0			

# SERIE DRAGO

## HIPÓTESIS 1 ARMADOS F41 2500/3200



					DRAGO 2500 F41				DRAGO 3200 F41				
	Verticales	R	L/T en % de H	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt
Hipótesis 1ª 120 km/h viento transversal	Vc=2000 Vt=500	R=0	L=0/T=100	F=26.700	0	8.900	0	0	F=28.500	0	9.500	0	0
			L=10/T=90	F=26.700	890	8.010	0	0	F=28.500	950	8.550	0	0
			L=25/T=75	F=26.700	2.220	6.680	0	0	F=28.500	2.370	7.130	0	0
			L=50/T=50	F=22.200	3.700	3.700	0	0	F=26.400	4.400	4.400	0	0
			L=75/T=25	F=15.195	3.800	1.265	0	0	F=18.000	4.500	1.500	0	0
			L=90/T=10	F=13.335	4.000	445	0	0	F=15.660	4.700	520	0	0
		L=100/T=0	F=12.300	4.100	0	0	0	F=14.400	4.800	0	0	0	
		R=0,3	L=0/T=100	F=25.740	0	7.800	0	2.340	F=27.390	0	8.300	0	2.490
			L=10/T=90	F=25.740	780	7.020	235	2.105	F=27.390	830	7.470	250	2.240
			L=25/T=75	F=25.740	1.950	5.850	585	1.755	F=27.390	2.070	6.230	620	1.870
			L=50/T=50	F=24.420	3.700	3.700	1.110	1.110	F=27.390	4.150	4.150	1.245	1.245
			L=75/T=25	F=16.715	3.800	1.265	1.140	380	F=19.800	4.500	1.500	1.350	450
			L=90/T=10	F=14.670	4.000	445	1.200	135	F=17.225	4.700	520	1.410	155
		L=100/T=0	F=13.530	4.100	0	1.230	0	F=15.840	4.800	0	1.440	0	
		R=0,5	L=0/T=100	F=24.850	0	7.100	0	3.550	F=26.600	0	7.600	0	3.800
			L=10/T=90	F=24.850	710	6.390	355	3.195	F=26.600	760	6.840	380	3.420
			L=25/T=75	F=24.850	1.770	5.330	885	2.665	F=26.600	1.900	5.700	950	2.850
			L=50/T=50	F=24.850	3.550	3.550	1.775	1.775	F=26.600	3.800	3.800	1.900	1.900
L=75/T=25	F=17.730		3.800	1.265	1.900	635	F=21.000	4.500	1.500	2.250	750		
L=90/T=10	F=15.560		4.000	445	2.000	225	F=18.270	4.700	520	2.350	260		
L=100/T=0	F=14.350	4.100	0	2.050	0	F=16.800	4.800	0	2.400	0			
Hipótesis 1ª 140 km/h viento transversal	Vc=2000 Vt=500	R=0	L=0/T=100	F=26.100	0	8.700	0	0	F=27.900	0	9.300	0	0
			L=10/T=90	F=26.100	870	7.830	0	0	F=27.900	930	8.370	0	0
			L=25/T=75	F=26.100	2.170	6.530	0	0	F=27.900	2.320	6.980	0	0
			L=50/T=50	F=22.200	3.700	3.700	0	0	F=26.400	4.400	4.400	0	0
			L=75/T=25	F=15.195	3.800	1.265	0	0	F=18.000	4.500	1.500	0	0
			L=90/T=10	F=13.335	4.000	445	0	0	F=15.660	4.700	520	0	0
		L=100/T=0	F=12.300	4.100	0	0	0	F=14.400	4.800	0	0	0	
		R=0,3	L=0/T=100	F=25.080	0	7.600	0	2.280	F=26.730	0	8.100	0	2.430
			L=10/T=90	F=25.080	760	6.840	230	2.050	F=26.730	810	7.290	245	2.185
			L=25/T=75	F=25.080	1.900	5.700	570	1.710	F=26.730	2.020	6.080	605	1.825
			L=50/T=50	F=24.420	3.700	3.700	1.110	1.110	F=26.730	4.050	4.050	1.215	1.215
			L=75/T=25	F=16.715	3.800	1.265	1.140	380	F=19.800	4.500	1.500	1.350	450
			L=90/T=10	F=14.670	4.000	445	1.200	135	F=17.225	4.700	520	1.410	155
		L=100/T=0	F=13.530	4.100	0	1.230	0	F=15.840	4.800	0	1.440	0	
		R=0,5	L=0/T=100	F=24.150	0	6.900	0	3.450	F=25.900	0	7.400	0	3.700
			L=10/T=90	F=24.150	690	6.210	345	3.105	F=25.900	740	6.660	370	3.330
			L=25/T=75	F=24.150	1.720	5.180	860	2.590	F=25.900	1.850	5.550	925	2.775
			L=50/T=50	F=24.150	3.450	3.450	1.725	1.725	F=25.900	3.700	3.700	1.850	1.850
L=75/T=25	F=17.730		3.800	1.265	1.900	635	F=21.000	4.500	1.500	2.250	750		
L=90/T=10	F=15.560		4.000	445	2.000	225	F=18.270	4.700	520	2.350	260		
L=100/T=0	F=14.350	4.100	0	2.050	0	F=16.800	4.800	0	2.400	0			

# SERIE DRAGO

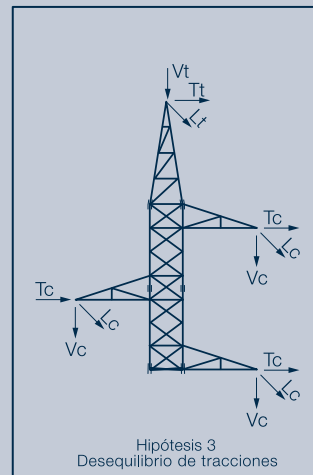
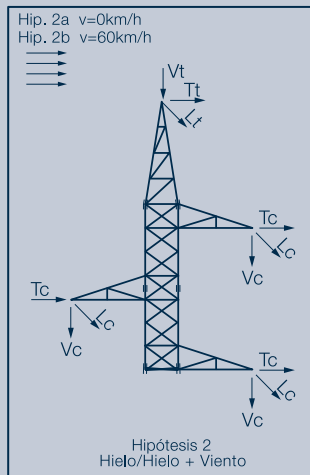
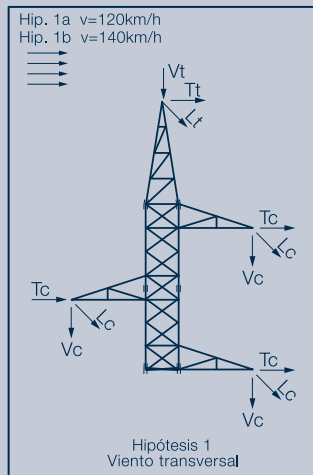
## HIPÓTESIS 2 y 3 ARMADOS F41 2500/3200

				DRAGO 2500 F41					DRAGO 3200 F41				
	Verticales	R	L/T en % de H	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt	F=ΣH	Lc	Tc	Lt	Tt
Hipótesis 2ª hielo	Vc=2000 Vt=1000	R=0	L=0 / T=100	F=27.900	0	9.300	0	0	F=29.400	0	9.800	0	0
			L=10 / T=90	F=27.900	930	8.370	0	0	F=29.400	980	8.820	0	0
			L=25 / T=75	F=27.900	2.320	6.980	0	0	F=29.400	2.450	7.350	0	0
			L=50 / T=50	F=22.200	3.700	3.700	0	0	F=26.400	4.400	4.400	0	0
			L=75 / T=25	F=15.195	3.800	1.265	0	0	F=18.000	4.500	1.500	0	0
			L=90 / T=10	F=13.335	4.000	445	0	0	F=15.660	4.700	520	0	0
		L=100 / T=0	F=12.300	4.100	0	0	0	F=14.400	4.800	0	0	0	
		R=0,3	L=0 / T=100	F=27.060	0	8.200	0	2.460	F=28.380	0	8.600	0	2.580
			L=10 / T=90	F=27.060	820	7.380	245	2.215	F=28.380	860	7.740	260	2.320
			L=25 / T=75	F=27.060	2.050	6.150	615	1.845	F=28.380	2.150	6.450	645	1.935
			L=50 / T=50	F=24.420	3.700	3.700	1.110	1.110	F=28.380	4.300	4.300	1.290	1.290
			L=75 / T=25	F=16.715	3.800	1.265	1.140	380	F=19.800	4.500	1.500	1.350	450
			L=90 / T=10	F=14.670	4.000	445	1.200	135	F=17.225	4.700	520	1.410	155
		L=100 / T=0	F=13.530	4.100	0	1.230	0	F=15.840	4.800	0	1.440	0	
		R=0,5	L=0 / T=100	F=26.250	0	7.500	0	3.750	F=27.650	0	7.900	0	3.950
			L=10 / T=90	F=26.250	750	6.750	375	3.375	F=27.650	790	7.110	395	3.555
			L=25 / T=75	F=26.250	1.870	5.630	935	2.815	F=27.650	1.970	5.930	985	2.965
			L=50 / T=50	F=25.900	3.700	3.700	1.850	1.850	F=27.650	3.950	3.950	1.975	1.975
L=75 / T=25	F=17.730		3.800	1.265	1.900	635	F=21.000	4.500	1.500	2.250	750		
L=90 / T=10	F=15.560		4.000	445	2.000	225	F=18.270	4.700	520	2.350	260		
L=100 / T=0	F=14.350	4.100	0	2.050	0	F=16.800	4.800	0	2.400	0			
Hipótesis 2ª hielo + viento 60 km/h	Vc=2000 Vt=1000	R=0	L=0 / T=100	F=27.600	0	9.200	0	0	F=29.100	0	9.700	0	0
			L=10 / T=90	F=27.600	920	8.280	0	0	F=29.100	970	8.730	0	0
			L=25 / T=75	F=27.600	2.300	6.900	0	0	F=29.100	2.420	7.280	0	0
			L=50 / T=50	F=22.200	3.700	3.700	0	0	F=26.400	4.400	4.400	0	0
			L=75 / T=25	F=15.195	3.800	1.265	0	0	F=18.000	4.500	1.500	0	0
			L=90 / T=10	F=13.335	4.000	445	0	0	F=15.660	4.700	520	0	0
		L=100 / T=0	F=12.300	4.100	0	0	0	F=14.400	4.800	0	0	0	
		R=0,3	L=0 / T=100	F=26.730	0	8.100	0	2.430	F=28.050	0	8.500	0	2.550
			L=10 / T=90	F=26.730	810	7.290	245	2.185	F=28.050	850	7.650	255	2.295
			L=25 / T=75	F=26.730	2.020	6.080	605	1.825	F=28.050	2.120	6.380	635	1.915
			L=50 / T=50	F=24.420	3.700	3.700	1.110	1.110	F=28.050	4.250	4.250	1.275	1.275
			L=75 / T=25	F=16.715	3.800	1.265	1.140	380	F=19.800	4.500	1.500	1.350	450
			L=90 / T=10	F=14.670	4.000	445	1.200	135	F=17.225	4.700	520	1.410	155
		L=100 / T=0	F=13.530	4.100	0	1.230	0	F=15.840	4.800	0	1.440	0	
		R=0,5	L=0 / T=100	F=25.900	0	7.400	0	3.700	F=26.950	0	7.700	0	3.850
			L=10 / T=90	F=25.900	740	6.660	370	3.330	F=26.950	770	6.930	385	3.465
			L=25 / T=75	F=25.900	1.850	5.550	925	2.775	F=26.950	1.920	5.780	960	2.890
			L=50 / T=50	F=25.900	3.700	3.700	1.850	1.850	F=26.950	3.850	3.850	1.925	1.925
L=75 / T=25	F=17.730		3.800	1.265	1.900	635	F=21.000	4.500	1.500	2.250	750		
L=90 / T=10	F=15.560		4.000	445	2.000	225	F=18.270	4.700	520	2.350	260		
L=100 / T=0	F=14.350	4.100	0	2.050	0	F=16.800	4.800	0	2.400	0			
Hipótesis 3ª desequilibrio de tracciones	Vc=2000 Vt=1000	R=0	L=0 / T=100	F=34.875	0	11.625	0	0	F=36.750	0	12.250	0	0
			L=10 / T=90	F=34.875	1.163	10.463	0	0	F=36.750	1.225	11.025	0	0
			L=25 / T=75	F=34.875	2.900	8.725	0	0	F=36.750	3.063	9.188	0	0
			L=50 / T=50	F=27.750	4.625	4.625	0	0	F=33.000	5.500	5.500	0	0
			L=75 / T=25	F=18.994	4.750	1.581	0	0	F=22.500	5.625	1.875	0	0
			L=90 / T=10	F=16.669	5.000	556	0	0	F=19.575	5.875	650	0	0
		L=100 / T=0	F=15.375	5.125	0	0	0	F=18.000	6.000	0	0	0	
		R=0,3	L=0 / T=100	F=33.825	0	10.250	0	3.075	F=35.475	0	10.750	0	3.225
			L=10 / T=90	F=33.825	1.025	9.225	306	2.769	F=35.475	1.075	9.675	325	2.900
			L=25 / T=75	F=33.825	2.563	7.688	769	2.306	F=35.475	2.688	8.063	806	2.419
			L=50 / T=50	F=30.525	4.625	4.625	1.388	1.388	F=35.475	5.375	5.375	1.613	1.613
			L=75 / T=25	F=20.894	4.750	1.581	1.425	475	F=24.750	5.625	1.875	1.688	563
			L=90 / T=10	F=18.338	5.000	556	1.500	169	F=21.531	5.875	650	1.763	194
		L=100 / T=0	F=16.913	5.125	0	1.538	0	F=19.800	6.000	0	1.800	0	
		R=0,5	L=0 / T=100	F=32.813	0	9.375	0	4.688	F=34.563	0	9.875	0	4.938
			L=10 / T=90	F=32.813	938	8.438	469	4.219	F=34.563	988	8.888	494	4.444
			L=25 / T=75	F=32.813	2.338	7.038	1.169	3.519	F=34.563	2.463	7.413	1.231	3.706
			L=50 / T=50	F=32.375	4.625	4.625	2.313	2.313	F=34.563	4.938	4.938	2.469	2.469
L=75 / T=25	F=22.163		4.750	1.581	2.375	794	F=26.250	5.625	1.875	2.813	938		
L=90 / T=10	F=19.450		5.000	556	2.500	281	F=22.838	5.875	650	2.938	325		
L=100 / T=0	F=17.938	5.125	0	2.563	0	F=21.000	6.000	0	3.000	0			



# SERIE DRAGO

## HIPÓTESIS 4 ARMADOS F41



			DRAGO 300 F41			DRAGO 450 F41			DRAGO 630 F41			DRAGO 900 F41		
	Verticales	R	Lc	Tc	Tt	Lc	Tc	Tt	Lc	Tc	Tt	Lc	Tc	Tt
Hipótesis 4 <sup>a</sup> rotura de conductor	Vc=1800	R=0	2.500	0	0	2.500	0	0	2.500	0	0	4.500	650	0
			2.000	700	0	2.000	900	0	2.000	900	0	4.000	2.200	0
			1.500	1.400	0	1.500	1.700	0	1.500	1.700	0	3.000	3.500	0
		R=0,7	2.500	0	0	2.500	0	0	2.500	0	0	4.500	650	455
			2.000	500	350	2.000	700	490	2.000	700	490	4.000	1.800	1.260
			1.500	950	665	1.500	1.450	1.015	1.500	1.700	1.190	3.000	2.800	1.960
		R=1	2.500	0	0	2.500	0	0	2.500	0	0	4.500	650	650
			2.000	440	440	2.000	550	550	2.000	600	600	4.000	1.700	1.700
			1.500	790	790	1.500	1.200	1.200	1.500	1.500	1.500	3.000	2.500	2.500

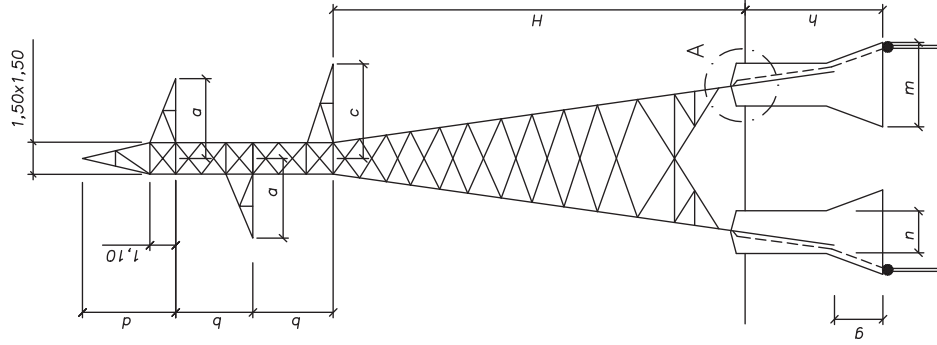
			DRAGO 1000 F41			DRAGO 1600 F41			DRAGO 2500 F41			DRAGO 3200 F41		
	Verticales	R	Lc	Tc	Tt	Lc	Tc	Tt	Lc	Tc	Tt	Lc	Tc	Tt
Hipótesis 4 <sup>a</sup> rotura de conductor	Vc=2000	R=0	4.500	650	0	4.500	650	0	5.450	0	0	6.000	0	0
			4.000	3.500	0	4.000	3.500	0	4.500	5.400	0	5.000	5.000	0
			3.000	5.550	0	3.000	6.450	0	3.000	8.200	0	4.000	7.800	0
		R=0,7	4.500	650	455	4.500	650	455	5.450	0	0	6.000	0	0
			4.000	2.650	1.855	4.000	2.650	1.855	4.500	4.500	3.150	5.000	4.300	3.010
			3.000	4.000	2.800	3.000	4.730	3.310	3.000	6.400	4.480	4.000	6.300	4.410
		R=1	4.500	650	650	4.500	650	650	5.450	0	0	6.000	0	0
			4.000	2.380	2.380	4.000	2.380	2.380	4.500	3.800	3.800	5.000	4.000	4.000
			3.000	3.330	3.330	3.000	4.090	4.090	3.000	5.800	5.800	4.000	6.000	6.000

			DRAGO 300 F41			DRAGO 450 F41			DRAGO 630 F41			DRAGO 900 F41		
	Verticales	Htmax	Ht=Lt+Tt	Tc	Htmax	Ht=Lt+Tt	Tc	Htmax	Ht=Lt+Tt	Tc	Htmax	Ht=Lt+Tt	Tc	
Hipótesis 4 <sup>a</sup> rotura de cable de tierra	Vc=1800	2.100	2.100	0	2.500	2.500	500	2.500	2.500	1.800	3.500	3.500	2.100	
			1.800	420		2.200	900		2.200	2.100		3.000	3.000	
			1.500	820		1.500	1.850		1.500	3.000		2.000	4.000	

			DRAGO 1000 F41			DRAGO 1600 F41			DRAGO 2500 F41			DRAGO 3200 F41		
	Verticales	Htmax	Ht=Lt+Tt	Tc	Htmax	Ht=Lt+Tt	Tc	Htmax	Ht=Lt+Tt	Tc	Htmax	Ht=Lt+Tt	Tc	
Hipótesis 4 <sup>a</sup> rotura de cable de tierra	Vc=2000	4.500	4.500	3.000	4.500	4.500	4.600	5.500	5.500	8.600	5.500	5.500	9.700	
			3.000	4.800		3.000	6.800		3.000	10.500		3.000	10.900	
			2.200	5.300		2.200	7.600		2.200	11.000		2.200	11.300	

# PLANOS

APOYOS FABRICANTE MADE  
SERIE DRAGO  
TIPO 450 ARMADO F41



TIPO 450 ARMADO F41

DIMENSIONES			ALTIMETRIA H (1) m.	PESO TOTAL Kg.	CIMENTACIÓN DE SECCIÓN CUADRADA (EXCAVACIÓN) (2)				
a m.	b m.	c m.			d m.	m (m)	n (m)	h (m)	g (m)
4,10	3,30	4,30	5,90	3.766	1,30	0,90	2,20	0,40	1,53
4,10	3,30	4,30	5,90	4.145	1,30	0,90	2,20	0,40	1,53
4,10	3,30	4,30	5,90	4.733	1,30	0,90	2,20	0,40	1,53
4,10	3,30	4,30	5,90	5.144	1,30	0,90	2,25	0,40	1,56
4,10	3,30	4,30	5,90	5.860	1,30	0,90	2,25	0,40	1,56

(1) ALTIMETRIA LIBRE, H , DESDE LA CRUCETA INFERIOR AL SUELO

(2) LAS DIMENSIONES DE LAS CIMENTACIONES HAN SIDO CALCULADAS CONSIDERANDO UN TERRENO DE RESISTENCIA CARACTERISTICA A COMPRESION DE 2,5 Kg./cm<sup>2</sup> Y UN ANGULO DE ARRANQUE DE TIERRAS DE 30°

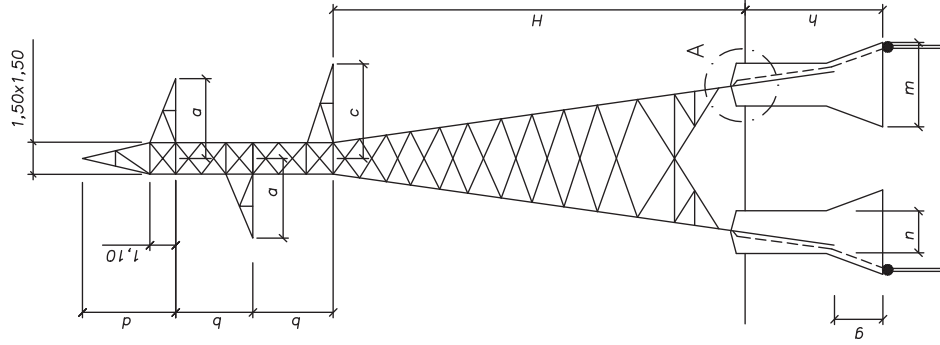


EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCIA  
N°. COL. 3694/2924

PROYECTO:	PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANAS – ST LIMITE	FECHA: DICIEMBRE – 2017
PLANO:	APOYOS TIPO MADE. SERIE DRAGO (TIPO 450 ARMADO F41)	ESCALA: S/E
		PLANO N°. 5
		HOUAR: 1 DE 4

LA REPRESENTACIÓN DE LOS DIBUJOS ES ESQUEMATICA  
NO PRESUPONE DIMENSIONES NI NUMERO DE ELEMENTOS

APOYOS FABRICANTE MADE  
 SERIE DRAGO  
 TIPO 1000 ARMADO F41



TIPO 1000 ARMADO F41									
DIMENSIONES			ALTIMETRIA H (1) m.	PESO TOTAL Kg.	CIMENTACIÓN DE SECCIÓN CUADRADA (EXCAVACIÓN) (2)				V (m <sup>3</sup> )
a m.	b m.	c m.			d m.	m (m)	n (m)	h (m)	
4,10	3,30	4,30	5,90	5.704	1,70	1,00	3,05	0,70	2,87
4,10	3,30	4,30	5,90	6.189	1,70	1,00	3,05	0,70	2,87
4,10	3,30	4,30	5,90	6.913	1,70	1,00	3,05	0,70	2,87
4,10	3,30	4,30	5,90	7.423	1,80	1,00	3,05	0,70	2,95
4,10	3,30	4,30	5,90	8.881	1,80	1,00	3,05	0,70	2,95

(1) ALTURA LIBRE, H , DESDE LA CRUCETA INFERIOR AL SUELO

(2) LAS DIMENSIONES DE LAS CIMENTACIONES HAN SIDO CALCULADAS CONSIDERANDO UN TERRENO DE RESISTENCIA CARACTERISTICA A COMPRESIÓN DE 2,5 Kg./cm<sup>2</sup> Y UN ÁNGULO DE ARRANQUE DE TIERRAS DE 30°

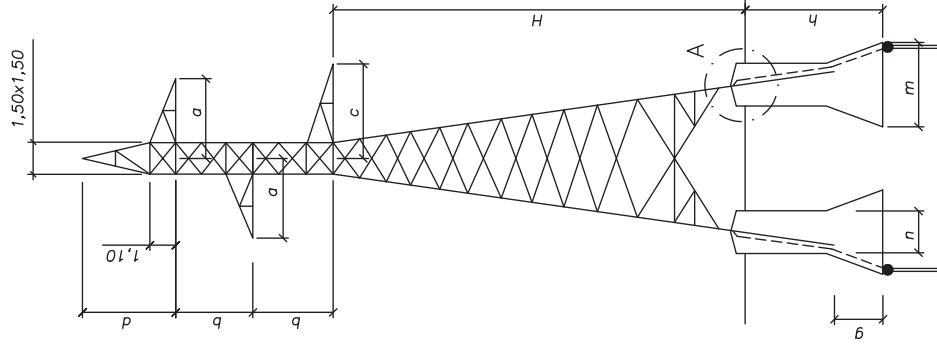


EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
 M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCIA  
 N°. COL. 3694/2924

PROYECTO:	PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANAS – ST LIMITE	FECHA: DICIEMBRE – 2017
PLANO:	APOYOS TIPO MADE. SERIE DRAGO (TIPO 1000 ARMADO F41)	ESCALA: S/E
		PLANO N°. 5
		HOUAR: 2 DE 4

LA REPRESENTACIÓN DE LOS DIBUJOS ES ESQUEMATICA  
 NO PRESUPONE DIMENSIONES NI NUMERO DE ELEMENTOS

APOYOS FABRICANTE MADE  
 SERIE DRAGO  
 TIPO 3200 ARMADO F41



TIPO 3200 ARMADO F41									
DIMENSIONES			ALTIMETRIA H (1) m.	PESO TOTAL Kg.	CIMENTACIÓN DE SECCIÓN CUADRADA (EXCAVACIÓN) (2)				
a m.	b m.	c m.			d m.	m (m)	n (m)	h (m)	g (m)
4,10	3,30	4,30	5,90	7.817	2,60	1,30	3,80	1,20	7,17
4,10	3,30	4,30	5,90	8.918	2,70	1,30	3,80	1,30	7,57
4,10	3,30	4,30	5,90	12.990	2,70	1,30	3,80	1,30	7,57

(1) ALTURA LIBRE, H , DESDE LA CRUCETA INFERIOR AL SUELO

(2) LAS DIMENSIONES DE LAS CIMENTACIONES HAN SIDO CALCULADAS CONSIDERANDO UN TERRENO DE RESISTENCIA CARACTERISTICA A COMPRESIÓN DE 2,5 Kg./cm<sup>2</sup> Y UN ÁNGULO DE ARRANQUE DE TIERRAS DE 30°



EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
 M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCIA  
 N°. COL. 3694/2924

PROYECTO:

PROYECTO LÍNEA AÉREA DE 220KV.  
 ST PARRANGANAS – ST LIMITE

FECHA: DICIEMBRE – 2017

ESCALA: S/E

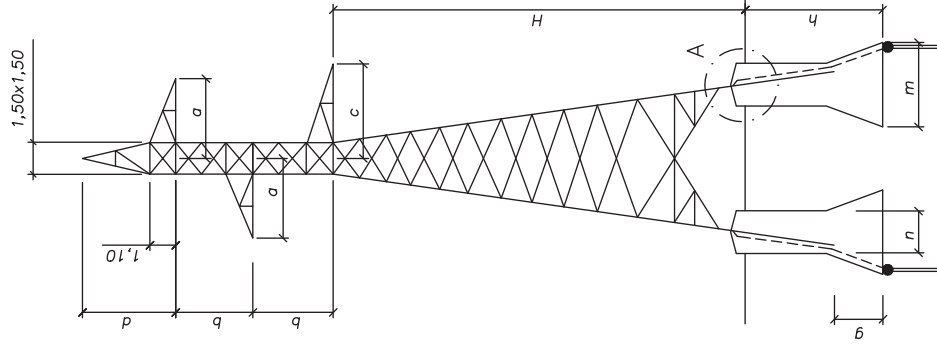
PLANO N°. 5

HOUAR: 3 DE 4

LA REPRESENTACIÓN DE LOS DIBUJOS ES ESQUEMÁTICA  
 NO PRESUPONE DIMENSIONES NI NÚMERO DE ELEMENTOS

PLANO: APOYOS TIPO MADE. SERIE DRAGO (TIPO 3200 ARMADO F41)

APOYOS FABRICANTE MADE  
SERIE TEJO  
TIPO 6000 ARMADO H52 (T-4,7/2,75\_T)



TIPO 6000 ARMADO H52 (T-4,7/2,75_T)										
DIMENSIONES				ALTIMETRIA UTIL H (1) m.	PESO TOTAL Kg.	CIMENTACIÓN DE SECCIÓN CUADRADA (EXCAVACIÓN) (2)				
a m.	b m.	c m.	d m.			m (m)	n (m)	h (m)	g (m)	v (m <sup>3</sup> )
4,70	5,50	5,60	6,50	25,00	17.660	3,40	1,50	4,10	1,70	12,66
4,70	5,50	5,60	6,50	30,00	21.482	3,40	1,50	4,15	1,70	12,75

(1) ALTURA LIBRE, H , DESDE LA CRUCETA INFERIOR AL SUELO

(2) LAS DIMENSIONES DE LAS CIMENTACIONES HAN SIDO CALCULADAS CONSIDERANDO UN TERRENO DE RESISTENCIA CARACTERISTICA A COMPRESIÓN DE 2,5 Kg./cm<sup>2</sup> Y UN ÁNGULO DE ARRANQUE DE TIERRAS DE 30°



EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCIA  
N°. COL. 3694/2924

PROYECTO:

PROYECTO LÍNEA AÉREA DE 220KV.  
ST PARRANGANAS – ST LIMITE

FECHA: DICIEMBRE – 2017

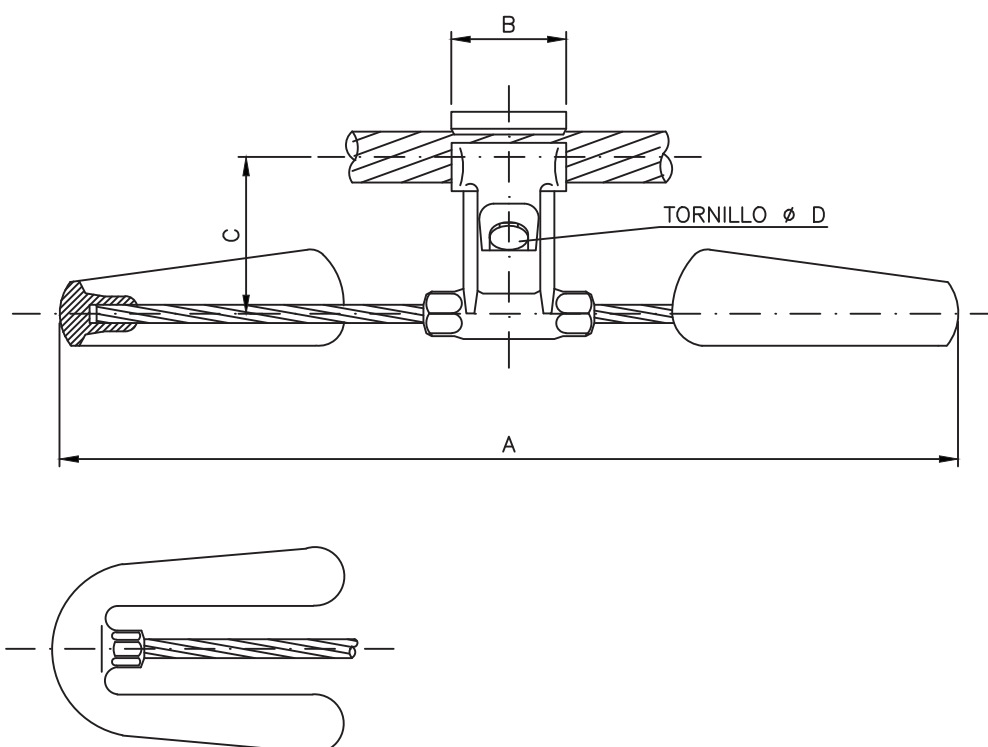
ESCALA: S/E

PLANO N°. 5

HOUAR: 4 DE 4

LA REPRESENTACIÓN DE LOS DIBUJOS ES ESQUEMÁTICA  
NO PRESUPONE DIMENSIONES NI NÚMERO DE ELEMENTOS

## AMORTIGUADOR TIPO "STOCKBRIDGE"



CONDUCTOR		DIÁMETROS LIMITES		DIMENSIONES (mm)				PESO APROXIMADO (kg)
TIPO	Ø (mm)	MÍNIMO	MÁXIMO	A	B	C	Ø D	
LA-380	25.38	21.50	30	489	60	85	M-12	3.27
OPGW 53G/68Z	15.30	12.00	17.50	421	55	65	M-10	2.35



EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCÍA  
Nº. COL. 3694/2924

PROYECTO:

PROYECTO LÍNEA AÉREA DE 220KV.  
ST PARRANCANAS - ST LIMITE

FECHA: DICIEMBRE - 2017

ESCALA: S/E

PLANO:

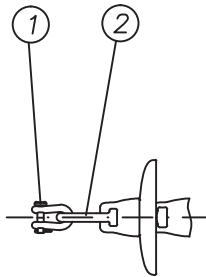
AMORTIGUADORES

PLANO N°. 1

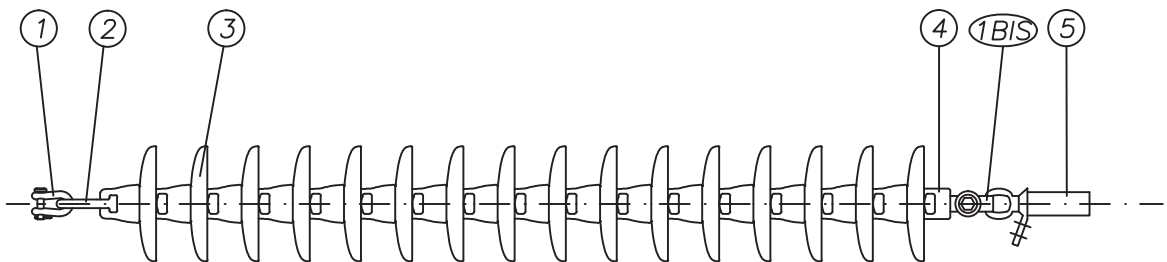
HOJA: 1 DE 1

MONTAJE CADENA DE AMARRE SIMPLE COMPRIMIDO PARA 220 KV  
CONDUCTOR: LA-380

PLANTA



ALZADO PRINCIPAL



5	1	GRAPA DE AMARRE A COMPENSACION PARA LA-380
4	1	RÓTULA CORTA R16
3	16	AISLADOR DE CAPERUZA Y VÁSTAGO U120BS/146
2	1	ANILLA BOLA AB16
1BIS	1	GRILLETE NORMAL GN 14000 daN Ø16 mm T
1	1	GRILLETE NORMAL GN 18000 daN Ø18 mm T
Marca	Nº Piezas	Denominación



EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCÍA  
Nº. COL. 3694/2924

PROYECTO:

PROYECTO LÍNEA AÉREA DE 220KV.  
ST PARRANCANAS - ST LIMITE

FECHA: DICIEMBRE - 2017

ESCALA: S/E

PLANO:

CADENAS AISLAMIENTO AMARRE SIMPLE

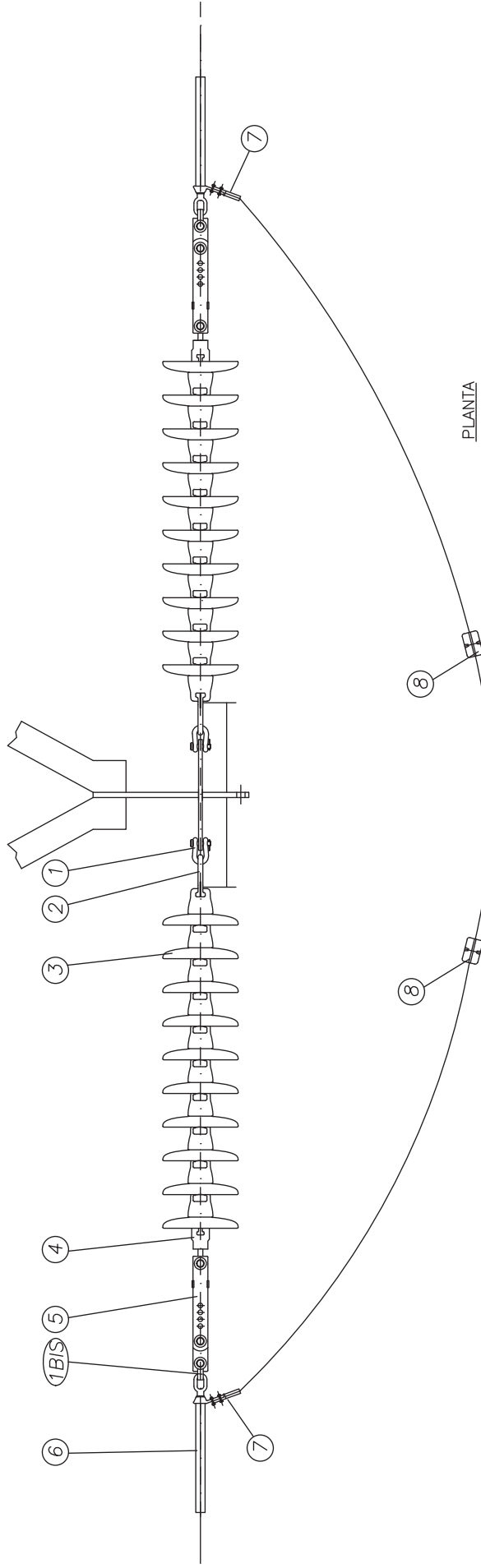
PLANO N°. 1

HOJA: 1 DE 1

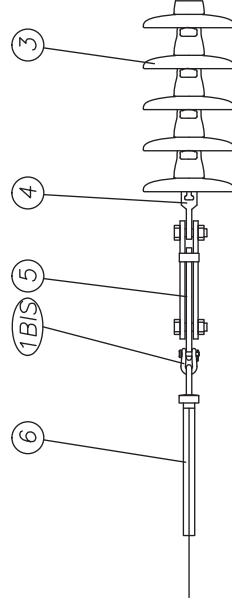


MONTAJE CADENA DE AMARRE CON GRAPA A COMPRESIÓN Y PUENTE COMPRIMIDO PARA 220 KV  
CONDUCTOR: LA-380

ALZADO PRINCIPAL



PLANTA



8	1+1	CONTRAPESOS DE 10 kg. PARA BUCLE DE CABLE LA-380
7	1+1	COLAS DE COMPRESIÓN PARA LA-380
6	1+1	GRAPA DE AMARRE A COMPRESIÓN PARA LA-380
5	1+1	TENSOR DE CORREDERA MÍNIMO 443 mm. MÁXIMO 608 mm.
4	1+1	RÓTULA CORTA R16A
3	16+16	ASLADOR DE CAPERUZA Y VASTAGO U120BS/146
2	1+1	ANILLA BOLA AB16
1BIS	1+1	GRILLETE NORMAL GN 14000 ddn ø16 mm T
1	1+1	GRILLETE NORMAL GN 18000 ddn ø18 mm T
Marca	N° Piezas	D e n o m i n a c i o n



EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCIA  
N.º COL. 3694/2924

PROYECTO: PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV.  
ST PARRANCANAS - ST LIMITE

FECHA: DICIEMBRE - 2017

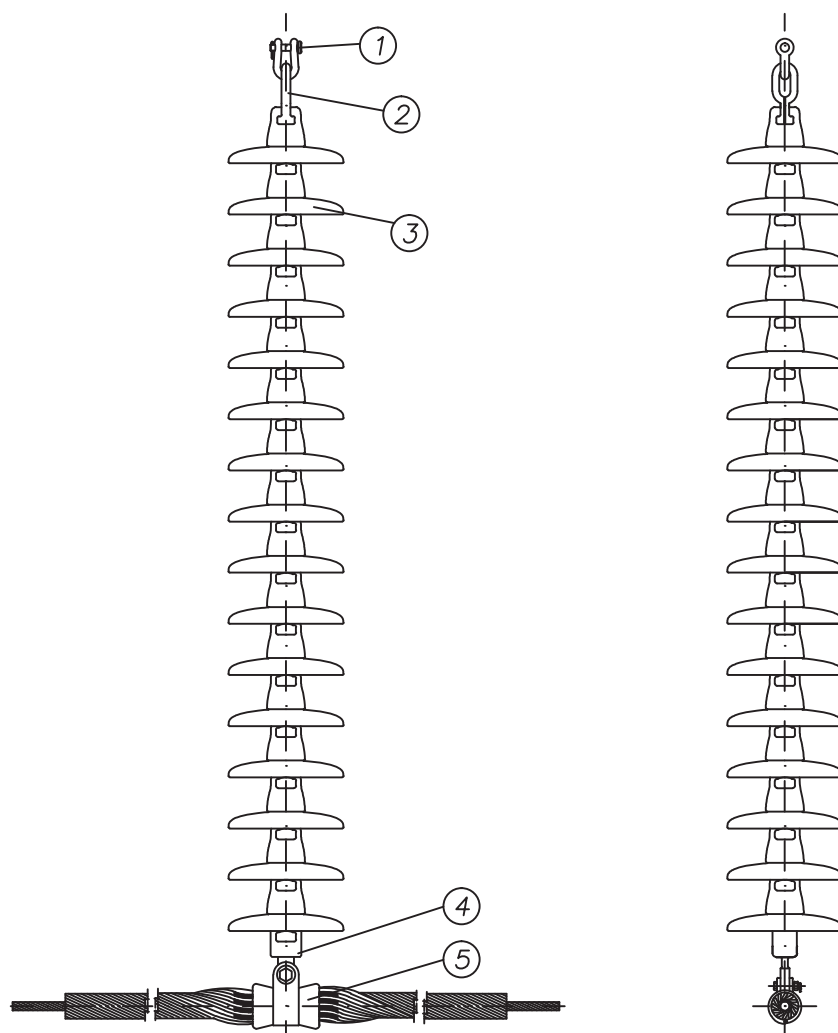
ESCALA: S/E

PLANO N.º: 1

HOUA: 1 DE 1

PLANOS: CADENAS AISLAMIENTO AMARRE

MONTAJE CADENA DE SUSPENSIÓN CON GRAPA ARMADA TIPO GSA PARA 220 kV  
CONDUCTOR: LA-380



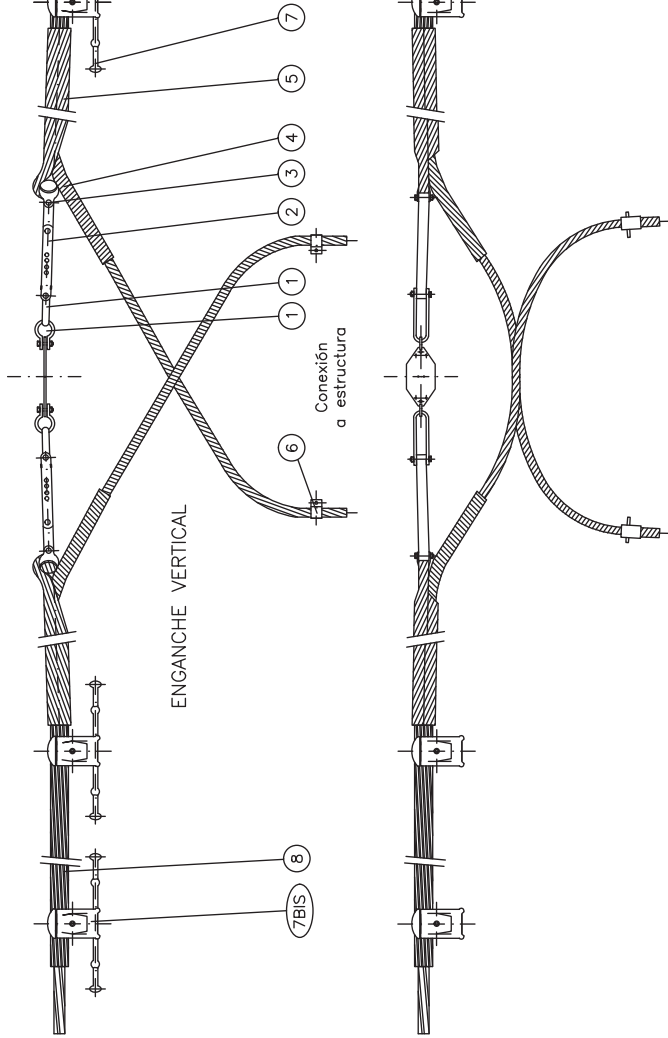
5	1	GRAPA DE SUSPENSIÓN ARMADA TIPO GSA PARA LA-380
4	1	RÓTULA CORTA R16
3	16	AISLADOR DE CAPERUZA Y VÁSTAGO U120BS/146
2	1	ANILLA DE BOLA AB16
1	1	GRILLETE NORMAL GN 18000 daN Ø18mm T
Marca	Nº Piezas	Denominación



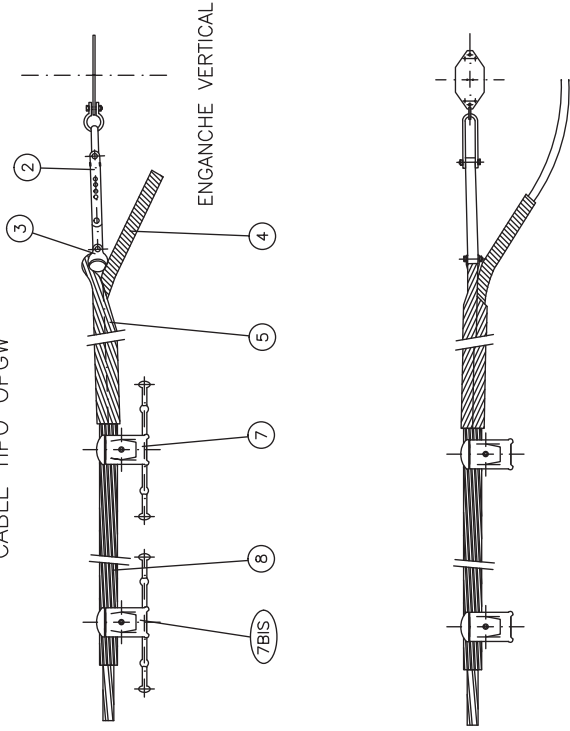
EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCÍA  
Nº. COL. 3694/2924

PROYECTO:	PROYECTO LÍNEA AÉREA DE 220KV. ST PARRANCANAS - ST LIMITE	FECHA:	DICIEMBRE - 2017
		ESCALA:	S/E
PLANO:	CADENAS AISLAMIENTO SUSPENSIÓN	PLANO Nº.	1
		HOJA:	1 DE 1

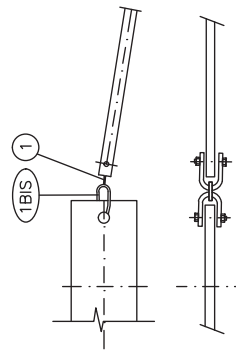
ESQUEMA BICONJUNTO CADENA F.O.  
AMARRE BAJANTE COMPLETO  
CABLE TIPO OPGW



ESQUEMA CONJUNTO CADENA F.O.  
AMARRE BAJANTE SENCILLO  
CABLE TIPO OPGW



ENGANCHE HORIZONTAL

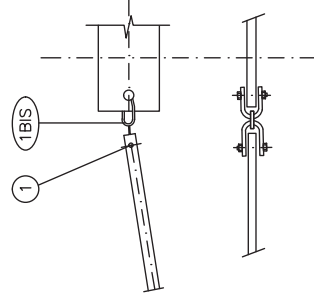


POS.	HERRAJES	CANTIDAD ENGANCHE	
		VERTICAL	HORIZONTAL
1	GRILLETE RECTO CON TORNILLO	4	2
1BIS	GRILLETE REVIRADO CON TORNILLO	-	2
2	TIRANTE	2	2
3	HORQUILLA GUARDACABOS	2	2
4	EMPALME DE PROTECCIÓN	2	2
5	RETENCIÓN	2	2
6	GRAPA CONEXIÓN SENCILLA	2	2
7	ANTIVIBRADORES	2	2
7BIS	ANTIVIBRADORES OPCIONALES	-	-
8	VARILLAS DE PROTECCIÓN	2	2

\* \*

\* SE COLOCARÁN SEGÚN NECESIDADES

ENGANCHE HORIZONTAL



POS.	HERRAJES	CANTIDAD ENGANCHE	
		VERTICAL	HORIZONTAL
1	GRILLETE RECTO CON TORNILLO	2	1
1BIS	GRILLETE REVIRADO CON TORNILLO	-	1
2	TIRANTE	1	1
3	HORQUILLA GUARDACABOS	1	1
4	EMPALME DE PROTECCIÓN	1	1
5	RETENCIÓN	1	1
6	GRAPA CONEXIÓN SENCILLA	1	1
7	ANTIVIBRADORES	1	1
7BIS	ANTIVIBRADORES OPCIONALES	-	-
8	VARILLAS DE PROTECCIÓN	1	1

\* \*

\* SE COLOCARÁN SEGÚN NECESIDADES



EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCIA  
N.º COL. 3694/2924

PROYECTO:

PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV.  
ST PARRANGANAS - ST LIMITE

FECHA: DICIEMBRE - 2017

ESCALA: S/E

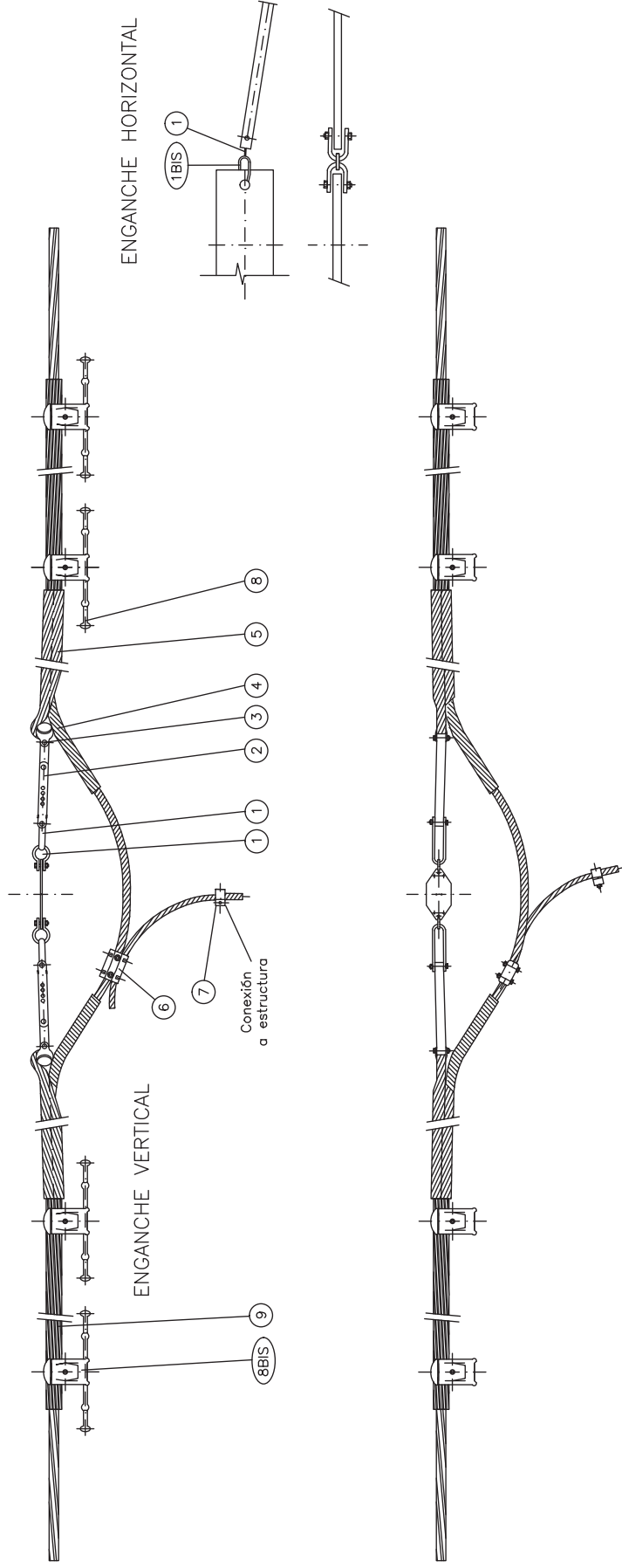
PLANO N.º: 1

HOUA: 1 DE 1

PLANO:

CADENAS Y HERRAJES CABLE DE TIERRA OPGW  
AMARRE BAJANTE

ESQUEMA BICONJUNTO CADENA F.O.  
 AMARRE PASANTE  
 CABLE TIPO OPGW



POS.	HERRAJES	CANTIDAD	
		VERTICAL	HORIZONTAL
1	GRILLETE RECTO CON TORNILLO	4	2
1BIS	GRILLETE REVIRADO CON TORNILLO	-	2
2	TIRANTE	2	2
3	HORQUILLA GUARDACABOS	2	2
4	EMPALME DE PROTECCIÓN	2	2
5	RETENCIÓN	2	2
6	GRAPA CONEXIÓN PARALELA	1	1
7	GRAPA CONEXIÓN SENCILLA	1	1
8	ANTIVIBRADORES	2	2
8BIS	ANTIVIBRADORES OPCIONALES	2	2
9	VARILLAS DE PROTECCIÓN	2	2

\* SE COLOCARÁN SEGUN NECESIDADES



EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
 M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCIA  
 N°. COL. 3694/2924

PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV.  
 ST PARRANGANAS - ST LIMITE

PLANOS:  
 CADENAS Y HERRAJES  
 CABLE DE TIERRA OPGW  
 AMARRE PASANTE

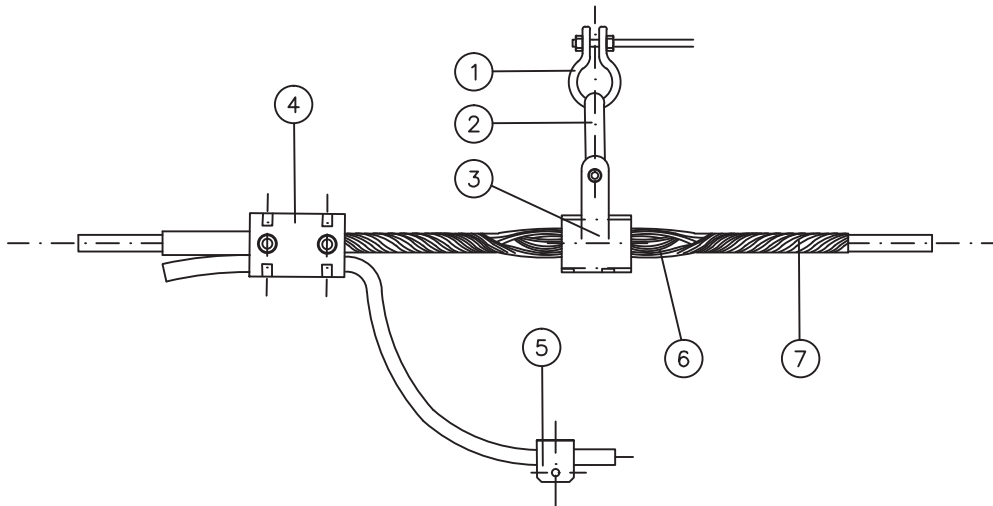
FECHA: DICIEMBRE - 2017

ESCALA: S/E

PLANO N°. 1

HUJAR: 1 DE 1

ESQUEMA CONJUNTO CADENA SUSPENSION F.O.  
CABLE TIPO OPGW



POS.	HERRAJES	CANTIDAD
		ENGANCHE VERTICAL
1	GRILLETE RECTO	1
2	ESLABÓN REVIRADO	1
3	GRAPA DE SUSPENSIÓN ARMADA	1
4	GRAPA CONEXIÓN PARALELA	1
5	GRAPA CONEXIÓN A TORRE	1
6	INSERTO GOMA NEOPRENO	1
7	VARILLAS PREFORMADAS	1



EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCÍA  
N°. COL. 3694/2924

PROYECTO:

PROYECTO LÍNEA AÉREA DE 220KV.  
ST PARRANCANAS - ST LIMITE

FECHA: DICIEMBRE - 2017

ESCALA: S/E

PLANO:

CADENAS Y HERRAJES  
CABLE DE TIERRA OPGW  
SUSPENSIÓN

PLANO N°. 1

HOJA: 1 DE 1

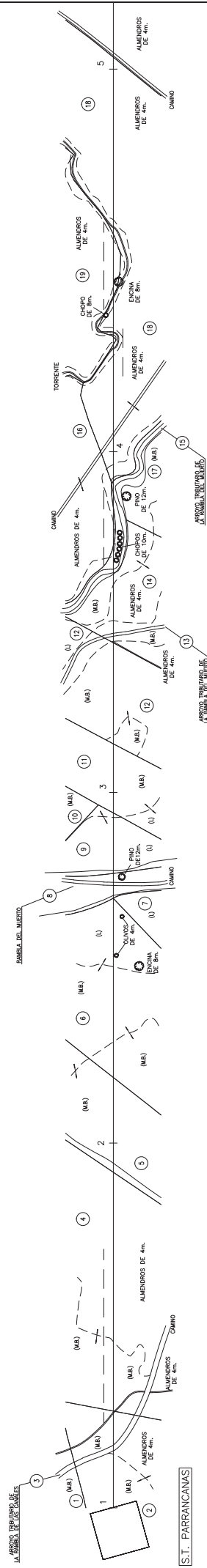
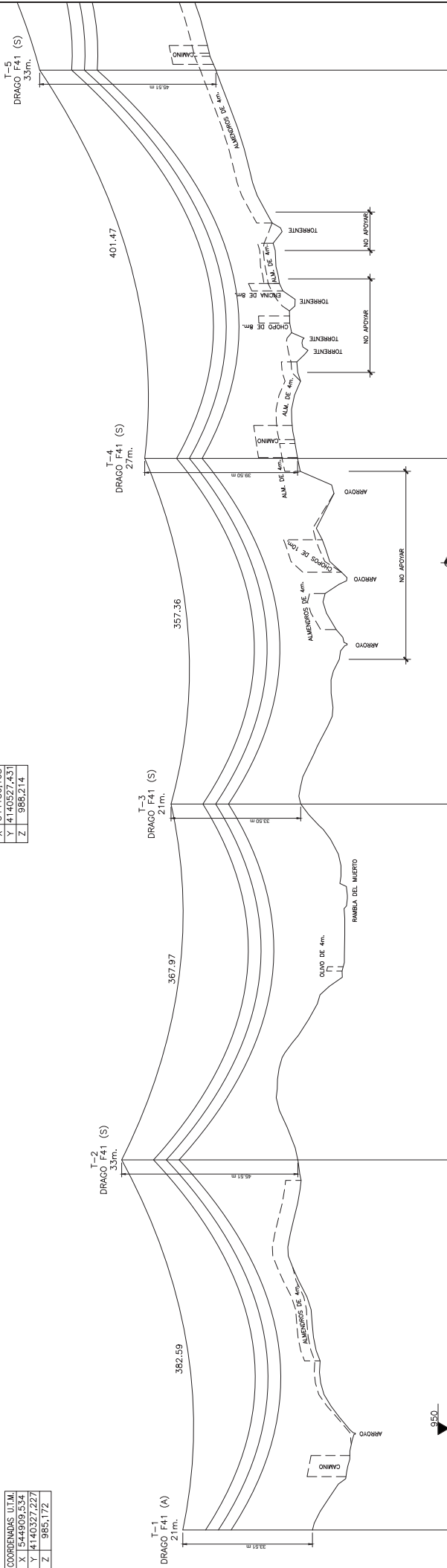
COORDENADAS UTM  
 X 543454.831  
 Y 4140729.841  
 Z 1010.127

COORDENADAS UTM  
 X 543804.513  
 Y 4140633.061  
 Z 990.522

COORDENADAS UTM  
 X 544160.108  
 Y 4140374.311  
 Z 983.214

COORDENADAS UTM  
 X 544540.802  
 Y 4140429.280  
 Z 988.958

COORDENADAS UTM  
 X 544690.534  
 Y 4140377.227  
 Z 985.172



TÉRMINO MUNICIPAL DE TIJOLA  
 PROVINCIA DE ALMERÍA

DISEÑO			COMPROBADO			AUTORIZADO		
FECHA	PROYECTO	PROYECTISTA	FECHA	PROYECTO	PROYECTISTA	FECHA	PROYECTO	PROYECTISTA
1 DE 7								
2 DE 7								
3 DE 7								
4 DE 7								
5 DE 7								
6 DE 7								
7 DE 7								

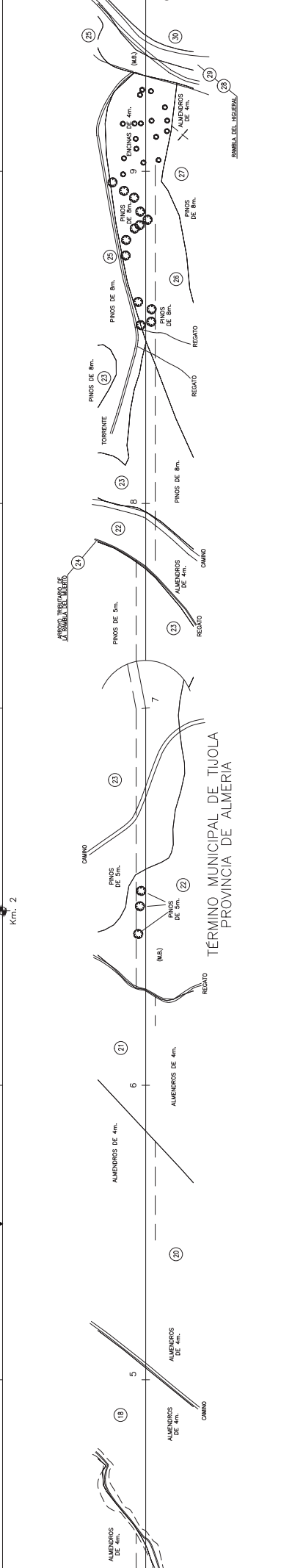
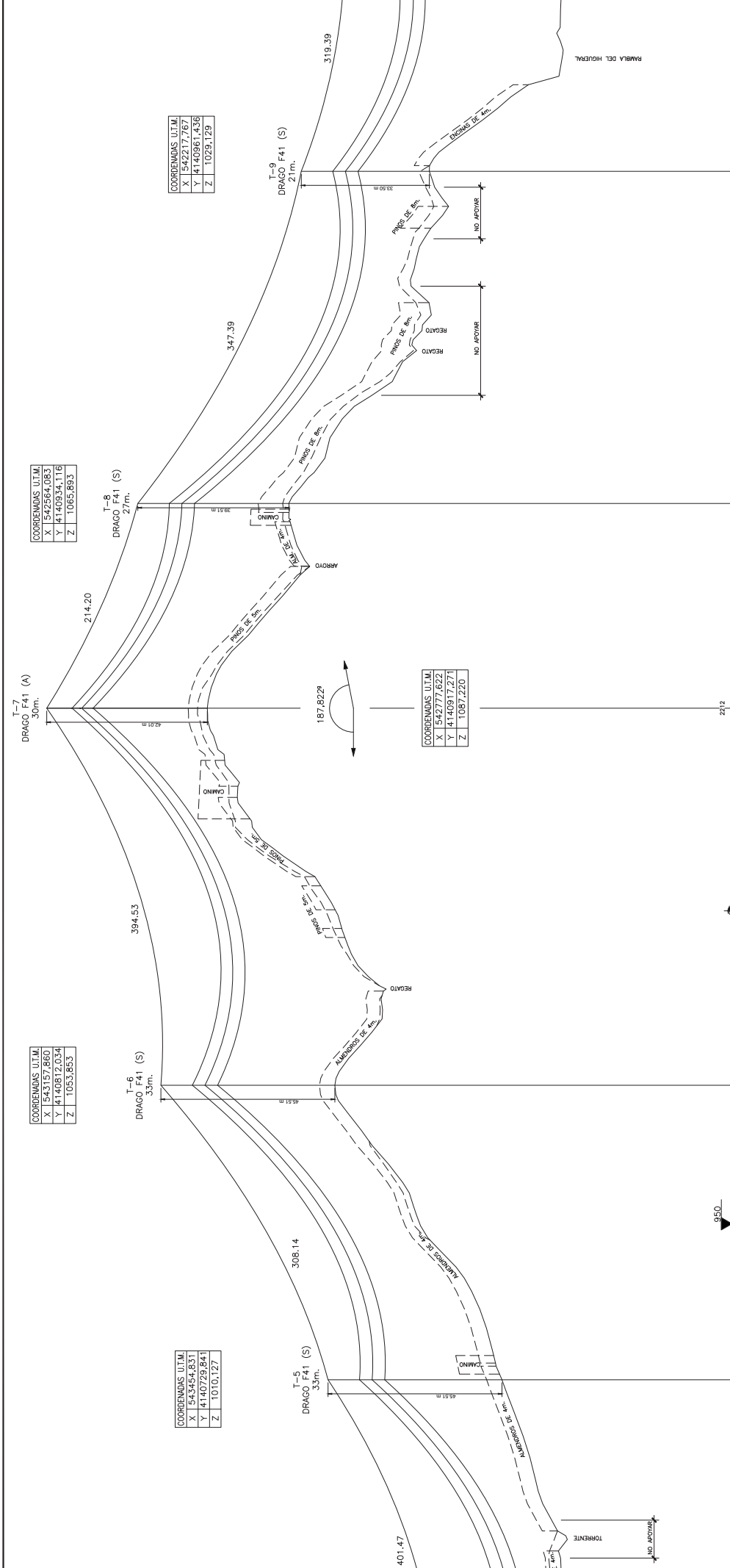
ESCALA: V=1:500 H=1:2000

PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV.  
 ST PARRANCANAS - ST LIMITE

PLANIMETRIA

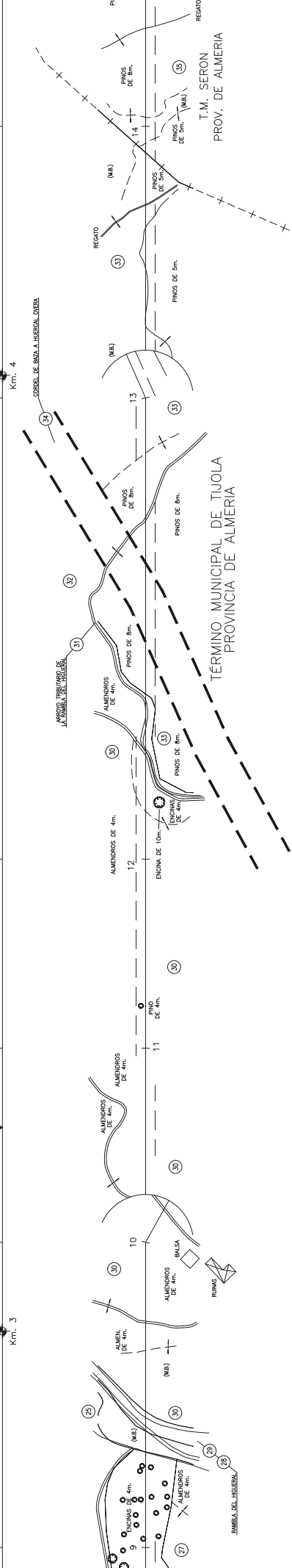
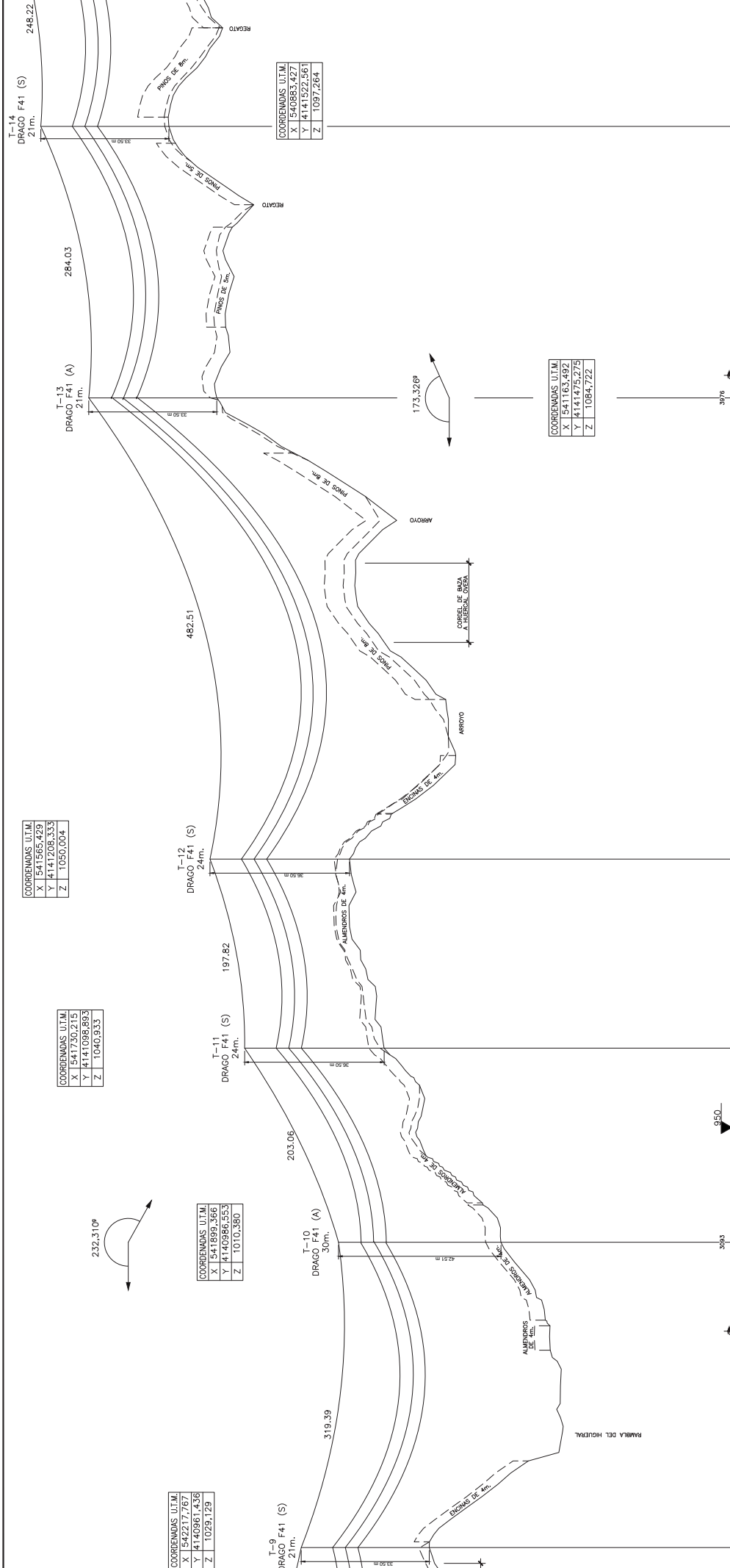
PLANTA Y PERFIL

© PARRANCANAS S.L. S.A.  
 MAQUINADO, INGENIERIA  
 Y ARQUITECTURA



© FOMENTO NACIONAL DE ESPAÑA MAPAS Y PLANOS DE INGENIERIA	Fecha:	Revisado:	Dibuja:	Comprado:	Aprobado:
	Escala: V=1:500 H=1:2,000	TÍTULO DEL MAPA: PLANTA Y FOTIA			
PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANAS - ST LIMITE					
Hoja: 2 DE 7 Fecha:					

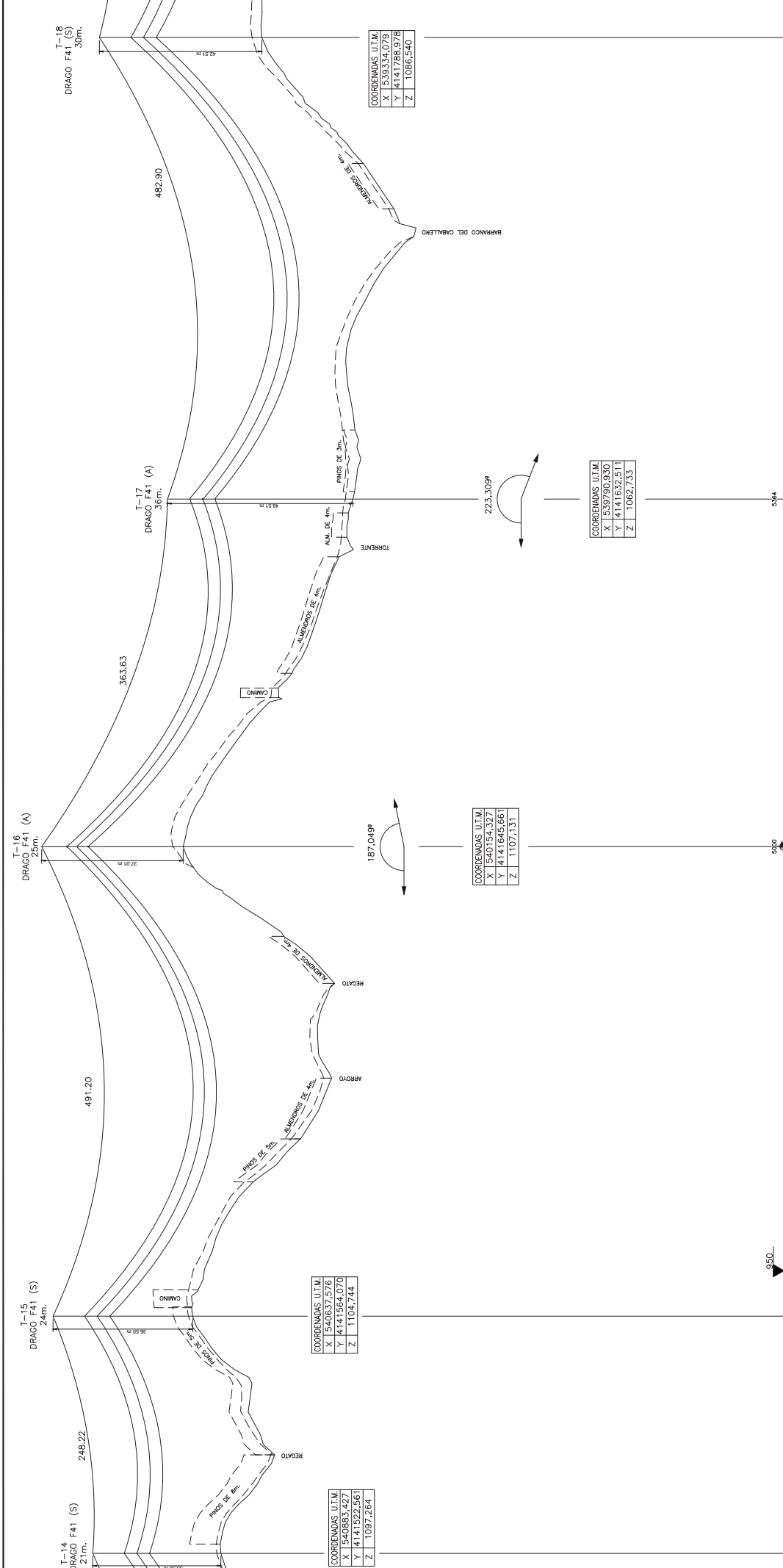




O. PLANIFICADORA DEL I.B.M. MAPAS Y PLANOS S.L. CALLE ALBAZAR, 10 04002 ALMERIA	ESCALA: V=1:600 H=1:20,000	PLANTA VERBAL	PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANAS - ST LIMITE	Hoja 3 DE 7
				03







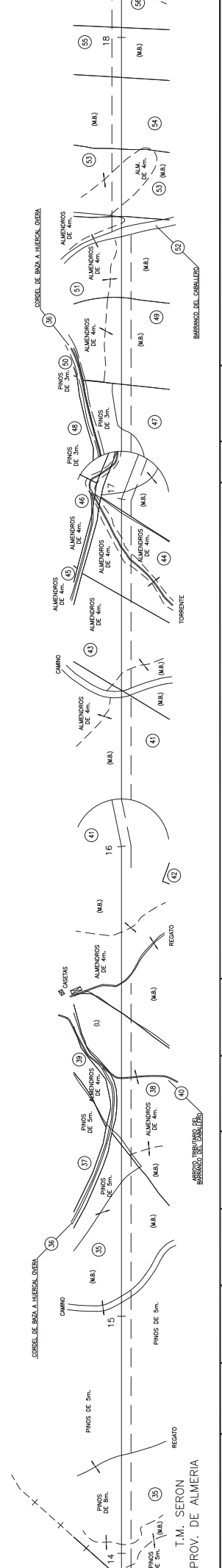
COORDENADAS U.T.M.	
X	539.34.079
Y	4141786.978
Z	1086.540

COORDENADAS U.T.M.	
X	540637.576
Y	4141564.070
Z	1104.744

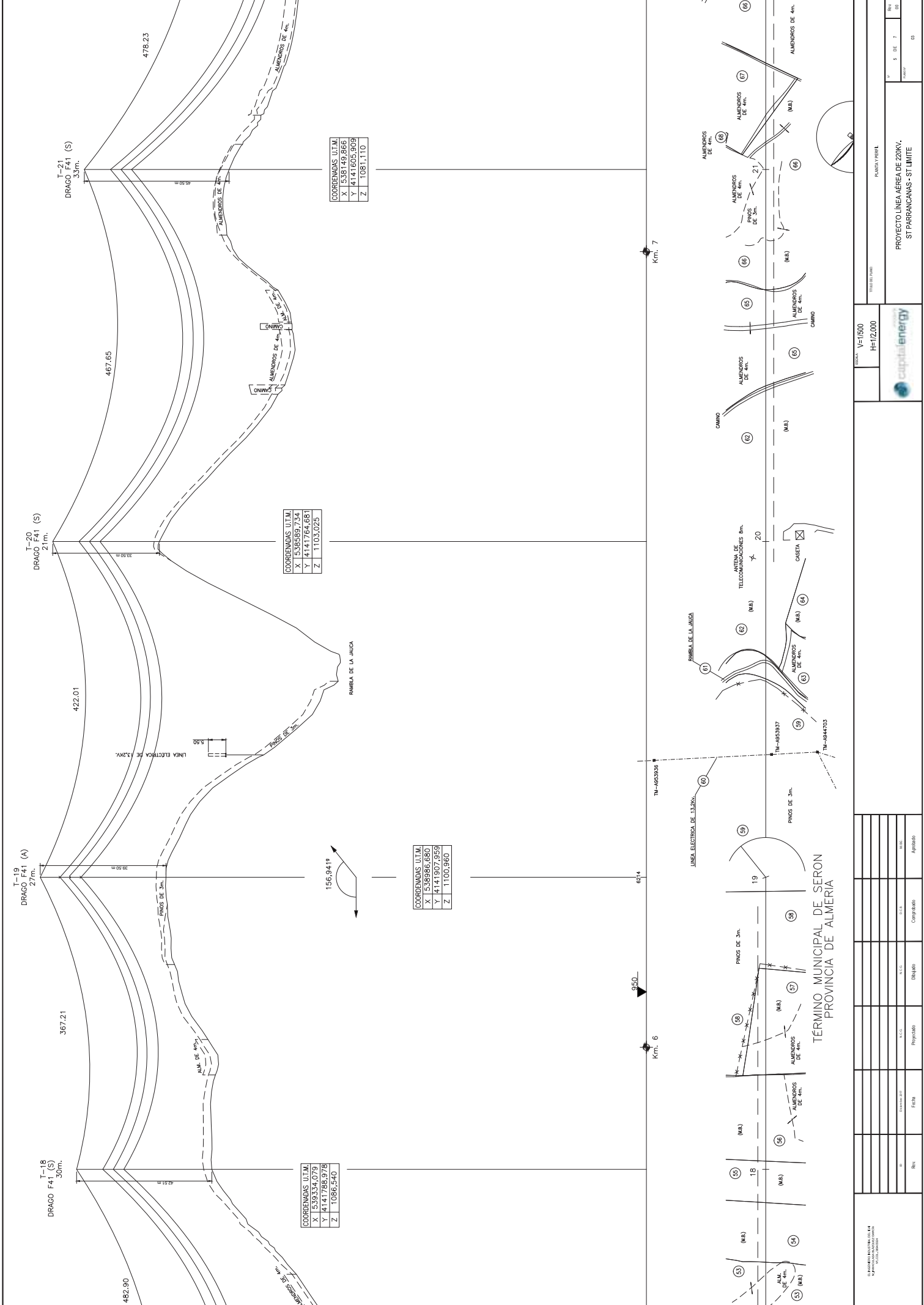
COORDENADAS U.T.M.	
X	540637.576
Y	4141564.070
Z	1097.264

COORDENADAS U.T.M.	
X	540154.327
Y	4141645.661
Z	1107.131

COORDENADAS U.T.M.	
X	539790.930
Y	4141632.511
Z	1062.733



T.M. SERON PROV. DE ALMERIA	PLANIMETRIA ESCALA: V=1:500 H=1:2.000		PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANCA - ST LIMITE	
			FECHA: 4 DE 7	Hoja: 03



COORDENADAS UTM

X	539149.866
Y	4141605.909
Z	1081.110

COORDENADAS UTM

X	539560.374
Y	413784.681
Z	1103.025

COORDENADAS UTM

X	538986.680
Y	4141907.859
Z	1100.960

COORDENADAS UTM

X	539334.079
Y	4141788.978
Z	1086.540

	ESCALA: V=1:500 H=1:2.000	TITULO DEL DISEÑO PLANTA Y PERIF.	PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANAS - ST LIMITE
TERMINO MUNICIPAL DE SERON PROVINCIA DE ALMERIA		KM. 6      KM. 7	
05 DE 07 DE 03	05 DE 07 DE 03	05 DE 07 DE 03	05 DE 07 DE 03

COORDENADAS ULTIM.			
X	537401.817		
Y	4141525.438		
Z	1051.281		

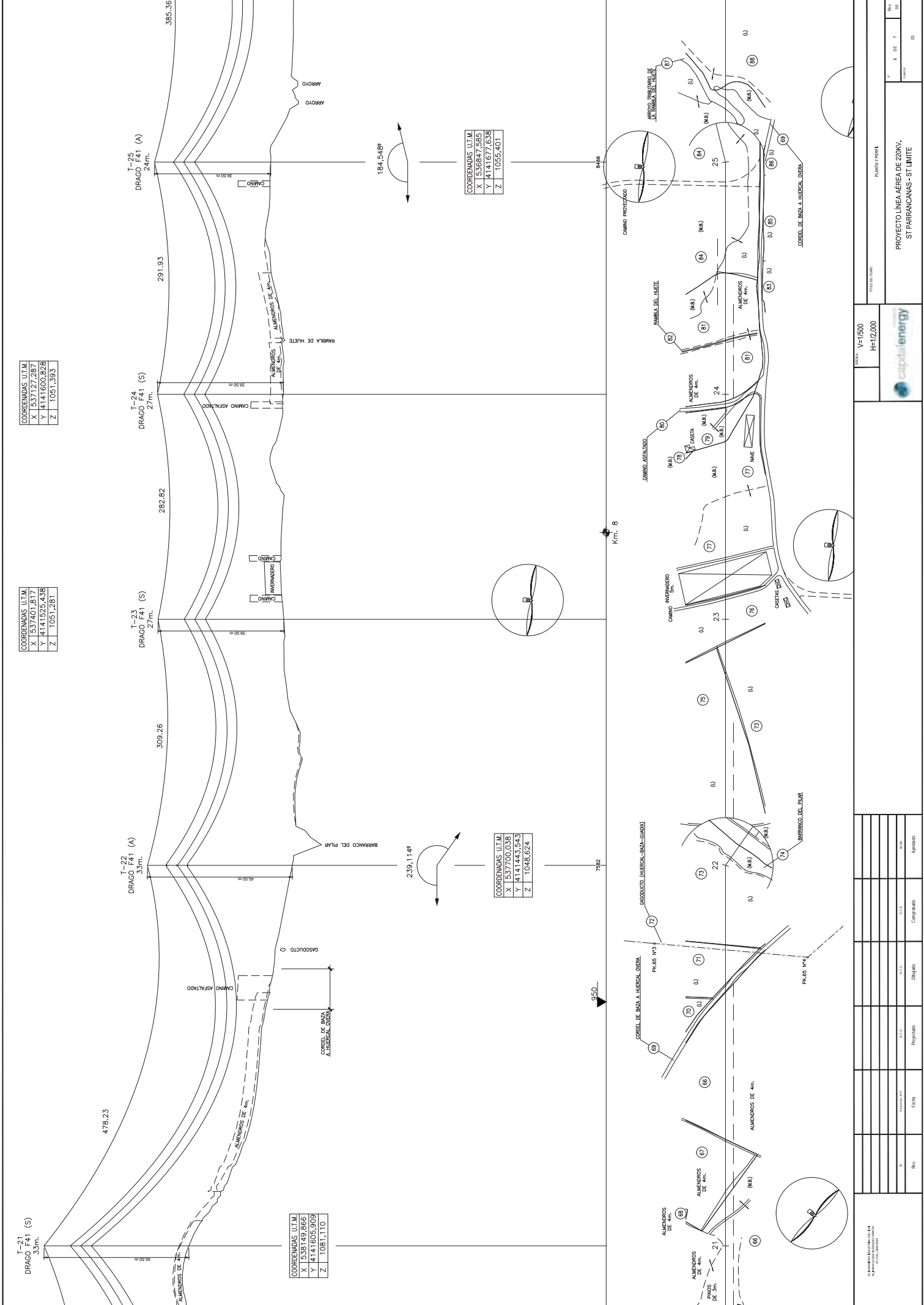
COORDENADAS ULTIM.			
X	537401.817		
Y	4141525.438		
Z	1051.281		

COORDENADAS ULTIM.			
X	537401.817		
Y	4141525.438		
Z	1051.281		

COORDENADAS ULTIM.			
X	538149.866		
Y	4141605.909		
Z	1081.110		

COORDENADAS ULTIM.			
X	536847.585		
Y	4141677.636		
Z	1055.401		

COORDENADAS ULTIM.			
X	537700.038		
Y	4141443.543		
Z	1048.624		



01 PLAN DE BAZA A LIBERAL OVERTA MAPA DE BAZA A LIBERAL OVERTA ESCALA: V=1:500 H=1:20.000	PLAN Y FERIA TITULO Y NÚMERO	PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANAN - ST LIMITE	7 DE 7	03
			6 DE 7	03
01 PLAN DE BAZA A LIBERAL OVERTA MAPA DE BAZA A LIBERAL OVERTA ESCALA: V=1:500 H=1:20.000	PLAN Y FERIA TITULO Y NÚMERO	PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANAN - ST LIMITE	7 DE 7	03
01 PLAN DE BAZA A LIBERAL OVERTA MAPA DE BAZA A LIBERAL OVERTA ESCALA: V=1:500 H=1:20.000	PLAN Y FERIA TITULO Y NÚMERO	PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANAN - ST LIMITE	7 DE 7	03

COORDENADAS U.T.M.			
X	535700,141		
Y	4141706,664		
Z	1039,363		

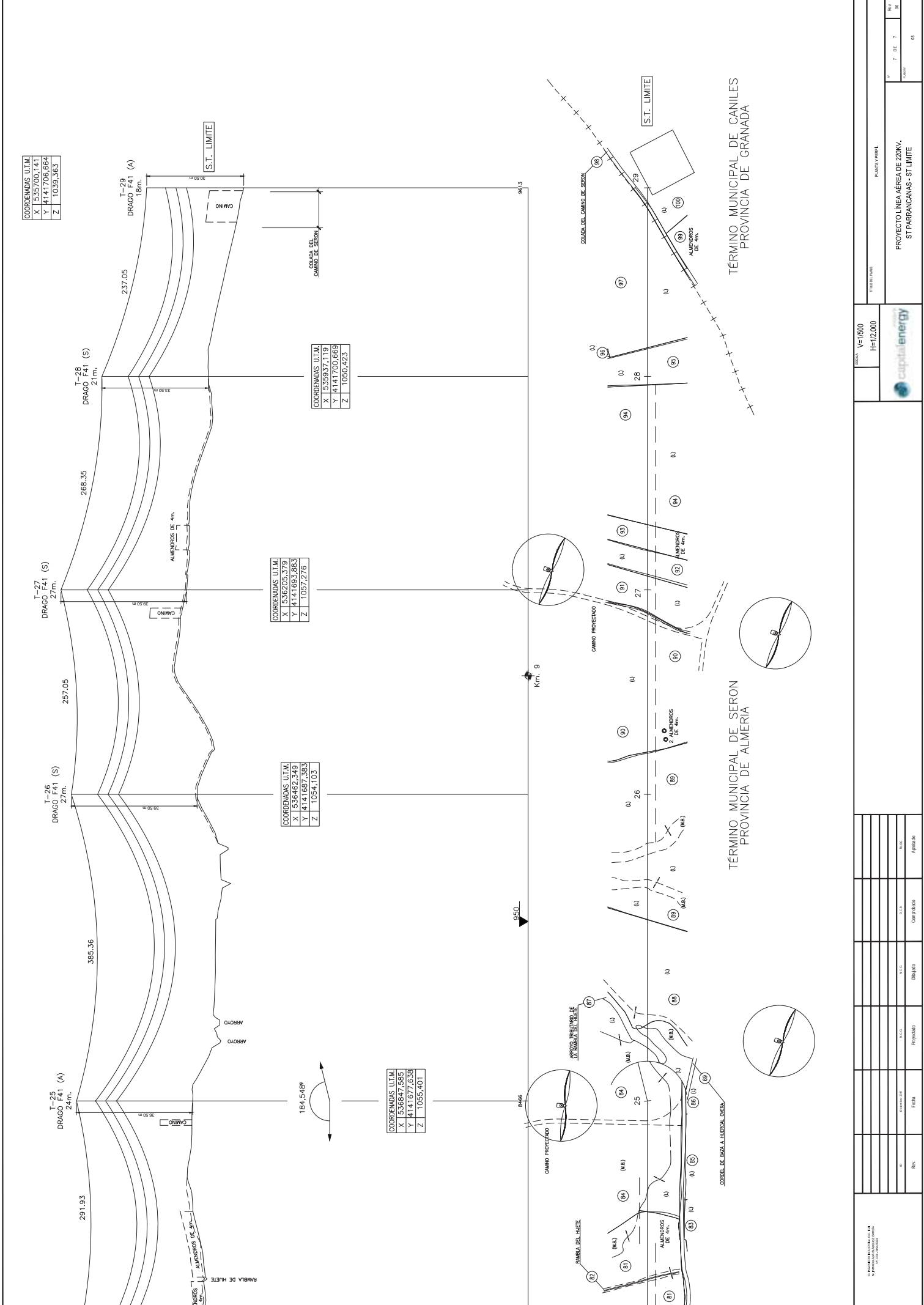
COORDENADAS U.T.M.			
X	536205,379		
Y	4141693,863		
Z	1057,276		

COORDENADAS U.T.M.			
X	536462,349		
Y	4141687,383		
Z	1054,103		

COORDENADAS U.T.M.			
X	536847,585		
Y	4141677,638		
Z	1055,401		

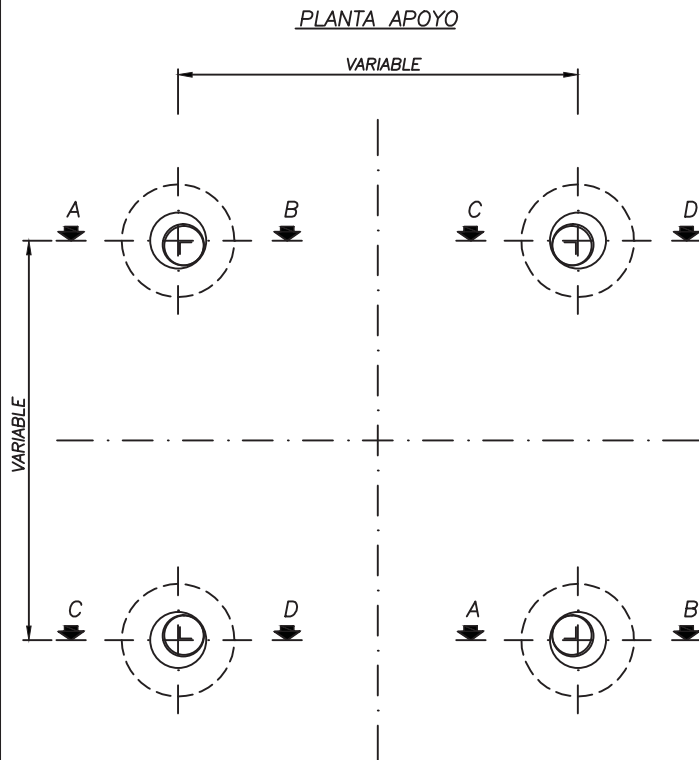
COORDENADAS U.T.M.			
X	535937,119		
Y	4141700,669		
Z	1050,423		

COORDENADAS U.T.M.			
X	535937,119		
Y	4141700,669		
Z	1050,423		

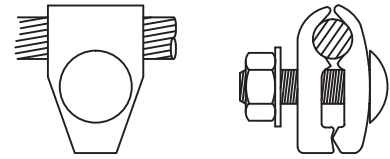


01 PLAN MUNICIPAL DE CANILES 02 PLAN MUNICIPAL DE SERON 03 PLAN MUNICIPAL DE GRANADA	ESCALA: V=1:500 H=1:20,000	PLANTA Y PERIL PROYECTO LINEA AEREA DE 220KV. ST PARRANGANCA-S.T LIMITE	7 DE 7	03
			03	03

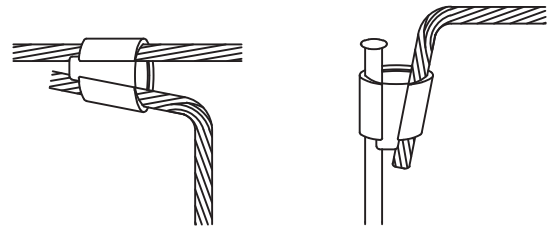
# CIMENTACIÓN FRACCIONADA ZONAS NO TRANSITADAS



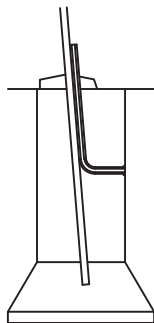
GRAPA CONEXIÓN CABLE DE TIERRA A APOYO



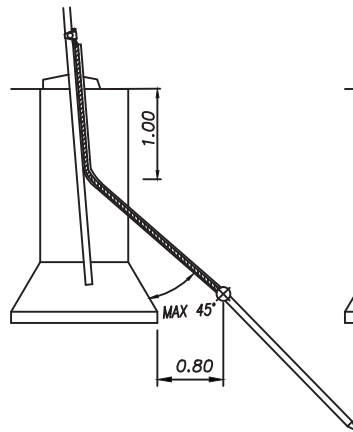
CONECTORES AMPACT PARA ENLACES Cu/Cu Y Cu/PICA EN PUESTA A TIERRA



SECCIÓN C - D

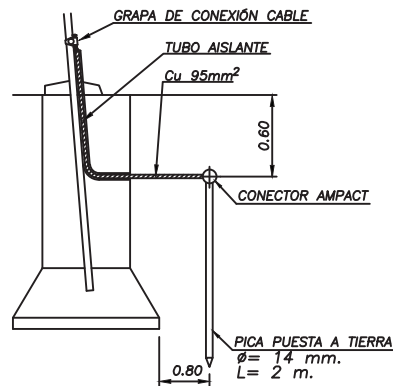


TIPO 1

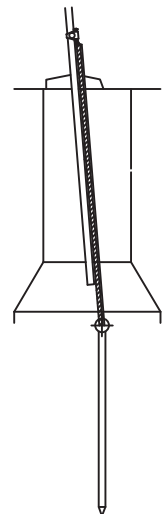


SECCIÓN A - B

TIPO 2



TIPO 3



**NOTA:**

Las Puestas a Tierra de los Apoyos cumplirán lo establecido en el Apartado 7 de la ITC-LAT-07 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión



EL INGENIERO INDUSTRIAL DEL ICAI  
M. INMACULADA BLAZQUEZ GARCÍA  
Nº. COL. 3694/2924

PROYECTO:

PROYECTO LÍNEA AÉREA DE 220KV.  
ST PARRANCANAS - ST LIMITE

FECHA: DICIEMBRE - 2017

ESCALA: S/E

PLANO:

PUESTA A TIERRA DE APOYOS CIMENTACION FRACCIONADA

PLANO Nº. 1

HOJA: 1 DE 1

# **BIBLIOGRAFÍA**

## 11 BIBLIOGRAFÍA

- [http://www.f2i2.net/documentos/lsi/LAT/Guia\\_ITC-LAT\\_07\\_oct13.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/LAT/Guia_ITC-LAT_07_oct13.pdf)
- [http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/el\\_transporte\\_electrico\\_y\\_su\\_impacto\\_ambiental.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/el_transporte_electrico_y_su_impacto_ambiental.pdf)
- [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_PER\\_2005-2010\\_8\\_de\\_gosto-2005\\_Completo.\(modificacionpag\\_63\)\\_Copia\\_2\\_301254a0.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.(modificacionpag_63)_Copia_2_301254a0.pdf)
- <http://www.juntadeandalucia.es/educacion/vscripts/wbi/w/rec/4135.pdf>
- <http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>
- <https://www.icaei.es/articulo-revista/metodo-de-calculo-real-de-puestas-a-tierra-en-lineas-de-alta-tension/>
- [https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/1644839/mod\\_resource/content/3/CAPITULO%2002%20ASPECTOS%20ELECTRICOS.pdf](https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/1644839/mod_resource/content/3/CAPITULO%2002%20ASPECTOS%20ELECTRICOS.pdf)
- [https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/1644845/mod\\_resource/content/2/CAPITULO%2003%20CALCULOS%20MECANICOS.pdf](https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/1644845/mod_resource/content/2/CAPITULO%2003%20CALCULOS%20MECANICOS.pdf)
- [https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/1644851/mod\\_resource/content/1/CAPITULO%2004%20APOYOS%20Y%20CIMENTACIONES.pdf](https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/1644851/mod_resource/content/1/CAPITULO%2004%20APOYOS%20Y%20CIMENTACIONES.pdf)
- [https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/1644857/mod\\_resource/content/2/CAPITULO%2005%20AISLAMIENTO.pdf](https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/1644857/mod_resource/content/2/CAPITULO%2005%20AISLAMIENTO.pdf)
- <http://www.campusenergia.com/blog/item/427-factores-influyentes-en-la-selecci%C3%B3n-del-emplazamiento-de-un-parque-e%C3%B3lico>